

# 10

Colección **Estudios e Informes**

## El desarrollo de las energías renovables en la Comunidad Autónoma del País Vasco



**CES  
EGAB**

Consejo Económico  
y Social Vasco

Euskadiko Ekonomia eta Gizarte  
Arazoetarako Batzordea



# 10

Colección Estudios e Informes

## El desarrollo de las energías renovables en la Comunidad Autónoma del País Vasco



CES  
EGAB

Consejo Económico  
y Social Vasco

Euskadiko Ekonomia eta Gizarte  
Arazoetarako Batzordea

Aprobado por el Pleno del CES Vasco el 23 de diciembre de 2011  
Aprobado por la Comisión de Desarrollo Económico el 15 de diciembre de 2011  
Responsable en CES Vasco: Arantza López de Munain  
© Edita: Consejo Económico y Social Vasco  
Gran Vía, 81-7.ª planta  
48011 Bilbao  
Maquetación y fotomecánica: Laster Grafika, S.L.  
Impresión: Gestingraf, S.A.L.  
Depósito Legal: BI-619-12

# Índice

<b>CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN</b> .....	11
<b>CAPÍTULO II: FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES Y RECURSOS RENOVABLES EN LA CAPV</b> .....	13
2.1. Características de las energías renovables.....	13
2.2. Las fuentes de energía renovable.....	13
2.2.1. Eólica.....	13
2.2.1.1. Introducción.....	13
2.2.1.2. Energía eólica on-shore.....	14
2.2.1.3. Energía eólica off-shore.....	14
2.2.1.4. Energía mini-eólica.....	16
2.2.2. Energía de los océanos.....	16
2.2.2.1. Introducción.....	16
2.2.2.2. Energía Mareomotriz.....	16
2.2.2.3. Energía Undimotriz.....	17
2.2.2.4. Energía de las corrientes marinas.....	21
2.2.2.5. Energía de gradiente salino.....	21
2.2.2.6. Energía maremotérmica.....	22
2.2.3. Biomasa.....	22
2.2.3.1. Introducción.....	22
2.2.3.2. Procesos de aprovechamiento de la biomasa.....	22
2.2.3.3. Tecnologías para la producción de energía eléctrica a partir de la biomasa.....	23
2.2.3.4. Tecnologías para la producción de energía térmica (calor y/o frío) a partir de la biomasa.....	24
2.2.4. Geotérmica.....	24
2.2.4.1. Introducción.....	24
2.2.4.2. La tierra como depósito térmico.....	24
2.2.4.3. Funcionamiento del sistema.....	25
2.2.4.4. Clasificación según temperatura.....	25
2.2.4.5. Sistemas de aprovechamiento de los recursos.....	26
2.2.4.5.1. Geotermia somera.....	26
2.2.4.5.2. Geotermia profunda.....	27
2.2.4.6. Aprovechamiento de la energía geotérmica mediante bomba de calor geotérmica.....	28
2.2.4.7. Sistemas de almacenamiento del calor geotérmico.....	28
2.2.5. Solar.....	28
2.2.5.1. Introducción.....	28
2.2.5.2. Tecnología y usos de energía solar.....	29
2.2.6. Hidroeléctrica (mini-hidráulica).....	32
2.2.6.1. Introducción.....	32
2.2.6.2. Tipos de centrales.....	33
2.3. Recursos renovables existentes en la CAPV.....	34
2.3.1. Magnitudes mínimas para el aprovechamiento del recurso.....	34
2.4. Evolución previsible de las tecnologías a 2020 y a 2050.....	36
2.4.1. Eólica.....	36
2.4.1.1. Horizonte 2020.....	36
2.4.1.2. Horizonte 2050.....	38
2.4.2. Energía de los océanos.....	39
2.4.2.1. Horizonte 2020.....	39
2.4.2.2. Horizonte 2050.....	40
2.4.3. Biomasa.....	41
2.4.3.1. Horizonte 2020.....	44
2.4.3.2. Horizonte 2050.....	44
2.4.4. Geotérmica.....	51
2.4.4.1. Horizonte 2020.....	52
2.4.4.2. Horizonte 2050.....	53
2.4.5. Solar.....	53
2.4.5.1. Horizonte 2020.....	56
2.4.5.2. Horizonte 2050.....	58
2.4.6. Minihidráulica.....	60
2.5. Resumen.....	60

**CAPÍTULO III: EL POTENCIAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LA CAPV EN EL HORIZONTE 2020**

3.1. Introducción.....	63
3.2. Descripción de la metodología para la evaluación del potencial.....	63
3.2.1. Fuentes renovables para generación eléctrica.....	64
3.2.2. Fuentes renovables para generación térmica.....	65
3.3. Potencial renovable 2020.....	65
3.4. Potencial renovable 2020: caso base y otras hipótesis.....	69

**CAPÍTULO IV: MARCO LEGISLATIVO-NORMATIVO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES. ELEMENTOS FRENO Y MOTORES. EXPERIENCIAS INTERNACIONALES**

4.1. Marco vigente normativo-legislativo.....	73
4.1.1. La política energética de la Unión Europea.....	73
4.1.2. Energía 2020: la propuesta actual de la Comisión Europea.....	77
4.1.3. La forja del mercado interior energético.....	79
4.1.4. Impulso de las infraestructuras energéticas: interconexión y desarrollo.....	81
4.1.5. Fomento de las energías renovables.....	82
4.1.6. Mejora de la eficiencia y reducción del consumo. Los Planes de Acción de Eficiencia Energética.....	85
4.1.7. Impulso a la investigación y grandes proyectos industriales. Plan Estratégico Europeo de la Tecnologías Energéticas (SET-PLAN).....	88
4.1.8. Epílogo: una última reflexión europea sobre el grado de progreso hacia las energías renovables.....	90
4.2. Planificación y regulación energética en España y la CAPV.....	91
4.2.1. Planificación energética.....	91
4.2.1.1. España.....	91
4.2.1.2. Euskadi.....	93
4.2.2. Marco normativo.....	95
4.2.2.1. Renovables para la generación eléctrica.....	96
4.2.2.1.1. Autorizaciones administrativas.....	96
4.2.2.1.2. Otras normativas de aplicación en la generación eléctrica.....	100
4.2.2.2. Renovables para Generación Térmica (Calefacción y Refrigeración).....	100
4.2.2.2.1. Autorizaciones administrativas.....	100
4.2.2.2.2. Otra normativa de aplicación a la generación térmica.....	101
4.3. Marco económico de las energías renovables.....	101
4.3.1. Renovables para Generación Eléctrica.....	102
4.3.2. Renovables para Generación Térmica (Calefacción y Refrigeración).....	106
4.3.3. Ayudas financieras a la inversión de las energías renovables.....	107
4.4. La aceptabilidad social: una nota sobre los parques eólicos en Euskadi.....	108
4.5. Instrumentos para la definición de un marco regulatorio optimizador del desarrollo de las energías renovables.....	110
4.5.1. Introducción.....	110
4.5.2. Principios para el desarrollo de un marco normativo.....	110
4.5.3. Esquemas para la regulación del mercado de las energías renovables.....	111
4.6. Identificación de los elementos freno y motores.....	113
4.6.1. Introducción.....	113
4.6.2. Fortalezas.....	113
4.6.3. Oportunidades.....	114
4.6.4. Debilidades.....	114
4.6.5. Amenazas.....	116
4.6.6. Síntesis.....	116
4.7. Experiencias internacionales para el impulso de las energías renovables.....	117

**CAPÍTULO V: IMPACTO SOCIO-ECONÓMICO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES**

5.1. Introducción.....	119
5.2. Un sector en expansión con grandes perspectivas de crecimiento.....	120
5.3. Perspectivas de desarrollo del sector.....	124

**CAPÍTULO VI: POTENCIAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LA CAPV EN EL HORIZONTE 2050**

6.1. Introducción y metodología.....	131
6.2. Estimación de la potencialidad en el horizonte 2050.....	131
6.2.1. Energía Eólica.....	131

6.2.2. Energía de la Biomasa y residuos.....	133
6.2.3. Energía Hidráulica.....	137
6.2.4. Energía de los Océanos.....	137
6.2.5. Energía Geotérmica.....	138
6.2.6. Energía Solar.....	138
6.3. Fuentes renovables para producción de calor.....	139
6.3.1. Energía Solar Térmica.....	139
6.3.2. Energía Geotérmica.....	140

**CAPÍTULO VII: PARTICIPACIÓN DEL POTENCIAL DE ENERGÍAS RENOVABLES EN EL CONSUMO ENERGÉTICO**..... 143

7.1. Introducción.....	143
7.2. Escenarios de crecimiento del PIB.....	143
7.2.1. Escenarios de crecimiento del consumo de energía primaria.....	144
7.2.2. Tasa de autoabastecimiento renovable.....	149

**CAPÍTULO VIII: ESCENARIOS DE DESARROLLO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LA CAPV**..... 151

8.1. Introducción y objetivos.....	151
8.1.1. Introducción.....	151
8.1.2. Objetivo de los escenarios.....	151
8.2. Metodología aplicada.....	152
8.3. Definición de los escenarios para la CAPV.....	152
8.3.1. Factores que influyen en el establecimiento de los escenarios.....	152
8.3.2. Escenarios propuestos para la CAPV.....	153
8.4. Desarrollo de los escenarios propuestos.....	154
8.4.1. Escenario I: Bienestar y Desarrollo.....	154
8.4.1.1. Descripción.....	154
8.4.1.2. Características específicas del escenario.....	154
8.4.1.3. Desarrollo indicativo probable de las energías renovables bajo este escenario.....	156
8.4.2. Escenario II: la crisis económica.....	157
8.4.2.1. Descripción.....	157
8.4.2.2. Características específicas del escenario.....	157
8.4.2.3. Desarrollo indicativo probable de las energías renovables bajo este escenario.....	158
8.4.3. Escenario III: retraso y pobreza.....	159
8.4.3.1. Descripción.....	159
8.4.3.2. Características específicas del escenario.....	160
8.4.3.3. Desarrollo indicativo probable de las energías renovables bajo este escenario.....	161
8.4.4. Escenario IV: falta de compromiso político.....	162
8.4.4.1. Descripción.....	162
8.4.4.2. Características específicas del escenario.....	162
8.4.4.3. Desarrollo indicativo probable de las energías renovables bajo este escenario.....	164
8.5. Resumen de la contribución de las energías renovables en cada escenario.....	164

**CAPÍTULO IX: RESUMEN Y CONCLUSIONES**..... 167

9.1. Resumen.....	167
9.1.1. Fuentes de energía renovable, y tecnologías y recursos renovables de la CAPV.....	167
9.1.1.1. Características y fuentes de las energías renovables.....	167
9.1.1.2. Recursos renovables existentes en la CAPV.....	170
9.1.1.3. Evolución previsible de las tecnologías a 2020 y 2050.....	171
9.1.2. El potencial de las energías renovables en el horizonte 2020.....	175
9.1.3. Marco legislativo-normativo de las Energías Renovables. Elementos frenos y motores.....	178
9.1.3.1. La política energética de la Unión Europea.....	178
9.1.3.2. La política energética y su regulación en España y en la CAPV.....	182
9.1.3.3. Instrumentos para la definición de un marco regulatorio optimizador del desarrollo de las energías renovables.....	185
9.1.4. Impacto socio-económico de las energías renovables.....	187
9.1.5. Potencial de las energías renovables en la CAPV en el horizonte 2050.....	189
9.1.6. Participación del potencial de energías renovables en el consumo energético.....	192
9.1.7. Escenarios de desarrollo de las energías renovables.....	193
9.2. Conclusiones.....	194

9.2.1. La necesidad de desarrollar las energías renovables. El impulso de las energías renovables se manifiesta beneficioso desde múltiples puntos de vista .....	194
9.2.2. Los recursos renovables, el potencial de generación con energías renovables de la CAPV, y la participación de éstas en el consumo energético global .....	195
9.2.3. Frenos y motores al desarrollo de las energías renovables .....	198
9.2.4. ¿Qué impactos pueden generar las energías renovables sobre la economía vasca? .....	199

<b>CAPÍTULO X: CONSIDERACIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>	<b>201</b>
--	------------

## Anexos

<b>ANEXO I. ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LA CAPV EN LOS HORIZONTES 2020 Y 2050 .....</b>	<b>209</b>
--	------------

<b>1. Introducción .....</b>	<b>211</b>
------------------------------	------------

1.1. Descripción de la metodología para la evaluación del potencial .....	211
1.2. Participación del potencial de EERR en el consumo energético .....	215
1.3. Estimación del coste-eficiencia por tecnología renovable .....	216

<b>2. Fuentes renovables para producción de electricidad .....</b>	<b>217</b>
--	------------

2.1. Energía eólica .....	217
2.1.1. Energía eólica terrestre .....	217
2.1.1.1. Información de partida: Energía eólica terrestre .....	217
2.1.1.2. Potencial Teórico - Factores Tecnológicos .....	218
2.1.1.3. Factores Técnico-Organizativos .....	222
2.1.1.4. Factores Socio-económicos, Medioambientales y Administrativos .....	224
2.1.1.5. Factores Legislativos .....	226
2.1.1.6. Potencial Técnico-Económico a 2010 .....	227
2.1.1.7. Previsión del Potencial Técnico-Económico a 2020 .....	228
2.1.2. Energía eólica marina .....	230
2.1.2.1. Información de partida: Energía eólica marina .....	231
2.1.2.2. Potencial Teórico-Factores Tecnológicos .....	231
2.1.2.3. Factores Técnico-Organizativos .....	234
2.1.2.4. Factores Socio-económicos, Medioambientales y Administrativos .....	235
2.1.2.5. Factores Legislativos .....	237
2.1.2.6. Potencial Técnico-Económico a 2010 .....	239
2.1.2.7. Previsión del Potencial Técnico-Económico a 2020 .....	239
2.2. Energía de la biomasa y residuos .....	241
2.2.1. Energía de la biomasa forestal .....	241
2.2.1.1. Información de partida: Energía de la Biomasa .....	242
2.2.1.2. Potencial Teórico-Factores Tecnológicos .....	242
2.2.1.3. Factores Técnico-Organizativos .....	246
2.2.1.4. Factores Socio-económicos, Medioambientales y Administrativos .....	247
2.2.1.5. Factores Legislativos .....	248
2.2.1.6. Potencial Técnico-Económico a 2010 .....	249
2.2.1.7. Previsión del Potencial Técnico-Económico a 2020 .....	250
2.3. Energía minihidráulica .....	252
2.3.1. Energía minihidráulica .....	252
2.3.1.1. Información de partida: Energía minihidráulica .....	252
2.3.1.2. Potencial Teórico-Factores Tecnológicos .....	253
2.3.1.3. Factores Técnico-Organizativos .....	255
2.3.1.4. Factores Socio-económicos, Medioambientales y Administrativos .....	256
2.3.1.5. Factores Legislativos .....	257
2.3.1.6. Potencial Técnico-Económico a 2010 .....	258
2.3.1.7. Previsión del Potencial Técnico-Económico a 2020 .....	259
2.4. Energía de los océanos .....	261
2.4.1. Undimotriz .....	261

2.4.1.1. Información de partida: Energía de las Olas.....	261
2.4.1.2. Potencial Teórico-Factores Tecnológicos.....	262
2.4.1.3. Factores Técnico-Organizativos.....	264
2.4.1.4. Factores Socio-económicos, Medioambientales y Administrativos.....	265
2.4.1.5. Factores Legislativos.....	266
2.4.1.6. Potencial Técnico-Económico a 2010.....	267
2.4.1.7. Previsión del Potencial Técnico-Económico a 2020.....	268
2.5. Energía geotérmica.....	270
2.6. Energía solar.....	271
2.6.1. Solar termoeléctrico.....	271
2.6.2. Solar fotovoltaica.....	271
2.6.2.1. Información de partida: Energía solar.....	271
2.6.2.2. Potencial Teórico-Factores Tecnológicos.....	272
2.6.2.3. Factores Técnico-Organizativos.....	275
2.6.2.4. Factores Socio-económicos, Medioambientales y Administrativos.....	276
2.6.2.5. Factores Legislativos.....	277
2.6.2.6. Potencial Técnico-Económico a 2010.....	279
2.6.2.7. Previsión del Potencial Técnico-Económico a 2020.....	279

**3. Fuentes renovables para producción de calor (y frío).....** 281

3.1. Energía solar térmica.....	281
3.1.1. Información de partida: Energía solar.....	281
3.1.2. Potencial Teórico-Factores Tecnológicos.....	281
3.1.3. Factores Técnico-Organizativos.....	282
3.1.4. Factores Socio-económicos, Medioambientales y Administrativos.....	283
3.1.5. Factores Legislativos.....	284
3.1.6. Potencial Técnico-Económico a 2010.....	286
3.1.7. Previsión del Potencial Técnico-Económico a 2020.....	286
3.2. Biomasa forestal térmica.....	288
3.2.1. Información de partida: Energía de la biomasa forestal.....	288
3.2.2. Potencial Teórico-Factores Tecnológicos.....	288
3.2.3. Factores Técnico-Organizativos.....	289
3.2.4. Factores Socio-económicos, Medioambientales y Administrativos.....	290
3.2.5. Factores Legislativos.....	290
3.2.6. Potencial Técnico-Económico a 2010.....	291
3.2.7. Previsión del Potencial Técnico-Económico a 2020.....	292
3.3. Geotermia térmica.....	293
3.3.1. Información de partida: Energía geotérmica.....	293
3.3.2. Potencial Teórico-Factores Tecnológicos.....	293
3.3.3. Factores Técnico-Organizativos.....	294
3.3.4. Factores Socio-económicos, Medio-ambientales y Administrativos.....	295
3.3.5. Factores Legislativos.....	296
3.3.6. Potencial Técnico-Económico a 2010.....	297
3.3.7. Previsión del Potencial Técnico-Económico a 2020.....	298

**4. Estimación de la potencialidad a 2050.....** 301

4.1. Introducción y metodología.....	301
4.1.1. Introducción.....	301
4.2. Fuentes de energía para producción de electricidad.....	301
4.2.1. Energía eólica.....	301
4.2.1.1. Eólico terrestre.....	301
4.2.1.1.1. Descripción.....	301
4.2.1.1.2. Estimación de la potencialidad a 2050.....	302
4.2.1.2. Eólico off-shore.....	302
4.2.1.2.1. Descripción.....	302
4.2.1.2.2. Estimación de la potencialidad a 2050.....	302
4.2.2. Energía de la biomasa y residuos.....	303
4.2.2.1. Descripción.....	303
4.2.2.2. Estimación de la potencialidad a 2050.....	303
4.2.3. Energía hidráulica.....	307
4.2.3.1. Descripción.....	307
4.2.3.2. Estimación de la potencialidad a 2050.....	307
4.2.4. Energía de los océanos.....	307

4.2.4.1. Descripción.....	307
4.2.4.2. Estimación de la potencialidad a 2050.....	307
4.2.5. Energía geotérmica.....	307
4.2.5.1. Descripción.....	307
4.2.5.2. Estimación de la potencialidad a 2050.....	308
4.2.6. Energía solar.....	308
4.2.6.1. Solar termoeléctrico.....	308
4.2.6.1.1. Descripción.....	308
4.2.6.1.2. Estimación de la potencialidad a 2050.....	308
4.2.6.2. Solar fotovoltaica.....	308
4.2.6.2.1. Descripción.....	308
4.2.6.2.2. Estimación de la potencialidad a 2050.....	309
4.3. Fuentes renovables para producción de calor.....	309
4.3.1. Energía solar térmica.....	309
4.3.1.1. Descripción.....	309
4.3.1.2. Estimación de la potencialidad a 2050.....	309
4.3.2. Energía geotérmica.....	310
4.3.2.1. Descripción.....	310
4.3.2.2. Estimación de la potencialidad a 2050.....	310

**ANEXO II. IDENTIFICACIÓN DE LOS ELEMENTOS FRENO Y MOTORES EN EL DESARROLLO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LA CAPV..... 311**

**ANEXO III. EXPERIENCIAS INTERNACIONALES PARA LA PROMOCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES..... 315**

<b>1. Introducción.....</b>	<b>317</b>
<b>2. Energía eólica de propiedad local comunitaria.....</b>	<b>318</b>
<b>3. Cascada energética en zonas de alta densidad poblacional.....</b>	<b>319</b>
<b>4. Fondos de innovación para fomentar las inversiones.....</b>	<b>320</b>
<b>5. “One-stop shop” para la gestión de permisos y licencias.....</b>	<b>321</b>
<b>6. Campañas informativas.....</b>	<b>322</b>
<b>7. Fondos económicos para el desarrollo de un tercer agente que explote el potencial energético en la agricultura.....</b>	<b>323</b>
<b>8. Estrategia integral para atraer inversores en energías renovables procedentes del mar.....</b>	<b>324</b>
<b>9. Mejora de la consistencia del marco legal.....</b>	<b>326</b>
<b>10. Programas para promover la aceptación social de las energías renovables.....</b>	<b>327</b>

## 1. Introducción

Las incertidumbres surgidas en los últimos años en torno al modelo energético vigente han llevado a las cuestiones energéticas a lo alto de la agenda política de los países de nuestro entorno. Su incidencia sobre el cambio climático y la consiguiente necesidad de reducir las emisiones a la atmósfera de gases de efecto invernadero plantean un reto planetario de enormes proporciones. Asimismo, la abrumadora dependencia de los combustibles fósiles, las incertidumbres relacionadas con el abastecimiento energético actual y futuro y la volatilidad del precio de los combustibles fósiles representan un importante desafío para el desarrollo económico futuro. Resultado de ello, la sostenibilidad ambiental, la garantía de aprovisionamiento energético y la competitividad económica se han erigido en los objetivos principales de las políticas climáticas y energéticas de los países de nuestro entorno.

Con este telón de fondo, las energías renovables han adquirido un protagonismo creciente por su capacidad de reducir las emisiones de gases efecto invernadero, de explotar fuentes energéticas autóctonas y descentralizadas, reduciendo la dependencia exterior. Asimismo fomentan industrias de tecnología avanzada y se perfilan como elementos indispensables de un nuevo paradigma económico bajo en carbono, energéticamente eficiente, de alto valor añadido y medioambientalmente sostenible. Desde la Unión Europea, el compromiso con el fomento de las energías renovables ha adquirido un nuevo impulso con el establecimiento de objetivos vinculantes para los Estados miembros para la consecución de una cuota global del 20% de su consumo energético en 2020.

En este contexto la CAPV, región muy dependiente energéticamente del exterior, altamente industrializada, con una elevada intensidad energética, pero, al mismo tiempo, con industrias de primer orden a nivel internacional dedicadas a las energías renovables, promueve desde el inicio de la política energé-

tica vasca las energías renovables, siendo, no obstante, una tasa modesta de su consumo energético la que se cubre actualmente con energías renovables.

Es por todo ello que se suscita en el Consejo Económico y Social Vasco el interés por abordar el desarrollo de las Energías Renovables en la CAPV, en el contexto del desarrollo de un modelo energético menos dependiente de fuentes externas, que aproveche las ventajas que las mismas reportan en términos de sostenibilidad ambiental, de desarrollo económico y de creación de empleo, así como de su contribución a los objetivos globales de potenciación de las energías renovables que se impulsan desde la Unión Europea, a través de la realización de un estudio que permita al CES Vasco conocer las potencialidades de la CAPV para el desarrollo de las energías renovables, así como los obstáculos y los motores que rodean este proceso.

Desde esta perspectiva, el estudio desgrana en los diez capítulos en los que se estructura los siguientes aspectos de la temática:

El capítulo segundo se dedica a la descripción de las diferentes fuentes de energía renovable, la identificación de aquéllas susceptibles de aprovechamiento en la CAPV, exposición de las tecnologías existentes para su obtención, y la posible evolución tecnológica de las mismas en un horizonte 2020 y uno más lejano, a 2050. El propósito final es el de conocer cuál es la dotación de recursos energéticos de carácter renovable de la que dispone la CAPV, sus modalidades tecnológicas de conversión energética, para determinar la factibilidad técnica de su explotación en la CAPV.

El capítulo tercero aborda la cuantificación del potencial de generación energética de cada una de las fuentes de energía renovable susceptible de aprovechamiento en la CAPV de cara a 2020. Este se estima a partir de las recopilaciones de datos disponi-

bles —los mapas de recursos renovables de la CAPV que existen para algunas de las fuentes de energías renovables— y actualizados en base a la eficiencia tecnológica que se corresponda con la evolución tecnológica previsible a 2020.

El capítulo cuarto dedica su análisis a los factores no tecnológicos con incidencia sobre el desarrollo de las energías renovables en la CAPV para detectar, no solo aquéllos que resulten positivos para este desarrollo, sino, principalmente, aquéllos que se erigen en frenos en este proceso, con vistas a su reconducción. Con este fin se describe y valora la idoneidad del marco jurídico, económico, financiero, medioambiental en torno a cada una de las modalidades de energía renovable aprovechables en la CAPV, así como su aceptabilidad social, para proceder a la identificación de los aspectos que constituyen obstáculos para el desarrollo de las energías renovables, y a la exposición de medidas de solución adoptadas en el panorama comparado.

En el capítulo quinto el enfoque se torna de carácter económico para abordar los impactos socioeconómicos del desarrollo de las energías renovables de la CAPV en términos de impacto sobre la economía y sobre el empleo.

El capítulo sexto efectúa un ejercicio de estimación de la potencialidad de los recursos renovables de la CAPV a un largo plazo, en el que el desarrollo tecnológico presenta margen para realizar avances significativos y los aspectos sociopolíticos y adminis-

trativos no son tenidos en cuenta dado que presentan una elevada incertidumbre en un horizonte temporal a 2050.

Estimados los potenciales en los referentes temporales 2020 y 2050 se procederá a la estimación de la participación potencial de las energías renovables en la satisfacción del consumo energético total de la CAPV en los horizontes 2020 y 2050. Dada la complejidad de la elaboración de proyecciones de consumo total de energía, se emplearán diferentes hipótesis de variación del consumo.

El capítulo octavo presenta unos escenarios al 2050 con la finalidad de recrear algunas de las posibles situaciones futuras de forma descriptiva y poner de relieve la influencia sobre el devenir futuro de las energías renovables de las apuestas presentes de los responsables de implementar las políticas públicas y el efecto acelerador o desincentivador que sobre el desarrollo de las energías renovables pueden tener las diferentes premisas políticas, sociales, tecnológicas y económicas.

Finalmente, además de presentar de forma resumida los contenidos de este estudio, el capítulo nueve recoge las conclusiones que se extraen de los apartados desarrollados sobre los aspectos básicos a los que el estudio pretende dar respuesta y el capítulo final ofrece las consideraciones y recomendaciones del Consejo Económico y Social Vasco en materia de desarrollo de las energías renovables en la CAPV a la luz de los análisis efectuados.

## 2. Fuentes de EERR y recursos renovables en la CAPV

### 2.1. Características de las energías renovables

Los principales atributos de las energías renovables (EERR) son los siguientes:

- Son inagotables.
- Ofrecen un gran potencial energético.
- Su impacto ambiental es reducido.
- Son muy diversas.
- Se encuentran distribuidas por todo el planeta (y por ello posibilitan el desarrollo local).
- Son intermitentes (que dificulta el suministro sostenido de energía).
- Su acumulación es muy difícil y por tanto muy costosa, dependiendo de la tecnología.

El presente capítulo, presenta las diferentes fuentes de EERR, identifica los umbrales mínimos de recurso necesarios para su aprovechamiento, y revisa la tecnología vislumbrando su previsible evolución a 2020 y 2050.

### 2.2. Las fuentes de energía renovable

El término, energía renovable, engloba una serie de fuentes de energía que no se agotarían con el paso del tiempo. Estas fuentes serían una alternativa a las otras llamadas convencionales (no renovables) y producirían un impacto ambiental mínimo.

En este apartado se presentan las fuentes de energía renovable:

- Energía eólica.
- Energía de los océanos.
- Energía de la biomasa.
- Energía geotérmica.
- Energía solar.
- Energía minihidráulica.

### 2.2.1. Eólica

#### 2.2.1.1. Introducción

El viento se produce por las diferencias de temperatura y de presión inducidas en la atmósfera por la absorción de la radiación solar. Por medio de los aerogeneradores, tiene lugar la conversión de energía eólica en energía eléctrica. Las zonas más favorables para la implantación de torres eólicas son las regiones costeras, las zonas de montaña y las grandes estepas, donde vientos constantes soplan regularmente.

Para el aprovechamiento de este recurso, las tecnologías desarrolladas en la actualidad permiten diferentes formas:

- Minieólica.
- Gran eólica.
  - On Shore.
  - Off Shore.

Al seleccionar un emplazamiento para instalar un parque eólico han de considerarse fundamentalmente los siguientes factores:

- Atmosféricos.
- Técnicos.
- Económicos.

El emplazamiento elegido para instalar un aerogenerador ha de cumplir dos condiciones: el viento ha de soplar con regularidad y su velocidad ha de tener un elevado valor medio. Se hace necesario, por tanto, disponer de una información meteorológica detallada sobre la estructura y distribución de los vientos. Ésta se puede obtener mediante:

- Mediciones tomadas por estaciones meteorológicas.
- Modelos de simulación y predicción del estado de la atmósfera, validados por mediciones in situ.

Las mediciones estadísticas deben realizarse durante un período suficiente para poder obtener unos valores fiables, que una vez procesados permiten elaborar:

- **Mapas eólicos:** proporcionan información de ámbito global sobre nivel medio de vientos en una determinada área geográfica, situando las zonas más idóneas bajo el punto de vista energético
- **Distribuciones de velocidad:** estudio a escala zonal de un mapa eólico, que proporciona el número de horas al año en que el viento tiene una dirección y una velocidad determinadas.
- **Perfiles de velocidad:** variación de la velocidad del viento con la altura respecto al suelo, obtenido por un estudio puntual.

En resumen, la elección del emplazamiento de una máquina eólica es un elemento determinante cara a su explotación, y depende fundamentalmente del potencial eólico de la zona.

La viabilidad técnica así como los costos y el rendimiento económico asociados a la instalación, acotan las zonas donde además de la existencia de recurso eólico es factible su aprovechamiento energético.

### 2.2.1.2. Energía eólica on-shore

Un parque eólico está constituido por un conjunto de aerogeneradores que aprovechan la energía del viento para producir energía eléctrica.

El primer Plan Territorial Sectorial del País Vasco estudia los parques eólicos on-shore que agrupan conjuntos de un mínimo de 8 máquinas, siendo la potencia instalada de la central superior 10 MW. Los parques de potencia total inferior a 10 MW dotados de grandes máquinas se catalogan como mini-parques eólicos. Además de estas tipologías, también se realiza la instalación de grandes aeroge-

neradores Aislados. Todos los casos mencionados, en los cuales se recurre a la solución de grandes máquinas, se agrupan bajo la denominación de gran eólica terrestre u on-shore.

Una central se compone, fundamentalmente, de los siguientes elementos:

- Aerogeneradores.
- Redes subterráneas.
- Subestación.
- Líneas de evacuación.

El funcionamiento básico de la instalación es, desde el punto de vista conceptual, muy simple. El viento, al hacer girar las palas del rotor, genera una energía cinética que se transmite a través del eje principal, al alternador, generando la corriente eléctrica, la cual es conducida por medio de líneas subterráneas a la subestación.

FIGURA 1. COMPONENTES DE UN PARQUE EÓLICO



Fuente: [www.windpower.org](http://www.windpower.org)

Una vez transformada a la tensión requerida, es transmitida a la red de transporte a través de las líneas de evacuación, mediante cables.

### 2.2.1.3. Energía eólica off-shore

La energía eólica marina es una aplicación de la energía eólica con un futuro prometedor, particularmente en países con una alta densidad de población, con las consiguientes dificultades para

encontrar un emplazamiento apropiado en tierra. Los costes de construcción son muy superiores en el mar, pero también lo es la producción de energía.

#### *Ventajas*

1) La superficie del mar es muy lisa, por lo que la rugosidad de la misma es muy baja.

Con una baja rugosidad, el cizallamiento del viento en el mar es también muy bajo, lo que implica que la velocidad del viento no experimenta grandes cambios al variar la altura del buje del aerogenerador. Así pues, puede resultar más económico utilizar torres más bien bajas, de alrededor de 0,75 veces el diámetro del rotor, en aerogeneradores emplazados en el mar, dependiendo de las condiciones locales (normalmente, las torres de los aerogeneradores situados en tierra miden un diámetro de rotor, o incluso más).

2) El viento en el mar es generalmente menos turbulento que en tierra, por lo que en un aerogenerador situado en el mar se puede esperar un tiempo de vida mayor que en otro situado en tierra.

La baja turbulencia del mar se debe, ante todo, al hecho de que las diferencias de temperatura a diferentes altitudes de la atmósfera que hay sobre el mar son inferiores a las que hay sobre la tierra. La radiación solar puede penetrar varios metros bajo el mar mientras que en tierra la radiación solar sólo calienta la capa superior del suelo, que llega a estar mucho más caliente.

Consecuentemente, las diferencias de temperatura entre la superficie y el aire serán menores sobre el mar que sobre la tierra. Esto es lo que provoca que la turbulencia sea menor.

#### *Inconvenientes*

Los principales inconvenientes son:

- La inversión es mayor que la de los parques onshore.
- Las torres eólicas requieren un mayor mantenimiento debido a que las condiciones ambientales (salinidad y humedad del aire) son más seve-

ras y agresivas que las condiciones ambientales en "tierra adentro".

- Se necesita llevar la electricidad generada por medio de cables submarinos hasta la costa y desde allí, por medio de cables enterrados, hasta la subestación.

Aunque la energía offshore fija acapara la atención del sector, debido a los enormes potenciales energéticos de los mares del Norte y Báltico, sin embargo, en gran parte de las costas del mundo la plataforma continental alcanza rápidamente profundidades superiores, por lo que las turbinas flotantes deben ser la opción principal para la mayoría de los países marítimos.

La EWEA (2009) afirma que en el caso europeo, "para aprovechar el potencial de aguas profundas, tales como las de la costa de Noruega, el Atlántico y el mar Mediterráneo, se requieren diseños flotantes". Al estar la mayoría de la población mundial concentrada en las costas, instalar en el mar turbinas flotantes a unos 10 Km de la costa constituye una opción ideal, al no necesitar la construcción de largas líneas.

Un nutrido grupo de compañías está dando pasos hacia su comercialización. Utilizan tecnologías diversas que tienen en común el anclaje al fondo mediante tirantes y diseños tendentes a evitar el cabeceo de las turbinas.

La compañía holandesa Blue H. Technologies construye turbinas Diwet de dos aspas (para reducir el cabeceo) con columna flotante. Tras probar con éxito un prototipo en el Adriático, ha llegado a acuerdos con el Instituto de Tecnología Marina (GB) para probar una turbina de 5 MW en diversas profundidades y con los gobiernos francés e italiano para experimentar una turbina de 3,5 MW. Tiene el proyecto de instalar un parque de 92 MW con turbinas de 2,5 MW en el sur de Italia.

La empresa noruega Sway ha desarrollado un aerogenerador de columna en el que la góndola se coloca delante en la dirección del viento, lo que provoca una inclinación hacia delante que corrige el impulso del viento. Ha llegado a un acuerdo con Areva para comercializarlo en 4 años. En 2011 instalarán un prototipo de 5 MW en la costa noruega.

En 2009 las empresas StatoilHydro y la alemana Siemens instalaron en la costa noruega una turbina piloto (Hywind) de 2,3 MW. La van a testar hasta 2011.

La compañía Nass&Wind Offshore instalará en Bretaña entre 2010 y 2011 una de 2,5 MW y otra de 5 MW entre 2013 y 2015.

Principle Power (EE UU) construye turbinas instaladas en una plataforma semejante a las de petróleo, pero poniendo en dirección vertical (para evitar el cabeceo) las planchas horizontales que evitan el movimiento de arriba hacia abajo en las primeras. Ha llegado a un acuerdo con el gobierno portugués para instalar un prototipo en 2011 y posteriormente un parque de 250 MW.

Vestas ha llegado a un acuerdo con Nowitech (Noruega) para desarrollar generadores flotantes.

#### 2.2.1.4. Energía mini-eólica

La energía mini-eólica tiene una variedad de posibilidades, desde ser una fuente de energía para autoconsumo en un edificio, empresa, o zona rural a ser una energía exportable a la red.

La energía mini-eólica engloba a la producción eléctrica de instalaciones de hasta 100 kW y se encuentra regulada en el RD 661/2007 junto a la gran eólica.

La instalación típica de una instalación de energía mini-eólica, consta del generador eólico, un regulador de corriente, un equipo de baterías y un inversor de corriente continua a corriente alterna. La energía eléctrica generada mediante esta tecnología se produce en baja tensión.

### 2.2.2. Energía de los océanos

#### 2.2.2.1. Introducción

Los océanos son grandes depósitos de energía, sin embargo su exergía es muy pequeña lo que dificulta y encarece enormemente su transformación en electricidad.

Se pueden clasificar en cuatro grupos principales de obtención de energía:

- Mareomotriz.
- Undimotriz.

- Corrientes marinas.
- Otras: maremotérmica y gradientes salinos.

#### 2.2.2.2. Energía Mareomotriz

Las mareas se forman como consecuencia del cambio periódico del nivel del mar originado, principalmente, por la fuerza gravitatoria que el sol y la luna ejercen sobre la tierra. Otro fenómeno que contribuye a las mareas, aunque en menor medida, es la presión atmosférica.

La subida de las aguas se denomina flujo, y el descenso reflujos. Los momentos de máxima elevación del flujo se denominan pleamar y el de máximo reflujos bajamar.

La energía mareomotriz es la que resulta de aprovechar estas mareas. Esta diferencia de alturas puede aprovecharse interponiendo partes móviles al movimiento natural de ascenso o descenso de las aguas, junto con mecanismos de canalización, para obtener movimiento en un eje, el cual se puede acoplar al rotor de un alternador y producir energía eléctrica.

Conceptualmente el aprovechamiento de la energía potencial correspondiente al desnivel del mar es en teoría bastante simple: se construye un dique cerrando una bahía o estuario aislándolo del mar exterior, se colocan en él los equipos adecuados (grupo turbina-alternador y esclusas) y, aprovechando el desnivel que se producirá como consecuencia de la marea, se genera energía entre el embalse así formado y el mar exterior.

Se estima que esta energía en todo el planeta es del orden de 3 TW, de los cuales un tercio se pierde en mareas litorales. Por otro lado y dadas las enormes dificultades de carácter técnico (construcción, operación y mantenimiento) de este tipo de centrales, se estima que la amplitud de marea debe ser superior a los 4 metros, y el sitio geográfico adecuado, lo que elimina prácticamente el 80% de la energía teóricamente disponible, dejando aprovechables anualmente unos 350 TWh.

Uno de los mayores problemas que presenta este tipo de centrales se debe a las características inherentes al fenómeno de las mareas. El nivel del mar varía con una frecuencia del orden de 12 horas y 30 minutos, y a menos que se tomen las precauciones necesarias, la caída disponible (y la potencia asociada) varían de la misma forma, y

por lo tanto se anulan dos veces por día. Además, la marea sigue el ritmo de la luna y no del sol, de manera que hay un retardo diario de 30 minutos, en las horas en que dichas energía está disponible. Los esquemas teóricos diseñados para salvar esta dificultad resultan antieconómicos y actualmente el problema solo se puede resolver con regulación externa o interconexión.

La primera central mareomotriz fue la de Rance, en Francia, que estuvo funcionando casi dos décadas desde 1967. Consistía en una presa de 720 metros de largo, que creaba una cuenca de 22 Km<sup>2</sup>. Tenía una esclusa para la navegación y una central con 24 turbinas y seis aliviaderos, y generaba 240MW. Rance producía unos 500 GWh/año. Sin embargo, los problemas medioambientales fueron bastante graves, como aterramiento del río, cambios de salinidad en el estuario en sus proximidades y cambio del ecosistema antes y después de las instalaciones.

### 2.2.2.3. Energía Undimotriz

La energía undimotriz es la energía producida por el movimiento de las olas.

Desde 1973 se han registrado cerca de 600 patentes y todavía no existe una tecnología predominante. A continuación se indican las más representativas:

- OWC.

El movimiento alternativo de la superficie del mar produce un flujo de aire a través de una turbina cuya característica principal es que gira en un único sentido independiente del sentido del flujo del aire. Más adelante se comentará el proyecto de Mutriku.



Fuente: Tecnalia

- Archimedes Wave Swing.

Se basa en una estructura presurizada donde la parte superior es móvil respecto a la parte inferior debido al efecto de las olas. Este movimiento produce una energía eléctrica a través de un generador lineal. Existe una planta piloto en Viana do Castelo (Portugal).

FIGURA 3. ARCHIMEDES WAVE SWING

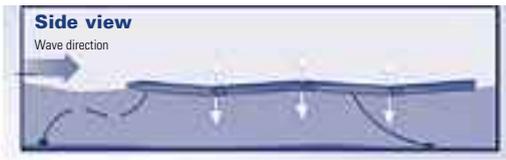


Fuente: Tecnalia

- Pelamis.

El Pelamis es una estructura semi sumergida y articulada compuesta por secciones unidas por juntas de bisagra. El movimiento de estas juntas es resistido por arietes hidráulicos, que bombean aceite a alta presión a través de los motores hidráulicos. Estos motores hacen que los generadores produzcan electricidad. Se puede conectar varios dispositivos juntos y unidos a la costa a través de un solo cable que va por el fondo marino. La estructura se mantiene en posición por un sistema de anclaje compuesto por una combinación de flotantes y pesas, que previene que los cables de anclaje estén tirantes al mantener el Pelamis en su posición, y que además permiten un movimiento de vaivén con las olas entrantes. El prototipo, a escala completa, de 750 kW, tiene un largo de 120 m y un diámetro de 3.5 m y contiene tres módulos de conversión de energía, de 250 kW cada uno. Cada módulo contiene un sistema completo de generación de energía hidroeléctrica.

**FIGURA 4. PELAMIS**



Fuente: Tecnalía

- Wave Dragon.

El dispositivo está flotando con una altura relativa al nivel del mar. Las olas van llenando un reservorio que en su desagüe dispone de una o varias turbinas de baja presión a las que se acopla un generador de imanes permanentes.

**FIGURA 5. WAVE DRAGON**

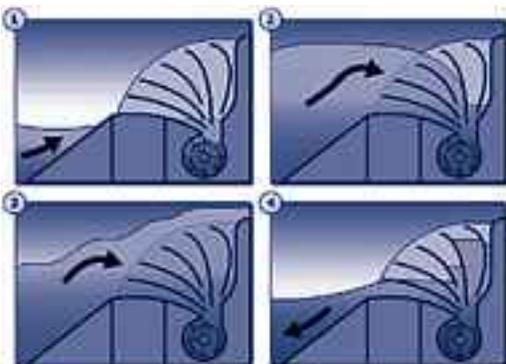


Fuente: Tecnalía

- Waveplane.

Cuando las olas superan la estructura, el agua entra en un reservorio que al desaguar hace girar una turbina hidráulica.

**FIGURA 6. WAVEPLANE**



Fuente: Tecnalía

- Ocean Power Technologies (OPT).

Se basa en comprimir aceite a través del movimiento pendular y vertical producido por las olas en la boya. El aceite acciona un motor hidráulico que mueve un generador eléctrico. Es la tecnología de la boya implantada en Santoña.

**FIGURA 7. OPT MODULAR POWER GENERATING UNIT**

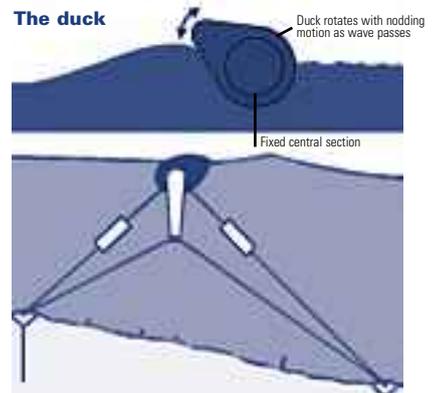


Fuente: Tecnalía

- Salter Duck.

Es una idea registrada pero que aún no se ha llevado a la práctica. Consiste en una boya con forma de leva que oscila con el oleaje.

**FIGURA 8. SALTER DUCK**

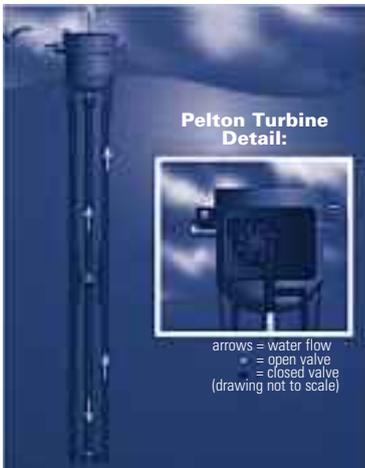


Fuente: Tecnalía

- AquaBouy.

Aprovecha el movimiento ascendente y descendente de una boya para bombear agua a una turbina pelton situada en cabeza.

**FIGURA 9. AQUABOUY**

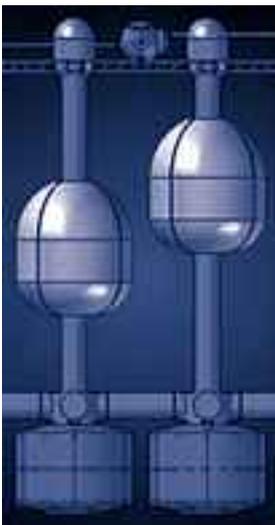


Fuente: Tecnalía

- Hidrofolt

Se basa en una estructura semisumegida formada por boyas que siguen el movimiento de la superficie del mar.

**FIGURA 10. HIDROFOLT**



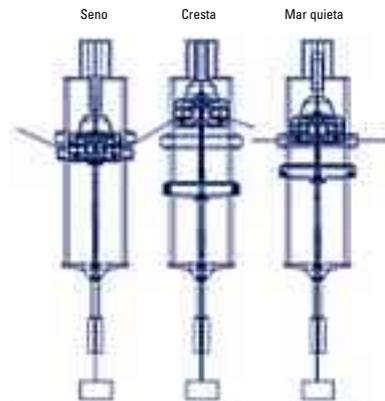
Fuente: Tecnalía

- Pipo Systems.

Pisys es un sistema mecánico de captación de energía de las olas que aprovecha las siguientes fuerzas:

- Las fuerzas boyantes (flotación).
- Las fuerzas naturales del cambio de columna de agua (diferencial de presión).
- Las fuerzas provocadas por la energía cinética.

**FIGURA 11. PIPO SYSTEM**



Fuente: Tecnalía

En España se está trabajando dos centrales undimotrices piloto: una en MUTRIKU y otra en SANTOÑA. También está en marcha en el proyecto de investigación OCEANTEC con un prototipo situado en PASAIA y se está impulsando la plataforma de ensayo BIMEP en ARMINTZA.

#### a. Oceantec

Es una instalación experimental cuyo objetivo no es la producción energética sino el trabajar en busca de una tecnología apropiada para el aprovechamiento energético.

Esta instalación es fruto del proyecto de colaboración entre entidades y empresas relacionadas con el mundo de energías renovables.

El prototipo a escala 1:4 se encuentra situado en la costa de Pasaia y en paralelo se están refinando los modelos numéricos del convertidor, realizando

ensayos mecánicos, eléctricos e hidrodinámicos. Los últimos programas de pruebas tienen como objetivo verificar la fiabilidad estructural y del fondeo, el perfeccionamiento de la instalación y monitorización, realización de pruebas estructurales adicionales y comprobación del rendimiento energético

**b. Central de Mutriku**

Este proyecto es una novedosa planta que generará energía eléctrica mediante el aprovechamiento de las olas que llegan a la costa. La ubicación de la misma ha sido posible gracias al plan de construcción del nuevo dique de protección para el puerto de Mutriku.

La tecnología utilizada es la OWC (columna de agua oscilante). La planta consta de 16 cámaras (con una turbina en cada una de ellas) expuestas al oleaje. Cada una de estas cámaras dispone de un pequeño orificio superior.

Se localizan 16 turbogeneradores de 18,5 kW sumando un total de 296 kW. La producción eléctrica total estimada por la instalación son 600.000 kWh. Esta instalación podrá dar consumo eléctrico doméstico equivalente de aproximadamente 600 personas.

La Columna de Agua Oscilante (OWC) genera electricidad en un proceso de dos pasos. Cuando la ola entra en la columna, fuerza al aire de la columna a pasar por la turbina e incrementa la presión dentro de la columna. Cuando la ola sale, el aire vuelve a pasar por la turbina, debido a la disminución de la presión de aire en el lado del océano de la turbina. Sin importar la dirección de la corriente de aire, la turbina (conocida como turbina Wells, como su

inventor) gira hacia la misma dirección y hace que el generador produzca electricidad.

La tecnología OWC se está utilizando en la isla de Islay en Escocia, donde hay un sistema instalado desde el año 2000 llamado LIMPET. Este sistema tiene una producción máxima de 500 kW. Es ideal para lugares donde existe una fuerte energía de olas, como en el rompiente de olas, defensas costeras, proyectos de recuperación de territorio y escolleras de puertos. Esta forma de generación de energía es apropiada para la producción de energía para la red nacional. En la isla de Islay, la electricidad generada se está utilizando para hacer funcionar un bus eléctrico, el primer bus en el mundo que utiliza energía de las olas como combustible.

El diseño de LIMPET es fácil de construir e instalar, además de generar pocas obstrucciones y ser poco visible, por lo que no genera molestias en el paisaje costero.

**c. BIMEP**

La misión de este proyecto es una infraestructura para investigación, demostración y explotación de sistemas de captación de la energía de las olas en mar abierto.

El objetivo es conseguir que esta infraestructura permita a los fabricantes de sistemas de captación de energía de las olas instalar sus equipos en ella, bien para explotación-demostración (generación de energía eléctrica) o bien para pruebas y ensayos.

El proyecto está ubicado en la localidad de Armintza-Lemoniz, una zona con un potencial ener-

**FIGURA 12. COLUMNA DE AGUA OSCILANTE**



Fuente: The Northern Irland Assembly

gético bueno de 21 kW/m. La profundidad de la zona es de entorno a 50-90 m con 20 MW de potencia total.

Los elementos existentes en la costa serían la subestación de evacuación de energía a 132 kV, el tendido eléctrico y el centro de investigación y recogida de datos.

#### 2.2.2.4. Energía de las corrientes marinas

La energía de las corrientes marinas se fundamenta en:

- Las corrientes generadas por el flujo de mareas en las desembocaduras de las rías
- El gradiente salino que puede existir entre masas de agua de mar.

**FIGURA 13. SIMULACIÓN DE UNA INSTALACIÓN PARA CORRIENTES MARINAS**



Fuente: Inhabitad

**FIGURA 14. SIMULACIÓN DE UNA INSTALACIÓN PARA CORRIENTES MARINAS**



Fuente: SeaGen

La ubicación ideal de estas instalaciones es en lugares cercanos a la costa en donde el flujo de las corrientes marinas sea elevado debido a la presencia de corrientes oceánicas de importancia.

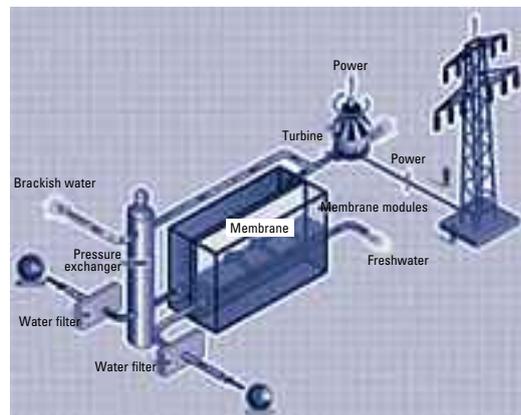
Otra posibilidad es su ubicación en las desembocaduras de las rías aprovechando tanto el flujo como el reflujos de la corriente.

En el golfo de Bizkaia no presenta las condiciones óptimas de aprovechamiento actual de esta tecnología, aunque ha de analizarse su ubicación en las desembocaduras de las rías para aprovechamiento de las corrientes generadas por las mareas.

#### 2.2.2.5. Energía de gradiente salino

La diferencia de salinidad entre el agua de los océanos y el agua de los ríos se mantiene esencialmente por evaporación del agua de los océanos y por lluvia recibida por los ríos. En estas zonas puede obtenerse energía debido a las diferencias de presión osmótica. La electricidad se produce debido al paso del agua salada a través de una turbina. Para conseguir una altura suficiente del agua salada y verterla a la turbina, el agua, se pone en contacto a través de una membrana semipermeable con agua dulce produciendo un fenómeno que se denomina ósmosis. Mediante este fenómeno se produce un desequilibrio de alturas entre las dos masas de agua que ejerce una presión equivalente a anular el flujo debido al gradiente de salinidad existente entre las dos masas.

**FIGURA 15. OWC**



Fuente: Tecnalia

### 2.2.2.6. Energía maremotérmica

El sol al incidir sobre la tierra constituye una fuente de energía que es almacenada en gran parte por los mares en forma de calor. La leve diferencia de temperaturas que se da entre la superficie de los océanos calentados por el sol y las profundidades más frías, constituyen otra fuente de energía que puede ser transformada en energía eléctrica.

Una central maremotérmica es una máquina térmica en la que el agua de la superficie actúa como fuente de calor mientras que el agua extraída de las profundidades actúa como refrigerante. Su funcionamiento se asemeja a las térmicas convencionales donde un líquido se evapora para luego pasar por la turbina. En este caso, el líquido puede ser el propio agua de mar utilizada directamente, o un segundo fluido de bajo punto de ebullición como el amoníaco, que circula en un circuito cerrado calentado por el agua de mar.

### 2.2.3. Biomasa

#### 2.2.3.1. Introducción

De forma genérica se entiende por biomasa la materia orgánica originada por un proceso biológico. Es el conjunto de sustancias orgánicas de origen animal, vegetal o procedente de cualquier transformación de las mismas, considerando tanto los que se producen de forma natural, como artificial.

**FIGURA 16. GENERACIÓN DE BIOMASA**



Fuente: IDAE

Vista la anterior definición genérica, puede intuirse la variedad de tipos, con la finalidad de ilustrarla, considérese a modo de ejemplo la que establece el RD 661/2007:

- b.6.1. cultivos energéticos: (a) agrícolas y (b) forestales;
- b.6.2. residuos agrícolas o de jardinería: (a) agrícolas: herbáceos, de cereal, hortícola, etcétera, (b) de jardinería y (c) de otras operaciones selvícolas en masas forestales y espacios verdes;
- b.7.1. biogás de vertedero;
- b.7.2. biogás de digestión anaerobia de: (a) residuos biodegradables industriales, (b) lodos de depuradora urbana o industrial, (c) residuo ganadero, (d) residuo agrícola, (e) otros susceptibles de digestión anaerobia;
- b.7.3. estiércoles y biocombustibles líquidos: (a) estiércoles y (b) biocombustibles líquidos;
- b.8.1. biomasa industrial agrícola: residuos de aceite y orujo de oliva, de aceituna, de aceite de semillas, de la industria vinícola y alcohólica,...
- b.8.2 biomasa industrial forestal: residuos de industria forestal de primera transformación, de segunda transformación (industria del mueble), otros residuos de industria forestal, residuos procedentes de recuperación de materiales ligno-celulósicos (palets, materiales de construcción,...);
- b.8.3. licores negros de la industria papelera;
- c.1. residuos sólidos urbanos;
- c.2. otros residuos no contemplados anteriormente;
- ...

#### 2.2.3.2. Procesos de aprovechamiento de la biomasa

La valorización energética de la biomasa requiere la utilización de diferentes procesos. Los tipos de procesos de conversión son:

- Procesos termoquímicos:

Están basados en la transformación química de la biomasa cuando es sometida a altas temperaturas. Destacan:

- combustión;
- pirólisis;
- gasificación.

- Procesos bioquímicos:

Son los llevados a cabo por microorganismos. Pueden destacarse:

- digestión anaerobia;
- fermentación alcohólica.

Como resultado de estos procesos y otros meramente físicos (trituración, cribado, astillado) se obtienen combustibles sólidos (astillas, briquetas, carbón vegetal, etc), líquidos (alcoholes, aceites, etc) y gaseosos (biogás, gas pobre, hidrógeno, etc). Estos combustibles son utilizados para generar electricidad, calor o como combustibles para automoción.

### 2.2.3.3 Tecnologías para la producción de energía eléctrica a partir de la biomasa

Las tecnologías que se utilizan para generar electricidad son:

- Combustión:
  - Ciclo Rankine Regenerativo.
  - Ciclo Orgánico de Rankine (ORC).
- Gasificación.
- Digestión Anaerobia.

#### A) COMBUSTIÓN

La combustión es una reacción de oxidación entre el combustible (en este caso, biomasa) y el comburente (aire).

La biomasa seca contiene, principalmente, los siguientes productos: carbono, oxígeno y volátiles. Los volátiles están constituidos por hidrocarburos ( $C_nH_m$ ), dióxido de carbono ( $CO_2$ ), monóxido de carbono (CO) e hidrógeno ( $H_2$ ) y van también acompañados por residuos carbónicos y vapor de agua.

En la combustión de biomasa se utilizan diferentes técnicas, dependiendo de las características del combustible, principalmente de la humedad, granulometría y contenido en cenizas.

Las técnicas de combustión se clasifican generalmente teniendo en cuenta la forma que adopta el combustible mientras se realiza la combustión y se pueden concretar en las siguientes:

- Parrillas.
- Quemadores ciclónicos.
- Quemadores de tornillo.
- Lecho fluidizado.

#### B) GASIFICACIÓN

La gasificación es un proceso de oxidación parcial que transforma la biomasa en productos gaseosos, principalmente en hidrógeno, monóxido de carbono, metano y vapor de agua, en proporciones diversas según la composición de la materia prima y las condiciones del proceso. La entrada de oxígeno se limita entre un 10 y un 50 % del teóricamente necesario para una combustión completa, y la temperatura de operación oscila entre 700 y 1.500 °C.

El proceso de gasificación está dividido en tres fases que son:

- Pirólisis o descomposición térmica.
- Oxidación o combustión.
- Gasificación o reducción.

La gasificación puede realizarse en una amplia variedad de gasificadores, estos se clasifican por el movimiento relativo de la biomasa y del gas. Los gasificadores se suelen dividir en dos tipos, de lecho móvil y de lecho fluidizado.

El gas que se obtiene en la gasificación tiene un PCI de aproximadamente 0,12 kep /Nm<sup>3</sup> (como referencia se puede indicar que el PCI del Gas Natural es de 0,89 kep/Nm<sup>3</sup>).

Este gas contiene alquitranes y partículas sólidas, que obligan a depurarlo antes de utilizarse como combustible en un motor alternativo de combustión interna para generar electricidad. La limpieza de este

gas requiere de los siguientes equipos: ciclón, filtros cerámicos, scrubber y secador. Esta depuración encarece mucho la instalación y, por tanto, reduce considerablemente su rentabilidad.

### C) DIGESTIÓN ANAEROBIA

La digestión anaeróbica es el proceso por el cual los microorganismos descomponen la biomasa en ausencia de oxígeno. Este proceso genera biogás, que se utilizan posteriormente como combustibles.

El biogás es el producto gaseoso de la digestión anaerobia de compuestos de origen orgánico. Tiene un PCI aproximado de 0,55 kJ/Nm<sup>3</sup>.

Su composición, que depende del sustrato con el que se produce y del tipo de tecnología utilizada, puede ser la siguiente:

- de 50 a 70% de CH<sub>4</sub>;
- de 30 a 40% de CO<sub>2</sub>;
- de 0 a 5% de H<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, y otros gases.

La digestión anaerobia puede aplicarse, entre otros, a residuos ganaderos, agrícolas, residuos de las industrias de transformación de dichos productos y residuos sólidos urbanos. Entre los residuos se pueden citar purines, estiércol, residuos agrícolas o excedentes de cosechas, etc. Estos residuos se pueden tratar separados o juntos, en lo que se denomina co-digestión. La digestión anaerobia también es un proceso adecuado para el tratamiento de aguas residuales de alta carga orgánica.

El biogás se utilizaría como combustible en un motor alternativo de combustión interna para producir electricidad y/o calor.

Los principales beneficios asociados a la digestión anaerobia son: reducción significativa de malos olores producidos por los residuos y, reducción de emisiones de gases de efecto invernadero derivadas de la reducción de emisiones incontroladas de CH<sub>4</sub>.

Los principales inconvenientes son: necesidad de depurar el biogás y el elevado coste de la instalación en comparación con la baja cantidad de energía obtenida.

#### 2.2.3.4. Tecnologías para la producción de energía térmica (calor y/o frío) a partir de la biomasa

La generación de energía térmica a partir de la biomasa tiene como finalidad principal el calentamiento de un proceso productivo, la calefacción de un local o la producción de Agua Caliente Sanitaria. Este calor se produce en calderas de biomasa en forma de vapor saturado o de agua caliente. Las calderas son, generalmente, de parrilla.

Cuando la energía térmica se utiliza para producir frío, se necesita un equipo complementario que produce frío a partir de calor, denominado frigorífico de absorción.

En la industria de papel, madera, etc, los residuos orgánicos generados son quemados en calderas para producir vapor, que a su vez es utilizado en el propio proceso productivo.

Por otra parte, una forma eficaz de utilizar la biomasa es produciendo calor y/o frío de forma centralizada y distribuyéndola en un municipio, urbanización, parque industrial, centro comercial, etc; este sistema se denomina "district heating & cooling".

### 2.2.4. Geotérmica

#### 2.2.4.1. Introducción

Se define energía geotérmica como la energía almacenada en forma de calor por debajo de la superficie sólida de la tierra. Engloba el calor almacenado en rocas, suelos y aguas subterráneas.

Las aplicaciones posibles de la energía geotérmica son térmicas y eléctricas.

Se distingue entre geotermia somera, que explota los recursos a una profundidad menor de 400 m y geotermia profunda, que explota los recursos a una profundidad mayor de 400 m.

#### 2.2.4.2. La tierra como depósito térmico

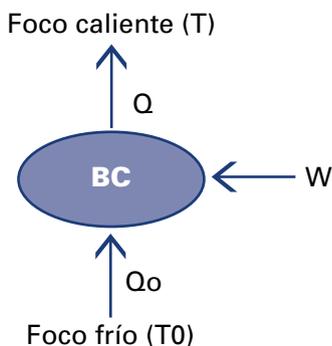
La Tierra puede actuar como un Depósito Térmico, de tal forma que en verano actúa como Foco Frío, y en invierno como Foco de Caliente.

El concepto termodinámico que se aplica es el de la Máquina de Carnot Inversa, la cual trabaja entre dos Focos Térmicos (Foco Caliente y Foco Frío), mediante una Bomba de Calor. El COP (rendimiento) de la Bomba de Calor es tanto mayor cuanto menor sea la diferencia de temperaturas entre ambos focos térmicos. En los países muy fríos la temperatura a unos pocos metros de profundidad en la tierra es de unos 15°C, mientras que la temperatura ambiente puede ser durante muchas horas al año de -10 °C (e incluso inferiores).

La Máquina de Carnot funcionando como Bomba de Calor:

**FIGURA 17. ESQUEMA DE UNA BOMBA DE CALOR**

**BOMBA DE CALOR**



Fuente: Tamoin

Se define COP (rendimiento de una Bomba de Calor) como:

$$COP = Q / W = T / (T - T_o)$$

Siendo T la temperatura que se desea alcanzar se observa que cuanto menor sea la diferencia de temperaturas entre el Foco Caliente y el Foco Frío (es decir, entre T y To), mayor será el rendimiento de la Bomba de Calor, es decir, menor será el consumo de energía eléctrica W.

Esto significa que la energía geotérmica es más rentable en países muy fríos (por ejemplo los países nórdicos) que en los de clima templado como es el caso del País Vasco.

**2.2.4.3. Funcionamiento del sistema**

Para refrigerar un edificio en verano, el sistema geotérmico transmite el calor excedente del interior de la edificación al subsuelo. Por otra parte, en invierno el equipo geotérmico permite calentar un edificio con el proceso inverso: extrayendo calor del suelo para transmitirlo a la edificación por medio de los colectores.

La energía geotérmica posee una gran uso doméstico, uno de ellos se relaciona con la calefacción y la obtención de agua caliente; estos procesos pueden llevarse a cabo mediante un sistema de captación y una bomba de calor. De la misma forma puede servir para refrigerar, ya que la energía geotérmica puede absorber el calor del ambiente a 40°C y desplazarlos al subsuelo mediante el mismo sistema de captación. Una instalación de esta clase proporciona a una casa con jardín un excelente sistema de calefacción y de agua caliente sanitaria.

**2.2.4.4. Clasificación según temperatura**

Dentro de la energía geotérmica se establecen cuatro categorías en función de la temperatura:

- Geotérmica de alta temperatura: La temperatura es superior a 150°C. Permite transformar directamente el vapor de agua en energía eléctrica.

Para que se puedan dar este tipo de yacimientos el gradiente geotérmico ha de ser de hasta 30°C cada 100 m. A profundidades comprendidas entre 1500 y 3000 m.

- Geotérmica de media temperatura: La temperatura se encuentra entre 90°C y 150°C. Permite producir energía eléctrica utilizando un fluido de intercambio.

Existen numerosas zonas del planeta donde se hallan yacimientos con estas temperaturas. La profundidad en este caso va desde 2000 m a 4000 m.

- Geotérmica de baja temperatura: La temperatura se encuentra entre 90°C y 30°C. No permite producir energía eléctrica pero es adecuado para calefacción de edificios y determinados procesos industriales.

La única condición geológica requerida, es la existencia a una profundidad de entre (1500 y 2000 m) de formaciones geológicas permeables, capaces de contener y dejar circular fluidos que extraigan el calor de las rocas. Con un gradiente geológico normal, a una profundidad de 2000m la temperatura puede alcanzar 70°C.

- Geotérmica de muy baja temperatura: La temperatura es menor de 30°C. Se puede emplear para calefacción y climatización empleando bombas de calor.

Prácticamente la totalidad de la corteza terrestre representa un extenso yacimiento de recursos geotérmicos de muy baja temperatura, que se ve interrumpida por la presencia de masas de agua continentales o marinas.

A pocos metros de profundidad, la temperatura permanece relativamente estable, entre 7°C y 13°C. Por debajo de 20 m de profundidad, la temperatura aumenta a razón de unos 3°C cada 100 m como consecuencia del gradiente geotérmico. En la mayor parte de las regiones del planeta, las rocas se encuentran a una temperatura de 25-30°C a 500 m de profundidad.

#### 2.2.4.5. Sistemas de aprovechamiento de los recursos

Distinguiremos los distintos recursos en función del tipo de geotermia:

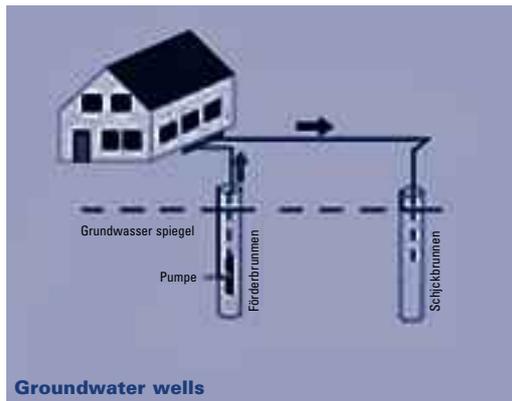
##### 2.2.4.5.1. Geotermia somera

- Es evidente que el comportamiento del terreno en lo que respecta a la transmisión y el almacenamiento del calor condiciona el rendimiento de este tipo de energía.
- La forma de aumentar la temperatura del fluido de intercambio térmico, deberá provenir de una fuente de energía ajena a la que se puede extraer del subsuelo; para ello se usan bombas de calor.
- Se clasifican en:

#### A. Sistemas abiertos:

- Toman el calor de corrientes subterráneas que fluyen libremente:

**FIGURA 18. ESQUEMA DE UN SISTEMA ABIERTO DE GEOTERMIA SOMERA**



Fuente: EGECE - European Geothermal Energy

- Por un pozo absorbe el agua cuyo calor intercambia en la bomba de calor.
- Por el otro pozo la devuelve al acuífero a menor temperatura.

#### B. Sistemas cerrados:

Horizontal:

- A sólo 0,8 m de profundidad, se entierran unos colectores horizontales de polietileno, por los que circula un agua con anticongelante, que conectados a una bomba de calor, pueden satisfacer las necesidades de calefacción de una vivienda de unos 150 m<sup>2</sup>. Necesita una parcela de terreno de 1,5 veces la superficie a calentar (3 veces si la vivienda con mal aislamiento térmico).

**FIGURA 19. ESQUEMA DE UN SISTEMA CERRADO HORIZONTAL DE GEOTERMIA SOMERA**



Fuente: EGECE - European Geothermal Energy

- El fluido de la tubería absorbe calor del terreno.
- En función de las características del terreno harán falta más o menos metros de tubería.

**Vertical:**

- Cuando no se puede instalar los colectores horizontales debido a causas diversas, (poco espesor de la capa de suelo, existencia de canalizaciones,..), se pueden emplear las llamadas sondas geotérmicas. Son varios colectores verticales enterrados a profundidades de entre 20 y 100 m y diámetros de perforación de entre 10 y 15 cm.

**a) En U:**

— La tubería dibuja un trazado en forma de U:

**FIGURA 20. ESQUEMA DE UN SISTEMA CERRADO VERTICAL EN U DE GEOTERMIA SOMERA**



Fuente: EGEC - European Geothermal Energy

— Por cada uno de esos trazados en U desciende el fluido a baja temperatura y asciende hacia la bomba de calor habiéndose aumentado su temperatura.

**b) Pilotes energéticos:**

La solución técnica es tan “simple” como insertar en el interior de parte o la totalidad de las piezas de hormigón antes mencionadas, tubos de polietileno por los cuales circulará el agua con anticongelante del circuito de la bomba de calor o máquina de refrigeración.

**FIGURA 21. ESQUEMA DE UN SISTEMA CERRADO VERTICAL CON PILOTES ENERGÉTICOS (GEOTERMIA SOMERA)**



Fuente: EGEC - European Geothermal Energy

**2.2.4.5.2. Geotermia profunda**

Pueden generar por un lado todas las aplicaciones anteriormente mencionadas y por otro lado electricidad.

Si pensamos en yacimientos en los que el agua pueda estar a una presión de 200 bar en forma líquida entre 350°C y 400°C, una perforación a este nivel producirá que el agua cambie de estado en su transición hacia la superficie. El vapor de esta forma generado puede introducirse en una turbina y producir energía eléctrica.

La geotermia profunda para generación de electricidad se puede clasificar en:

• **Circuito Abierto**

Se puede plantear la posibilidad de pasar el vapor a través de una turbina y producir energía eléctrica. El vapor de retorno es devuelto ya condensado a la red hidrográfica o bien al acuífero.

• **Circuito cerrado o ciclo binario**

Una sencilla forma de evitar los inconvenientes derivados de las centrales de ciclo abierto, es el emplear el vapor como medio indirecto de calentamiento de un vapor libre de impurezas que puede enviarse a la turbina sin riesgo de daños para los álabes.

• **Roca caliente seca HDR (Hot Dry Rocks)**

Consiste en perforar la tierra hasta llegar a una zona de roca seca con gran cantidad de calor en la que se inyecta un fluido desde la superficie para sacarlo después a mucha mayor temperatura. Es

un sistema todavía en fase de desarrollo aunque ya existen instalaciones de este tipo.

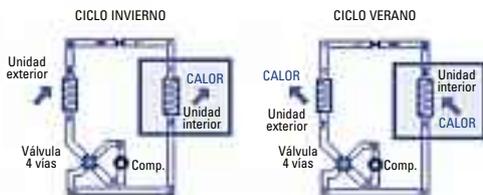
Este tipo de sistema son los llamados EGS (Enhanced Geothermal Systems).

### 2.2.4.6. Aprovechamiento de la energía geotérmica mediante bomba de calor geotérmica

En las aplicaciones geotérmicas de muy baja temperatura, se pretende extraer el calor del subsuelo terrestre, con el objeto de calentar un fluido altamente compresible y con bajo punto de vaporización. Este fluido será el encargado de transmitir este calor a una instalación en invierno, invirtiendo el proceso en verano.

A continuación se muestra el esquema básico que muestra a continuación en la figura siguiente:

**FIGURA 22. ESQUEMA CICLO DE LA BOMBA DE CALOR**



Fuente: Guía de energía geotérmica (Comunidad de Madrid)

La bomba de calor geotérmica GHP, tiene su aplicación fundamental en instalaciones domésticas y comerciales, para agua caliente sanitaria y calefacción de pequeña y mediana potencia.

La bomba de calor permite ampliar la temperatura que se extrae del subsuelo.

### 2.2.4.7. Sistemas de almacenamiento del calor geotérmico

Uno de los aspectos en los que se debe mejorar la eficacia de las instalaciones geotérmicas es en el de poder mantener las mismas condiciones de funcionamiento en invierno que en verano (es decir que el sistema mantenga las condiciones del terreno óptimas para cada estación). Para ello se han diseñado instalaciones de sondas geotérmicas en las cuales

una parte de las sondas recoge el agua caliente en verano y la lleva a otra zona de sondas para calentar el terreno para el funcionamiento en invierno. De la misma forma, la zona de sondas con retorno de agua caliente, usa esa agua en invierno y el retorno frío se usa en otra parte para enfriar el terreno como reserva para el verano. Este tipo de instalaciones supone un avance en cuanto al almacenamiento de energía que permite obtener un rendimiento mejor que una instalación convencional.

Entre las ventajas obtenidas se pueden mencionar:

- Mejor rendimiento incluso a carga parcial.
- Ahorro de energía eléctrica.
- Mantenimiento del medio geotérmico.

Por el contrario conviene enumerar las desventajas que este tipo de sistemas conllevan:

- Sobrecoste originado por el mayor número de sondas.
- Mayor necesidad de espacio.
- Necesidad de un terreno con unas características especiales para almacenar tanto el calor como el frío.

## 2.2.5. Solar

### 2.2.5.1. Introducción

Como se ha indicado en el anterior punto, el Sol produce de forma directa o indirecta, todas las Energías Renovables. Es, en definitiva, la fuente de la vida en la tierra y debemos aprovechar su energía y las que, a partir de su influjo, la naturaleza transforma.

La energía procedente del Sol llega a la Tierra en forma de radiación. Recogiendo esta radiación en colectores solares, la energía solar puede transformarse en energía térmica, y utilizando paneles fotovoltaicos o sistemas de concentración, la energía luminosa puede transformarse en energía eléctrica.

La potencia de la radiación varía según el momento del día, las condiciones atmosféricas que la amortiguan, la latitud y la altitud. Se puede asumir

que en buenas condiciones de irradiación el valor es de aproximadamente  $1000 \text{ W/m}^2$  en la superficie terrestre. A esta potencia se la conoce como irradiancia.

### 2.2.5.2. Tecnología y usos de energía solar

La energía solar se puede clasificar en función de las tecnologías empleadas en:

- Energía solar pasiva: aprovecha el calor del sol sin necesidad de elementos mecánicos.
- Energía solar térmica: aprovecha el calor del sol utilizando diferentes elementos mecánicos y tecnologías para calentar un fluido y así utilizarlo en distintas aplicaciones de baja temperatura.
- Energía solar termoeléctrica: igualmente aprovecha el calor solar para producir electricidad con un ciclo termodinámico convencional a partir de un fluido calentado a alta temperatura.
- Energía solar fotovoltaica: utiliza la radiación solar para producir electricidad mediante materiales semiconductores.
- Energía solar híbrida: combina la energía solar con otra energía. En función del tipo de energía con la que se combina, puede clasificarse a su vez en:
  - Renovable: biomasa, eólica...
  - Fósil
- Energía eólico solar (chimenea solar): utiliza el calor solar que calienta aire que asciende por una chimenea donde se encuentran los generadores.

A continuación se desarrollan las principales tecnologías de manera más extensa.

#### A) Energía solar térmica

Las aplicaciones principales de la energía solar térmica son: producción de agua caliente sanitaria, calentamiento de piscinas, calefacción, refrigeración, procesos industriales que no requieran grandes temperaturas e instalaciones agropecuarias.

Las placas colectoras utilizan la energía del sol para calentar un fluido portador, que a su vez, propor-

ciona el calor utilizable. En función de la aplicación, este fluido puede dirigirse hasta un intercambiador de calor (donde se calienta el agua que se va a utilizar en el sistema de ACS, el agua de piscina, la calefacción,...), o hasta una máquina de absorción (en el caso de la refrigeración de un recinto). Posteriormente, una bomba devuelve el fluido portador hacia el colector solar para repetir el ciclo.

#### B) Energía solar termoeléctrica

La energía solar termoeléctrica se clasifica en sistemas de media temperatura y sistemas de alta temperatura. En función de esta clasificación se obtiene tres tipos de tecnología:

- Centrales de Colectores Cilindro-parabólicos (Media Temperatura). Están formadas por colectores de espejo que reflejan la radiación sobre un tubo situado en la línea focal, el cual contiene el absorbente y el fluido caloportador. El fluido, que circula por el circuito primario, puede ser agua desmineralizada, etileno-glicol o aceites térmicos en función de la temperatura alcanzada. Posteriormente, se envía a una caldera en la que convierte en vapor el fluido (generalmente agua) que circula por un circuito secundario, el cual pone en movimiento un grupo turbina-alternador produciendo energía eléctrica. La central tiene habitualmente un dispositivo de almacenamiento (de aceite y rocas, agua a presión, sales fundidas,...). En tales circunstancias, el fluido primario transmite a éste la energía calorífica antes de llegar a la caldera.

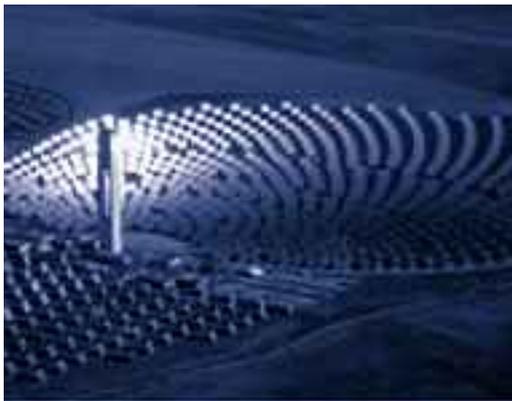
FIGURA 23. COLECTORES CILINDRO-PARABÓLICOS



Fuente: Abengoa Solar

- Centrales de Torre (Alta Temperatura). Están formadas por un campo de helióstatos que reflejan la radiación sobre un intercambiador de calor situado en la parte superior de una torre central. A partir de aquí, la base de funcionamiento del resto del ciclo es la misma que en el caso de centrales de colectores cilindro-parabólicos.

**FIGURA 24. CENTRAL DE TORRE. PROYECTO SP-10**



Fuente: Abengoa Solar

- Generadores Solares Disco-Parabólicos (Alta Temperatura). Consisten en un conjunto de espejos que forman una figura de un paraboloide de revolución. La energía solar captada es concentrada en el foco del paraboloide, en donde se encuentra el receptor. Éste se usa entonces para generar electricidad en un pequeño motor, siendo el más usado el motor Stirling o turbinas Brayton. Cada unidad de este sistema puede alcanzar una potencia térmica capaz de generar entre 20 y 30 kW de potencia eléctrica. Cada disco parabólico, por otro lado, puede constituir una unidad independiente o estar integrado en un grupo, dando lugar, de forma interconectada, a un sistema de mayor potencia. Las aplicaciones de este tipo de centrales van desde la generación de energía eléctrica, hasta la producción de calor, pasando por sistemas mixtos de cogeneración o químicos. Cabe subrayar que con este sistema se consigue un alto rendimiento.

**FIGURA 25. GENERADOR SOLAR DISCO-PARABÓLICO**



Fuente: Abengoa Solar

Cada tipo de concentrador posee unos mecanismos electrónicos que reciben periódicamente las órdenes que les transmite un programa asociado a un ordenador central. Estas órdenes hacen que se vaya moviendo según dos ejes de giro, en el caso de los heliostatos y los discos-parabólicos, o mediante el giro alrededor de un eje paralelo a su línea focal, en el caso de colectores cilindro-parabólicos. De este modo se puede estar en todo momento en la posición más adecuada para recibir con mayor intensidad la radiación solar y concentrarla eficazmente.

### *C) Energía solar fotovoltaica*

Consiste en la conversión directa de la radiación solar directa y difusa en electricidad, mediante un dispositivo electrónico denominado célula solar, formada por materiales semiconductores. Esta conversión se basa en el llamado efecto fotovoltaico que se produce al incidir la luz sobre dichas células. De esta forma se genera un flujo de electrones en el interior de esos materiales y una diferencia de potencial que puede ser aprovechada.

La potencia de la radiación varía según el momento del día y al igual que en el caso de los concentradores, los paneles fotovoltaicos pueden realizar un seguimiento del sol para maximizar la producción de energía y conseguir así un menor coste por kWh producido.

**FIGURA 26. PANELES FOTOVOLTAICOS**

Fuente: Tecnalia

Las instalaciones fotovoltaicas pueden suministrar energía a emplazamientos aislados o funcionar conectadas a la red eléctrica exportando la energía generada. Existen aplicaciones muy diversas tanto en suelo (huertos solares), como en cubiertas.

El grado de desarrollo tecnológico en el sector fotovoltaico es considerable, existiendo una importante diversidad tecnológica con características técnicas y económicas sustancialmente diferentes.

Existen básicamente cuatro tecnologías que se están aplicando:

- Silicio cristalino, mc-Si y pc-Si

La mayoría de las células solares disponibles comercialmente son de silicio mono o poli-cristalino y presentan buenos rendimientos. Las células mono-cristalinas, con un grueso de 300-500 micras, requieren cantidades grandes de silicio y su rendimiento se encuentra alrededor del 17 %; el de las células poli-cristalinas, más económicas de fabricación, ya que aprovechan los residuos de las mono-cristalinas, llega hasta el 15%.

- Silicio amorfo (a-Si)

Estas células de capa fina tienen una superficie que llega hasta varios metros cuadrados y su método de fabricación las hace muy versátiles a la hora de crear diferentes productos. Resultan más económicas que las mono o poli-cristalinas y su rendimiento es alrededor del 8 % genéricamente.

Su aplicación combinada en múltiples capas o con otras tecnologías está dando actualmente los rendimientos más elevados, como la combinación mc-Si+a-Si (mono-cristalino + silicio amorfo), superando el 18 %, pero a un coste más elevado, o la llamada tándem, que combina  $\mu$ -Si+a-Si (Silicio micro-cristalino + silicio amorfo).

Por último, la tecnología en silicio amorfo, a-Si, que da un rendimiento estable y con buen comportamiento a altas temperaturas es la combinación de 3 capas de a-Si. Se consigue captar mayor espectro solar con un mejor comportamiento en condiciones de baja radiación o radiación solo difusa.

La tecnología de Silicio amorfo, a-Si, permite la aplicación sobre sustratos tipo PVC, de manera que el módulo final puede ser rígido o flexible, facilitando así múltiples aplicaciones.

- Teluro de Cadmio (CdTe)

El CdTe se engloba dentro de las tecnologías de capa fina de módulos fotovoltaicos y resulta un compuesto muy apropiado para la producción de células fotovoltaicas y puede ser fabricado con multitud de métodos de bajo coste. Actualmente tienen un rendimiento algo mayor al del silicio amorfo pero se prevé un incremento de su rendimiento en los próximos años, pudiendo llegar al 19 % en célula.

A pesar de las buenas aplicaciones del CdTe, existe el problema de la toxicidad por las posibles emisiones de cadmio en caso de incendio a altas temperaturas.

- CIGS

Englobada también dentro de las tecnologías consideradas de capa fina, el CIGS es un material semiconductor compuesto por cobre, indio, galio y selenio. Dentro de los Thin Film es el que mayor rendimiento tiene (entorno al 9 – 11 %).

La máxima eficiencia obtenida en laboratorio llega al 19,5 %, cosa que sitúa esta tecnología de capa fina con una proyección de futuro si se llega a conseguir producir a bajo coste. Los procesos de fabricación de las células solares de

capa fina (Thin Film) tienen unos costes mucho más bajos que las células de silicio. Mientras que las primeras se producen a bajas temperaturas, la fabricación de las segundas presenta una importante demanda energética, lo que repercute positivamente tanto en coste como en el medio ambiente.

Otras tecnologías se están investigando actualmente, como son el micro-silicio, el dióxido de titanio y las películas orgánicas fotovoltaicas (OPV):

- **Micro-silicio:** esta tecnología espera mejorar los rendimientos y costes del Silicio amorfo. Se espera que pronto sea un competidor del resto de materiales thin-film. La alta eficiencia del micro Silicio y su baja degradación debido a la luz, hacen que las empresas industriales estén dedicando recursos a la investigación en esta tecnología.
- **Dióxido de Titanio:** las capas impregnadas de Dióxido de Titanio se utilizan para generar voltaje en lugar del material semiconductor que se utiliza en la mayoría de las células fotovoltaicas. Debido a que el Titanio resulta relativamente barato, ofrecen un gran potencial de reducción de costes.
- **Películas Orgánicas Fotovoltaicas (OPV):** están formadas por una película de material plástico hecho de dos tipos diferentes de polímeros. Actualmente la eficiencia esta en torno al 2-5 %, pero el bajo coste de producción unido al abanico de aplicaciones (ventanas o tejados de casas particulares) hacen que sean una de las grandes líneas de investigación.

El mercado fotovoltaico en 2008 estaba repartido de la siguiente forma: 87 % c-Si frente al 13 % de capa fina. Actualmente, First Solar es el mayor fabricante de módulos fotovoltaicos basándose en los Thin Film de CdTe y habiendo alcanzado una eficiencia del 11% en 2009.

Una de las estrategias a seguir para optimizar el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos consiste en utilizar sistemas de concentración. Éstos consisten en un sistema óptico que concentra la luz solar en área mucho menor de célula solar. Dado que el área

de la célula es mucho menor, la influencia del coste de la célula en el precio final es menor. Existen dos tipos de plantas de concentración:

- **Plantas de baja concentración:** utilizan espejos para concentrar la radiación solar en un punto.
- **Plantas de alta concentración:** se consigue concentrar a través de tecnología óptica hasta 400 veces la luz del sol.

Dentro de este último tipo de plantas estaría ubicada la tecnología desarrollada por Guascor Foción con su sistema SIFAC. Consiste en un sistema con seguimiento en dos ejes, dado que las células solo funcionan adecuadamente en días despejados y con radiación directa, y está compuesto por cinco módulos en los cuales un parquet de lentes Fresnel concentra la luz en una matriz de células solares de silicio de área 400 veces menor. En este sistema se llega al 27 % de eficiencia de la célula en producción y permite obtener un 30 % más de energía que los sistemas convencionales.

## 2.2.6. Hidroeléctrica (mini-hidráulica)

### 2.2.6.1. Introducción

La energía hidráulica consiste en el aprovechamiento de la energía contenida en una masa de agua que se encuentra a una cierta altura. El agua conducida acciona una turbina hidráulica acoplada a un generador de manera que la energía mecánica se transforma en eléctrica.

Son factores clave: el caudal y la altura del salto. Las presas permiten regular el caudal y para aumentar el salto.

La energía hidroeléctrica es una de las más rentables. El coste inicial de construcción es elevado, pero sus gastos de explotación y mantenimiento bajos. Aún así tienen unos condicionantes:

- Las condiciones pluviométricas medias del año deben ser favorables.
- El lugar de emplazamiento está supeditado a las características y configuración del terreno por el que discurre la corriente de agua.

### 2.2.6.2. Tipos de centrales

El IDAE clasifica las centrales hidroeléctricas en función del emplazamiento:

- Centrales de agua fluyente. Captan una parte del caudal del río, lo trasladan hacia la central y una vez utilizado, se devuelve al río.
- Centrales de pie de presa. Se sitúan debajo de los embalses destinados a usos hidroeléctricos o a otros usos, aprovechando el desnivel creado por la propia presa.
- Centrales en canal de riego o de abastecimiento.

A continuación se desarrolla de manera más extensa los tipos de centrales hidroeléctricas.

#### Centrales de agua fluyente

Las centrales de agua fluyente se basan en el aprovechamiento por derivación de las aguas. Consiste en desviar las aguas del río mediante una toma, y a través de canales o conducciones se lleva hasta la central. En algunos casos se construye una pequeña presa en la toma de agua para elevar el plano de ésta y facilitar su entrada al canal o tubería de derivación. El agua desviada se conduce hasta un depósito llamado cámara de carga. De esta cámara arranca una tubería forzada que conduce el agua hasta la turbina hidráulica en el punto más bajo de la central. Posteriormente, el agua es restituida al río aguas abajo utilizando un canal de descarga.

**FIGURA 27. ESQUEMA DE CENTRAL DE AGUA FLUYENTE**



Fuente: EVE

Otros casos que también se incluyen en este grupo, siempre que no exista regulación del caudal turbinado, son las centrales que se sitúan en el curso de un río en el que se ha ganado altura mediante la construcción de una azud, sin necesidad de canal de derivación, cámara de carga ni tubería forzada.

#### Centrales de pie de presa

Las centrales de pie de presa se basan en el aprovechamiento por acumulación de las aguas. En estas centrales, se regulan los caudales de salida para utilizarlos cuando sea necesario. Se basan en construir un embalse en el cauce del río para almacenar las aportaciones de éste, además del agua procedente de las lluvias y del deshielo. La toma de agua de la central se encuentra en la denominada zona útil, que contiene el total de agua que puede ser turbinada. Debajo de la toma se sitúa la denominada zona muerta, que simplemente almacena agua no útil para turbinar. En la base inferior, aguas abajo de la presa se encuentra la sala de máquinas.

En la Figura 28 se observa un esquema de una central de pie de presa.

**FIGURA 28. ESQUEMA DE CENTRAL DE PIE DE PRESA**



Fuente: EVE

#### Centrales en canal de riego

Se distinguen dos tipos de centrales dentro de este grupo:

Aquellas que utilizan el desnivel existente en el propio canal. Mediante la instalación de una tubería forzada, paralela a la vía rápida del canal de riego,

se conduce el agua hasta la central, devolviéndola posteriormente a su curso normal en canal.

Aquellas que aprovechan el desnivel existente entre el canal y el curso de un río cercano. La central en este caso se instala cercana al río y se turbinan las aguas excedentes en el canal.

### 2.3. Recursos renovables existentes en la CAPV

La existencia de recursos naturales es un elemento fundamental que alimenta el desarrollo de la industria. Pero lo que es, o lo que se considera, un recurso natural cambia con los avances tecnológicos y el desarrollo de la ciencia. Un recurso natural es aquel elemento de la naturaleza que la sociedad, con su tecnología, es capaz de transformar para su propio beneficio.

Los recursos energéticos renovables poseen un carácter local, por lo que pueden contribuir a reducir la dependencia de las importaciones energéticas y aumentar la seguridad de suministro. El desarrollo de fuentes energéticas renovables puede contribuir activamente a la creación de empleo sobre todo en las pequeñas y medianas empresas, tan importantes para el tejido económico. El despliegue de las fuentes de energía renovables puede ser una característica clave del desarrollo regional con el objetivo de lograr mayor cohesión social y económica en Euskadi.

A pesar de que los recursos naturales que existen en Euskadi son escasos, las administraciones vascas promueven la producción de energía renovable mediante subvenciones que año a año se renuevan.

#### 2.3.1. Magnitudes mínimas para el aprovechamiento del recurso

El mencionado carácter local de los recursos renovables implica ceñirse al recurso disponible en un área concreta, a diferencia de lo que sucede con otros recursos no renovables, por ejemplo (petróleo, gas) que admiten la posibilidad de ser importados. Este aspecto supone disponer en el propio emplazamiento de un valor mínimo del recurso por debajo del cual no es rentable su aprovechamiento.

A continuación se exponen los recursos naturales y sus valores umbrales que limitan el potencial útil, con la tecnología actual, en Euskadi:

- **Viento:** Es causado por las diferencias de temperatura existentes al producirse un desigual calentamiento de las diversas zonas de la Tierra y de la atmósfera. Las masas de aire más caliente tienden a ascender, y su lugar es ocupado entonces por las masas de aire circundante, más frío y, por tanto, más denso. Del viento se aprovechan las corrientes de aire horizontales, transformando la energía cinética que posee una masa de aire para producir electricidad mediante máquinas rotativas. Actualmente el aerogenerador tipo genera una potencia de 2 MWe, el cual requiere una velocidad mínima de viento de unos 4 m/s. Por debajo de esta velocidad, la potencia que produce no compensa sus costes. Euskadi presenta condiciones favorables para la generación de energía eólica onshore. La implantación de la energía eólica offshore con anclaje al fondo se ve frenada por las características de la plataforma continental. La profundidad de cimentación supone al día de hoy un importante factor limitativo para los parques marítimos, para combatir dicha limitación actualmente se están concentrando importantes esfuerzos en el desarrollo de sistemas flotantes.
- **Océanos:** El agua de mar constituye un inmenso colector de energía solar. La radiación del Sol calienta las capas superficiales de los océanos y pone en movimiento los vientos que azotan su superficie y forman las olas. Mediante diferentes tecnologías se puede producir electricidad.
  - Energía mareomotriz: consiste en el aprovechamiento energético de las mareas mediante la captación del agua debido al ascenso y descenso del agua del mar producido por la acción gravitatoria del sol y la luna. Para que actualmente sea rentable el aprovechamiento de la energía de las mareas se requiere un estuario-bahía de suficiente capacidad y un desnivel entre mareas superior a 8 metros. En Euskadi las mareas apenas alcanzan un desnivel de 4'5 metros.

- La energía de las corrientes consiste en el aprovechamiento de la energía cinética contenida en las corrientes marinas. El proceso de captación se basa en convertidores de energía cinética similares a los aerogeneradores, empleando en este caso instalaciones submarinas. Además de ser una tecnología no desarrollada, la ubicación de Euskadi, en el fondo del Golfo de Bizkaia, hace poco probable que las corrientes marinas tengan energía suficiente para ser aprovechadas.
- La energía de las olas o undimotriz consiste en el aprovechamiento energético producido por el movimiento de las olas que se originan como consecuencia del rozamiento del aire sobre la superficie del mar. La costa vasca presenta un desnivel de las mareas menor de 5 metros y un flujo de energía del orden de 30 kW/m de media anual, valor suficiente para la producción de energía.
- La energía mareomotérmica consiste en el aprovechamiento de la energía térmica del mar utilizando el gradiente de temperatura entre la superficie y las aguas profundas. El aprovechamiento de las diferencias de temperatura existentes entre la superficie y las aguas profundas requiere una diferencia mínima de 20°C durante todo el año, diferencia que no se da en nuestras costas.
- **Biomasa:** Es el conjunto de la materia orgánica, de origen vegetal o animal y los materiales que proceden de su transformación natural o artificial. Aprovecha la energía interna de la materia para la generación de electricidad y calor/frío. La generación de calor se realiza mediante diversos procesos termoquímicos, entre los cuales no existe un valor umbral mínimo de aprovechamiento, por ejemplo, las calderas domésticas de biomasa. La generación de electricidad se realiza bien por combustión directa o tras sufrir procesos bioquímicos y/o termodinámicos, en ambos casos el valor mínimo posible está limitado por las tecnologías existentes. Euskadi presenta condiciones favorables que permiten la producción de energía eléctrica y térmica.
- **Calor de la tierra:** se aprovecha la energía almacenada por debajo de la superficie sólida de la tierra a una temperatura a partir de 150°C para generar electricidad, y por debajo de 150°C para producir calor y/o frío. En ambos casos se lleva a cabo a través de un fluido. Euskadi presenta condiciones geológicas favorables que permiten la producción de energía térmica, pero en el caso de la producción de electricidad no se considera viable, debido a la falta de yacimientos de alta temperatura.
- **Sol:** se aprovecha la radiación solar para diferentes usos como la generación eléctrica y la generación térmica.
  - Solar fotovoltaica: por medio de células fotovoltaicas se genera electricidad. Con muy poca incidencia de luz se puede producir electricidad (tenemos casos domésticos como puede ser los calentadores solares o equipos de señalización vial) pero para que se pueda obtener electricidad en cantidades suficientes como para que resulte significativa, es necesario una radiación mínima de 1000 kWh/m<sup>2</sup>/año. En Euskadi se dan esas condiciones de forma muy ajustada lo que obligaría a incentivar fuertemente esta tecnología para que sea rentable.
  - Solar termoeléctrica: se produce el calentamiento de un fluido que posteriormente, mediante tecnologías convencionales, se transforma en electricidad. Los valores mínimos de energía solar incidente necesarios son: 1500 kWh/año y 2500 horas/año. Euskadi no presenta condiciones favorables que permiten la producción de energía.
  - Solar térmica: se produce el calentamiento de un fluido que posteriormente se utiliza para producir calor. Los valores de radiación necesarios son de 1000 kWh/m<sup>2</sup>/año aproximadamente. Euskadi presenta condiciones favorables que permiten la producción de energía.
- **Ríos:** se aprovecha la energía potencial de una masa de agua para producir electricidad mediante máquinas rotativas. Es muy difícil fijar

un valor umbral mínimo de potencia eléctrica generada para promover un proyecto de mini-hidráulica, ya que dependen muchos factores principalmente técnicos (costes de obra civil, accesos, tipo de central...) y medio ambientales. En Euskadi se han llegado a instalar casos particulares de 5 kW, pero el umbral mínimo es 25 kW según las circunstancias particulares.

## 2.4. Evolución previsible de las tecnologías a 2020 y a 2050

A continuación se analiza la evolución previsible de las tecnologías hasta los horizontes de 2020 y 2050, con especial énfasis en las de mayor potencial de desarrollo en la CAPV, en cada una de las modalidades de energía renovable a 2020 y 2050.

### 2.4.1. Eólica

Consideraciones generales:

1. La energía eólica se considera una tecnología bastante madura (entre las renovables) en lo referido al diseño y concepto de funcionamiento, donde la evolución tecnológica tiende hacia el aumento de escala y en reducir los costes de inversión mediante la optimización en las fases de diseño, fabricación, construcción y operación.
2. Existe un sistema claramente dominante; la gran eólica de eje horizontal.
3. Existe especial interés en la evolución de la eólica marina (off-shore) lo cual supone un mayor potencial de aplicación, así como una mayor producción (por las condiciones de generación en el mar). Cabe destacar que tiene unos costes actuales de más de 60% respecto a la eólica terrestre (on-shore) (carbon Trust, 2008).

#### 2.4.1.1. Horizonte 2020

Se espera que en el horizonte 2020, los avances tecnológicos en el campo de la energía eólica se centren en:

- 1) En energía eólica *on-shore* se prevé el desarrollo *aerogeneradores de mayor potencia* unitaria y más altos para su aplicación en la gran

eólica. Actualmente, GAMESA se encuentra en fase de pruebas de una máquina de 4,5 MW (prototipo on-shore instalado en Muel, enfocado a I+D) y ya se están desarrollando equipos de 5 y 6 MW.

- 2) También se contempla el desarrollo de la energía *mini-eólica* integrándola en entornos urbanos y rurales. Para ello, se está trabajando en el desarrollo de máquinas menores de 100 kWe para usos domésticos, que tienen la gran ventaja de que pueden ser conectadas en Baja Tensión.

- 3) Existen, por otra parte, referencias de *desarrollos tecnológicos específicos diversos*, a modo de ejemplo se citan algunos de ellos:

- a. Patente alemana MEWT consistente en un nuevo diseño de turbina cuya tecnología, aún pendiente de desarrollo, permitiría un mayor aprovechamiento eólico, generándose una cantidad de energía eléctrica considerablemente superior con un diámetro de pala menor en comparación con las máquinas actuales y, previsiblemente, reduciendo los costes de manera importante.

- b. Empresa estadounidense ha desarrollado un dispositivo que se puede incorporar a los aerogeneradores de los actuales parques para aumentar la producción de electricidad entre un 15 y 30 %. El aumento de rendimiento sería de hasta un 150 % en torres de baja velocidad (los que funcionan con velocidad del viento de hasta 6 m/s).

- 4) En el campo de la energía eólica *off-shore*, pueden hacerse las siguientes consideraciones:

- a. En cuanto al *tamaño de la máquina*:

En Europa existen varias instalaciones marinas con máquinas de potencia unitaria 5 MW y superior, fabricadas por BARD Engineering, Areva, REpower y otros. Los aerogeneradores de 6 MW son una realidad, Vestas dispone de su modelo y ya está en operación un parque offshore prototipo entre Alemania y Dinamarca dotado de

máquinas de 6 MW de REpower. Bard está desarrollando turbinas de 6,5 MW para su instalación en mar del Norte. No hay, por el momento, acuerdo en el sector acerca del tamaño óptimo de máquina para generación marina. Se citan valores de hasta 10 MW, aunque estas potencias tienen limitaciones asociadas a la construcción (disponibilidad de barcos y grúas especiales para transporte e instalación), mantenimiento y competitividad de los parques marítimos. No obstante, en Gran Bretaña ya está en marcha el Proyecto Britannia, para el cual la empresa Clipper Windpower está proyectando una turbina eólica offshore de 10 MW. Se prevé que el primer prototipo de esta potencia esté disponible en 2012.

b. En cuanto a las infraestructuras eléctricas marinas:

La mayoría de los parques construidos hasta el momento se sitúan a una distancia no mayor de 20 km de la costa, aunque también hay instalaciones en funcionamiento a 45 km del litoral y en breve habrá nuevos parques a 60 km. Ya está proyectado un parque de demostración a 90 km de la costa en el Mar del Norte, en el que se instalarán máquinas de 5 MW. A distancias del orden de 60 km y superiores son necesarias importantes infraestructuras eléctricas marítimas, por lo que la ubicación de parques en la lejanía está íntimamente ligada a los avances en materia de infraestructuras eléctricas.

c. En cuanto a la tecnología de líneas de evacuación:

Dada la distancia relativamente corta hasta la costa de los parques marinos en operación, la tecnología de las líneas de transmisión en AC (corriente alterna), es la más utilizada. En aquellos casos en que la distancia sea muy grande (centenares de kilómetros) podría ser más adecuada la tecnología transmisión High Voltage Direct Current —HVDC— (corriente continua). La introducción de estas nuevas

tecnologías en las líneas de transmisión conllevaría la necesidad de desarrollar aparatología adecuada.

d. En cuanto a las *cimentaciones*:

La mayor parte de las instalaciones offshore construidas actualmente están en aguas de hasta 20 m de profundidad, sin embargo también hay algunos casos donde las profundidades de las aguas alcanzan 40 m e incluso 60 m. En todos los casos mencionados, los aerogeneradores están cimentados en el fondo marino, empleando diferentes variantes de cimentación. Debe avanzarse en las aplicaciones hasta 60 m para su consolidación tecnológica e incluso alcanzar profundidades mayores mediante cimentación.

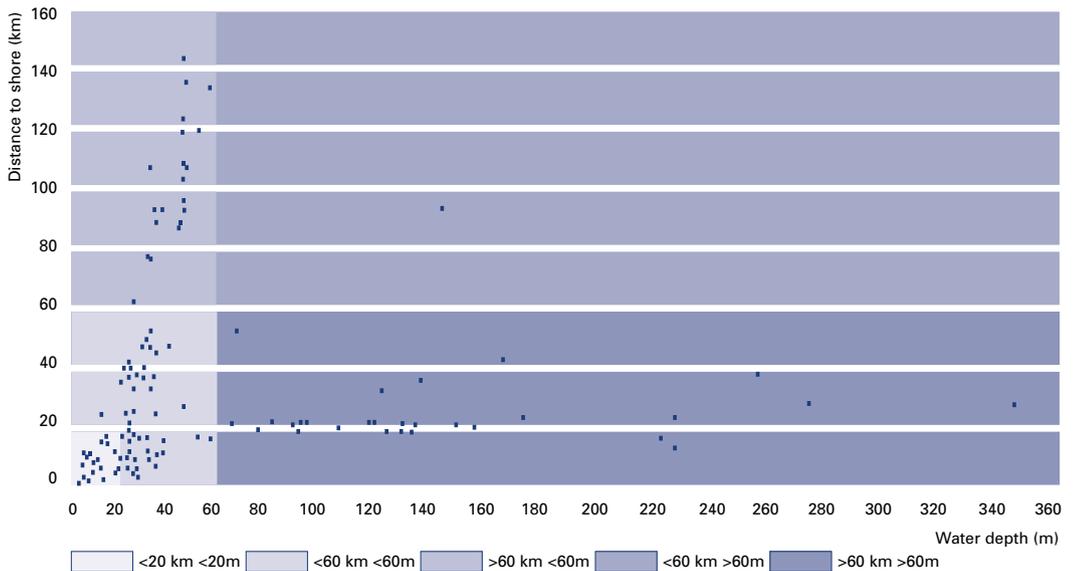
Para profundidades más allá de 60 m, se ha recurrido a la tecnología flotante.

5) Particularmente en la energía eólica *off-shore flotante*, pueden hacerse las siguientes consideraciones:

Se encuentran en operación varios prototipos que emplean tres soluciones flotantes con máquinas de hasta 5 MW. La tecnología flotante es la de mayor interés de cara a su posible aplicación en Euskadi ya que, dada la batimetría del litoral, la cimentación está prácticamente descartada. Todas las soluciones flotantes que están en desarrollo, flotante, baliza (spar buoy) y semi-sumergible, podrían encajar con las características de la plataforma continental frente a las costas vascas. En los próximos años, debe manifestarse un avance en esta línea de investigación.

En el gráfico siguiente, cada punto representa un proyecto a desarrollar hasta 2025. Gran parte de los proyectos tienen profundidades inferiores a 60 metros (por lo que son de cimentación) y distancias de la costa menores de 60 Km. Además, hay un importante grupo de proyectos con profundidades superiores y tecnología flotante (Vries, 2009; EWEA, 2009a, 2009b: 51-52).

**GRÁFICO 1. PROYECTOS EUROPEOS DE PARQUES EÓLICOS MARINOS A DESARROLLAR HASTA 2025**



Fuente: EWEA, 2009a: 16, Oceans of Opportunity

### 2.4.1.2. Horizonte 2050

Se espera que en el horizonte 2050, los avances tecnológicos en el campo de la energía eólica se centren en:

1. Respecto al *tamaño de las turbinas* se prevé un desarrollo tecnológico gradual, estimándose que para el 2030 las turbinas del mercado puedan alcanzar un tamaño de 7- 8 MW, tanto para marina como para terrestre. Aunque algunos expertos dicen que en 7-8 MW puede estar el límite, hay que recordar que también se creía anteriormente que el límite estaba en 2 MW. El aumento de tamaño supone tanto una mejora por aumento de la superficie de las palas, así como por economía de escala, ya que los costes mantenimiento son prácticamente los mismos para diferentes tamaños de aerogeneradores.
2. Un límite para el aumento de tamaño de los aerogeneradores es el *transporte* desde el punto de producción a su ubicación final debido al tamaño del mástil/torre. Este límite es más restrictivo en el caso de la eólica

terrestre, debido al que los elementos son transportados en camiones. En el caso de la eólica marina, la producción se realiza en zonas costeras, de forma que todo el proceso se realiza en barco.

3. Otra posible mejora se refiere a la utilización de *fibra de carbono* en las palas en lugar del poliéster de fibra de vidrio, mucho más pesado. Con ello se obtiene un menor peso, lo que reduce los límites de tamaño. Actualmente la fibra de carbono es 10 veces más cara que el material actual. Se espera a su vez que la demanda de altas cantidades de fibra de carbono en las turbinas, se tenderá a reducir rápidamente su coste. Otro problema de la fibra de carbono es que no es reciclable, por lo que crea un problema de residuos. Se estima que dicha mejora podría introducirse al mercado a partir de la década del 2020. Existen así mismo varios estudios sobre la mejora y abaratamiento en los *materiales* a utilizar en eólica, aunque siempre asumiendo retos como las exigentes condiciones ambientales de la eólica marina.

4. Desarrollo de la *cimentación/anclajes*, como condicionante principal en la aplicación de sistemas offshore. El desarrollo de los anclajes condiciona la profundidad máxima en la cual pueden ser instalados los aerogeneradores. Se prevé un desarrollo importante, donde su máxima expresión se da en el caso de anclajes flotantes, lo que permitiría la instalación en aguas de gran profundidad (especialmente de interés en el caso de la CAPV).
5. Se está evaluando la utilización de *cimentaciones de hormigón* para off-shore, en lugar de utilizar pilotes. Esta es una opción de muchísimo mayor coste inicial aunque tiene la ventaja de poder ser reutilizada durante su periodo de vida. La fijación de hormigón duraría 50 años por 20 años que tiene cada sistema eólico. Por ello, para que se pueda producir esta opción, haría falta algún tipo de esquema de inversión por parte de la administración pública (por los altos costes financieros).
6. Otra tecnología que está siendo investigada se refiere a las *góndolas sin multiplicadora* o (direct-drive, gearless nacelles). Estos sistemas requieren de unos dispositivos electrónicos no existentes cuando se desarrollaron los generadores con caja de cambios. Se estima que esta tecnología podría estar disponible en el mercado a partir de 2030, y consolidado para 2050.
7. Actualmente, se estima que los costes de la eólica terrestre ascienden a 1,3-1,5 millones de euros/MW. Esto está determinado principalmente por los costes de los *materiales*: Hormigón, acero, cobre y poliéster. Se podrían dar reducciones en el los precios basados diferentes diseños. Uno de esos sistemas es un sistema hidráulico. Mediante este sistema se podría reducir los costes a 1 millón de euros/MW, y según expertos de SQ Consult, esto podría suceder en torno a los años 2020-2030. Para 2050 el sistema estaría normalizado en el mercado por lo que se reduciría aún más el coste (por debajo de 1 millón de euros/MW).
8. En otra escala, como ya se ha comentado anteriormente, se están desarrollando varias

tecnologías y modelos de *eólica urbana*, donde los principales retos se están centrando en la reducción de costes y búsquedas de nuevas aplicaciones. No existe un consenso sobre el modelo de aerogenerador predominante, de forma que existe gran variabilidad de sistemas y diseños.

## 2.4.2. Energía de los océanos

Consideraciones generales:

1. Se han realizado interesantes desarrollos tecnológicos en la energía marina hasta la actualidad, pero todavía no alcanza el grado de madurez tecnológico que le permite ser implementada comercialmente en el mercado de la producción de energía. Todavía consenso en cuáles serán los sistemas o conceptos que tendrán mayor trascendencia, aunque la energía mareomotriz y la undimotriz (o de olas) son sistemas con mayor avance y que apuntan a un mayor desarrollo en un futuro próximo.
2. La tecnología undimotriz es una tecnología todavía incipiente donde existen más de 70 conceptos diferentes, pudiendo ser agrupados en 5 categorías. Los 2 conceptos que están más desarrollados e instalados son los de "columna de agua oscilante —OWC—" y "PELAMIS", aunque no existe consenso de cara a cuál será la tecnología dominante, ni a corto ni a largo plazo. De hecho, existen opiniones que creen que tanto "columna de agua oscilante" como "PELAMIS", aún siendo las más desarrolladas, puedan ser sustituidas por otros conceptos/diseños de mayor interés.
3. Por ahora, la discusión principal está encaminada al reducir los costes y no tanto a la optimización de la eficiencia, principalmente debido a los altos costes de las instalaciones.

### 2.4.2.1. Horizonte 2020

En el horizonte 2020, pueden hacerse las siguientes reflexiones:

- En la actualidad existen multitud de prototipos que aprovechan el movimiento de las mareas y

de las olas para producir energía eléctrica. Por ser una tecnología joven los sistemas mareomotrices y undimotrices tienen un margen de evolución muy grande.

- No puede afirmarse que en la actualidad exista ninguna tecnología predominante, tratándose en la mayoría de los casos de prototipos, no habiendo ningún desarrollo comercial. Por ello resulta difícil vislumbrar cuáles tendrán éxito a futuro.
- Algunos países ya tienen sistemas funcionando y conectados a la red eléctrica, como Portugal que ha apostado claramente por esta nueva energía renovable. Noruega y Escocia son países pioneros en la tecnología undimotriz.

Recientemente, se han anunciado los nombres de los adjudicatarios del primer parque comercial a nivel mundial para explotación de la energía de olas y mareas, a construir en 10 emplazamientos situados en aguas escocesas, concretamente en el canal de Pentland Firth y las costas de las Islas Orkney.

Se prevé una potencia total instalada de 1,2 GW a 2020 en dichos emplazamientos, de los cuales 600 MW corresponden a energía mareomotriz y otros tantos a undimotriz. Ésta potencia total equivale a cuatro veces la potencia máxima generada por la central de Dounreay y se estima suficiente para abastecer las necesidades eléctricas de hasta 750.000 hogares.

Las compañías con las que se han suscrito los acuerdos de desarrollo de las instalaciones y las potencias adjudicadas se indican a continuación.

Tecnología Undimotriz:

- SSE Renewables Developments Ltd, 200MW en el emplazamiento Costa Head.
- Aquamarine Power Ltd & SSE Renewables Developments Ltd, 200MW en el emplazamiento Brough Head.
- Scottish Power Renewables UK Ltd, 50MW en el emplazamiento Marwick Head.

- E.ON, 50MW en el emplazamiento West Orkney South
- E.ON, 50MW en el emplazamiento West Orkney Middle South
- Pelamis Wave Power Ltd, 50MW en el emplazamiento Armadale

Tecnología Mareomotriz:

- SSE Renewables Developments (UK) Ltd, 200MW en el emplazamiento Westray South
- SSE Renewables Holdings (UK) Ltd & Open-Hydro Site Development Ltd, 200MW en el emplazamiento Cantick Head
- Marine Current Turbines Ltd, 100MW en el emplazamiento Brough Ness
- Scottish Power Renewables UK Ltd, 100MW en el emplazamiento Ness of Duncansby
- Las instalaciones que aprovechan la energía de los océanos necesitan una alta inversión y un gran desarrollo tecnológico. Es fundamental seguir investigando y perfeccionando, puesto que presenta grandes expectativas pero aún es desconocida.

#### 2.4.2.2. Horizonte 2050

Se espera que en el horizonte 2050, los avances tecnológicos en el campo de la energía de los océanos se centren en:

1. El principal reto consiste en plantear proyectos que ayuden a ampliar la experiencia en las instalaciones, y ayuden a definir los límites, la experiencia es muy limitada.
2. Los esfuerzos están encaminados a reducir los costes y a obtener sistemas modulares aptos para comercialización, y no tanto a la optimización de la eficiencia.
3. Dentro de la reducción de costes, la fijación o el anclaje de los sistemas, es uno de los principales retos a considerar, tanto para sistemas fijos (y su dificultad para fijarse al fondo) como para los sistemas flotantes (que se presumen de mayor flexibilidad). Por ahora no se dispone

de demasiada experiencia, debido al limitado número de proyectos por lo que se estima que su desarrollo no se acelerará hasta después del año 2020. Los sistemas de amarres ya están desarrollados para el caso de explotaciones petrolíferas. En los siguientes años, se espera que puedan ser adecuadas a las necesidades de la energía marina (sobre todo en lo referido a sus costes).

4. El desarrollo de los materiales utilizados es otro de los factores primordiales, debido al gran tamaño de muchas de las instalaciones, así como a las duras inclemencias del medio (el coste depende mayoritariamente en el peso y la dificultad tecnológica). Dichos desarrollos se contemplan a medio plazo (a partir de la década de 2020), debido a que en este momento se están todavía desarrollando los sistemas básicos de funcionamiento, para posteriormente centrarse en la mejora de materiales.
5. En la actualidad, se plantea la sustitución de los sistemas de cajas de cambios o multiplicadoras actuales por sistemas hidráulicos o sin multiplicadora ("direct-drive", "gearless systems"). Se estima que esta tecnología podría estar disponible en el mercado a durante el 2020-2030, y consolidado para 2050. Los sistemas hidráulicos pueden ofrecer una gran afinidad debido a que trabajan correctamente con grandes momentos de fuerza a baja velocidad (característica de la energía marina).
6. En lo referido a su producción en serie, todavía se estima que llevará en torno a 15-20 años que se empiecen a comercializar en decenas y más de 25 años en centenares.
7. Se están realizando estudios de mejora en los recubrimientos de las instalaciones para poder minimizar los efectos de la corrosión y el crecimiento de algas, lo que se espera reduzca las necesidades de mantenimiento y riesgos de rotura.
8. En general, la tecnología mareomotriz está más desarrollada que la undimotriz, y en la primera existe un diseño dominante (usando la energía de alzamiento con rotor horizontal o vertical).

Sin embargo, se estima mayor potencial para la energía undimotriz que la mareomotriz (5000TWh/año de Undimotriz por 500 TWh/año de Mareomotriz, -"Scheijgrond", 2009-), por lo que muchos inversores se decantan por la undimotriz. Actualmente existen reconocidos localizaciones específicas para la energía mareomotriz, por lo que ya existe cierta competencia por hacerse con dichos espacios.

9. En base a lo anterior, en el 2050, se espera una generalización del uso de las tecnologías mareomotriz (de una forma más inminente) y undimotriz. En ésta última, se estima que el verdadero asentamiento en el mercado no vendrá hasta cerca del año 2030, siempre en base al desarrollo de los nuevos materiales y desarrollos económicamente aceptables.

### 2.4.3. Biomasa

Consideraciones generales:

1. La biomasa es, por mucho, el recurso renovable más utilizado en el mundo.

Debido a su utilización no comercializada en países en vías de desarrollo, sólo la biomasa sólida supone el 9,6% de la energía primaria total suministrada en el mundo o el 75% del suministro total de renovables (Junginger et al, 2008).

El 86% de la biomasa sólida, se consumen en países no pertenecientes a la OCDE. Ello supone que mediante tecnologías viejas (incluso rudimentarias) de baja eficiencia y en muchos casos, en condiciones adversas para el medio ambiente (ej. deforestación).

2. La biomasa es una de las fuentes de energía renovable con una mayor evolución.

Se estima que la energía producida por la biomasa líquida, gaseosa y de residuos urbanos han tenido un crecimiento medio del 8.2% desde 1990, el segundo mayor crecimiento entre las renovables, después de la eólica.

Por otro lado, la biomasa sólida siendo su uso mucho más establecido, ha aumentado en un

1,5% en el mismo periodo (estabilidad en su uso generalizado).

3. El 1% del total de la producción eléctrica mundial proviene de la biomasa.

En base a plantas de gran tamaño con tecnologías maduras. Es en esta área, en la que existe un gran potencial de crecimiento, siempre y cuando la biomasa suministrada haya cumplido con los criterios de sostenibilidad que aseguren una verdadera reducción de los gases de efecto invernadero y no por el contrario sean una fuente de impactos negativos de importancia (deforestando bosques y/o dañando la biodiversidad)

4. Variedad de matices en toda la cadena de valor.

Un rasgo característico de la biomasa frente a otras renovables es su cadena de valor, que comienza en la producción, lo que no ocurre en el resto, pasando por los criterios de sostenibilidad asociados a su obtención, y la logística de su suministro.

5. Variedad de recursos y de tecnologías de aprovechamiento

A diferencia de otras renovables, en biomasa el recurso es diverso atendiendo a diferentes criterios de clasificación:

sólida, líquido, gaseoso

agrícola, forestal,...

cultivos energéticos,...

biocombustibles (no analizados en el presente estudio)

Asimismo existen diferentes tecnologías de transformación (combustión, gasificación, pirólisis, etcétera) y distintas posibilidades de aprovechamiento (producción eléctrica y/o térmica).

6. En definitiva la producción mediante biomasa en la actualidad se centra en dar respuesta a las situaciones concretas planteadas en cada proyecto, para cada tecnología, lo que dificulta el poder resumir sus características.

	Pretreatment		Pyrolysis		Combustion		Gasification		Product		Product specification							
	Size reduction	Drying	Grinding	Torrefaction	Pelletizing	Conv. pyrolysis	Wacuum pyrolysis	Flash pyrolysis	CHP	Boiler		Co-firing power plant	Fixed bed gasifier	Fluidized bed gasifier	Entrained flow gasific.	Heat or Electricity	Oil/Coal	Gas
Forest / SRC residues	□	□	□	□	□				■	■				■	■			Productgas biosyngas Charcoal, gas, oil Productgas
Industrial wood residues (saw dust, bark, wood chips, waste wood)	□	□	□	□	□				■	■				■	■			Productgas Productgas Charcoal, gas, oil Syngas
Agricultural residues	□					□	□	□		■	■			■	■			Charcoal, gas, oil  BTL

Symbols



Pretreatment

Pretreatment not necessary for dry residue streams like waste wood

Energy conversion categories

■ Practical experience with this biomass

□ R&D, Pilots, demonstration

## 7. Aumento de la biomasa térmica

En lo referido a la producción térmica en países europeos, se está experimentando un aumento de las calderas de biomasa de alta eficiencia para suministro de edificios de diferentes tamaños. Esta tecnología, en términos de producción de calor, se puede considerar ya madura y competitiva (o casi competitiva) con los precios de los sistemas tradicionales (dependiendo de las condiciones de la explotación).

## 8. Otras tecnologías

También existen otras tecnologías de cierta madurez tecnológica como las calderas de pellets, la digestión anaeróbica para la producción de biogás y la incineración para la producción de electricidad. En el caso co-combustionado de carbón y pellets, se plantean plantas de entorno a los 100-300MW. Las grandes compañías eléctricas operantes en el norte de Europa, tales como Electrabel, Dong, Essent y Vattenfal utilizan en sus grandes centrales eléctricas de carbón más de 3 millones ton/año de pellets como co-combustible. La producción y el comercio internacional de volúmenes industriales de pellets se ha integrado en la cadena de valor de estas grandes centrales eléctricas. En el caso de la producción de biocombustibles, se observa ya desde hace algunos años la integración de esta industria con la industria convencional de combustibles fósiles. Las refinerías de combustibles fósiles cuentan con la infraestructura y logística que permite a la industria de los biocombustibles desarrollarse con economías de escala. Los mandatos de mezcla de combustibles fósiles y biocombustibles para su uso en el transporte tanto en Europa como en diferentes partes del mundo, están facilitando la integración industrial de ambas industrias. Una clara señal de esto último es que los mayores inversores en I&D para la producción de biocombustibles de segunda generación son en estos momentos las grandes empresas petroleras. Esta misma integración de industrias se vislumbra ya entre las industrias de producción de bioenergía y la industria química, o para ser más precisos, la actual industria petroquímica.

9. Son varios los factores que determinarán la rapidez del desarrollo generalizado y a escala industrial de la bioenergía (agrícolas, tecnológicos de conversión, logísticos, etc.). El factor más determinante sin embargo es el de los criterios de sostenibilidad adoptados. La regulación reciente y en pleno desarrollo tanto en Europa como en Estados Unidos en temas de sostenibilidad de las cadenas de producción de bioenergía, y la regulación esperada en el futuro cercano en otros países de gran influencia en esta área como Brasil, permiten concluir que es la implementación de sólidos criterios de sostenibilidad lo que determinará el éxito y el nivel de desarrollo que alcance la bioenergía en el mundo. Las prácticas de producción y las compañías que no puedan adecuarse a estos criterios, no lograrán sobrevivir en el mercado.

Los principales retos identificados son:

1. Mapas de los recursos existentes en cada región y sus posibles alternativas de uso.
2. Caracterización de las biomásas, búsqueda de una clasificación y homogenización de criterios (como base del rendimiento).
3. Mejora de los cultivos energéticos, considerando los condicionantes de su localización y las emisiones de gases de efecto invernadero que ocasionan (fertilizantes utilizados, emisiones por transporte logístico, etcétera). Por un lado está la reducción de costes de los cultivos energéticos (de mayor coste), y por otro, la optimización en el caso de los residuos de otras actividades (urbanas, industriales, agrícolas).
4. Se están desarrollando programas/certificaciones que garanticen la sostenibilidad en el origen de la producción, de forma que se eviten otro tipo de impactos negativos por su utilización, como son la deforestación, el daño a la biodiversidad, contaminación de suelos y/o aguas, o el impacto sobre la producción de productos alimenticios.
5. Optimización de la logística de la biomasa, en todo su proceso desde su origen hasta su transformación, todavía siendo un factor, en el que

existe margen de mejora, tanto en lo referido al transporte como a su almacenamiento debido al espacio requerido y las condiciones de calor y humedad máximos permitidos.

6. Mejora en los procesos de conversión de la biomasa (en especial, la combustión, gasificación, pirólisis para electricidad y producción de biocombustibles), con lo que se obtenga una reducción en los costes de producción.
7. Mayor control de los contaminantes en el aire, reduciendo los riesgos de salud, tanto en tecnologías de gran tamaño como de pequeñas instalaciones.
8. El desarrollo de la cogeneración, incluso de la tri-generación.

#### 2.4.3.1. Horizonte 2020

A medio plazo (en el horizonte del 2020) los avances tecnológicos en el campo de la biomasa se centrarán en:

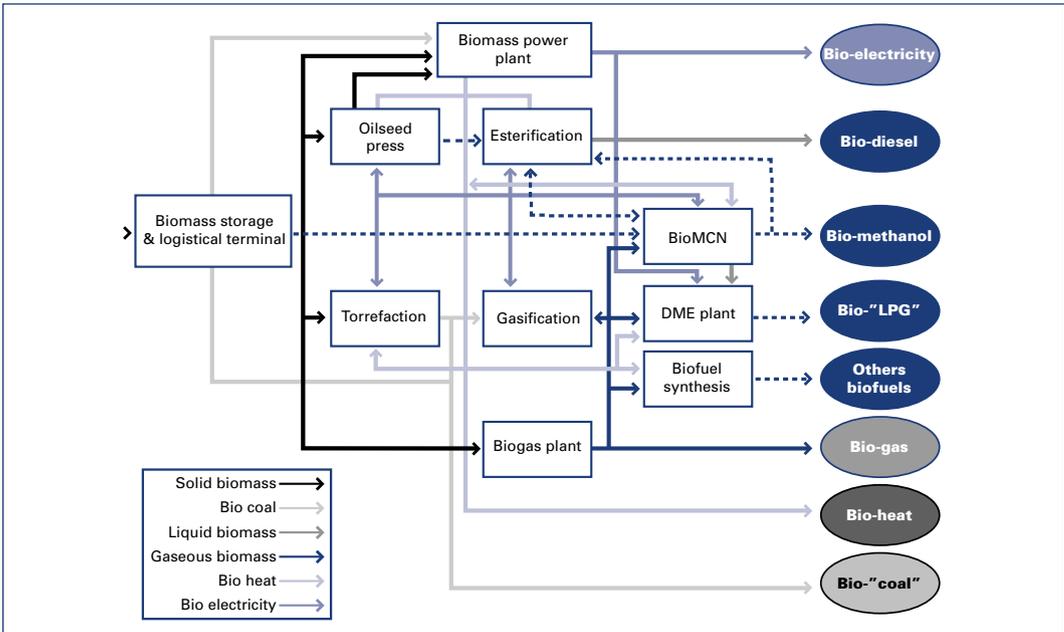
- Creación de un mercado desarrollado de logística de la biomasa. Se debe garantizar la disponibilidad de biomasa en cantidades, calidades y precios adecuados.
- Mejora de los pre-tratamientos de adecuación de la biomasa. La biomasa requiere de un tratamiento previo antes de su utilización para el aprovechamiento térmico.
- Desarrollo de programas de mejora genética y selección de especies orientadas a su uso energético y adaptarlas a las características territoriales.
- Desarrollar maquinaria específica para el aprovechamiento y manejo de la biomasa, de forma que se optimice el cultivo, su recogida y su tratamiento.
- Optimizar el transporte de biomasa hasta las plantas de transformación. Desarrollo de sistemas de densificación de la biomasa por medios de tratamientos físicos y termoquímicos.
- Valorizar las cenizas y las escorias. Caracterización de las cenizas y las escorias, y determi-

nación de opciones viables para su aprovechamiento.

- Minimizar la “sinterización”. Identificar los mecanismos que llevan a la formación de sinterizados en las instalaciones de combustión, y desarrollo de alternativas que disminuyan o eliminen este fenómeno.
- Mejorar la eficiencia y versatilidad de los sistemas gasificación.
- Desarrollo de sistemas de limpieza del biogás para su uso en generación eléctrica.
- Optimización de las tecnologías para generación eléctrica. Dada la falta de madurez de la tecnología, las horas de funcionamiento de las plantas está siendo inferior a las 6.000 horas anuales frente a las 7.500 horas para las que fueron diseñadas.

#### 2.4.3.2. Horizonte 2050

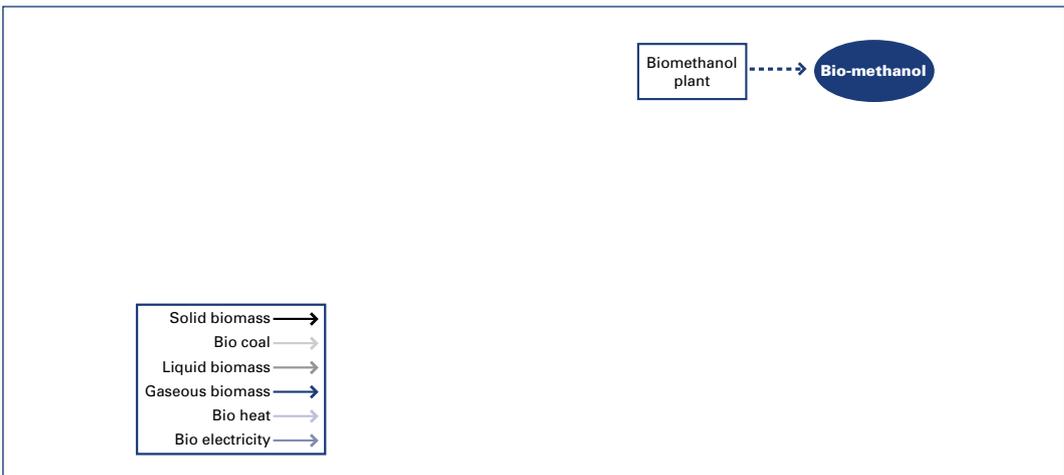
1. La digestión anaeróbica, es una tecnología bien conocida, pero todavía necesita de soporte adicional en la mayoría de casos debido a las barreras técnicas y de mercado (la excepción podría ser en el caso de tratamiento de aguas residuales).
2. En el caso de los procesos de gasificación (más eficientes que la combustión), aún existiendo para ello tecnologías bastante desarrolladas, todavía no termina de asentarse en el mercado, donde existen pocos proveedores de dichos sistemas, por lo que su desarrollo también parece que se prolongará en el tiempo (no grandes desarrollos para el 2020).
3. De cara al 2050, se espera que, además del desarrollo en la tecnología propiamente dicha, el aprendizaje y las decisiones actuales, así como la profesionalización de un sector emergente, tengan una influencia importante en factores esenciales como la planificación en la producción y la logística de la biomasa, ámbitos en los que existe un gran margen de mejora.
4. Una de las tecnologías que podría tener mayor potencial hacia el futuro (2050) es el concepto



de biorefinería para biomasa, lo que podría satisfacer gran parte de la demanda energética futura, sobre todo una vez que se desarrollen los cultivos óptimos para esta actividad. (IEA, 2007). A continuación se describe un ejemplo en detalle de cada una de sus etapas de implementación (Ecofys, 2009).

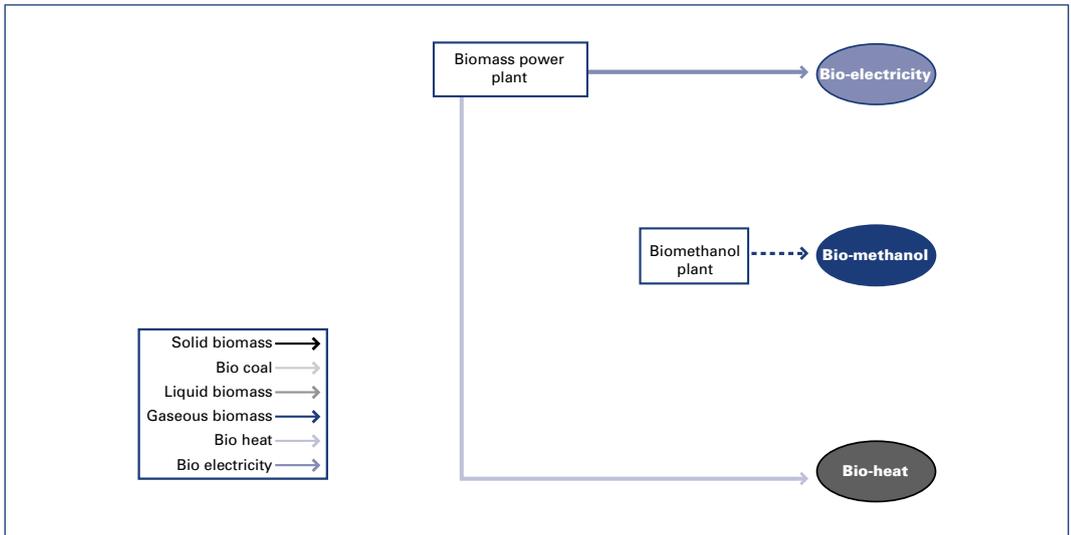
El ejemplo de complejo de biorefinería mostrado en la figura, fue desarrollado recientemente

para un grupo industrial que comenzó este 2010 sus operaciones comerciales con la producción de biometanol en base a glicerina en un complejo industrial con acceso directo a un puerto marítimo en la zona de Delfzijl el norte de Europa. La implementación de este proyecto fue conceptualizada para llevarse a cabo en un horizonte de 20-30 años, de acuerdo al grado de maduración esperado que tengan las tecnologías consideradas en las siguientes décadas.



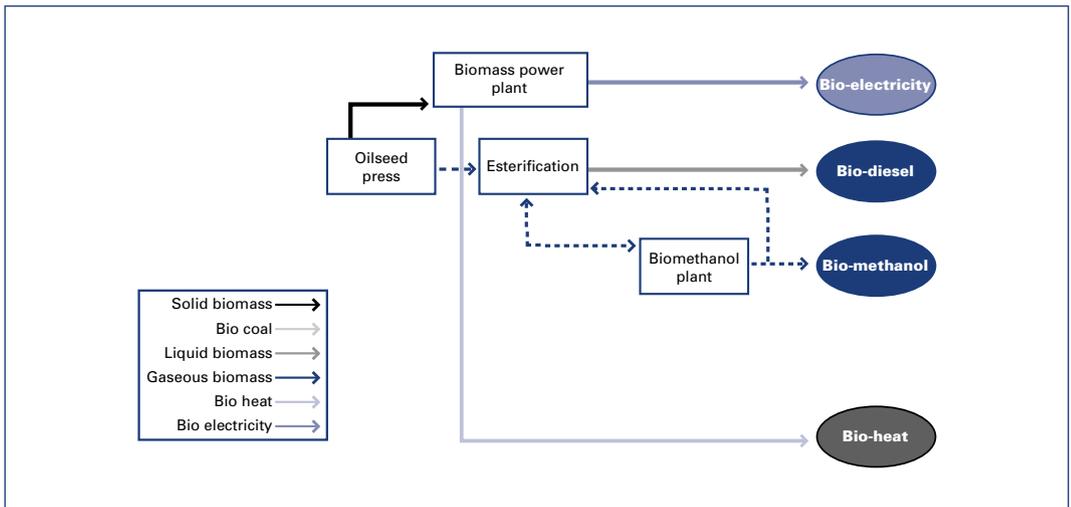
El ejemplo presentado de biorefinería comienza con la actual producción de biometanol en base de glicerina comprada a diversos productores de biodiesel. El biometanol producido es un combustible líquido más y además insumo para diversas aplicaciones en la industria química. El biometanol es también

insumo para la producción de biodiesel y por tanto cierra el ciclo de producción de biodiesel totalmente independiente de los combustibles fósiles, pues desplaza al metanol producido a partir de gas natural. El producto para el mercado es el biometanol.



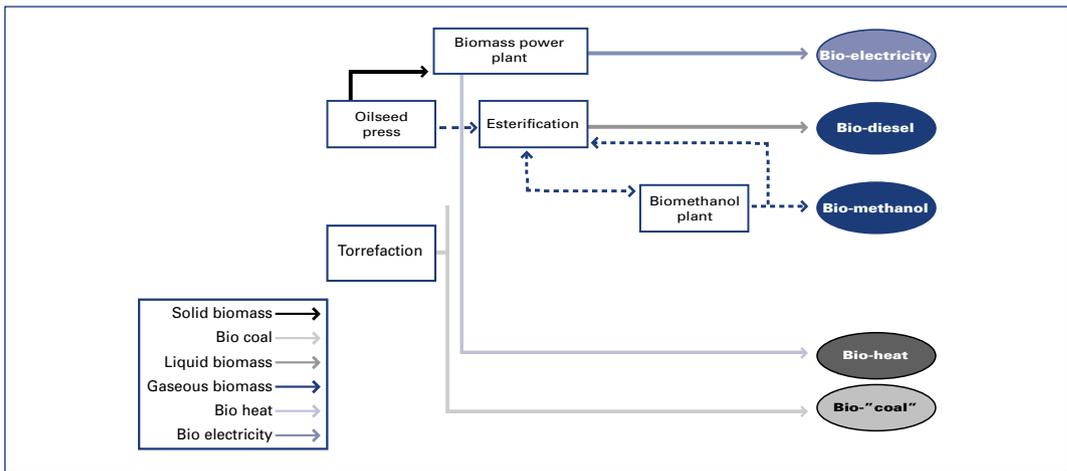
La segunda etapa de este ejemplo es la producción de electricidad y calor en base a una planta de cogeneración de calor y electricidad (CHP - Cogeneration of Heat and Power por sus siglas en inglés). La planta se alimenta con diversas fuentes de biomasa como son pellets y paja de cereales. El calor

y electricidad producidas son exportados a la red de distribución local, donde una parte de ellos son utilizados por la planta de biometanol también. Los productos para el mercado son ahora el biometanol, bioelectricidad y biocalor.



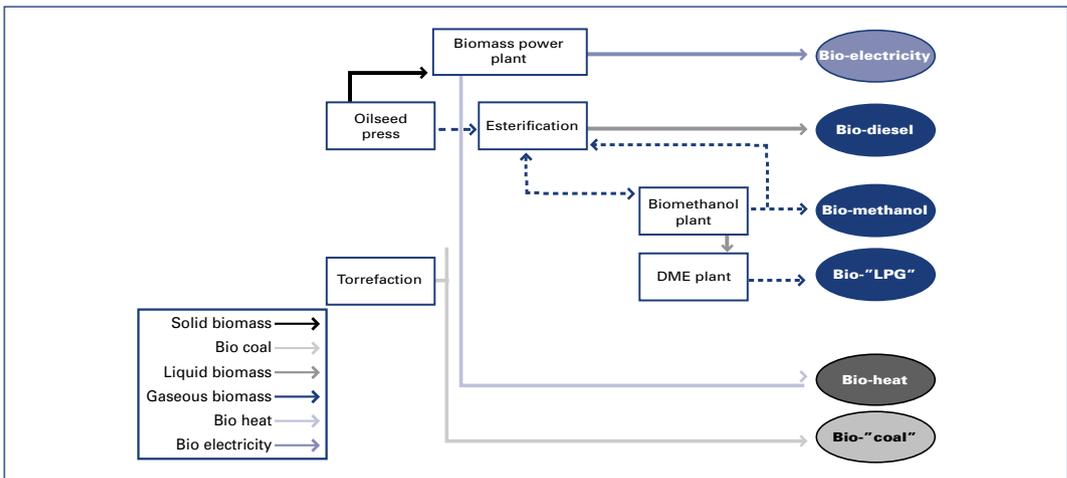
La tercera etapa de este complejo, contempla la instalación de una planta de esterificación para la producción de biodiesel. Las ventajas de producir biodiesel en el mismo complejo son de relevancia, pues el subproducto de la producción de biodiesel es la glicerina, la misma que es necesaria para la producción de biometanol. Asimismo el biometanol es insumo para el proceso de esterificación. La planta de producción de biodiesel se alimenta de aceite vegetal proveniente de los molinos instalados

contiguamente a la planta de biodiesel. Las semillas oleaginosas utilizadas llegan vía el puerto marítimo tal cual como se estila en la mayoría de las grandes plantas de producción de biodiesel en Europa. Los residuos sólidos de la molienda de semillas oleaginosas son de alto valor energético y se aprovechan como materia prima para la planta de cogeneración de electricidad y calor. Los productos para el mercado son ahora el biometanol, bioelectricidad, biocalor y biodiesel.



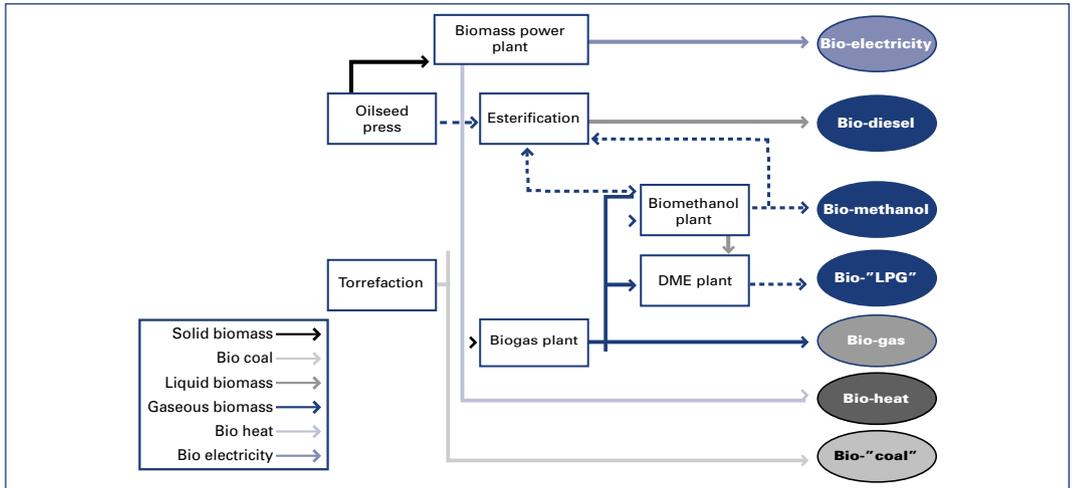
La cuarta etapa de esta biorefinería contempla la instalación de una planta de torrefacción de biomasa. La biomasa torrefactada es un producto de altísima densidad energética y por tanto el impacto del coste de transporte hasta el usuario final es mucho menor.

El suministro de materia prima a la planta de torrefacción es similar al suministro de biomasa sólida a la planta de cogeneración de calor y electricidad. Los productos para el mercado son ahora el biometanol, bioelectricidad, biocalor, biodiesel y biocarbón.



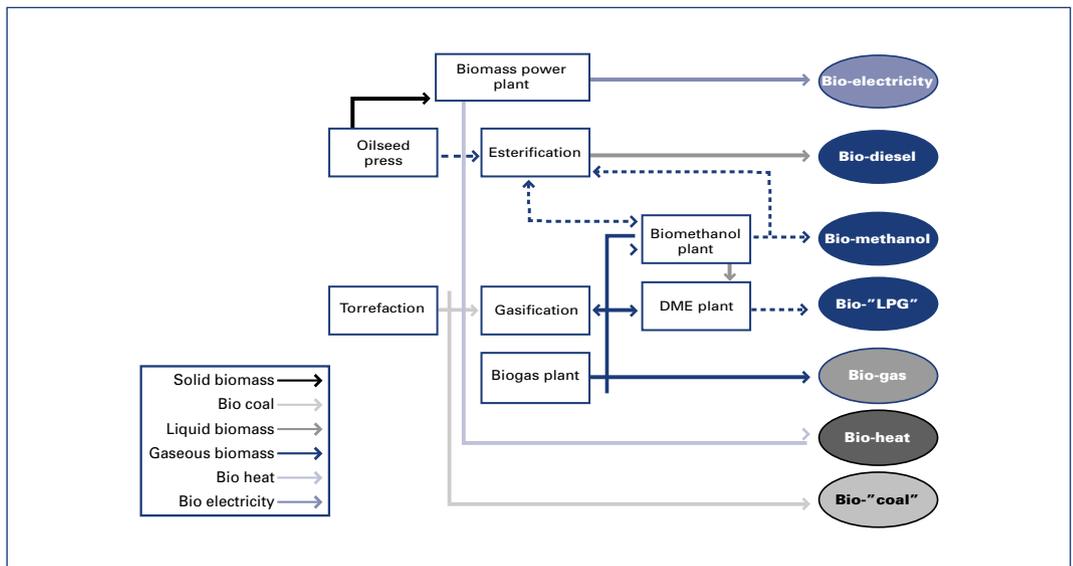
La quinta etapa de esta biorefinería contempla la instalación de una planta DME aprovechando la mitad de la disponibilidad de biometanol. El proceso de producción de DME empieza con la producción de metanol, que en este caso ya está resuelto por la planta de biometanol. El biometanol es deshidratado en la planta DME en un solo proceso. El DME es

utilizado en la industria química para la elaboración de aerosoles. El DME es también un combustible alternativo al gas licuado de petróleo (GLP) y puede ser utilizado tanto en la industria como en el transporte. Los productos para el mercado son ahora el biometanol, bioelectricidad, biocalor, biodiesel, biocarbón y bioDME (o "bioGLP").



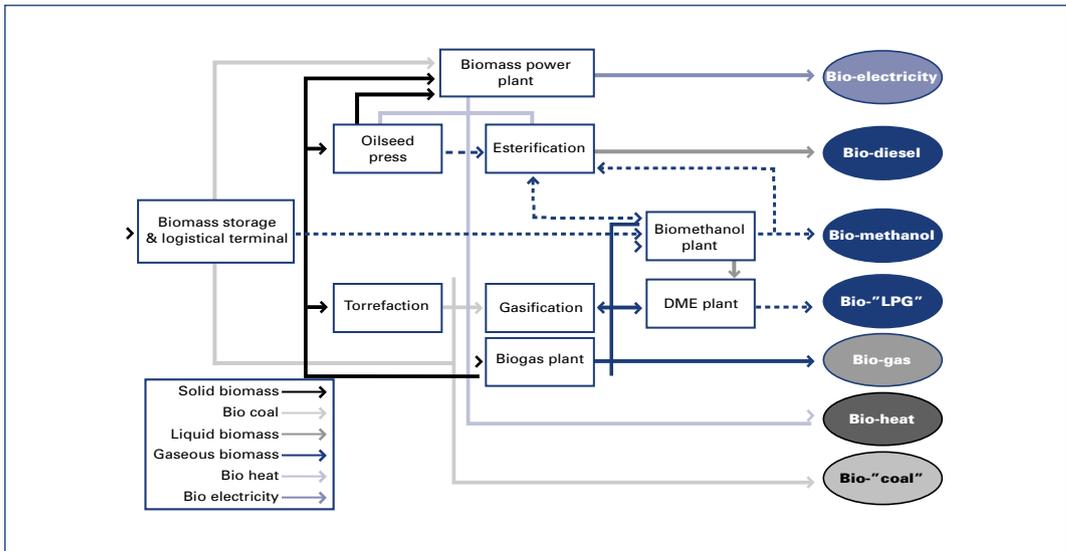
La sexta etapa de esta biorefinería contempla la instalación de una planta de producción de biogás por digestión anaeróbica. El biogás producido sirve de suministro directo para las plantas de producción de biometanol y de bioDME. El remanente de biogás

producido es comercializado en la red de distribución de gas. Los productos para el mercado son ahora el biometanol, bioelectricidad, biocalor, biodiesel, biocarbón, bioDME (o "bioGLP") y biogás.



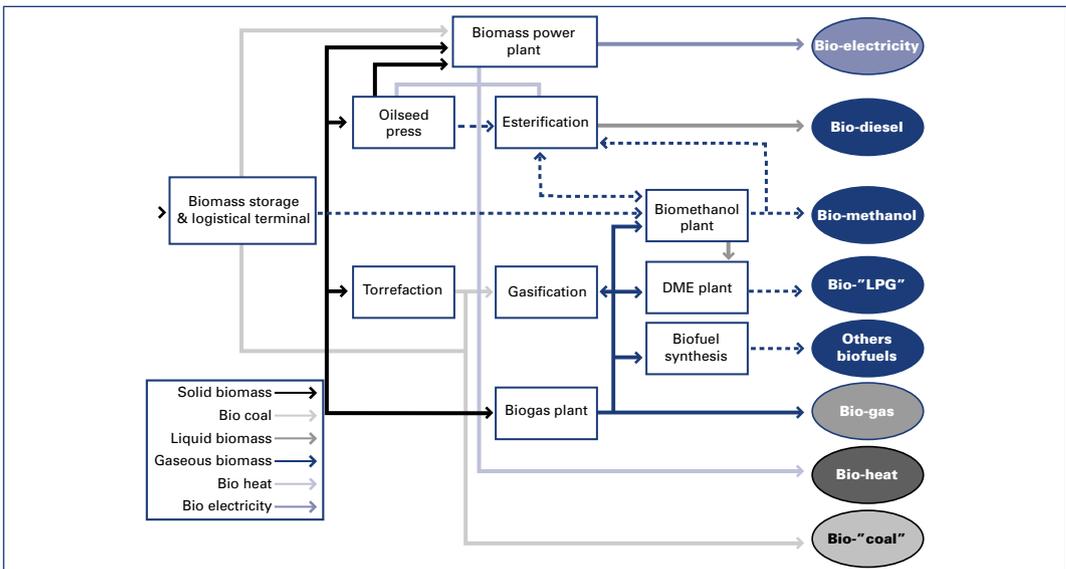
La séptima etapa de esta biorefinería contempla la instalación de una planta de gasificación de biomasa para producir insumos para la planta de bioDME. Como materia prima para esta planta de ga-

sificación se utiliza la biomasa previamente torrefac-tada por la planta de torrefacción. Con esta etapa se disminuye la dependencia de otros insumos externos.



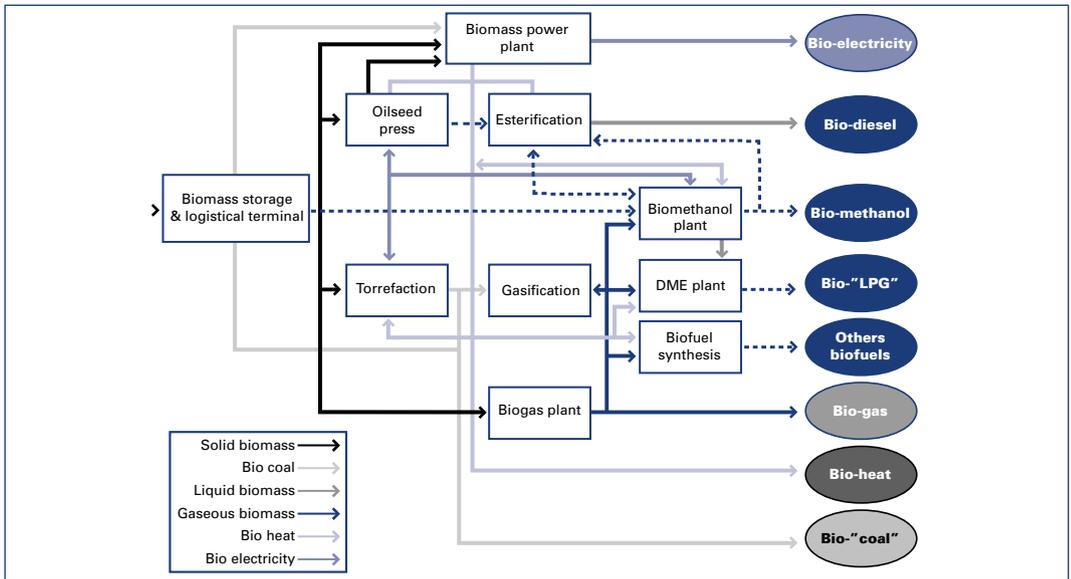
La octava etapa de esta biorefinería contempla la instalación de una planta de almacenamiento central de biomasa y de un terminal logístico dedicado a la biorefinería. En esta etapa, la biorefinería es prácticamente autosuficiente y demanda de diversos tipos de biomasa, sean estas de producción local o

importada por vía marítima. El terminal de biomasa abastece de los tipos de biomasa necesarios a las plantas de producción de electricidad y calor, a los molinos de semillas, a la planta de torrefacción y a la planta de biogás.



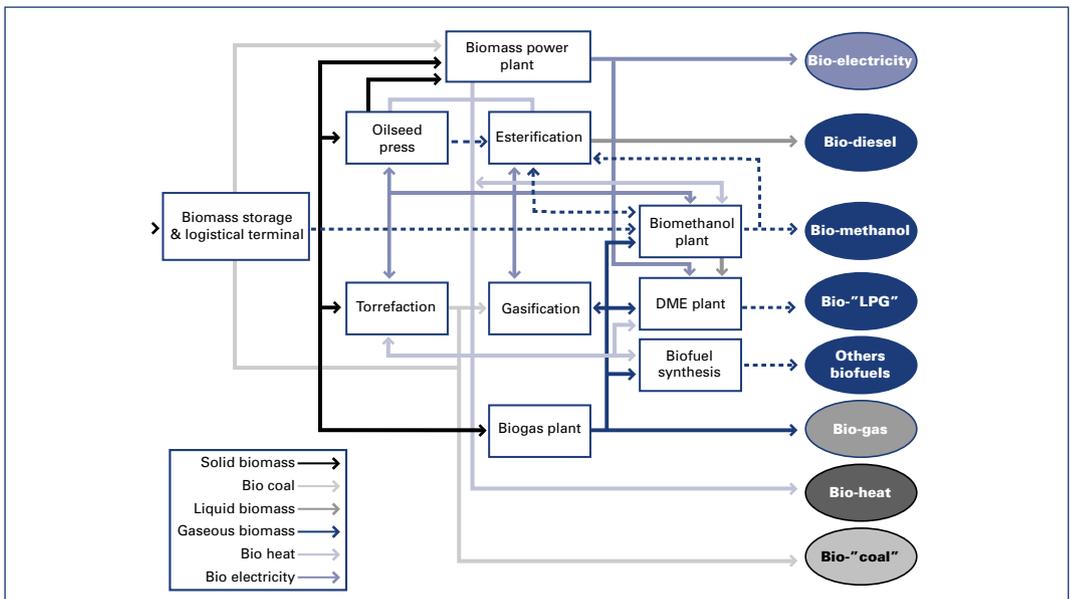
La novena etapa de esta biorefinería contempla la instalación de una planta de síntesis de biocombustible que aproveche el biogás producido para la producción de otros biocombustibles que tengan demanda en la industria química principalmente. Se estima que dentro de algunas décadas, las tec-

nologías de síntesis de biocombustibles estén suficientemente maduras para su aplicación industrial y comercial. Los productos para el mercado son ahora el biometanol, bioelectricidad, biocalor, biodiesel, biocarbón, bioDME (o "bioGLP"), biogás y otros biocombustibles sintetizados.



La décima etapa de esta biorefinería contempla la implementación de un diseño más eficiente y de aprovechamiento de calor entre todas las instalaciones

que comprende la biorefinería. Por tanto los calores producidos por la planta de cogeneración y por los diferentes procesos son aprovechados a través de mejoras



del diseño industrial de la biorefinería en los molinos de semillas, en la planta de producción de biodiesel, en la planta de biometanol, en la planta de torrefacción, y en las plantas de bioDME y de síntesis de biocombustibles.

Finalmente y como última etapa en el diseño de esta biorefinería del futuro, la propia electricidad producida por el complejo de biorefinería es utilizada directamente en todos los procesos, tales como en el molino de semillas, la planta de biodiesel y metanol, así como en las plantas de torrefacción, gasificación y bioDME. De esta manera se logra un diseño óptimo y eficiente de todas las operaciones contempladas en la biorefinería. Esta biorefinería recibe biomasa local y por vía marítima y produce para el mercado externo: biometanol, bioelectricidad, biocalor, biodiesel, biocarbón, bioDME (o "bioGLP"), biogás y otros biocombustibles sintetizados.

- Además de ello, cada vez se plantea con mayor fuerza la creación de una industria de bioenergía que produzca al mismo tiempo electricidad, calor, frío, gas natural sintético (todavía en investigación) así como otros productos y materiales derivados.
- Cabe destacar que, la dicotomía entre el sector de la alimentación y el energético parece ser uno de los factores primordiales a la hora de conocer su posterior desarrollo.

#### 2.4.4. Geotérmica

Consideraciones generales:

- La energía geotérmica de muy baja temperatura (solo para utilización térmica), ha experimentado un crecimiento continuo durante los 10 últimos años y puede competir con las energías convencionales en condiciones geotécnicas y de demanda favorables. Así, su utilización aún no es generalizada aunque está en continuo auge. Existe la complejidad de conocer el potencial real instalado debido al gran número de pequeñas y medianas instalaciones existentes, además de su gran variabilidad.
- En lo referido a la geotermia de gran profundidad, la experiencia favorable de los últimos 45 años en producción de energía la convierten en una

tecnología madura y competitiva para producción de electricidad y calor. Como dato de la evolución de los sistemas geotérmicos,, en los últimos 20 años se han reducido al 50% los costes por MW instalado (IEA 2006). Dicha tecnología solo ha sido aplicable en zonas específicas con alto potencial como lo son Estados Unidos, Las Filipinas, America Central, Indonesia, Islandia, Nueva Zelanda, Japón y el este de África. (IEA, 2007).

- Por otro lado, la tecnología de Roca caliente seca (Hot Dry Rocks) que utiliza recursos geotérmicos mediante el paso de un fluido por zonas a gran temperatura, y que no eran no eran explotables con tecnología convencional, está todavía en fase de desarrollo, aunque existen algunas instalaciones ya en funcionamiento.
- La diversificación de la energía implica que cada rama de la energía geotérmica se encuentre en un punto de evolución diferente. Mientras la generación de electricidad se encuentra en un momento inicial, la geotermia somera se encuentra bastante desarrollada.
- La evolución de la energía geotérmica a 2020 se centra en la combinación que se puede realizar con otras tecnologías. Por ejemplo, se puede combinar el precalentamiento de agua con energía geotérmica de media temperatura con una caldera de biomasa. Del mismo modo se puede utilizar el calentamiento en cascada con otras tecnologías, por ejemplo utilizando el calor residual de un proceso con el calor obtenido de una fuente geotérmica.
- Es clara la relación de la energía geotérmica con los sectores minero y petrolero. Por ejemplo, en áreas offshore, se producen grandes cantidades de agua caliente (200°C) que pueden ser usadas in-situ para la producción de electricidad en plataformas de prospección marítima.

Los principales retos identificados son:

- Mejorar los sistemas de análisis y medición de condiciones geotécnicas, reduciendo los costes de sondeo de forma que se que pueda conocer previamente y sin grandes inversiones el potencial de una localización específica o el interés

para una región. Este punto, es una de las principales barreras en su implantación.

2. Asimismo, se reconoce falta de expertos y empresas con experiencia para dicho sector. Islandia, Nueva Zelanda e Italia son países de posible referencia en experiencias.
3. Los estudios en investigación todavía deberían de reducir los costes operacionales, mejorar la eficiencia de la extracción, optimizar los ciclos orgánicos de Rankine y ciclos binarios y mejorar las estrategias de utilización sostenible de los sistemas.
4. En general, para grandes instalaciones, es imprescindible el desarrollo de sistemas modulares que permitan su producción en economías de escala. También se pretende reducir los costes de perforación, mediante nuevas técnicas y nuevos materiales.
5. En la tecnología de roca caliente seca, se está investigando diferentes principios y sistemas para su explotación.
6. Mejorar la eficiencia de los sistemas de bombas de calor geotérmicas para sistemas de baja temperatura, que van desde 3-4 COP (rendimiento del sistema respecto a la energía utilizada) hasta COP de 7 en los casos más óptimos de condiciones de la instalación. Los sistemas de intercambio con aire son de menor eficiencia que los de agua.
7. Medio ambientalmente, se prevén esfuerzos para conocer en mayor detalle los impactos negativos que pueden producirse. Existe cierta preocupación sobre los desequilibrios en el balance térmico que pudieran producir dichos sistemas, en caso de un uso masivo. En el caso de geotermia de gran profundidad existe así mismo la discusión sobre los productos que se extraen. De cara a ello, en algunos países ya se ha legislado que dichos productos tienen que ser re-inyectados.
8. Por parte de la demanda, el desarrollo de los sistemas de suministro térmico (calefacción/refrigeración) de baja temperatura (ej. Suelo radiante) en los edificios, ayudará a aumentar

la eficiencia de los sistemas de forma muy importante. El uso de sistemas centralizados distritales también favorece las condiciones para el uso de la geotermia.

9. El desarrollo de sistemas de acumulación de calor en el subsuelo (por ejemplo, en acuíferos) ayudará a su explotación, especialmente en conceptos de suministro estacional (proveer en invierno el calor recolectado durante el verano y poder prever en verano de refrigeración mediante las temperaturas frescas obtenidas en el invierno).
10. Por otro lado, los sistemas en cascada ofrecen unas condiciones inmejorables para la instalación de los sistemas geotérmicos, donde el calor residual en el proceso de producción eléctrica puede ser utilizado sucesivamente en procesos a menor temperatura, lo que puede incluir sistemas binarios para producir más electricidad o uso directo del calor en procesos industriales, calor distrital, piscinas, viviendas, etc. (IEA, 2006).

#### 2.4.4.1. Horizonte 2020

Los avances tecnológicos en geotermia a 2020 se centran en:

1. Estandarización de sistemas geotérmicos en la edificación, especialmente los híbridos de calefacción geotérmica con regeneración solar y los que combinan calefacción y refrigeración.
2. Desarrollo de sistemas de rehabilitación de viviendas que permitan la evolución de los conjuntos caldera individual - radiador alta temperatura.
3. Desarrollo de nuevas técnicas de investigación geológica aplicables a la fase de exploración básica y evaluación del recurso geotérmico.
4. Desarrollo y estandarización de metodologías que permitan la integración de la energía geotérmica en la edificación.
5. Impulso tecnológico de la eficiencia energética de los ciclos termodinámicos.
6. Mejora continua de la eficiencia de las bombas de calor y equipos auxiliares.

7. Desarrollo de técnicas y sistemas que permitan reducir el coste de diseño y ejecución de los circuitos de intercambio geotérmico.
8. Mejora de los métodos de evaluación e incremento de la productividad de los sondeos y campos de sondeos y de los sistemas de intercambio con el terreno.
9. Para el 2020 se espera que la energía geotérmica de baja temperatura siga extendiéndose de forma considerable, una vez reconocidas las ubicaciones de mayor potencial.

#### 2.4.4.2. Horizonte 2050

1. Se espera que el verdadero desarrollo de la geotérmica de baja temperatura tenga lugar a partir de la década del 2030, cuando se afloren las economías de escala en su producción y comercialización, su estandarización y legislación. Además de ello, por el lado de la demanda, es previsible que haya un mayor número de sistemas de calor y refrigeración distrital, y que la demanda para calefacción de espacios pueda realizarse en temperaturas bajas (lo que facilitaría la viabilidad de los sistemas geotérmicos). En definitiva, los sistemas geotérmicos se prevé que tengan un papel importante en el suministro de calefacción y refrigeración en los edificios.
2. En lo referido a la energía geotérmica de alta temperatura, ésta ya es una tecnología madura y ya ha obtenido grandes mejoras en la reducción de costes. Sin embargo, existe la necesidad de un gran desarrollo tecnológico que pueda generalizar su uso en zonas donde actualmente no se consideran de interés, por lo que no se espera un uso generalizado de esta tecnología, por lo menos hasta 2030-2050.

#### 2.4.5. Solar

Consideraciones generales:

##### *Energía solar fotovoltaica:*

1. La tecnología fotovoltaica tiene múltiples propiedades: gran potencial energético, costes de mantenimiento mínimos por carecer de partes

móviles, larga vida (más de 30 años), versatilidad al poder producir electricidad desde algunos mili-watios hasta cientos de mega-watios, posibilidad de ser instalada en edificios y formando parte de las fachadas y tejados ahorrando materiales de construcción y la franja de mayor irradiación solar coincide con la de mayor demanda. En la actualidad, la energía fotovoltaica tecnológicamente tiene un desarrollo importante, aunque todavía existe un gran trabajo por desarrollar de cara a mejorar su competitividad de costes. La energía fotovoltaica, no siendo competitiva en la mayoría de mercados, ha tenido un desarrollo generalizado importante debido principalmente al apoyo mediante primas a la tarifa eléctrica con subsidios directos e indirectos que la industria fotovoltaica ha recibido por parte de los gobiernos nacionales y locales.

2. Hasta la fecha, el material comúnmente utilizado ha sido el, ya sean mono y poli-cristalinas o de lámina delgada (thin film). Las placas mono y poli cristalinas han liderado el mercado, aunque las de lamina fina se han posicionado bien en el mercado utilizando diferentes materiales (CdTe, CIGS...).
3. La eficiencia energética de las células fotovoltaicas comerciales oscilan entre 5% (básicas) y hasta 12-18 % (incluso 23,8 %, según SUNPOWER, 2010). Mientras, las máximas eficiencias obtenidas en laboratorio (sin concentración solar) llegan a valores de entorno 35 % (Sharp Coporation, 2010), esto último en condiciones favorables de laboratorio y mediante el uso de altos porcentajes de sicilio (no factible actualmente en mercado). La eficiencia de la tecnología fotovoltaica mejora de forma más rápida que la del resto de las renovables.
4. Por otro lado, los sistemas de concentración utilizan unas células con rendimientos superiores (en torno al 27 %, Guascor Fotón) con unos costes globales similares a los de la energía fotovoltaica convencional. Las células solo funcionan adecuadamente en días despejados y con radiación directa lo cual obliga al uso de seguidores solares. Con este sistema se consigue hasta un 30 % más de energía que los sistemas convencionales.

5. El incremento de la producción fotovoltaica ha mantenido un crecimiento medio del 50-60 % desde el 2002. Al final del 2009, la instalación de fotovoltaica en el mundo sobrepasa los 21.000 MW (Crop, 2010), de los cuales se estima que el 90 % está conectado a la red, la mayoría montadas tanto en campo como en cubiertas de edificios.

#### *Energía solar térmica:*

1. La energía solar térmica, es utilizada principalmente para el calentamiento del agua caliente sanitaria (ACS) y si la potencia lo permite, para el calentamiento de espacios, incluso piscinas y otro tipo de instalaciones. La energía solar térmica se considera técnicamente bastante desarrollada aunque su viabilidad o no depende de las características concretas de cada proyecto. Actualmente considera que tiene periodos de retorno de la inversión moderados (IEA, 2008). La mayoría son sistemas individuales y casi su totalidad para uso en edificios como viviendas, hoteles, hospitales, piscinas, etc. aunque también se aplica en la industria (grandes instalaciones).
2. Los sistemas solares térmicos se usan de forma cotidiana en Chipre, China, Alemania, Austria, Turquía e Israel para agua caliente sanitaria, así como últimamente para piscinas y calefacción de viviendas. En el resto de países su implementación está siendo promovida mediante subvenciones o normativas de obligado cumplimiento (como en el caso de España). Se estima que los sistemas de mayor uso son los sistemas no protegidos, los protegidos y los tubos de vacío, con tasas de mercado del 15%, 40% y 45% respectivamente (SHC, 2007).

#### *Energía solar termoeléctrica:*

1. La energía solar de concentración termoeléctrica está considerada una de las fuentes de mayor futuro entre las renovables y de las que mayor crecimiento soportará, tal y como muestra el gráfico presentado en "Visión 2020 – 2050".
2. Este tipo de tecnología, ha de ser ubicada en zonas de alta irradiación solar. Las instalaciones

son de gran tamaño y siguen una tendencia de aumento de su capacidad. Se desarrollan dentro de tres tecnologías principales:

- Centrales de Colectores Cilindro parabólicos (Media Temperatura).
- Centrales de Torre (Alta Temperatura).
- Generadores Solares Disco Parabólicos (Alta Temperatura).

3. Las tecnologías existentes muestran un potencial importante, por lo que parece que seguirán desarrollándose modelos similares durante los siguientes años. De todas formas, se debe considerar que todavía existe un largo proceso de aprendizaje en base a las instalaciones existentes, y la gran inversión necesaria para cada una de ellas.

Los principales retos identificados son:

#### *Energía solar fotovoltaica:*

1. Actualmente, el silicio es el principal condicionante para el despliegue de la energía fotovoltaica. El incremento de costes del silicio así como los problemas para cubrir la demanda del mercado, han promovido el desarrollo de sistemas con una menor cantidad de silicio por vatio producido al llegar a mayores eficiencias en la conversión, con placas más finas y mayores rendimientos en toda la cadena productiva. Se ha incrementado de forma importantísima la demanda del silicio, lo que a su vez ha disparado los precios de dicha materia prima hasta en factores de 8 a 10 veces su precio regular en los últimos años.
2. La introducción y desarrollo de placas de lámina fina es una de las alternativas que han tomado fuerza en el desarrollo de las placas fotovoltaicas, como lo demuestra el aumento de la producción de dichos sistemas en algunos mercados, como el estadounidense. La mayor ventaja corresponde al menor coste de producción y la no dependencia del silicio al utilizar otros materiales como son el CdTe o las células CIGS, aunque las eficiencias también son algo menores.

3. A su vez, se busca de forma prioritaria poder reducir los costes de los materiales con el objetivo de reducir los costes totales por debajo de 1 €/Wp, rango en el que se espera que la fotovoltaica se convierta competitiva con las energías tradicionales. Para ello, se persigue reducir costes en todos los materiales utilizados (además del silicio), y aumentar la escala de producción (efecto de economía de escala).
  4. Existe un gran desarrollo de nuevos sistemas fotovoltaicos que hacen superar los rendimientos actuales, en base al diseño o modificación del principio de funcionamiento. Así, en los sistemas solares fotovoltaicos de concentración se reconocen valores actuales de entorno al 27 % (Guascor Fotón), aunque se estima que puedan superar fácilmente el 30 %, (y valores de entorno al 40 % en laboratorio). Una característica a remarcar es que estos sistemas solo funcionan con radiación directa, por lo que es esencial disponer de un alto número de días despejados.
  5. Otra alternativa de alta eficiencia hacia el futuro, se encuentra en los sistemas de triple capa, donde, según Boeing Spectrolab, se pueden alcanzar eficiencias de entorno al 40,7 % en laboratorio. Todo ello, son simples ejemplos del margen de desarrollo tecnológico existente en la energía fotovoltaica.
3. Se está trabajando en mejorar su durabilidad, así como el rendimiento de captación y almacenamiento de calor, mediante el desarrollo de materiales y componentes resistentes a las altas temperaturas adquiridas. En lo referido a los vidrios, se están buscando formas de desarrollar superficies antirreflectantes y auto-limpiables. Otra alternativa se centra en el uso de materiales plásticos innovadores en conjunto con nuevos materiales aislantes, lo que puede reducir los costes de forma importante.
  4. Desarrollo de nuevos sistemas. Existe una gran variedad de sistemas novedosos en sus diseños. Los sistemas combi, plantean poder suministrar ACS (agua caliente sanitaria) y calefacción mediante un solo sistema de forma que se amplíe su utilidad en el edificio. Por otro lado, los sistemas actuales en su mayoría trabajan con sistemas de apoyo (calderas o bombas de calor), de forma que duplica la instalación necesaria. Nuevas investigaciones están desarrollando máquinas que combinan la energía solar térmica y bombas de calor, resultando en sistemas ultraeficiencias.
  5. Actualmente existen desarrollos en Concentración Solar Térmica (CSH). Estos sistemas concentran la radiación solar en tubos para calentar agua (principio similar a los concentradores solares en termoeléctrica) y normalmente son sistemas de tamaño medio. En base a esta tecnología, hacia el futuro se están planteando sistemas de cientos de kW (incluso escala de MWs), ya sean para calefacción distrital o aplicaciones industriales. (IEA, 2006c; SolarPaces, 2007)
  6. Refrigeración solar: En la actualidad ya existen sistemas solares de refrigeración basados tanto en principios de absorción como adsorción de calor; su viabilidad no está tan lejos de resultados competitivos en el mercado. Aún así todavía es necesario mayor desarrollo tecnológico, reducción de costes y aseguramiento de su viabilidad sin gran control en su instalación (lo que hace variar el rendimiento real de forma muy importante).

### *Energía solar térmica:*

1. Los sistemas solares térmicos se consideran de alta fiabilidad y baja complejidad técnica, por lo que los esfuerzos principales se centran en reducir los costes de inversión mediante la reducción de los costes de materiales y simpleza de los sistemas. Actualmente, aunque su inversión inicial hace que muchos promotores no vean con buenos ojos su instalación, a lo largo de su ciclo de vida la instalación se amortiza (especialmente con el aumento de los precios de otras energías). En los últimos años se han reducido los costes en torno al 20% cada vez que se ha duplicado la potencia instalada.
2. Es difícil conocer su rendimiento real debido a normalmente son instalaciones de pequeño

alidad técnica para la generalización de su uso. Una de las características más beneficiosas de las aplicaciones directas de los sistemas de refrigeración solar, es que su máximo rendimiento coincide con los momentos de mayor demanda de refrigeración.

7. La integración arquitectónica y la búsqueda de nuevas ubicaciones son otros retos planteados a los sistemas solares térmicos. Para ello, se están desarrollando sistemas planos con diseños pensados para facilitar su integración en las estructuras de edificios nuevos, así como en edificios existentes. .
8. Siendo sistemas que se venden directamente al usuario, existe la necesidad de certificar la calidad y el correcto funcionamiento de los sistemas.

#### *Energía solar termoeléctrica:*

1. Existe la necesidad de mantener la temperatura del sistema durante los periodos de no radiación (nocturnos), debido a la gran exigencia energética que supondría tener que recalentar los sistemas a las temperaturas de trabajo (debido a inercia térmica). Por esta razón, el desarrollo de buenos elementos aislantes, así como el desarrollo de los acumuladores de calor son dos de los factores esenciales para su desarrollo y efectividad.
2. En lo referido a la acumulación de calor, en la actualidad se utilizan principalmente tanques de sales fundidas, aunque existen otras alternativas que están siendo estudiadas. Dicha acumulación de calor ayuda a mantener así mismo un suministro energético a la red relativamente estable. Cabe destacar que existen sistemas sin almacenamiento de calor, los cuales funcionarían con un sistema de suministro de calor auxiliar.
3. En lo referido a los materiales, se reconoce margen de reducción de costes por la utilización de algunos materiales más económicos, así como por el efecto de producirlos en mayor cantidad (economía de escala). Sin embargo, al igual que sucede con otras tecnologías, hay que conside-

rar la situación de posible incremento precios de materiales como el acero y el hormigón, lo que crea cierta incertidumbre sobre las expectativas de reducción. En base a dicha razón, se esperan reducciones moderadas en los costes de entre el 2-5 % de reducción.

4. Una de las alternativas estudiadas es la utilización de aluminio o films reflectivos (polímeros) como alternativa a la utilización del vidrio para la reflexión, y su consiguiente reducción de costes.
5. El tubo de absorción es uno de los elementos cruciales en la construcción de las plantas, ya que sus características técnicas deben ser realmente específicas (en términos de absorción, reflectancia, pérdidas, etc.). Actualmente existe un oligopolio de proveedores, lo que condiciona en parte la seguridad del precio.
6. El acceso a agua para la refrigeración en el condensador, es otro elemento a considerar, debido a su escasez en las áreas de mayor radiación solar.
7. Cabe destacar que se están estudiando las opciones de poder hibridar los sistemas solares de concentración con otras fuentes como la biomasa o el gas natural lo que presenta nuevas alternativas a la hora de su instalación.
8. Un estudio del World Energy Council de 2007 estima que, para el año 2100, el 70% de la energía consumida será de origen solar.

#### *2.4.5.1. Horizonte 2020*

En el horizonte del 2020 se espera un gran desarrollo de los sistemas de aprovechamiento de la energía solar. A continuación se mencionan los que se encuentran en fase más avanzada.

#### *Energía solar fotovoltaica:*

1. Para 2020, en muchas partes del mundo, se espera que la tecnología fotovoltaica sea competitiva, gracias a la intensiva labor de reducción de costes que se está realizando. En la actualidad hay cierta discusión sobre cuál será el sistema principal; por un lado todo hace indicar que los

sistemas mono y poli-cristalino seguirán su aumento, aunque parece ser que la tecnología "thin film" irá asentándose en el mercado.

## 2. Sistemas fotovoltaicos de pequeño tamaño

El proyecto DIGESPO financiado con fondos del 7PM europeo tienen como principal objetivo desarrollar sistemas fotovoltaicos de pequeño tamaño que permitan a hogares y empresas generar su propia electricidad para cubrir algunas de sus necesidades.

Este proyecto consiste en la creación de un sistema capaz de convertir entre un 60 y 70 % de la energía solar captada en calor y electricidad. El sistema se basará en tecnología fotovoltaica concentrada, consistente en colectores cilindro-parabólicos instalados en un receptor que convierte la energía solar en calor. Un sistema mecánico de rastreo permite que estos dispositivos puedan seguir la trayectoria del sol. Las tecnologías de energía fotovoltaica concentrada se emplean actualmente en centrales de gran tamaño, en las que genera suficiente energía como para abastecer a miles de hogares; pero los últimos avances tecnológicos hacen posible desarrollar sistemas a pequeña escala que pueden instalarse en edificios.

El proyecto DIGESPO consiste en instalar elementos parabólicos de cuarenta centímetros de diámetro en el tejado de un inmueble. Estos concentran la energía solar en un tubo por el que pasa un fluido que permite la transferencia de calor. La temperatura del fluido se eleva hasta los 300 °C y activa un generador conectado al sistema que produce electricidad, calefacción o refrigeración. El diseño del sistema está pensado para que su impacto visual sea mínimo y pueda instalarse en casas unifamiliares o edificios de viviendas y en inmuebles públicos, industriales y comerciales. El sistema ya está en fase de desarrollo.

3. Los paneles solares fotovoltaicos que hemos visto no producen calor que se pueda aprovechar. Existen los paneles solares híbridos, que combinan un panel fotovoltaico con un panel térmico. Con el calor existente en las células

fotovoltaicas, que representa un problema para el funcionamiento óptimo del panel, se calienta un fluido que almacena el calor en un depósito de acumulación. De esta forma se consigue aumentar su eficiencia y reducir el espacio necesario para instalar ambos tipos de energía. En la actualidad ya existen fabricantes, como la empresa turca Solimpeks, que ya comercializan este tipo de paneles.

## 4. Energía solar fotovoltaica de concentración

Las células solares de estos nuevos paneles, aprovechan la radiación solar con una eficiencia de un 40%, el doble que las convencionales. Esto se consigue gracias a la ayuda de espejos, lentes, prismas, etc., que concentran los rayos solares sobre las células y amplían su energía.

La energía solar fotovoltaica de concentración se presenta como la futura sustituta de los paneles fotovoltaicos tradicionales. La idea sería construir plantas con gran cantidad de paneles solares, logrando potencias por encima de los 100 MW, para suministrar la energía a la red eléctrica, o usarla para la producción de hidrógeno que es otra de las grandes esperanzas de las energías limpias.

Estas células sólo funcionan adecuadamente en días despejados y con radiación directa, lo restringe su uso a zonas muy soleadas con una alta radiación durante todo el año o con el uso de seguidores solares.

En Puertollano, Ciudad Real, está el Instituto de Sistemas Fotovoltaicos de Concentración (ISOFC), con una planta piloto de 3 MW de potencia. Desde el ISFOC aseguran que en la actualidad los precios son similares a los de la energía fotovoltaica convencional y afirman que a corto plazo, con las condiciones adecuadas de normativas, tecnología y mercado el coste de generación eléctrica de la CPV se situara por debajo de la fotovoltaica convencional.

5. Células solares transparentes aplicadas con spray.

La empresa New Energy Technologies ha desarrollado unas células solares transparentes que

pueden ser 'aplicadas' sobre cualquier superficie mediante un pulverizador o spray.

Esas células ultra pequeñas son, en realidad, las más pequeñas del mundo. Tienen una cuarta parte del tamaño de un grano de arroz y además, generan electricidad no solo a partir del espectro visible de la luz solar sino también a partir de fuentes de luz artificial, como la luz fluorescente.

El rendimiento de estas células ha propiciado el desarrollo de unas películas ultra delgadas, del orden de 1/1000 del grosor de un cabello humano. En comparación, los thin film convencionales son mucho más gruesas, midiendo varios micrómetros de grosor e imposibilitando la transparencia.

El potencial de esta tecnología es impresionante, sobre todo, teniendo en cuenta que se podría aplicar en las fachadas de los edificios acristalados que ya existen en todo el mundo. Actualmente se halla pendiente de patente.

#### 6. Tejas curvas solares.

Estas nuevas tejas tienen la forma y el grosor de las usuales moldeadas para techos en EEUU, pero en realidad son pequeños paneles de celdas solares. La posibilidad de cubrir parte del tejado o todos los tejados de residencias permiten generar un importante quantum de energía eléctrica a partir de la radiación solar. No hace falta instalar grandes y pesados paneles. Unos 300 pies<sup>2</sup> producen 2.400 KWh por año. Emplea UNI-SOLAR's triple-junction amorphous silicon technology, una de las originales celdas solares más delgadas existentes. Responde y entrega energía en un amplio espectro de iluminación, incluso en condiciones nubosas.

#### *Energía solar térmica:*

Se prevé que para el 2020 el desarrollo de la energía solar térmica para calefacción siga la actual tendencia de desarrollo; reducción de costes, mejora en la calidad. Su utilización parece que se ampliará tanto para edificios nuevos como existentes, fomentado por la obligatorie-

dad legislativa de su uso en muchos países, entre ellos, España). También se espera que se empiecen a introducir en el mercado los otros conceptos descritos tales como la refrigeración solar, los sistemas de concentración solar térmica y sus nuevas aplicaciones.

#### *Energía solar termoeléctrica:*

Según referencias como Juningen o la empresa Solar Millenium, se prevé que antes del 2020 las instalaciones solares termoeléctricas podrían ser competitivas con las energías convencionales sin ningún tipo de subvención, lo que certificaría su consolidación en el mercado. Este hecho, junto con la experiencia obtenida de la realización de varios proyectos daría mayor confianza a los inversores, lo que tiene especial relevancia en esta tecnología, debido al importante tamaño de las instalaciones y las grandes inversiones iniciales necesarias en cada planta. Así mismo, ofrecería mayor garantía de suministro a la red, lo que se facilitaría los permisos de conexión a red.

#### *2.4.5.2. Horizonte 2050*

#### *Energía solar fotovoltaica:*

1. En lo referido a la evolución al 2050, los sistemas utilizados actualmente serán tecnologías completamente maduras, tanto tecnológicamente como económicamente. En base a los desarrollos actuales, es de esperar que, además de los sistemas mono y policristalinos, los diferentes sistemas de lámina delgada se hayan establecido en el mercado, desarrollados en materiales de menor coste, con mejores rendimientos y con mayor aplicabilidad (materiales flexibles, finos, células aplicadas en spray, etc.).
2. El desarrollo de la tecnología fotovoltaica será particularmente fuerte en los edificios debido al desarrollo de placas de menor peso y mayor flexibilidad. En base a dicha aplicabilidad y al tamaño modular de los sistemas, se estima que existirá una notable evolución en lo referido a su integración arquitectónica en edificios, instalaciones industriales, vehículos y en los

diferentes dispositivos eléctricos y electrónicos, fomentando de manera importante la producción eléctrica in situ.

3. El aumento del rendimiento de los sistemas a su vez haría posible que regiones y ubicaciones donde se considera actualmente que la tecnología fotovoltaica no es rentable (por su baja radiación solar, orientación, etc.) pasarían a convertirse en zonas o localizaciones de potencial interés.
4. Por otro lado, la concentración solar fotovoltaica se estima tendrá un desarrollo notable en zonas de alta radiación y tendencia a cielos despejados, donde se espera pueda desbancar a la propia fotovoltaica plana en plantas de producción (no así en zonas de menor radiación).
5. Además de la competencia con la fotovoltaica plana, hay que señalar que los sistemas de concentración fotovoltaica, se prevé compitan a su vez con los sistemas solares de concentración térmica. Ambas, siendo tecnologías recientes, no existen claros indicios de si una prevalecerá sobre la otra. Las principales ventajas reconocidas en estos sistemas consisten en posibilitar sistemas de menor tamaño que los sistemas termoeléctricos y la no necesidad de agua en la mayoría de los sistemas.

#### *Energía solar térmica:*

1. Hacia el 2050, se reconocen numerosas vías de innovación y no se estima que prevalecerá un solo sistema solar térmico, sino que existirá el desarrollo de modelos y sistemas más especializados para cada necesidad térmica y condiciones concretas.
2. A gran escala, uno de los factores que podría influenciar de manera significativa el desarrollo de la tecnología solar térmica es la planificación urbana de los sistemas de suministro de calor. La introducción en la planificación urbana de conceptos como las cascadas energéticas, los sistemas centralizados y las infraestructuras de calor y refrigeración distrital, donde las necesidades de calor y refrigeración quedan concentradas, podrían suponer nuevas alternativas

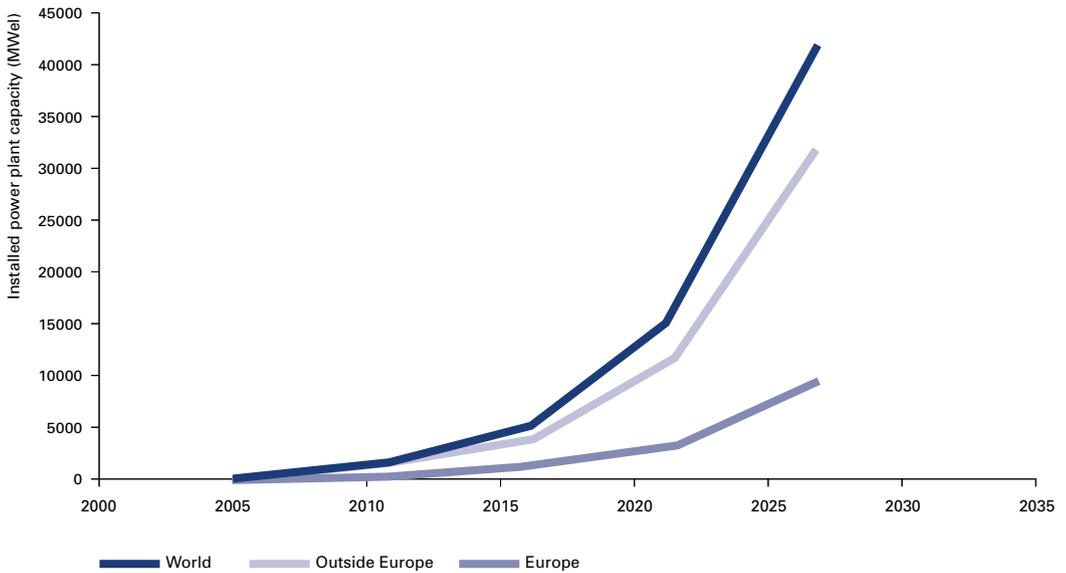
de utilización de los sistemas solares térmicos, de mayor tamaño, con menores pérdidas y con mayores posibilidades de combinación con otras fuentes térmicas.

3. Así mismo se prevé una evolución y maduración de diferentes aplicaciones, tales como la producción de calor para procesos industriales o la producción de frío mediante sistemas de absorción y adsorción, permitiendo su explotación en los momentos de mayor producción. En la misma línea, se esperan mejoras considerables en la eficiencia de las instalaciones mediante la utilización de los sistemas combi o los ultra eficientes.
4. En los próximos años se espera un desarrollo importante de la tecnología de concentración en base a mejoras en el rendimiento de los sistemas y la utilización de materiales de menor coste, lo que hace prever a medio plazo su disponibilidad en el mercado de manera competitiva.

#### *Energía solar termoeléctrica:*

1. Se estima que la capacidad instalada de tecnología solar termoeléctrica sufrirá un crecimiento exponencial. Este potencial crecimiento estaría promovido por la entrada y consolidación en el mercado de tecnologías con mayor potencial como los sistemas de torre central.
2. Así, mientras en los primeros años (al 2020) los retos tecnológicos se enfocarían en la reducción de costes de los sistemas cilindro parabólicos, en los siguientes años se podría dar una evolución en los sistemas de alta temperatura, además de disponer de mayor experiencia en la acumulación de calor y la hibridación de los sistemas.
3. En base a estas expectativas, en diferentes estudios de prospectivas al 2050 como el Roadmap 2050, o el lanzamiento del proyecto Desertec, reconocen el enorme potencial existente para satisfacer gran parte de la demanda energética en Europa mediante grandes instalaciones solares termoeléctricas, ubicadas a lo largo de las regiones mediterráneas y norte de África.

**GRÁFICO 2. FUTURE OPPORTUNITIES FOR SOLAR THERMAL POWER PLANT TECHNOLOGY**



Fuente: The scenario of the German Aerospace Center (DLR) for expansion in the world

### 2.4.6. Minihidráulica

No se prevé un gran desarrollo de esta tecnología ya que desde el punto de vista de la generación de energía, el equipo principal es el grupo Turbina-Alternador, y ambas son tecnologías muy desarrolladas con rendimientos muy elevados, que no dejan mucho margen de mejora.

### 2.5. Resumen

A modo de resumen y conclusión del capítulo, se presenta seguidamente una tabla esquemática con los recursos renovables, las tecnologías propias de cada energía renovable, la aplicabilidad del recurso en Euskadi (a escala comercial) y la evolución de dichas tecnologías de cara a 2020 y a 2050. La tabla se acompaña de unas notas aclaratorias.

Recurso	Tecnologías	Aplicabilidad en Euskadi (1)	Madurez tecnológica (2)
<b>Viento</b>	Minieólica	✓	Incipiente
	OnShore	✓	Madura
	OffShore	✗	En pleno desarrollo
<b>Océanos</b>	Mareomotriz	✗	Incipiente
	Corrientes	✗	Incipiente
	Undimotriz	✓	Incipiente
	Mareomotérmica	✗	Incipiente
<b>Biomasa</b>	Combustión	✓	Madura
	Digestión anaerobia	✓	Madura
	Gasificación	✓	Madura
<b>Geotermia</b>	Somera	✓	Madura
	Profunda	✗	Incipiente
<b>Solar</b>	Fotovoltaica	✓	En pleno desarrollo
	Termoeléctrica	✗	En pleno desarrollo
	Térmica	✓	Madura
<b>Hidráulica</b>	Minihidráulica	✓	Consolidada

(1) Aplicabilidad	inmediata	✓	
	a medio plazo	✗	
(2) Madurez tecnológica	inmadurez, fase I+D	✗	incipiente
	primeros desarrollos	✗	en pleno desarrollo
	susceptible importantes mejoras	✓	madura
	susceptible ligeras mejoras	✗	consolidada



### 3. El potencial de las energías renovables en la CAPV en el horizonte 2020

#### 3.1. Introducción

Descritas las diferentes fuentes de energía renovable y las tecnologías existentes para su obtención, el presente capítulo aborda la evaluación del potencial de generación de energía renovable susceptible de aprovechamiento en la CAPV.

Evaluated el grado de disponibilidad de cada uno de los recursos renovables, la realización de todos los proyectos que el potencial calculado pudiera abarcar dependerá de una serie de factores, que a efectos de simplificación se denominan “factores de corrección” y se agrupan en estas cuatro modalidades:

#### 1. Factores de Corrección Tecnológicos

Son los relacionados con la tecnología propia de cada energía renovable, tales como el grado de madurez, su posible evolución y optimización en el futuro.

#### 2. Factores de Corrección Técnico-Organizativos

Son aquellos que pueden afectar a la construcción de las infraestructuras necesarias para el aprovechamiento del recurso renovable en un emplazamiento concreto.

#### 3. Factores de Corrección Sociales, Medioambientales y Administrativos

Son aquellos que influyen en la construcción de las infraestructuras renovables derivados de la sensibilidad de la sociedad con respecto a las instalaciones y del impacto ambiental generado. Comprenden también los aspectos relacionados con los requerimientos administrativos que pueden influir en el desarrollo de las energías renovables.

#### 4. Factores de Corrección Legislativos

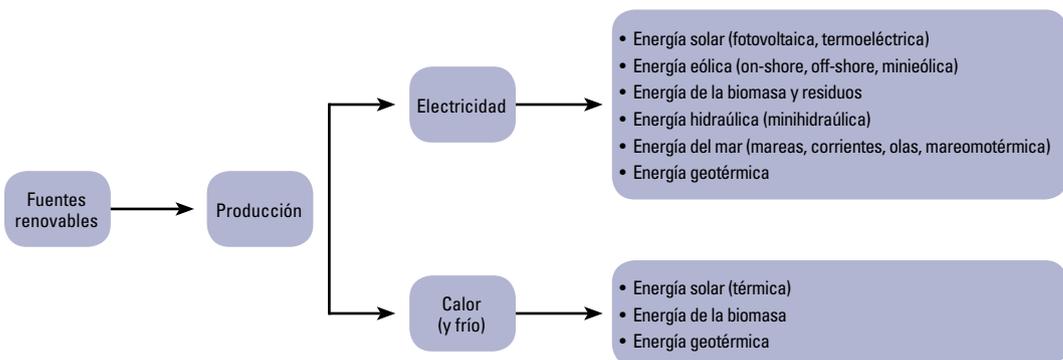
Se refieren a la influencia que pueden tener en cada caso las normativas específicas y/o los sistemas de apoyo en la evolución de la EERR.

#### 3.2. Descripción de la metodología para la evaluación del potencial

Del mismo modo que en el capítulo 2, el estudio se desarrollará distinguiendo las fuentes renovables para producción de electricidad, de aquellas destinadas a generación de calor.

Con carácter previo ha de hacerse una referencia a las diferencias en la obtención del potencial en el horizonte 2020 y el potencial que en un capítulo

FIGURA 1. FUENTES RENOVABLES PARA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD Y CALOR (Y FRÍO)



posterior se evaluará de cara al horizonte 2050. Para 2020 se disponen de diversas estimaciones, fruto de la experiencia desarrollada hasta la actualidad, que permitirán evaluar de forma aproximada el potencial de aprovechamiento para cada recurso renovable, siempre sobre la base de los factores de corrección. Sin embargo, para 2050, dada la incertidumbre existente a tan largo plazo, no se podrá obtener de forma empírica el potencial sino que se ofrecerá una proyección de potencialidad lo más realista posible.

### 3.2.1. Fuentes renovables para generación eléctrica

La metodología que se va a seguir para realizar el estudio de potencial a 2010 y 2020, basándose en los denominados factores de corrección se resume en la Figura 2.

A partir de la información relacionada con las condiciones del recurso renovable y teniendo en cuenta el grado de desarrollo de la tecnología, se determinará el potencial de generación de electricidad susceptible de aprovechamiento en la CAPV. A dicho potencial se le denominará Potencial Teórico (capacidad de generación del recurso sin ningún tipo de restricción). Dicho potencial será altamente sensible a la capacidad tecnológica de aprovechamiento, por lo que potencial y tecnología estarán fuertemente ligados. En el estudio este hecho se verá reflejado por medio de los Factores de Corrección Tecnológicos.

En paralelo al Potencial Teórico asociado a un determinado nivel tecnológico, se calculará el COSTE 1, es decir, el coste de la unidad generada por el recurso renovable afectado únicamente por los factores tecnológicos. Dicho coste vendrá dado por los siguientes conceptos:

- El *Coste de Capital*, entendiéndose como tal la inversión asociada a la tecnología actual de aprovechamiento del recurso.
- El *Coste de O&M*, que engloba todos los gastos derivados de la explotación del recurso. En el estudio se expresará en €/kWh.
- El *Coste de Combustible*, exclusivo para el caso de la biomasa y residuos, comprende los gastos relacionados con el suministro del propio recurso renovable para su aprovechamiento. También se expresará en €/kWh.

Este Potencial Teórico deberá ser sometido a un análisis de viabilidad técnica, y se realizará por medio de los Factores de Corrección Técnico-Organizativos. Puede darse el caso de emplazamientos en los que, a pesar de disponer de recurso, su aprovechamiento esté fuertemente limitado por las dificultades técnicas en la construcción y/o explotación de la instalación.

En algunos casos, estos factores técnico-organizativos tendrán carácter excluyente y por tanto, imposibilitarán el aprovechamiento del recurso, reduciendo el Potencial Teórico. Sin embargo en otros casos, dichos factores tendrán un cierto grado de influencia (positivo o negativo), que se verá reflejado en una reducción o un aumento del coste de la unidad generada, dando lugar al COSTE 2.

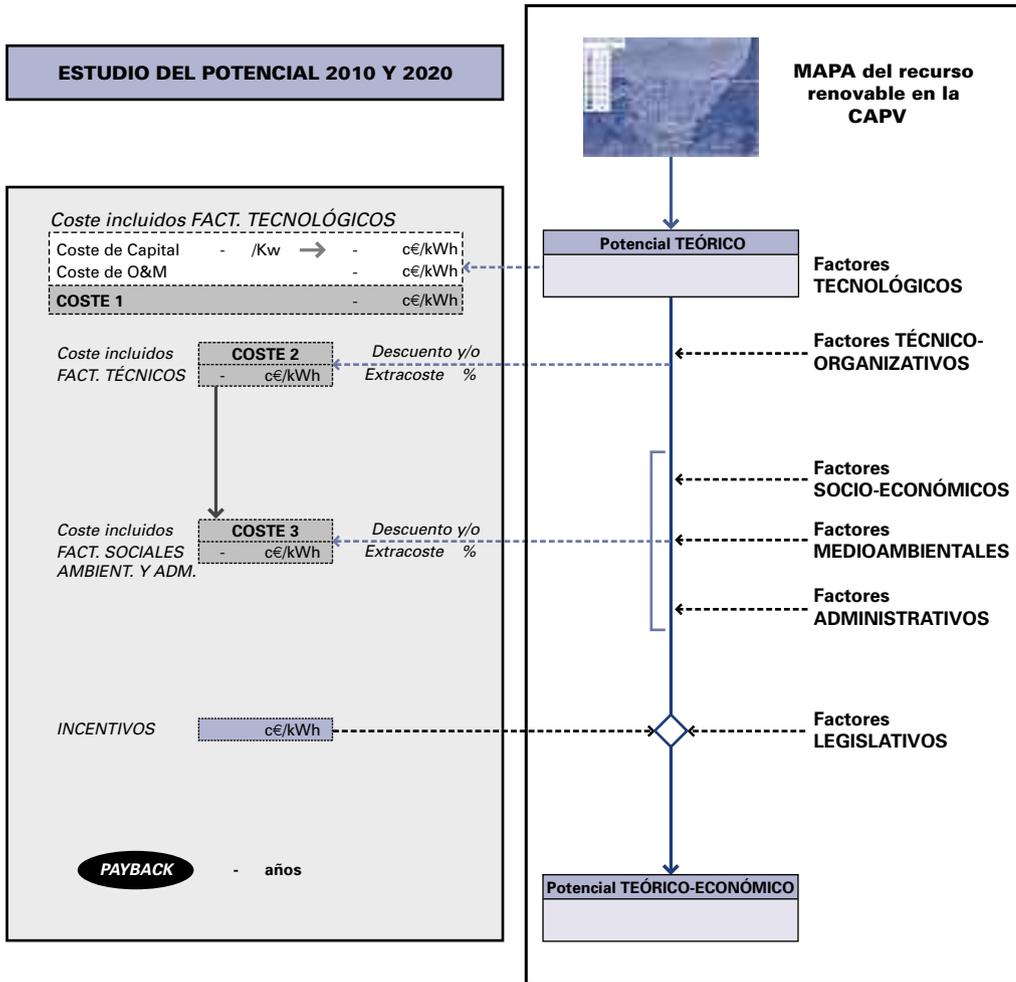
Una vez definido el potencial de aprovechamiento del recurso con la tecnología disponible y tras el análisis de su viabilidad técnica, se evaluarán los Factores Socio-económicos, Medioambientales y Administrativos y su influencia sobre el potencial hasta el momento disponible.

Aquellos factores socio-económicos, medioambientales y/o administrativos que tengan una influencia positiva facilitarán el aprovechamiento del recurso. En caso de influencia negativa, los factores podrán tener carácter excluyente o bien limitativo (generando un extracoste). El coste de la unidad producida tras verse afectado por estos factores se denominará COSTE 3.

Por último, una vez identificadas y estudiadas las barreras existentes para el aprovechamiento del recurso, se analizará la viabilidad económica que presenta la instalación. Dicha viabilidad económica será evaluada a través de los Factores Legislativos y para ello, se compararán los costes de la unidad producida por medio del recurso renovable y los ingresos obtenidos incluyendo los diferentes incentivos (sobre la unidad generada, sobre el Coste de Capital, etc.). Por simplicidad, el análisis económico será llevado a cabo a través del criterio del payback (periodo de tiempo necesario para cubrir la inversión inicial con los fondos generados por la instalación).

Una vez analizados todos los factores que influyen sobre el Potencial Teórico de aprovechamiento

**FIGURA 2. ESQUEMA-RESUMEN DEL ESTUDIO DE POTENCIAL (2010 Y 2020)**



del recurso en el territorio de la CAPV y evaluada la rentabilidad económica, el potencial resultante será el Potencial Técnico-Económico, es decir, el realmente aprovechable en el período objeto de estudio.

El estudio de potencial a 2020 se realizará evaluando uno a uno los factores de corrección y empleando las previsiones existentes en la actualidad.

### 3.2.2. Fuentes renovables para generación térmica

Para estudiar el potencial de aprovechamiento de las diversas fuentes renovables para generación de calor, se seguirá la misma metodología que en el

apartado de producción de electricidad, tanto para 2010 y 2020. Sin embargo, dado el gran número de casos distintos posibles, se intentará desarrollar el estudio de potencial para situaciones concretas aplicables en el territorio de la CAPV.

### 3.3. Potencial renovable 2020

Seguidamente, se presenta una tabla que resume las conclusiones de los análisis precedentes respecto a los potenciales técnico-económicos para 2020. Sobre ella caben las siguientes consideraciones desde el punto de vista de su aportación a la generación en términos de energía primaria:

- En el supuesto considerado, las renovables térmicas aportarían prácticamente lo mismo que las eléctricas.
  - Entre las renovables eléctricas la mayor producción sería la de los Residuos Sólidos Urbanos, seguida muy de cerca por la eólica terrestre, que de forma agregada producirían más de la mitad que el conjunto de todas las renovables eléctricas. A cierta distancia quedarían la eólica marina y la biomasa forestal con contribuciones muy parecidas entre sí. Con sólo estas cuatro fuentes tendríamos más del 80% de la producción renovable eléctrica.
    - La biomasa de los residuos sólidos urbanos, sería el recurso renovable con una mayor aportación a la generación, ocupando la primera posición entre las renovables eléctricas, estando aventajada sólo por las leñas negras si se compara con el conjunto de las renovables (eléctricas y térmicas). Es un tipo de aprovechamiento cuya *tecnología es madura*, aunque se enfrenta a una fuerte *oposición social*.
    - La eólica terrestre quedaría en la segunda posición entre las renovables eléctricas, muy cerca de los RSU's, y sería la tercera en importancia en el conjunto de las renovables. Aunque parte de una posición fuerte desde el punto de vista de *madurez de su tecnología*, en el caso de la CAPV tendrá que superar importantes *retos no tecnológicos (oposición social y falta de consenso institucional)*. El nivel de desarrollo a alcanzar dependerá fuertemente del grado de éxito en la superación de esas barreras.
    - El recurso eólico marino, que en 2020 ocuparía la quinta posición en cuanto a aportación a la generación, tendría especial interés por la gran potencialidad de su contribución en el largo plazo (como se verá en el capítulo dedicado al horizonte 2050). Para el aprovechamiento de este recurso, sería preciso superar el *desafío tecnológico* concentrando todos los esfuerzos posibles en tratar de conseguir un grado de desarrollo adecuado para todos los componentes y particularmente para las *plataformas flotantes* (dada la casuística de la CAPV).
  - En cuanto a las térmicas:
    - La mayor aportación provendría del “conjunto de las biomásas” (el 80% de la producción térmica renovable):
      - Destacaría muy especialmente el caso de las leñas negras (industria del papel), en el que el potencial estimado a 2020, le situaría en la primera posición del conjunto de las renovables (eléctricas y térmicas).
      - Le seguirían, a cierta distancia aunque pudiendo jugar un papel relevante en el conjunto, los residuos de la industria de la madera y los residuos de biomasa forestal (por ese orden), fuentes en las que son posibles aprovechamiento de distinta naturaleza: en la industria y en la edificación, en este segundo caso en instalaciones colectivas (desde instalaciones centralizadas en cada edificio hasta las redes urbanas de calor), o en instalaciones individuales para viviendas. Este tipo de aprovechamientos, actualmente en fase incipiente, presentaría pocas barreras para su desarrollo (abundancia de recurso, madurez tecnológica, reducido impacto ambiental, escasa oposición social, etcétera).
    - Por último, la solar térmica y la geotermia somera, darían una respuesta adecuada atendiendo a necesidades térmicas en instalaciones de menor escala, instalaciones centralizadas por edificio en el mejor de los casos.
- De los resultados anteriores, es importante aclarar los siguientes aspectos:
- Los valores de energía producida para el caso de biogás de vertedero, leñas negras y residuos sólidos urbanos corresponden a los datos de 2010 (Fuente: EVE), que deben ser considerados al hacer el acumulado para 2020.
  - La gran hidráulica corresponde a las dos instalaciones existentes en la actualidad (Sobrón y Barazar), cuya potencia total asciende a 113 MW y la producción anual es de aproximadamente 250 GWh/año (Fuente 2008: EVE).
  - Se considera una aportación extraordinaria como consecuencia de la aplicación de la directiva referente a cogeneración y edificios, maximizando la producción de energía térmica en 11-14 ktep/año.

**TABLA 1. PRODUCCIÓN RENOVABLE EN 2020**

	Potencia instalada (MW)		Energía FINAL (GWh/año)		Energía PRIMARIA (ktep/año)		% aportación sobre el total	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo		
<b>ENERGÍA EÓLICA</b>								
Eólico terrestre	450,30	560,00	1.105,00	1.375,00	95,03	118,25	14%	15%
Eólico off-shore	120,00	200,00	420,00	700,00	36,12	60,20	5%	8%
<b>BIOMASA</b>								
Biomasa forestal	10,00	14,00	75,00	105,00	28,50	39,90	4%	5%
Biogas vertedero*	—	—	—	—	10,80	10,80	2%	1%
Lejía negras*	—	—	—	—	22,70	22,70	3%	3%
RSU*	—	—	—	—	113,39	139,77	17%	18%
<b>HIDROELÉCTRICA</b>								
Minihidráulica	59,00	72,00	177,00	216,00	15,22	18,58	2%	2%
Gran hidráulica*	113,00	113,00	251,00	251,00	21,59	21,59	3%	3%
<b>UNDIMOTRIZ</b>								
Olas	0,30	1,00	2,10	7,00	0,18	0,60	0%	0%
<b>GEOTERMIA</b>								
Geotermia profunda	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0%	0%
<b>SOLAR</b>								
Solar termoeléctrico	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0%	0%
Solar fotovoltaico	70,00	80,00	89,60	102,40	7,71	8,81	1%	1%
<b>TOTAL ELECTRICIDAD RENOVABLE</b>					<b>351,23</b>	<b>441,19</b>	<b>53%</b>	<b>57%</b>
<b>SOLAR</b>								
Solar térmica	—	—	—	—	28,00	31,00	4%	4%
<b>BIOMASA</b>								
Biomasa forestal	—	—	—	—	32,00	43,00	5%	6%
Residuo ganadero*	—	—	—	—	14,00	14,00	2%	2%
Lejías negras*	—	—	—	—	146,00	146,00	22%	19%
Resid. sector mader.*	—	—	—	—	48,00	48,00	7%	6%
<b>GEOTERMIA</b>								
Geotermia somera	250,00	300,00	375,00	450,00	32,25	38,70	5%	5%
Direct. Cogen. y Edif.	—	—	—	—	11,00	14,00	2%	2%
<b>TOTAL CALOR RENOVABLE</b>					<b>311,25</b>	<b>334,70</b>	<b>47%</b>	<b>43%</b>
<b>TOTAL</b>					<b>662,48</b>	<b>775,89</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

- En el caso de los residuos sólidos urbanos (RSU), se toma como referencia para la estimación a 2020 la producción actual de la planta de Zabalgarbi, la cual asciende a 43,5 ktep/año. Asimismo, de cara al año 2020 se considera la ampliación de dicha planta de Zabalgarbi de idénticas dimensiones y la construcción de una planta en Gipuzkoa, cuyo dimensionamiento se ha estimado en base a una relación poblacional.

Como análisis adicional, se ha calculado de manera aproximada, la cantidad de energía primaria de combustibles fósiles evitada mediante la generación eléctrica renovable en 2020. Para ello, se consideran tres situaciones:

- **SITUACIÓN 1:** Se supone que la electricidad renovable sustituye a la producida en una cen-

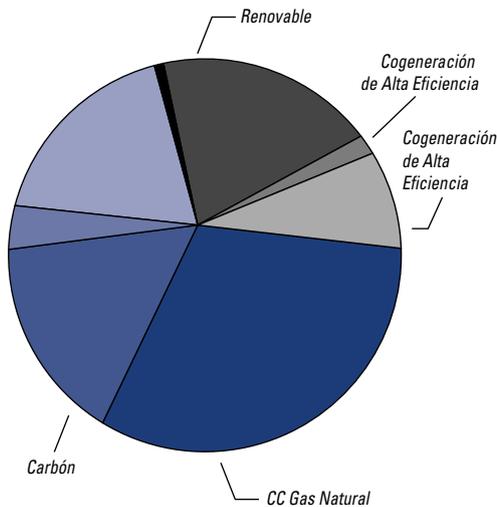
tral de generación que utiliza gas natural como combustible.

- **SITUACIÓN 2:** Se considera que la electricidad renovable sustituye a la producida en una central convencional de generación que utiliza como combustible carbón.
- **SITUACIÓN 3:** Se supone que la electricidad renovable sustituye a la producida por un mix energético de combustibles fósiles (fundamentalmente gas natural y carbón). Se toma como referencia el mix de producción energética para el año 2008, constituido por un 15,9% de carbón y un 30,1% de gas natural.

Para cada una de las tres situaciones, se determina el incremento de electricidad renovable en términos de energía final entre los años 2010<sup>1</sup> y 2020,

<sup>1</sup> Los datos de 2010 se han tomado del balance energético para el año 2008, suministrado por el Ente Vasco de la Energía. Los valores para el año 2020 se toman de la proyección de potencial realizado en apartados anteriores.

**FIGURA 1. MEZCLA DE PRODUCCIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL [IBERDROLA, 2008]**



resultando comprendido entre 115 y 176 ktep/año. Siguiendo el criterio conservador del estudio, se toma el valor intermedio<sup>2</sup> de 161 ktep/año.

Para cada situación, en función del rendimiento de cada instalación, en la tabla 2 se indica el ahorro de energía primaria de combustibles fósiles ahorrada mediante la generación eléctrica a partir de recursos renovables.

Otro análisis posible consiste en estimar, de forma aproximada, qué inversiones traería asociadas el desarrollo de los citados potenciales y qué efectos tendrían éstos en cuanto a generación de ingresos (derivados de la operación y mantenimiento y de las propias ventas de energía). En la tabla 3 se destacan aquellas que tendrían mayor relevancia.

Las inversiones en nuevas instalaciones para renovables eléctricas estarían en la horquilla de *entre 84 y 140 millones de euros* anuales (de 840 a 1.400 millones de euros en el periodo), el negocio de operación y mantenimiento generaría *ingresos anuales* por valor *entre los 29 y los 39 millones de euros* y por último el negocio de la ventas de energía daría lugar a unos *ingresos anuales en la banda de los 170 a los 223 millones de euros*. En total, estaríamos hablando de un segmento que, de forma agregada, generaría una *actividad anual de entre 283 y 402 millones de euros*.

**TABLA 2. AHORRO DE ENERGÍA PRIMARIA DE COMBUSTIBLES FÓSILES**

	COMBUSTIBLE	RENDIMIENTO de la Instalación	AHORRO DE ENERGÍA PRIMARIA de combustible fósil
SITUACIÓN 1	Carbón	37%	435 ktep/año
SITUACIÓN 2	Gas natural	55%	293 ktep/año
SITUACIÓN 3	Mix energético	48%	335 ktep/año

**TABLA 3.**

Caso base	Volumen negocio Inversiones en instalaciones (totales período) (miles €)		Volumen negocio Gastos O&M (importe anual) (miles €)		Volumen negocio Ventas de energía (importe anual) (miles €)	
	Umbral inferior	Umbral superior	Umbral inferior	Umbral superior	Umbral inferior	Umbral superior
Eólica terrestre	360.000,00	503.000,00	15.000,00	18.500,00	86.000,00	107.000,00
Eólica marina	324.000,00	654.000,00	7.500,00	12.600,00	37.000,00	62.000,00
Fotovoltaica	104.000,00	142.000,00	2.400,00	2.800,00	20.000,00	23.000,00
Biomasa forestal	32.000,00	49.000,00	2.700,00	3.800,00	9.000,00	13.000,00
Resto eléctricas	22.000,00	66.000,00	1.800,00	2.000,00	18.000,00	18.000,00
Totales	842.000,00	1.414.000,00	29.400,00	39.700,00	170.000,00	223.000,00

<sup>2</sup> Se toma como valor intermedio  $\frac{3}{4}$  de la horquilla determinada.

### 3.4. *Potencial renovable 2020: caso base y otras hipótesis*

Aplicando la metodología descrita en el apartado 1 del presente capítulo, el análisis que se ha desarrollado ha permitido estimar los potenciales técnico-económicos a 2020.

Se trata de lo que se podría denominar el CASO BASE, un supuesto conservador, aunque no refleja la situación más desfavorable en cuanto al desarrollo de las energías renovables, puesto que se han considerado evoluciones positivas de algunos factores de corrección al suponerse aplicadas determinadas políticas activas. Tampoco refleja la situación más favorable, puesto que siempre cabe una posible mejora, mediante mayor voluntad política, atacando las barreras más limitativas del caso base, pudiendo amortiguar, todavía más, la influencia negativa de los factores de corrección correspondientes e incluso anular el carácter excluyente de otros.

Como ejemplo del impacto de dichas políticas, se planten otras dos hipótesis: la primera hipótesis de políticas activas, y la otra de políticas aún más reforzadas, gracias a las cuales se contempla la consecución del pacto eólico y la madurez comercial en tecnología undimotriz. Todo ello teniendo presente que, en ambas, los resultados son imposibles de objetivar considerando el elevado número de variables y la incertidumbre respecto a su posible evolución.

Para tal fin, se adjunta la siguiente tabla, en la cual, tras identificar las barreras más limitativas para cada fuente en el CASO BASE, se proyectan los resultados que se estima posible alcanzar, si los gobiernos

toman las medidas para la atenuación o eliminación de las mismas. La tabla permite establecer una comparación entre las tres hipótesis en cuanto a potencia instalada.

Del análisis de la tabla 4, se concluye lo siguiente, en cuanto a posibilidades de incremento del potencial técnico-económico respecto al caso base:

- El del recurso eólico terrestre, es el que podría ofrecer un crecimiento incremental, más importante, de hasta un 25%. Más aún, aceptando la hipótesis de que se alcanzase el Pacto Eólico en Euskadi, dicho incremento podría superar el 150%.
- En biomasa forestal para generación eléctrica, sería posible contemplar incrementos de hasta el 50%.
- Respecto a la energía de las olas, el incremento podría llegar al 1000%, e incluso al 3000%, si se instrumentan los mecanismos que permitan la consecución de la madurez comercial de las tecnologías, permitiéndoles superar la etapa experimental.
- En solar fotovoltaica llegarían a alcanzarse incrementos del 20%, gracias a la reducción de los costes de capital (costes de inversión), aún a pesar de que los efectos de la misma se ven contrarrestados por la progresiva reducción de los incentivos (tarifa regulada o prima según los casos). Cabe destacar, el resultado tremendamente positivo que se podría alcanzar en dichas hipótesis, permitiendo un aprovechamiento de hasta el 60% del potencial teórico.

Asimismo, se comparan en la tabla 5 los diferentes hipótesis en cuanto a generación de energía.

70

**TABLA 4. POTENCIAL RENOVABLE EN 2020**

Recurso renovable	CASO BASE			"OTRAS HIPÓTESIS"	
	Potencial teórico (MW)	Potencial técnico-económico MW/mín.	Potencial técnico-económico MW/máx.	Grado Influencia	Potencial técnico-económico MW/mín. MW/máx.
<b>ENERGÍA EÓLICA</b>					
EÓLICO TERRESTRE	2.700 MW	450 MW	560 MW	F. Técn.-Organizat.	563 700
				F. Socio-Ec.	1.133 1.410 (*)
				F. Medioam.	
EÓLICO OFF-SHORE	Gran potencial	120 MW	200 MW	F. Tecnológ.	
				F. Técn.-Org.	120 MW
				F. Legislat.	
<b>BIOMASA</b>					
BIOMASA FORESTAL	42 MW	10 MW	14 MW	F. Técn.-Organizat.	
				F. Socio-Ec.	15 MW
				F. Legislat.	21 MW
<b>HIDROELECTRICA</b>					
MINI-HIDRAULICA	72 MW	59 MW	72 MW	F. Administ.	
				F. Medioam.	68 MW
				F. Legislat.	72 MW

ELECTRICIDAD

**Factores de corrección más "influyentes"**

Problemas de accesibilidad y dificultades técnicas en los emplazamientos.

Rechazo social (Impacto visual, ruidos).

Afección al entorno, alteraciones del hábitat.

Numerosos RETOS tecnológicos: anclajes a profundidad en función del tipo de fondo marino, materiales anticorrosivos, evacuación de la energía producida, etc.

Problemas de accesibilidad y dificultades técnicas en los emplazamientos.

Reducción viabilidad económica.

Necesidad de redes eficientes de gestión y distribución de biomasa que permitan garantizar el suministro del recurso.

Rechazo social.

Reducción viabilidad económica para instalaciones de pequeña potencia.

Procedimientos de tramitación lentos y excesivamente burocráticos.

Afección al entorno, alteraciones del hábitat.

Escasa viabilidad económica para instalaciones pequeñas (~100 kW)

**Posibilidad de mejora de los factores de corrección**

Mejora de las infraestructuras de evacuación de la energía eléctrica. Con respecto a los problemas técnicos relativos a la accesibilidad de los emplazamientos con importante potencial, poco se puede hacer (dada la orografía del territorio de la CAPV).

Mayor concienciación social y divulgación de las ventajas de la energía eólica. Información sobre la planificación en el desarrollo de la energía eólica en la CAPV (PTS 2011).

—

Gran apuesta por la Investigación y el Desarrollo Tecnológico (tecnología off-shore para grandes profundidades, materiales resistentes a las condiciones climatológicas adversas, etc.).

Desarrollo de redes de evacuación de la energía eléctrica off-shore.

Implantación de incentivos sobre el Coste de Capital y/o sobre la unidad de energía producida, etc.) que incremente el atractivo económico de las instalaciones off-shore.

Adaptación de los sistemas de mecanización de la biomasa a la orografía vasca. Impulso de redes eficientes de abastecimiento de biomasa a los puntos de consumo.

Desarrollo de políticas de concienciación social.

Aumento de los sistemas de apoyo a instalaciones de pequeña potencia.

Medidas par la agilización de los trámites administrativos: reducción de plazos de tramitación, resolución de conflictos entre ayuntamientos; rápidas resoluciones de Declaraciones de Impacto Ambiental, etc. para cubrir el reducido potencial existente.

—

Ligero incremento de los incentivos para el caso de instalaciones de potencia ≤100 kW, por ejemplo, mediante el aumento de los ingresos por unidad producida (Propuesta de Incentivo ~12c€/kWh, ver pág. 82 de 201).

**Grado Influencia**

Potencial técnico-económico MW/mín. MW/máx.

**Tabla 4. POTENCIAL RENOVABLE EN 2020 (CONTINUACIÓN)**

Recurso renovable	CASO BASE				Posibilidad de mejora de los factores de corrección	Grado de influencia	POTENCIAL TÉCNICO-ECONÓMICO		
	Potencial teórico (MW)	Potencial técnico-económico MWmín.	Potencial técnico-económico MWmáx.	Influencia			MMmín.	MMmáx.	
ELECTRICIDAD	UNDIMOTRIZ								
	OLAS	Gran potencial	0,3 MW	1 MW	F. Tecnológ. F. Técn.-Org.	Gran diversidad de tecnologías de aprovechamiento en fase experimental Limitaciones técnicas de los emplazamientos debido a las características de la costa vasca (plataforma continental estrecha, temporales), interferencias con otras actividades (por ejemplo, pesca). Reducción viabilidad económica para este tipo de instalaciones	Apuesta por la Investigación y el Desarrollo Tecnológico (sistemas de captación más eficientes; desarrollo de materiales resistentes a las condiciones off-shore). Definición de zonas de tránsito marino que permitan compatibilizar las diferentes actividades. Elevado grado de ocupación de instalaciones destinadas a la investigación (BIMEP).	3 9	10 30 (*)
	SOLAR								
	SOLAR FOTO-VOLTAICO	160 MWp	70 MWp	80 MWp	F. Socio-Ec. F. Legislat.	Necesidad de un mayor conocimiento de las ventajas de la energía solar fotovoltaica. Reducciones progresivas de los costes de la tarifa regulada.	Campañas de concienciación ciudadana, así como también concienciación de las autoridades competentes. Un aumento de demanda de esta tecnología deberá conseguir una reducción de coste de capital con un mayor impacto de este al payback que las afecciones debidas a la reducción de tarifa.	84 MWp	96 MWp
CALOR	SOLAR								
	SOLAR TÉRMICO	45 ktep/año	28 ktep/año	31 ktep/año	F. Socio-Ec.	Rechazo social por el desconocimiento de las ventajas de este tipo de instalaciones.	Campañas de concienciación ciudadana	28 ktep/año	31 ktep/año
	BIOMASA								
	BIOMASA FORESTAL	128 ktep/año	32 ktep/año	43 ktep/año	F. Técn.-Org.	Inexistencia de garantía tanto en el suministro de biomasa como en el coste de la misma, al carecer de redes de distribución y/o comercialización.	Impulso de mejoras en los sistemas de gestión y almacenamiento de biomasa.	38 ktep/año	52 ktep/año
GEOTERMIA									
	GEOTERMIA SOMERA	Gran potencial	32 ktep/año	39 ktep/año	F. Tecnológ. F. Administr.	Diversos requerimientos técnicos aún por desarrollar: herramientas para las perforaciones, incremento de la eficiencia de los equipos, capacidad de integración con otras EEFR, etc. Inexistencia de normativas específicas para las instalaciones geotérmicas.	Desarrollo tecnológico activo que permita incrementar el potencial aprovechable a partir del recurso geotérmico. Adecuación de la normativa vigente para optimizar la explotación de los recursos geotérmicos.	32 ktep/año	39 ktep/año

- Gran influencia
- Influencia media
- Escasa influencia
- Factores "CLAVE"

(\*)1 Si se diese el pacto edílico.

(\*)2 Si se instrumentasen los mecanismos que permitiesen alcanzar la madurez comercial.

**TABLA 5. PRODUCCIÓN RENOVABLE EN 2020 "OTRAS HIPÓTESIS"**

Recurso renovable	Potencia instalada (MW)		Energía FINAL (GWh/año)		Energía PRIMARIA (ktep/año)		% aportación sobre el total	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo		
<b>ENERGÍA EÓLICA</b>								
Eólico terrestre	563	700	1.382	1.719	118,87	147,79	17%	18%
Eólico terr. (P. Eólico)	1.133	1.410	2.782	3.462	239,21	297,69	NA	NA
Eólico off-shore	120	200	420	700	36,12	60,20	5%	7%
<b>BIOMASA</b>								
Biomasa forestal	15	21	113	158	42,75	59,85	6%	7%
Biogas vertedero*	—	—	—	—	10,80	10,80	2%	1%
Lejía negras*	—	—	—	—	22,70	22,70	3%	3%
RSU*	—	—	—	—	113,39	139,77	16%	17%
<b>HIPOEÓLICA</b>								
Minihidráulica	68	72	204	216	17,54	18,58	2%	2%
Gran hidráulica*	113	113	251	251	21,59	21,59	3%	3%
<b>UNDIMOTRIZ</b>								
Olas	3	10	21	70	1,81	6,02	0%	1%
Olas (madurez comer.)	9	30	63	210	5,42	18,06	NA	NA
<b>GEOTERMIA</b>								
Geotermia profunda	0	0	0	0	0,00	0,00	0%	0%
<b>SOLAR</b>								
Solar termoelectrico	0	0	0	0	0,00	0,00	0%	0%
Solar fotovoltaico	84	96	108	123	9,25	10,57	1%	1%
<b>TOTAL ELECTRICIDAD RENOVABLE</b>					<b>394,81</b>	<b>497,86</b>	<b>55%</b>	<b>55%</b>
<b>TOTAL ELECTRICIDAD RENOVABLE (PACTO EÓLICO Y MADUREZ COMERCIAL OLAS)</b>					<b>518,77</b>	<b>659,80</b>	<b>—</b>	<b>—</b>
<b>CALOR</b>								
<b>SOLAR</b>								
Solar térmica	—	—	—	—	28,00	31,00	4%	4%
<b>BIOMASA</b>								
Biomasa forestal	—	—	—	—	38,00	52,00	5%	6%
Residuo ganadero*	—	—	—	—	14,00	14,00	2%	2%
Lejías negras*	—	—	—	—	146,00	146,00	21%	17%
Resid. sector mader.*	—	—	—	—	48,00	48,00	7%	6%
<b>GEOTERMIA</b>								
Geotermia somera	250	300	375	450	32,00	39,00	5%	5%
Direct. Cogen. y Edif.	—	—	—	—	11,00	14,00	2%	2%
<b>TOTAL CALOR RENOVABLE</b>					<b>317,25</b>	<b>343,70</b>	<b>45%</b>	<b>41%</b>
<b>TOTAL "OTRAS HIPÓTESIS"</b>					<b>712,06</b>	<b>841,56</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>
<b>TOTAL "OTRAS HIPÓTESIS" (CON PACTO EÓLICO Y MADUREZ COMERCIAL OLAS)</b>					<b>662,48</b>	<b>775,89</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

\* Datos suministrados por el EVE.

\*\* RSU: Contabilizada, la producción a 2010 + ampliación Zabalgarbi + RSU Gipuzkoa.

Valores modificados con respecto al cálculo de potencial "base".

Valores considerando "alcanzar el pacto eólico" y "madurez comercial undimotriz".

## 4. Marco legislativo-normativo de las energías renovables. Elementos freno y motores. Experiencias internacionales

### 4.1. Marco vigente normativo-legislativo

#### 4.1.1. La política energética de la Unión Europea

##### Encaje legal en los Tratados de la Unión

En conjunto, la política energética europea avanza, por un lado, a partir de desarrollos normativos (legalmente obligatorios), en particular en lo que hace a la formación del mercado interior o al funcionamiento del mercado eléctrico, que requiere dotarse de un marco legal semejante, pero también para dar carta de obligatoriedad a determinados compromisos asumidos por los Estados (por ejemplo, el *tripleto 20/20/20* para 2020). Pero también se compone de directrices e indicaciones que no tienen más valor que el de la recomendación. Mucha de la actividad y documentos de la Comisión Europea tiene éste último carácter. Con frecuencia, las recomendaciones adquieren rango legal a partir del momento en que el Consejo Europeo o el Consejo de Ministros solicita a la Comisión que prepare Directivas o Reglamentos, documentos de naturaleza legislativa o en que esta lo hace por su propia iniciativa, para su aprobación por parte de los *colegisladores* de la Unión Europea. Por eso el término *marco legal* se utiliza en este contexto con un carácter laxo, incluyendo ambos tipos de propuestas.

Europa no cuenta con una *auténtica* Política energética propia hasta la publicación del Libro Blanco de 1997.<sup>1</sup> Este tardío reconocimiento no deja de ser sor-

prendente, ya que la acción europea común en materia energética es anterior a dicha fecha e incluso puede decirse que es anterior a la propia constitución de la Comunidad Económica Europea. En efecto, si ésta tiene lugar en 1957, la constitución de la Comunidad Económica del Carbón y del Acero, la CECA, le antecede en seis años (1951).

El planteamiento del citado Libro Blanco se encuadra dentro del objetivo general de desarrollar un mercado energético interior eficiente, condicionado por la necesidad de descarbonizar el sector energético (ligado por tanto a la lucha contra el cambio climático) y paliar la creciente dependencia respecto a las importaciones de combustibles fósiles procedentes de regiones de fuera de la Unión Europea marcadas por la inestabilidad política. En lo tocante a las energías renovables, el foco de la atención se ha ido desplazando desde su promoción mediante la aplicación de objetivos indicativos en los sectores de la electricidad y el transporte hacia la definición de objetivos vinculantes respaldados por un marco legislativo completo.

1. La política alcanza un soporte constitucional pleno a partir del Tratado de Lisboa (2007) que reforma los Tratados constitutivos de la Unión para, entre otras finalidades, situar a la energía en el centro de la actividad europea y dotarle de una nueva base jurídica que no poseía en los tratados precedentes. De este modo, el artículo 194 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea<sup>2</sup> da rango

<sup>1</sup> Comunicación de la Comisión, *Energía para el futuro: fuentes de energía renovables. Libro Blanco para una estrategia y un plan de acción comunitarios*. COM/97/0599 final. Esto no quiere decir que anteriormente no haya habido iniciativas encaminadas a, entre otras finalidades, promover el desarrollo de las energías alternativas. Los programas de investigación en el campo de las energías no convencionales tienen una larga historia (v.g., Joule 1988-1992). Este Libro Blanco era el resultado de los debates suscitados por el Libro Verde presentado por la Comisión en noviembre de 1996 y en el mismo se propone alcanzar, en 2010, una penetración mínima del 12% de las fuentes de energía renovables en la Unión Europea, doblando la cuota del momento.

<sup>2</sup> El artículo 194 constituye el Título XXI del Tratado, dedicado a la Energía. En su apartado 1 dispone que "en el marco del establecimiento o del funcionamiento del mercado interior y atendiendo a la necesidad de preservar y mejorar el medio ambiente, la política energética de la Unión tendrá por objetivo, con un espíritu de solidaridad entre los Estados miembros: a) garantizar el funcionamiento del mercado de la energía; b) garantizar la seguridad del abastecimiento energético en la Unión; c) fomentar la eficiencia energética y el ahorro energético así como el desarrollo de energías nuevas y renovables; y d) fomentar la interconexión de las redes energéticas.

normativo a los tres ejes que conforman la política energética de la Unión Europea: Competitividad, Seguridad de abastecimiento y Sostenibilidad:

- Competitividad, con el objetivo de que la oferta y la demanda se encuentren de manera eficiente, propiciando un mercado que envía señales de precio adecuadas a inversores y consumidores, reflejando la escasez del recurso correspondiente.
- Seguridad de abastecimiento que garantice a corto, medio y largo plazo un abastecimiento energético ininterrumpido y de calidad, debiendo contrarrestar para ello las deficiencias estructurales.
- Sostenibilidad, no sólo desde un punto de vista medioambiental, fundamentalmente de reducción de emisiones, sino también socioeconómico, analizando el coste/beneficio de cada una de las actuaciones.

Con estos objetivos-guía en el frontispicio de su actuación, la Unión Europea se ha marcado objetivos y directrices que son de *obligado cumplimiento* para los Estados miembros (las directivas relativas al mercado interior y al paquete clima/energía, por ejemplo), a la par que impulsa el avance del conocimiento mediante programas de investigación e incentiva el desarrollo de infraestructuras avanzadas. Este conjunto de obligaciones, directrices e incentivos constituye el marco europeo de referencia en el que a su vez encajan los marcos español y vasco para el desarrollo de las energías renovables:

- Desde la perspectiva del impulso del mercado interior de la energía, las prioridades comunitarias apuntan a la eliminación de las rigideces y el desmantelamiento de los monopolios nacionales, a la par que se impulsa la interconexión de las redes energéticas de los países.
- Desde la perspectiva medioambiental y de lucha contra el cambio climático, las prioridades se centran en la reducción del consumo de energía, el aumento de la eficiencia energética y la

sustitución de las energías fósiles por energías renovables.

- Ambas perspectivas confluyen en la perspectiva de la competitividad económica, que requiere una reducción de los costes y la seguridad en los suministros (Europa se abastece mayoritariamente de energía primaria que procede allende sus fronteras), y se pone el énfasis en la modernización de las infraestructuras (entre las que se incluyen las redes eléctricas inteligentes) y el desarrollo de la investigación para avanzar en la dirección de una economía libre o baja en carbono (con el coche eléctrico entre otros proyectos estelares).

La política de energías renovables es una pieza —importante, pero sólo una pieza— de la estrategia energética europea,<sup>3</sup> cuyo marco normativo de referencia se desarrolla en torno a los siguientes ámbitos:

1. Consolidación del mercado interior energético. Aspectos normativos y fiscales.
2. Impulso de las infraestructuras energéticas: interconexión y desarrollo.
3. Desarrollo de las energías renovables
4. Mejora de la eficiencia y reducción del consumo
5. Impulso a la investigación y proyectos industriales, (en particular las tecnologías dedicadas a la eficiencia energética y a las energías renovables, o las tecnologías con bajas emisiones de carbono).

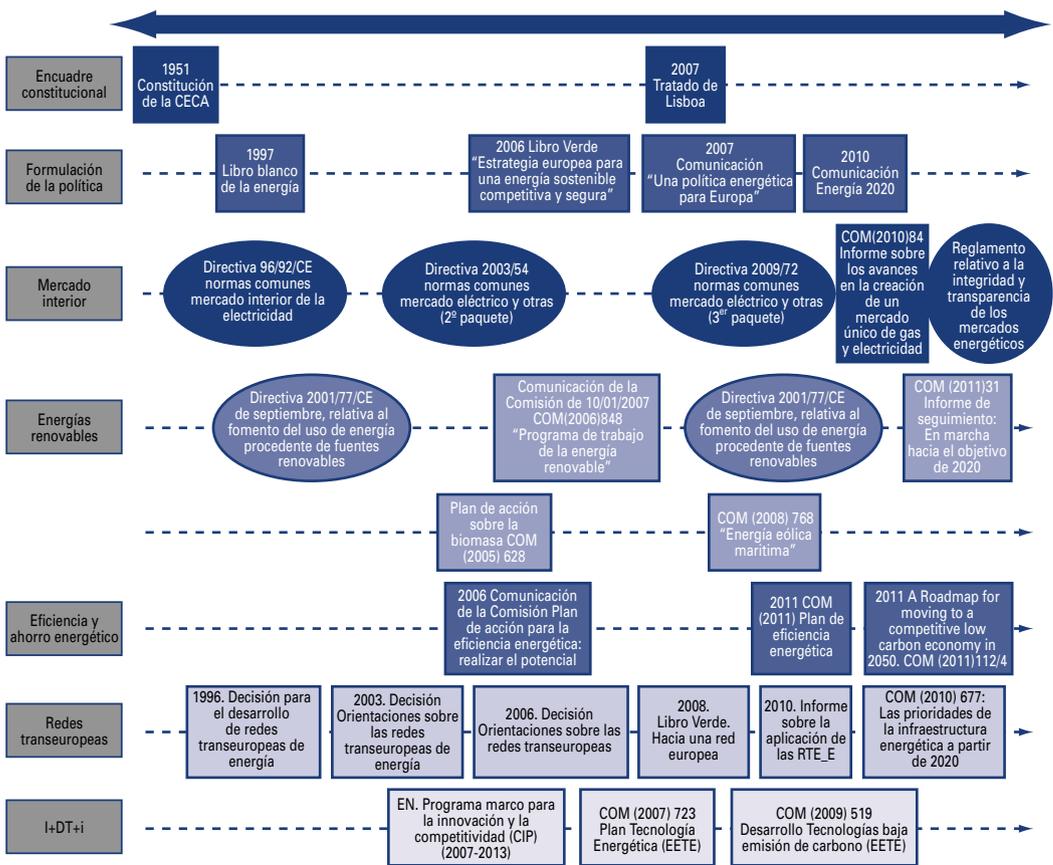
En la tabla siguiente se presentan, agrupados de acuerdo con los ámbitos citados, los principales documentos de referencia.

Como se aprecia en Tabla 1, desde la aparición del Libro Blanco en 1997 son varios los documentos que definen las bases de la política energética europea. En todos ellos se atiende a unos mismos ejes de referencia, si bien el grado de concreción, la sensación de urgencia y hasta la desazón por el lento avance son crecientes.

A la puerta de un nuevo ciclo de planificación estratégica impulsado por la Estrategia Europa 2020, la

<sup>3</sup> La Unión apuesta también por la energía de fisión nuclear de cuarta generación, la energía de fusión nuclear o, incluso, las tecnologías limpias aplicadas a energías fósiles.

**FIGURA 1. EVOLUCIÓN DE LA POLÍTICA EUROPEA. PRINCIPALES DOCUMENTOS**



Comisión propugna ahora una estrategia mucho más integral y agresiva, realmente *européa*, y el desarrollo de unos instrumentos mucho más potentes para poder alcanzar las metas ya establecidas para 2020 (el citado 20/20/20) y, más aún, para poder contemplar las que se están avanzando para 2050. Dicha propuesta se encuentra en la Comunicación de la Comisión *Energía 2020*,<sup>4</sup> en la que ofrece su visión y prioridades en relación con estos cinco ámbitos, y que se presenta más adelante.

Pero la estrategia energética guarda también estrecha relación con la estrategia contra el cambio climático.

### *Energía y cambio climático*

El modelo energético vigente es la causa principal del aceleramiento del proceso de calentamiento global, por la emisión de gases de CO<sub>2</sub> producido por la combustión de las energías de origen fósil. Por lo tanto, es natural que la política energética esté estrechamente vinculada a la política de lucha contra el cambio climático, con la que comparte dos líneas de actuación: la reducción del consumo energético y la sustitución de combustibles fósiles por otros de carácter renovable.

<sup>4</sup> Energía 2020. Estrategia para una energía competitiva, sostenible y segura, de 10 de noviembre de 2010, COM(2010) 639. Esta estrategia se enmarca dentro de la estrategia europea de crecimiento inteligente, sostenible e inclusivo Europa 2020 y su iniciativa emblemática Una Europa eficiente en recursos y pretende dotarse de los instrumentos que lo hagan posible.

La UE ha liderado desde los inicios el esfuerzo internacional para lograr una acción común para la mitigación del cambio climático. Gracias a su intervención, entró en vigor en 2005 el Protocolo de Kioto, que estableció por primera vez objetivos vinculantes hasta 2012 para los países firmantes.<sup>5</sup> Ha liderado igualmente los esfuerzos para elaborar nuevos y más ambiciosos compromisos más allá de esa fecha en las Conferencias mundiales de la ONU sobre Cambio Climático de Bali (2007), Copenhague (2009), Cancún (2010) y, eventualmente la decisiva de Durban a finales de 2012.

Como explicitación de sus compromisos el Consejo Europeo de la primavera de 2007 asumió unilateralmente el compromiso de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) hasta el 20% por debajo de los niveles de 1990 para 2020, a la par que se mostraba dispuesta a ampliar el compromiso hasta el 30% en el marco de un acuerdo internacional global.

¿Cómo habría de lograrse este objetivo? Por dos vías:

- Mediante la reducción del consumo energético global, para lo cual la Unión ha asumido el objetivo de alcanzar un 20% de reducción del consumo de energía primaria total previsto en 2020.
- Mediante la sustitución de combustibles fósiles por otros de fuente renovable: los países de la UE han acordado que la contribución de las energías renovables al consumo final total de energía en 2020 sea del 20%, como media de la UE. Dentro de este porcentaje se subsume el objetivo obligatorio de que las energías renovables (biocombustibles y otros) cubran el 10% del consumo energético del sector de Transportes.

Estos tres objetivos forman el Mandato 20/20/20 asumido por el Consejo Europeo de primavera de 2007. Se trata de objetivos obviamente interrelacionados, ya que no se conseguirá cumplir el objetivo de reducción de emisiones si no se reduce el consumo un 20%. Al mismo tiempo esta reducción facilitará alcanzar la cuota del 20% de EERR, ya que en términos absolutos supondrá un volumen menor.<sup>6</sup>

Por tanto, el fomento de las energías renovables y la reducción del consumo vía la eficiencia energética son la llave de la lucha europea contra el cambio climático, así como para la política energética común.

Pero 2020 es solamente *una estación de paso*: Es necesario avanzar hasta lograr la más o menos completa descarbonización de la economía. El Consejo de Medio Ambiente de octubre de 2009 en Luxemburgo, bajo la presidencia sueca, asumió el objetivo de reducir las emisiones en un 80-95% con relación a 1990 para 2050 como parte del paquete negociador<sup>7</sup> para la Cumbre de Copenhague en 2009, con el objetivo de mantener el cambio climático por debajo de los 2 °C. El Consejo Europeo de febrero de 2011 ha *reconfirmado* este objetivo, siguiendo las recomendaciones del Panel Intergubernamental de Cambio Climático para los países desarrollados como grupo.

Lo relevante de esta propuesta radica en que, sin ser todavía obligatoria, está sirviendo de base para la elaboración de varias *hojas de ruta* con este horizonte 2050. La Comisión ya ha publicado la relativa a una economía baja en carbono<sup>8</sup> que a su vez se desplegará en otra específica para el sector de Energía y otra para Transportes (en este caso, un Libro Blanco).

Por otro lado, dados los largos tiempos que requieren las grandes inversiones energéticas, la Comi-

<sup>5</sup> La Unión asumió el objetivo colectivo de reducir las emisiones medias del período 2008-2012 en un 8% por debajo de los niveles de 1990. En el caso del Estado español, esta obligación colectiva asumida por la Unión Europea se traduce en limitar el crecimiento de las emisiones a un 15% por encima de lo emitido en 1990. El País Vasco aprobó limitar su crecimiento al 14%.

<sup>6</sup> Si, como se espera, se cumplen en Durban las condiciones para asumir el compromiso superior de reducir los GEI en un 30% de reducción de GEI, los otros dos objetivos del Mandato deberían igualmente ajustarse. La Comisión estudia las implicaciones en su Comunicación COM(2010) 265, *Análisis de las opciones para rebasar el objetivo del 20% de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y evaluación del riesgo de fugas de carbono*.

<sup>7</sup> También se adoptó el acuerdo de reducir las emisiones de buques y aviones (no incluidos en el Protocolo de Kioto) en un 20% y 10% a 2020. Se atribuye a ambos modos de transporte un 5% de las emisiones de CO<sub>2</sub>, pero su contribución está creciendo rápidamente.

<sup>8</sup> COM(2011) 112/4, *A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050*.

sión Europea también recomienda que se tenga ya en cuenta ese objetivo en la planificación de las grandes infraestructuras energéticas nacionales.

#### 4.1.2. **Energía 2020: La propuesta actual de la Comisión Europea**

Como se ha indicado anteriormente, el Tratado de Lisboa establece que los objetivos centrales de la política energética europea son la seguridad en el suministro, la competitividad y la sostenibilidad. En opinión de la Comisión, Europa camina en la dirección correcta, pero lo hace con demasiada lentitud, mientras que los retos se hacen cada vez mayores y, además, los miembros más recientes de la Unión presentan mayores deficiencias en sus sistemas energéticos que los predecesores.

Más aún, si bien la Comisión considera factible que se alcance el objetivo 2020 en materia de cuota de energías renovables, no resulta plausible que se alcance el objetivo de eficiencia energética con la estrategia vigente, ni mucho menos que proporcione la base e impulso necesarios para avanzar hacia los objetivos de 2050.

Se apuntan varias causas:

- Retraso en la formación de un auténtico mercado interior de la energía. El mercado energético europeo se encuentra todavía fragmentado, con múltiples barreras que limitan la competencia.<sup>9</sup>
- La seguridad de abastecimiento interno de energía se encuentra en entredicho por retrasos en inversiones y en el desarrollo tecnológico.

La mayor interdependencia energética de los Estados miembros<sup>10</sup> hace necesario el desarrollo de una política integrada, plenamente *européa*. Además, Europa es el importador más importante de energía del mundo y eso le hace más vulnerable a los riesgos de suministro.

Desde la perspectiva de la demanda energética se hace necesario:

- Desacoplar crecimiento económico de consumo energético. Existe un potencial enorme de mejora en los sectores del transporte y de la construcción, lo que los convierte en objetivos prioritarios de la estrategia.
- Los consumidores deben tener la posibilidad de ejecutar sus opciones e incidir por tanto en el mercado.
- Deben crearse condiciones de mercado que estimulen una mayor eficiencia en inversiones bajas de carbono tales como los grandes centros de producción renovable (parques eólicos marinos), la producción descentralizada de energías renovables (redes inteligentes), el almacenamiento de energía, el coche eléctrico, etc.
- Por su parte, las Administraciones Públicas tienen que jugar un obvio papel ejemplarizante en el fomento de la eficiencia energética

Desde el lado de la oferta se debe dar prioridad al desarrollo de fuentes de energía seguras y competitivas:

- Las inversiones deberían llevar a que se alcance un porcentaje de generación de electricidad del orden del 75% procedente de fuentes *bajas en carbono* —y preferentemente renovables— a comienzos de la década de los veinte, cuando ahora estamos en el 45%. Y se debe conseguir que estas tecnologías resulten competitivas.
- La Comisión considera que se debe evaluar abierta y objetivamente la contribución de la energía nuclear, que ahora representa un tercio de la electricidad producida y dos tercios de la electricidad libre de carbono. *A la vista del renovado interés por este tipo de energía*<sup>11</sup> la Comisión aboga por impulsar la investigación en el campo de la energía nuclear, priorizando por un lado el desarrollo de tecnologías seguras en gestión de residuos radiactivos, y, por otro, preparando el futuro a plazo más largo, investigando en una generación más avan-

<sup>9</sup> COM(2010)84: Informe sobre los avances en la creación de un mercado único de gas y electricidad.

<sup>10</sup> En esta visión tiene un papel determinante la crisis de suministro de gas procedente de los países de la antigua Unión Soviética.

<sup>11</sup> La afirmación es obviamente anterior a la crisis nuclear de Fukushima sobrevenida tras los terremotos y tsunami de Japón en 2011.

zada de sistemas de fisión, así como en la fusión nuclear (ITER).

En consecuencia la Comisión propone que la política energética se guíe por las siguientes cinco prioridades, y anuncia un conjunto de acciones relacionadas (ver Tabla 2).

• **Prioridad 1: Conseguir que Europa sea eficiente en términos energéticos**

Desacoplar consumo energético del crecimiento económico es la forma más eficiente de reducir las emisiones de GEI. Los sectores con mayor potencial para obtener mejoras en eficiencia son Vivienda y Transporte. Hay que superar la paradoja

de que las mejoras de eficiencia queden canceladas por la mayor intensidad energética de nuevos productos y equipamientos. La Comisión estimó<sup>12</sup> en su momento que el ahorro energético podía alcanzar el valor de 1.000 € anuales por familia.

• **Prioridad 2: Construir un mercado europeo energético integrado**

El objetivo es garantizar el libre movimiento de energía en Europa, superando la fragmentación actual del mercado y eliminando las barreras que limitan la competencia. El reto de futuro es la creación de una red vertebradora que garantice el transporte de electricidad y gas impidiendo la persistencia de *islas* desconectadas dentro de la Unión.

**TABLA 1. PRIORIDADES Y ACTUACIONES DE LA ESTRATEGIA ENERGÉTICA EUROPEA ENERGÍA 2020**

<p><b>Prioridad 1: Conseguir que Europa sea eficiente en términos energéticos</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Explotar los ahorros energéticos potenciales en el sector edificación y transporte.             <ul style="list-style-type: none"> <li>– Actitud ejemplarizante de las Administraciones Públicas</li> <li>– Libro Blanco sobre la política de transporte del futuro</li> </ul> </li> <li>• Reforzar la competitividad industrial haciendo la industria más eficiente             <ul style="list-style-type: none"> <li>– Ampliación de los requerimientos de ecodiseño en el ámbito de la energía</li> <li>– Aplicación de esquemas de gestión energética en la industria</li> </ul> </li> <li>• Fortalecer la eficiencia en la oferta energética, estableciendo criterios en la producción y en la distribución</li> <li>• Optimizar los Planes de Acción nacionales de eficiencia energética</li> </ul>	<p><b>Prioridad 2: Construir un mercado europeo energético integrado</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Implementación en tiempo y forma de la legislación del mercado interno de energía</li> <li>• Definir la hoja de ruta de las infraestructuras energéticas europeas en el horizonte 2020-2030, identificando prioridades y preparando la red para los cambios en la demanda que seguirán, vg., a la introducción del coche eléctrico, la producción descentralizada y los grandes centros de generación energética a gran escala</li> <li>• Simplificar los procedimientos para las infraestructuras de interés europeo (vg., estableciendo autoridades únicas en cada país) y las normas de mercado para el desarrollo de infraestructuras energéticas, asegurando al mismo tiempo una mayor transparencia y discusiones abiertas que faciliten la aceptación pública de la instalación de infraestructuras</li> <li>• Establecer un marco de financiación adecuado para el desarrollo de las infraestructuras energéticas, buscando el equilibrio entre sector público y privado en función del peso relativo del interés privado o del interés público, estableciendo nuevos instrumentos de financiación y movilizand recursos económicos adicionales.</li> </ul>
<p><b>Prioridad 3: Empoderamiento de los consumidores y seguridad de abastecimiento</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Hacer la política energética más cercana y entendible al consumidor final             <ul style="list-style-type: none"> <li>– Fortalecer las políticas de competencia activa</li> <li>– Proponer medidas para ayudar a los consumidores a participar mejor en el mercado energético</li> </ul> </li> <li>• Mejoras continuas en la seguridad de abastecimiento energético             <ul style="list-style-type: none"> <li>– Revisión de las condiciones de seguridad de la extracción de petróleo y gas off-shore</li> <li>– Revisión de la Directiva de seguridad nuclear</li> </ul> </li> </ul>	<p><b>Prioridad 4: Liderazgo europeo en innovación y tecnología energética</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Implementación del Plan Estratégico de energía (SET Plan)</li> <li>• Promover el desarrollo de infraestructuras de investigación energética estratégicas en Europa porque contribuyen al acortamiento de la distancia entre investigación y desarrollo tecnológico</li> <li>• Lanzamiento de 4 proyectos europeos a gran escala             <ul style="list-style-type: none"> <li>– Desarrollo de redes inteligentes para conectar el actual sistema de distribución energética con los parques eólicos off-shore en el mar del norte y las plantas solares del sur</li> <li>– Restablecer el liderazgo europeo en almacenaje de electricidad</li> <li>– Implementar la producción a gran escala de biocombustible</li> <li>– Facilitar el ahorro energético en las ciudades y en las áreas urbanas y rurales</li> </ul> </li> <li>• Garantizar a largo plazo la competitividad tecnológica de la UE</li> </ul>
<p><b>Prioridad 5: Fortalecimiento externo de la dimensión europea en los mercados energéticos internacionales</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Integrar el marco regulatorio y los mercados energéticos con países vecinos (Ucrania, Turquía, Cuenca Mediterránea).</li> <li>• Establecimiento de acuerdos privilegiados con socios claves</li> <li>• Promoción del rol de la UE como promotor global de un futuro de bajas emisiones de carbono</li> <li>• Promover estándares de seguridad y de no proliferación de nucleares en el mundo, definiendo una legislación internacional de seguridad nuclear</li> </ul>	

<sup>12</sup> COM (2008) 772. *Eficiencia energética: alcanzar el objetivo del 20%.*

Por otro lado hay que modernizar las infraestructuras energéticas para garantizar el desarrollo de las energías renovables y que compitan de igual a igual con las fuentes tradicionales e igualmente desarrollar las redes inteligentes y los sistemas inteligentes de medición.

- **Prioridad 3: Empoderamiento de los consumidores y seguridad de abastecimiento**

Los consumidores deben poder jugar un rol más proactivo en el mercado energético. Se debe lograr un mercado interno en el que se garantice el suministro con Infraestructuras de interconexión y de almacenamiento. Por otro lado, la Comisión propone mantener el liderazgo en el desarrollo de sistemas que garanticen una energía nuclear segura.

- **Prioridad 4: Liderazgo europeo en tecnología energética e innovación.**

Sin un salto tecnológico Europa no podrá alcanzar los objetivos de descarbonización para 2050. Aunque los derechos de emisión de carbono son un incentivo poderoso, la cooperación a escala europea aceleraría los plazos y crearía un marco más estable y políticamente coherente. El Plan SET (*Strategic Energy Technology*) marca una estrategia válida a plazo medio pero debe acelerarse en el ámbito de los biocombustibles de segunda generación, redes inteligentes, ciudades y redes inteligentes, captura y almacenamiento de carbono, almacenamiento eléctrico y electromovilidad, centrales nucleares de siguiente generación, y calefacción y refrigeración renovable. Los recursos necesarios en las dos próximas décadas serán muy altos y los proyectos más destacados (vg., los parques eólicos marinos de más de 140 GW en el Mar del Norte o las iniciativas *Desertec* y *Medring*) implican a varios Estados y requieren igualmente la contribución de múltiples Fondos, incluidos los del presupuesto comunitario.

- **Prioridad 5: Fortalecimiento del papel europeo en los mercados energéticos internacionales**

El mercado energético europeo es el mayor mercado del mundo y la UE es el principal importador de energía. El aumento de la competencia en el mundo por los recursos energéticos lleva pareja la necesidad de incrementar la cooperación internacional.

A primera vista, las energías renovables no están por su nombre, ni entre las prioridades ni entre los diversos apartados del documento. No obstante, las energías renovables ocupan su lugar preeminente dentro de la 4ª prioridad (aunque en compañía de la energía nuclear) y con la vista puesta en un futuro más lejano que exige saltos cualitativos sobre las tecnologías actuales.

#### 4.1.3. La forja del mercado interior energético

La formación del mercado interior ha sido objeto de tres paquetes legislativos, el último de los cuales data de 2009. El paquete consta de cinco actos legales:

- Directivas<sup>13</sup> que regulan las normas comunes del mercado eléctrico y del gas;
- Reglamentos<sup>14</sup> sobre las condiciones de acceso a la red para los intercambios transfronterizos de electricidad y de gas; y, finalmente,
- Creación<sup>15</sup> de la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía.

La integración de los intervenidos mercados nacionales en un único mercado europeo es particularmente importante para el desarrollo de las energías renovables, que gozan (porque lo necesitan) de acceso preferente a la red.

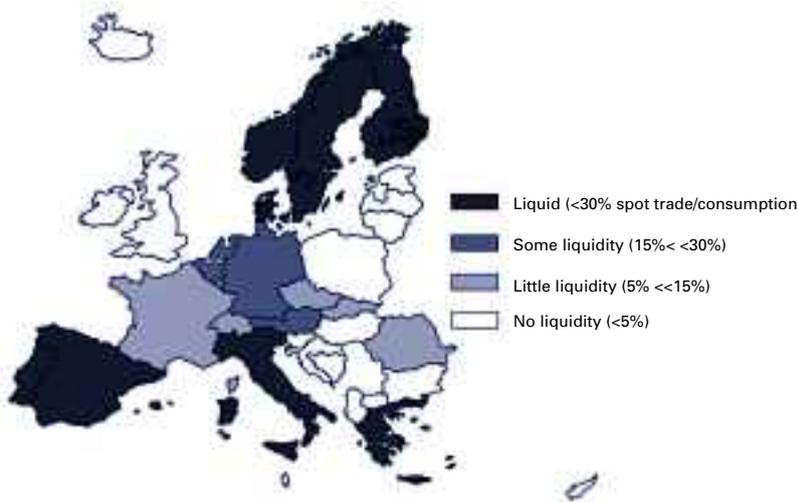
Por otro lado, las interconexiones permiten un trasvase de energías (renovables o no) entre países, lo cual debería redundar *teóricamente* en una reducción de precios al eliminar el carácter oligopólico que tienen la mayoría de los mercados nacionales.

<sup>13</sup> Directivas 2009/72/EC y 2009/73/EC respectivamente, con derogación de las equivalentes de 2003. La fecha límite para su trasposición es el 3/03/2011.

<sup>14</sup> Reglamentos (EC) No 714/2009 y (EC) No 715/2009 EC, con derogación de las equivalentes de 2003 y 2005 respectivamente.

<sup>15</sup> Reglamento (EC) No 713/2009.

**FIGURA 2. LIQUIDEZ DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA CONTÍNUO**



**Fuente: COM(2010)84. La liquidez mide el porcentaje que representa el mercado mayorista con relación al consumo total. Curiosamente, son los mercados mediterráneos, junto con los escandinavos en los que el mercado eléctrico regulado tiene menor peso.**

Sin embargo las trasposiciones de las normativas europeas a las nacionales se están dando con notable lentitud, lo que motiva la repetida valoración negativa de la Comisión.

Recientemente la Comisión ya había expuesto su opinión<sup>16</sup> de que

- La tendencia en los precios minoristas durante la crisis ha sido bastante diversa, sin que la caída de los precios mayoristas se trasladen plenamente al consumidor, lo que sugiere tal vez un insuficiente nivel de integración del mercado minorista.
- Aunque haya signos positivos a nivel minorista y mayorista, el grado de concentración del mercado no ha cambiado mucho.

La Comisión se manifiesta por ello dispuesta a utilizar sus poderes en virtud del derecho de la competencia, sin limitarse a intervenir sólo en base a la normativa energética.

El Consejo de 4 de febrero de 2011 recalca que el mercado interior de la energía tiene que haberse reallizado de aquí a 2014, de modo que esté garantizada la libre circulación del gas y la electricidad. Para ello

es preciso, en particular, que los reguladores nacionales y los operadores de los sistemas de transmisión, en cooperación con la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER), impriman impulso a sus trabajos sobre el acoplamiento de mercados, las directrices y los códigos de red aplicables en todas las redes europeas. Los Estados miembros, en cooperación con los organismos de normalización y la industria europeos, deben por tanto acelerar sus trabajos a fin de que puedan próximamente adoptarse normas técnicas para los sistemas de carga de los vehículos eléctricos y para las redes y los contadores inteligentes a finales de 2012.

Por otro lado, a medida que el mercado interior de la energía en electricidad y el gas se convierte en un entorno cada vez más liberalizado e interconectado, el potencial para el abuso y la manipulación crece también de forma paralela. La Comisión considera que la naturaleza peculiar del mercado del gas y la electricidad requiere un instrumento diferente a la normativa existente contra prácticas abusivas de mercado, razón por la cual está preparando un Reglamento de integridad y transparencia del mercado energético, destinado a establecer un marco para la

<sup>16</sup> COM (2010) 84.

supervisión de los mercados al por mayor evitando abusos y manipulaciones. El elemento central de este marco es el establecimiento de una función de supervisión del mercado a nivel europeo, una tarea que llevaría a cabo la citada Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía.

El proyecto de Reglamento incluye la prohibición legal de negociar en el mercado de la energía en base a información privilegiada así como la manipulación del mercado. Establece además mecanismos de vigilancia del mercado y de recopilación de datos.

Seguindo sus pautas, el Consejo de Energía de 28 de febrero 2011 inició el debate del Reglamento.

#### **4.1.4. Impulso de las infraestructuras energéticas: interconexión y desarrollo**

En 1996, como parte de las medidas de la UE para la realización del mercado único, se desarrollaron las redes transeuropeas de energía (RTE-E). Con ellas se trataba de dar un impulso más político a la inversión en infraestructuras energéticas. El centro de atención era entonces respaldar la fase de viabilidad de los proyectos de red de gas y electricidad que contribuyeran al funcionamiento del mercado único, en especial, iniciativas transfronterizas. En aquella época, la UE no tenía competencias en política energética y no existía el mercado interior de la energía. Eran empresas estatales nacionales las que gestionaban los proyectos de inversión en la red, cuyo objetivo primordial era la seguridad del suministro.<sup>17</sup>

Si bien las RTE-E han contribuido a dar visibilidad política a determinados proyectos y ayudarles a conseguir fondos en el mercado financiero, su planteamiento queda muy corto para las metas actuales de la política energética europea, mucho más ambiciosas, lo que hace necesario revisar el concepto de las RTE-E. Las deficiencias de las RTE-E empezaron a manifestarse claramente en 2007-2009. Por otro lado, con el tercer paquete de medidas relativas al mercado interior de la energía se ponen en marcha nuevos instrumentos de cooperación entre los ges-

tores de la red de transporte y los reguladores que pueden actuar de forma diferente sobre la red de infraestructuras. Así,

- la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía empezará a funcionar en 2011 con el objetivo de asegurar la coordinación de las normas sobre acceso a la red e inversión transfronteriza.
- Las Redes Europeas de Gestores de Redes de Transporte de Gas (ENTSO-G) y de Electricidad (ENTSO-E) tienen la tarea de poner en práctica la integración de los mercados mediante una visión europea del acceso a las redes y de la inversión en ellas.

Una de sus tareas principales es la elaboración de los planes decenales de desarrollo de la red; en diciembre de 2009 se publicó un primer proyecto para el gas y en marzo de 2010, otro para la electricidad.

La Comisión ha planteado<sup>18</sup> consiguientemente su visión de las prioridades de desarrollo de infraestructuras energéticas para 2020 y más allá estimando que es necesario invertir aproximadamente un billón de euros en el sistema europeo de energía entre hoy y 2020 para poder alcanzar los objetivos de la política energética y las metas de la lucha contra el cambio climático. Aproximadamente la mitad deberá destinarse a las redes, incluidas las de transporte y distribución de gas y electricidad, al almacenamiento y a las redes inteligentes. Cerca de 200 000 millones de euros son necesarios solamente para las redes de transporte de energía.

Entre las necesidades urgentes se destaca las que inciden en el desarrollo de las energías renovables:

- Redes y almacenamientos de electricidad. Particularmente necesario para dar cabida a la expansión de las energías renovables en el mar del Norte (eólica marina), en el sur (solar y eólica terrestre) y en el centro (biomasa). Al mismo tiempo, las redes necesitan hacerse *más inteligentes* utilizando las TIC.

<sup>17</sup> COM (2010)203. informe de la Comisión sobre la aplicación de las redes transeuropeas de energía en el periodo 2007-2009.

<sup>18</sup> COM (2010) 677: Las prioridades de la infraestructura energética a partir de 2020 - Esquema para una red de energía europea integrada.

- Redes de calefacción y refrigeración urbana. El desarrollo y la modernización de las redes urbanas de calefacción y refrigeración deben fomentarse con carácter prioritario en todas las grandes aglomeraciones urbanas cuando así lo justifiquen las condiciones locales o regionales relativas a las necesidades de refrigeración o calefacción, infraestructuras existentes o planificadas, combinación energética, etc. Ello podrá abordarse en los planes de eficiencia energética y la colaboración para la innovación «Ciudades inteligentes», que se pondrán en marcha a comienzos de 2011.
- Concentrarse en un número limitado de prioridades europeas que deberán aplicarse antes de 2020 para alcanzar los objetivos a largo plazo, y en las cuales la actuación europea es más necesaria.
- Sobre la base de una metodología acordada, determinar los proyectos concretos necesarios para la realización de dichas prioridades —declarados proyectos de interés europeo— de manera flexible y basándose en la cooperación regional, de manera que respondan a los cambios de las condiciones de mercado y el desarrollo tecnológico.

A más largo plazo es preciso igualmente preparar las redes energéticas de futuro. Las futuras «Autopistas Eléctricas» deberán poder (i) acoger los excedentes cada vez mayores de generación eólica de los mares septentrionales y el Báltico y su entorno, e incrementar la generación en el sur de Europa y norte de África, (ii) conectar estas nuevas plataformas de generación con grandes instalaciones de almacenamiento en los países nórdicos y los Alpes, y con los grandes centros de consumo de Europa central, y (iii) afrontar una demanda y oferta de electricidad cada vez más flexibles y descentralizadas.

En consecuencia, la Comisión Europea propone iniciar inmediatamente los trabajos para la elaboración de un plan de desarrollo modular que permita la puesta en servicio de las primeras Autopistas no más tarde de 2020.

Los planes deben contemplar también una ampliación que facilite el desarrollo de capacidades de generación de energías renovables, incluso fuera de las fronteras de la UE, y con vistas al posible desarrollo de tecnologías de nueva generación en los ámbitos de la energía undimotriz, eólica y mareomotriz.

La creación de las infraestructuras energéticas que Europa necesita en los dos próximos decenios requiere una política de infraestructuras completamente nueva basada en una visión europea. La Comisión propone un nuevo método con las siguientes etapas:

- Definir un mapa de la infraestructura energética que brinde a Europa una superred inteligente que interconecte las demás redes a nivel continental.

- Apoyar la ejecución de los proyectos de interés europeo con nuevos instrumentos, como una mejor cooperación regional, trámites más rápidos, mejores métodos e información a los responsables de la toma de decisiones y los ciudadanos, e instrumentos financieros innovadores.

La Comisión entiende que plataformas regionales especializadas serían útiles para facilitar la planificación, ejecución y seguimiento de las prioridades fijadas, así como para elaborar los planes de inversión y proyectos concretos. La cooperación regional, tal como se ha desarrollado en el Plan de Interconexión del Mercado de la Energía del Báltico (BEMIP) o la Iniciativa de Red Marítima de los Países de los Mares Septentrionales (NSCOGI), ha servido para alcanzar acuerdos sobre prioridades regionales y su implantación. La obligatoriedad de la cooperación regional en el mercado interior de la energía contribuirá a acelerar la integración de los mercados, y el enfoque regional ha resultado benéfico para el primer plan decenal de desarrollo de la red que se ha elaborado en el ámbito de la electricidad.

#### **4.1.5. Fomento de las energías renovables**

##### ***Directiva 2001/77/CE***

Desde los inicios de su política energética la Unión ha fomentado el desarrollo de las diversas energías renovables, recomendando determinados objetivos. La primera pieza de apoyo relevante, vigente hoy en día,<sup>19</sup> es la Directiva 2001/77/CE que establece el marco de apoyo nacional a las energías renovables. Sus objetivos eran:

<sup>19</sup> Modificada por la directiva 2009/28/CE, quedará derogada a partir de 1.1.2012.

- Crear un *marco favorable* para aumentar el porcentaje de electricidad verde en el consumo bruto de electricidad del 14% al 22% en el 2010
- Contribuir a duplicar el porcentaje de las energías renovables en el consumo bruto de energía en Europa del 6% al 12% en el 2010
- Contribuir al cumplimiento de los compromisos de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero contraídos por la Unión en Kioto en 1997

Para ello la Directiva:

1. Instaba a los Gobiernos a establecer objetivos cuantitativos nacionales de consumo de electricidad producida a partir de energías renovables:

- Los Estados miembros debían establecer objetivos indicativos de consumo de electricidad producida a partir de energías renovables para 2010. De alcanzarse tales objetivos, el consumo de electricidad producida a partir de energías renovables sería del 22% en el 2010.

- La Comisión haría el seguimiento de los progresos realizados por los estados miembros en la consecución de los objetivos nacionales.

2. Autorizaba la aplicación de regímenes de apoyo nacionales: Los Estados Miembros podían utilizar uno o varios de los siguientes sistemas de apoyo (la Directiva no propone un sistema comunitario armonizado de apoyo a la energía verde pero la Comisión debe evaluar las medidas de apoyo adoptadas por los Estados Miembros):

- Licitaciones específicas
- Tarifas garantizadas
- Certificados verdes
- Medidas fiscales y financieras
- Apoyo a la inversión

3. Instaba a simplificar los procedimientos administrativos nacionales de autorización.

4. Otorgaba la garantía de acceso de las energías renovables al sistema nacional de transporte y a la distribución de electricidad.

- Garantía de transporte y distribución:
  - Los Estados miembros deben obligar a los operadores a garantizar el transporte y la distribución de electricidad verde.
  - Los Estados miembros deben proporcionar acceso prioritario, si el sistema eléctrico lo permite
- Costes de conexión. Los Estados miembros deben garantizar que los operadores:
  - Publiquen normas objetivas, transparentes y no discriminatorias sobre los costes de conexión y refuerzo de red
  - Proporcionen a los solicitantes datos completos y detallados de tales costes.

En realidad, todo dependía de las autoridades nacionales y los avances en los objetivos cuantitativos, siendo de carácter indicativo, fueron lentos. Por ello Consejo Europeo de Primavera de 2007, antes mencionado, fijó objetivos para 2020 que, por primera vez, tenían carácter vinculante.

### *El paquete legislativo Energía/Clima*

El acuerdo político del Consejo Europeo de 2007 sobre el triplete 20/20/20 se tradujo en un paquete legislativo ("Paquete Energía/Clima") aprobado en abril de 2009.<sup>20</sup> Se compone de seis nuevas reglamentaciones en materia de clima y de energía consistentes en una directiva<sup>21</sup> que establece el marco comunitario común vigente para la promoción de las energías renovables, y otras cinco disposiciones de gran alcance en el proceso de avanzar hacia una economía baja en carbono. Se trata de las disposiciones siguientes:

<sup>20</sup> La Comisión presentó su proyecto de paquete en respuesta al mandato del Consejo de Primavera de 2007 en enero de 2008. De acuerdo con el procedimiento de codecisión legislativa entre el Consejo y el Parlamento Europeo, el Consejo lo aprobó el 12 de diciembre de 2008 y, en primera lectura, el Parlamento hizo lo propio el 17 de diciembre, presentando una serie de enmiendas que el Consejo Europeo aceptó en abril de 2009, quedando formalmente aprobados los actos legales en cuestión.

<sup>21</sup> Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.

- Una Directiva que revisa del sistema europeo de comercio de emisiones de GEI<sup>22</sup> para conseguir mayores reducciones de las emisiones en los sectores intensivos en energía.
- Una Decisión que fija objetivos nacionales<sup>23</sup> para lograr reducir para 2020 un 10% de los niveles de emisión de GEI de 2005 en los sectores difusos o no sujetos al mecanismo del mercado de intercambio de carbono (edificios, transporte, agricultura... etc.).
- Un Reglamento que establece límites obligatorios (120 gr de CO<sub>2</sub> por km) a las emisiones de los nuevos vehículos de pasajeros a partir de 2012, a la par que se recoge el objetivo de alcanzar el nivel 95gr en 2020.
- Una directiva que fija estándares de calidad ambiental más exigentes para combustibles y biocombustibles.
- Una directiva que establece el marco regulador<sup>24</sup> para la captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>.

### ***Directiva 2009/28/CE de fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables***

La Directiva 2009/28/CE, una de las piezas del paquete legislativo de energía y clima se convierte en la referencia central para el fomento de las energías renovables. Junto con los Planes de Acción de Eficiencia Energética compone el núcleo *centra*<sup>25</sup> del marco diseñado para alcanzar

el objetivo del 20% de contribución de las EERR en 2020.<sup>26</sup>

El objetivo de la Directiva es habilitar los medios para alcanzar el doble objetivo ya acordado de que las energías renovables representen el 20% del consumo final energético, y el 10% del consumo energético del sector de transportes en el conjunto de la Unión Europea. El primero de estos dos datos se traduce en un objetivo diferente para cada país dependiendo de su punto de partida, mientras que el segundo es común a todos ellos.

Con este objetivo:

- Da rango legal a los objetivos nacionales para alcanzar la contribución media del 20% de las renovables, para 2020.<sup>27</sup> En el caso español, el objetivo supone pasar del 8,7% al 20% del consumo final total de energía, dentro del cual se computará un 10% obligatorio mínimo de consumo energético en transporte que debe proceder de fuentes renovables. Para asegurar que el objetivo se alcanza a tiempo los Estados miembros tienen que seguir una trayectoria indicativa.
- Exige la preparación de planes nacionales de acción (PNA en EERR), en los que cada Estado debe marcarse objetivos de cuota de las EERR en transporte, electricidad y calefacción y refrigeración, dando a cada Estado miembro la libertad de decisión de la contribución de cada fuente para 2020.<sup>28</sup> Es interesante reseñar que la Directiva dice que

<sup>22</sup> Directiva 2009/29/ce del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE para perfeccionar y ampliar el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero. Las modificaciones suponen que los derechos de emisión dejarán de ser gratuitos a partir de 2013: Inicialmente se subastará el 20% de los derechos de emisión, aumentar gradualmente ese porcentaje hasta el 70% en 2020, llegando al 100% en 2027. Las empresas de energía, en cambio, deberán adquirir la totalidad de sus derechos de emisión en subasta.

<sup>23</sup> Decisión no 406/2009/ce del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 sobre el esfuerzo de los Estados miembros para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero a fin de cumplir los compromisos adquiridos por la Comunidad hasta 2020.

<sup>24</sup> Directiva 2009/31/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono y por la que se modifican la Directiva 85/337/CEE del Consejo, las Directivas 2000/60/CE, 2001/80/CE, 2004/35/CE, 2006/12/CE, 2008/1/CE y el Reglamento (CE) no 1013/2006 del Parlamento Europeo y del Consejo.

<sup>25</sup> Existen otras directrices específicas para algunos tipos de energías renovables, tales como la biomasa (con planes de acción ad hoc), los biocarburantes y, más recientemente, la energía eólica marina.

<sup>26</sup> Es interesante reseñar que la propia Comisión Europea resalta que mejorar la eficiencia es la forma más económica de aumentar la cuota de las EERR, ya que supone una reducción del consumo energético total.

<sup>27</sup> En España han quedado recogidos en la Ley de Economía Sostenible.

<sup>28</sup> Los planes tenían que entregarse ante del 30 de junio del 2010 según una plantilla común.

los Estados podrán alentar a las regiones a que elaboren sus propios planes con objetivos.

- Establece normas para la emisión de “garantías de origen” (que certifican el origen renovable de la electricidad y/o el calor).
- Permite a los Estados miembros realizar transferencias estadísticas de EERR entre países miembros.
- Permite que los Estados miembros participen con otros Estados, miembros o no de la Unión en proyectos conjuntos de energía renovable dentro o fuera de la Unión y establece las normas para su cómputo en relación con los objetivos de la Unión.
- Insta a proseguir con las reformas de las barreras administrativas y regulatorias que se oponen al crecimiento de las renovables y exige mejoras en el acceso de las renovables a la red eléctrica. Igualmente, exige mejoras en el acceso a la información y la formación en relación a las renovables.
- Al igual que la Directiva de 2001/77, permite la aplicación de “sistemas nacionales de apoyo”,<sup>29</sup> es decir, ayudas públicas a las EERR, lo que puede incluir, sin limitarse a estos, las ayudas a la inversión, las exenciones o desgravaciones fiscales, las devoluciones de impuestos, los sistemas de apoyo a la obligación de utilizar energías renovables incluidos los que emplean los «certificados verdes», y los sistemas de apoyo directo a los precios, incluidas las tarifas reguladas y las primas.
- Define las condiciones de sostenibilidad para que los biocarburantes y biocombustibles puedan admitirse como energía renovable a los efectos de los objetivos indicados. En términos generales se trata de garantizar que se cumplen los criterios de respeto a la biodiversidad, protección de ecosistemas y especies raras, amenazadas o en peligro y ahorro neto de emisiones de GEI.

#### **4.1.6. Mejora de la eficiencia y reducción del consumo. Los Planes de Acción de Eficiencia Energética**

La reducción del consumo energético (vía mejoras en la eficiencia energética sobre todo) constituye la acción más sensata para limitar las emisiones, aumentar la competitividad de la producción y reducir la dependencia frente a las importaciones energéticas. Con este objetivo la Comisión elaboró el Plan de acción para la eficiencia energética (2007-2012)<sup>30</sup> incluyendo en el mismo un conjunto de medidas destinadas a mejorar el rendimiento energético de los productos, los edificios y los servicios; mejorar la eficiencia de la producción y la distribución de energía; reducir el impacto de los transportes en el consumo energético; facilitar la financiación y la realización de inversiones en este ámbito, y suscitar y reforzar un comportamiento racional con respecto al consumo de energía, así como reforzar la acción internacional en materia de eficiencia energética.

Este plan de acción, aún vigente, tiene por objeto movilizar al público en general, a los responsables políticos y a los agentes del mercado, y transformar el mercado interior de la energía para ofrecer a los ciudadanos de la Unión Europea las infraestructuras (incluidos los edificios), los productos (aparatos y automóviles, entre otros), los procesos y los sistemas energéticos más eficientes del mundo.

El objetivo del plan de acción es controlar y reducir la demanda de energía, así como actuar de forma selectiva en relación con el consumo y el abastecimiento de energía, a fin de conseguir ahorrar un 20% del consumo anual de energía primaria hasta 2020 (con respecto a las previsiones de consumo energético para 2020). Este objetivo corresponde a la realización de un ahorro de alrededor del 1,5% al año anualmente hasta 2020.

Para realizar un ahorro de energía significativo y duradero es necesario, por una parte, desarrollar técnicas, productos y servicios eficientes desde el

<sup>29</sup> Cualquier instrumento, sistema o mecanismo aplicado por un Estado miembro o un grupo de Estado miembro, que promueve el uso de energía procedente de fuentes renovables gracias a la reducción del coste de esta energía, aumentando su precio de venta o el volumen de energía renovable adquirida, mediante una obligación de utilizar energías renovables o mediante otras medidas.

<sup>30</sup> COM(2006) 545.

punto de vista energético y, por otra parte, modificar los comportamientos para consumir menos energía y conservar, al mismo tiempo, la misma calidad de vida. El plan expone una serie de medidas a corto y a medio plazo encaminadas a realizar este objetivo.

El plan de acción abarca un período de 6 años, del 1 de enero de 2007 al 31 de diciembre de 2012. La Comisión considera que este período será suficiente para la adopción y la transposición de la mayoría de las medidas que propone.<sup>31</sup>

La Comisión considera que el ahorro de energía más importante corresponde a los sectores siguientes: edificios de viviendas y comerciales (sector terciario), con un potencial de reducción estimado del 27% y del 30% respectivamente; la industria manufacturera, con un potencial de ahorro en torno al 25%, y el sector de los transportes, con una reducción estimada del consumo del 26%.

Estas reducciones sectoriales del consumo de energía representan un ahorro global estimado de 390 millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep) cada año.

La legislación comunitaria en Eficiencia Energética más relevante incluye la siguiente:

- Directiva sobre aparatos electrodomésticos<sup>32</sup> que obliga a los fabricantes a cumplir exigencias en cuanto a etiquetado, cálculos, resultados de pruebas, etcétera.
- Directiva sobre funcionamiento energético de edificios,<sup>33</sup> recientemente refundida en una nueva

(2010/31/CE),<sup>34</sup> la cual indica que en 2020 los edificios nuevos deberán consumir muy poca energía convencional; es decir, se espera en ellos una gran contribución de las EERR, en electricidad y en calor y frío (solar, biomasa y geotérmica).

- Directiva sobre cogeneración de alta eficiencia basada en el calor útil.<sup>35</sup> Establece, en su artículo 6, la necesidad de que cada estado miembro desarrolle un estudio de potencial de cogeneración de alta eficiencia, que deberá intentar alcanzar, y hace mención a aumentar el uso de las fuentes de energía renovable.
- Directiva de Eficiencia Energética en el uso final de la energía y de servicios energéticos,<sup>36</sup> cuya finalidad es fomentar el uso final rentable y eficiente de la energía estableciendo objetivos orientativos, incentivos y normas generales institucionales, financieras y jurídicas necesarias para eliminar los obstáculos existentes en el mercado y los fallos actuales en el uso eficiente de la energía. Para ello es requisito crear las condiciones propicias para el establecimiento y el fomento de un mercado de servicios energéticos, programas de ahorro energético y otras medidas de eficiencia energética destinadas a los usuarios finales.
- Directiva de diseño ecológico de los equipos consumidores de energía final,<sup>37</sup> que define los principios, las condiciones y los criterios para establecer requisitos medioambientales aplicables a los productos (diseño ecológico). Por consiguiente,

<sup>31</sup> Los Estados miembros debían preparar sus Planes Nacionales de Acción (PNA) en Eficiencia Energética, fijando la forma que consideran alcanzar el ahorro necesario para cumplir con la reducción del consumo del 20%.

<sup>32</sup> DIRECTIVA 96/57/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 3 septiembre de 1996 relativa a los requisitos de rendimiento energético de los frigoríficos, congeladores y aparatos combinados eléctricos de uso doméstico.

<sup>33</sup> DIRECTIVA 2002/91/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 16 de diciembre de 2002 relativa a la eficiencia energética de los edificios.

<sup>34</sup> DIRECTIVA 2010/31/UE sobre funcionamiento energético de los edificios (refundición con la anterior).

<sup>35</sup> DIRECTIVA 2004/8/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 11 de febrero de 2004 relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía y por la que se modifica la Directiva 92/42/CEE.

<sup>36</sup> DIRECTIVA 2006/32/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 5 de abril de 2006 sobre la eficiencia del uso final de la energía y los servicios energéticos y por la que se deroga la Directiva 93/76/CEE del Consejo.

<sup>37</sup> DIRECTIVA 2005/32/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 6 de julio de 2005 por la que se insta un marco para el establecimiento de requisitos de diseño ecológico aplicables a los productos que utilizan energía y por la que se modifica la Directiva 92/42/CEE del Consejo y las Directivas 96/57/CE y 2000/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo.

no prevé directamente requisitos vinculantes aplicables a productos específicos; esto se efectuará posteriormente para determinados productos mediante medidas de ejecución que se aplicarán una vez consultadas las partes interesadas y tras una evaluación de impacto.

Se aplica a todo producto comercializado de la Unión Europea (UE) y a los productos importados. Quedan excluidos los medios de transporte (vehículos) de personas o mercancías.

### *Plan de eficiencia energética 2011*

A pesar de las medidas adoptadas en el Plan de acción para mejorar la eficiencia energética 2007-2012, muy en particular en los mercados de los aparatos y los edificios, según estimaciones recientes de la Comisión, la UE lleva camino de conseguir solo la mitad del objetivo del 20%.<sup>38</sup>

Por ello, el Consejo Europeo de 4 de febrero de 2011 instaba a «una actuación resuelta que permita aprovechar el considerable potencial de incremento del ahorro energético que existe en los edificios, los transportes y los procesos de producción». Y la Comisión ha elaborado un nuevo Plan de Eficiencia energética.<sup>39</sup>

Las medidas que se proponen en el nuevo Plan tienen por objeto recuperar el retraso acumulado en el camino hacia aquél objetivo de ahorrar un 20% de energía, contribuir a hacer realidad en 2050 el ideal de una economía hipocarbónica capaz de utilizar eficientemente sus recursos, y aumentar la independencia energética y la seguridad del abastecimiento.

En opinión de la Comisión, si se aplica plenamente el Plan, se obtendrán importantes ahorros de energía: las medidas en el sector público y los nuevos requisitos mínimos de eficiencia para los aparatos deberían permitir ahorrar hasta 100 Mtep; también cabe esperar ahorros comparables

gracias a las medidas introducidas en el sector del transporte y al ahorro energético que los consumidores pueden obtener de sus proveedores de energía.<sup>40</sup>

Las medidas vinculantes propuestas en el presente Plan se aplicarán mediante los instrumentos legislativos adecuados, entre ellos una propuesta legislativa que abordará la revisión de las actuales Directivas sobre servicios energéticos y sobre cogeneración<sup>41</sup> e incluyen los puntos siguientes:

- Adquisición pública de bienes, servicios y obras;
- la renovación de edificios públicos;
- los contratos de rendimiento energético;
- la «división de incentivos» para mejorar la eficiencia energética;
- las empresas de servicios energéticos;
- la eficiencia en la producción de energía;
- el acceso a la red de la electricidad procedente de plantas de cogeneración;
- las obligaciones nacionales de ahorro energético;
- las auditorías energéticas;
- los servicios de información para los consumidores de energía; y
- la eficiencia energética en la regulación de la red.

El calendario previsto por la Comisión para el resto de 2011 incluye las siguientes previsiones:

- Aprobación de las propuestas indicadas.
- Adopción de nuevas medidas de diseño ecológico y etiquetado energético;
- Puesta en marcha de la iniciativa «Ciudades y Comunidades Inteligentes»; y
- Presentación de propuestas relativas a instrumentos de financiación durante los debates presupuestarios de 2011.

<sup>38</sup> Con los datos hasta finales de 2009.

<sup>39</sup> COM(2011) 109. *Plan de eficiencia energética*, de 8 de marzo de 2011.

<sup>40</sup> Se trata de estimaciones del ahorro energético específicas de cada medida; pueden existir solapamientos.

<sup>41</sup> Directivas 2006/32/CE y 2004/8/CE.

#### 4.1.7. **Impulso a la investigación y grandes proyectos industriales. Plan Estratégico Europeo de las Tecnologías Energéticas (SET-PLAN)<sup>42</sup>**

En palabras de la Comisión Europea, *la tecnología es un componente fundamental del entramado de la política energética*. Sin embargo, las tendencias y previsiones actuales indican que no estamos en buen camino para alcanzar los objetivos de nuestra política energética.

*Desde las crisis del precio del petróleo registradas en los años setenta y ochenta, Europa ha disfrutado de un abastecimiento energético abundante y barato. La fácil disponibilidad de recursos, la inexistencia de límites a las emisiones de carbono y los imperativos comerciales del mercado no sólo nos han hecho dependientes de los combustibles fósiles, sino que también han restado interés a la innovación y la inversión en nuevas tecnologías energéticas. El volumen de fondos privados y públicos dedicados a la investigación energética en la UE ha disminuido sustancialmente después del máximo alcanzado en los años ochenta como respuesta a las crisis energéticas. Si los gobiernos de la UE invirtieran actualmente en la misma proporción que en 1980, el gasto público total dedicado en la UE al desarrollo de tecnologías energéticas sería cuatro veces superior al actual, que es de aproximadamente 2.500 millones de euros anuales.*

El reto energético al que se enfrenta Europa es de una enorme magnitud porque implica sustituir el modelo energético que ha dado soporte al desarrollo industrial tal como lo conocemos por otro del que desconocemos todavía la mayoría de las respuestas.

El Plan Estratégico Europeo en Tecnologías Energéticas (Strategic Energy Technology Plan o SET Plan) constituye el pilar tecnológico de la UE para las po-

líticas energéticas y climáticas. Fue propuesto por la Comisión Europea en 2007 y refrendado por los Estados miembros así como por el Parlamento Europeo.

El SET Plan recoge el plan de trabajo para desarrollar una cartera de tecnologías asequibles, limpias, eficientes y de baja emisión de carbono a través de la investigación coordinada. Asimismo, establece una estrategia para acelerar el desarrollo de estas tecnologías y ponerlas a disposición del mercado. Los detalles más importantes del SET Plan están recogidos en la Comunicación<sup>43</sup> de la Comisión al Consejo de octubre de 2009 con las propuestas concretas para implementar el SET Plan, así como en las conclusiones de éste sobre dicho documento, adoptadas en la reunión del Consejo de Transportes, Telecomunicaciones y Energía del 12 de marzo de 2010.

El SET-Plan incluye, tal como se ha indicado al principio, una serie de iniciativas de carácter innovador, no obligatorias, que marcan las tendencias según las cuales el desarrollo tecnológico va a avanzar hacia 2020:

##### **1. Mapa tecnológico del SET-Plan<sup>44</sup>**

Es un mapa dinámico (el tamaño y posición de los círculos se va adaptando a cada realidad temporal) que indica las posibles contribuciones de las diferentes tecnologías en la mitigación del cambio climático para 2020 e incluso posteriormente. Esta información se ha manejado a la hora de definir los potenciales y las contribuciones de las EERR. En los círculos con sectores en dos colores, el sector más claro indica la contribución si no existiera SET-Plan y el más oscuro corresponde a lo que añadiría la aplicación del SET-Plan.

##### **2. Iniciativas Industriales Europeas (IIE)<sup>45</sup>**

Las iniciativas industriales europeas tienen como finalidad hacer realidad la oportunidad para la industria europea de ponerse a la cabeza mundial en el de-

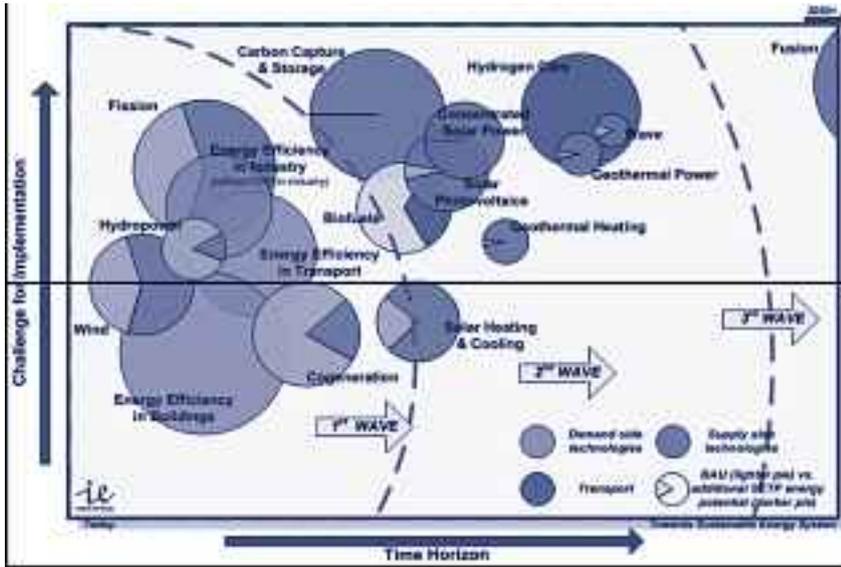
<sup>42</sup> Comunicación de la Comisión al Consejo, al Parlamento Europeo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones. Plan Estratégico Europeo de Tecnología Energética (Plan EETE): «Hacia un futuro con baja emisión de carbono» [COM(2007) 723], 22 noviembre 2007.

<sup>43</sup> Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones. La inversión en el desarrollo de tecnologías con baja emisión de carbono (Plan EETE), COM (2009) 519, 7 de octubre de 2009.

<sup>44</sup> SEC(2009) 1297. Evaluación de impacto. Documento de apoyo al COM (2009) 519.

<sup>45</sup> Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones. *La inversión en el desarrollo de tecnologías con baja emisión de carbono* (Plan EETE), COM (2009) 519, 7 de octubre de 2009.

**FIGURA 3. TECHNOLOGY ROADMAP [INVESTING IN THE DEVELOPMENT OF LOW CARBON TECHNOLOGIES, SET-PLAN]**



sarrollo de tecnologías energéticas limpias y eficientes, concentrando los esfuerzos en los principales retos y obstáculos y proponiendo acciones concretas para el periodo 2010-2020.

El objetivo de las IIE es organizar los esfuerzos en investigación, desarrollo tecnológico y demostración en cada una de sus áreas a nivel europeo, seleccionando las tecnologías con mayor potencial.

La elaboración de las IIE junto con sus planes de trabajo se ha desarrollado y se desarrollarán conjuntamente por las industrias (a través de las Plataformas Tecnológicas), la comunidad científica (EERA) bajo supervisión de la Comisión y el grupo supervisor (Steering Group) del SET-Plan, en el que están representados los Estados miembros.

Son Iniciativas de carácter público/privado, e incluyen, de acuerdo a un "mapa de ruta" el tipo de proyectos a desarrollar y el objetivo a 2020:

- Iniciativa en energía eólica: Se piensa dedicar 6.000 M€ en 10 años de fondos de la industria y de los Estados Miembros, y se espera una contribución del 20% de la electricidad eólica al total de la UE en 2020 y del 33% en 2030. Se crearían 250.000 puestos de trabajo.
- Iniciativa en energía solar (fotovoltaica y termosolar) para electricidad: Se piensa dedicar 16.000 M€ en 10 años de fondos de la industria y de los Estados Miembros, y se espera una contribución del 15% de la electricidad solar al total de la UE en 2020. Se crearían 200.000 puestos de trabajo.
- Iniciativa en bioenergía: Se piensan dedicar 9.000 M€ en 10 años de fondos de la industria y de los Estados Miembros, y se espera una contribución del 14% del consumo total de energía de la UE en 2020. Se crearían 200.000 puestos de trabajo.
- Iniciativa "Smart Cities": Se piensa dedicar 9.000 M€ en 10 años de fondos de la industria y de los Estados Miembros, y tiene como objetivo la creación de las condiciones adecuadas para la utilización masiva de tecnologías de EERR y EE en edificios y transporte en ciudades. El número de ciudades apoyadas será de 25/30 para el año 2020 e irán a reducciones de GEI superiores al 40%.
- Otras iniciativas en hidrógeno y pilas de combustible, redes energéticas, energía de fisión nuclear.

### 3. Otros proyectos relevantes: DESERTEC

El proyecto DESERTEC<sup>46</sup> contempla una serie de instalaciones gigantes de parques eólicos, fotovoltaicos y solares termoelectrónicos en el Mediterráneo Sur (desierto del Sahara fundamentalmente) y Oriente Medio que podría abastecer el 15% de la energía eléctrica de la UE en el año 2050.

Aunque no es una iniciativa del SET-Plan, constituye una posibilidad de cumplir los objetivos de descarbonización buscando no la generación de energías renovables dentro de la Unión sino su producción en los emplazamientos más coste-efectivos. Contribuiría al logro de las metas europeas de cobertura, dentro del marco establecido por la Directiva de fomento de las energías renovables, pero no tanto al objetivo de asegurar la seguridad en el suministro, dada la inestabilidad política de los países de la región.

#### 4.1.8. Epílogo: Una última reflexión europea sobre el grado de progreso hacia las energías renovables

En cumplimiento de sus obligaciones de evaluar la ejecución de la normativa comunitaria, la Comisión Europea recoge en una muy reciente Comunicación<sup>47</sup> su visión del estado de la industria europea de las energías renovables y de sus perspectivas a 2020, analizando los retos pendientes en relación con el desarrollo del sector.<sup>48</sup> He aquí algunos extractos que parece interesante recoger:

- La Comisión tiene la convicción de que es difícil que se cumplan en todos los Estados los objetivos establecidos para 2020. Sin embargo, con el nuevo marco comunitario el crecimiento será más rápido.
- En consecuencia, es urgente preparar la red<sup>49</sup> para la integración de volúmenes significativos de electricidad producida a partir de fuentes renova-

bles, ya que los sistemas eléctricos requieren un mayor grado de interconexión y flexibilidad, así como el desarrollo y la consolidación de infraestructuras nuevas, incluyendo el despliegue de tecnologías de redes inteligentes. En esta línea, uno de los mayores desafíos será la conexión del potencial que se prevé ofrecerá la energía marina, principalmente la eólica, con miras al desarrollo de la red eléctrica tanto en tierra como en mar.

- La Unión debe seguir invirtiendo en investigación de tecnologías avanzadas en este ámbito y reduciendo los costes de la energía eólica marina, la energía fotovoltaica, los vehículos eléctricos y los biocarburantes de segunda generación. A través de programas de investigación como el SET-Plan<sup>50</sup> se promoverán soluciones equilibradas a fin de desarrollar proyectos de energías renovables que aporten mayores ventajas ambientales.
- La implantación y el despliegue generalizados de las tecnologías y el desarrollo y la implantación de tecnologías avanzadas con miras a un sector de la energía descarbonizado, exigirán un esfuerzo considerable e inversiones cuantiosas. Así pues, la existencia de un entorno estable y predecible reviste una importancia crucial para la financiación de la energía renovable.

Y apunta a un aspecto importante de la gobernanza del proceso:

- Los Estados miembros, las regiones y las ciudades deben redoblar sus esfuerzos para consolidar las cualificaciones, los conocimientos y las capacidades, sobre todo en las administraciones y agencias pertinentes (por ejemplo, a través del *Pacto de los Alcaldes*), con el objetivo de establecer una gobernanza adecuada que garantice la eficacia de

<sup>46</sup> <http://www.desertec.org/>

<sup>47</sup> Comunicación de la Comisión al Parlamento europeo y al Consejo. *Energías renovables: En marcha hacia el objetivo de 2020*, COM (2011) 31 final.

<sup>48</sup> Se basa para ello en tres informes que examinan la financiación europea y nacional de las energías renovables, los últimos avances en el desarrollo de las fuentes renovables y el uso de biocarburantes y otras energías renovables en el transporte, así como el funcionamiento del método de verificación por balance de masa aplicado al régimen de sostenibilidad de los biocarburantes y biolíquidos.

<sup>49</sup> Como se hacía en la Comunicación sobre las infraestructuras energéticas COM (2010) 677.

<sup>50</sup> COM (2007)723: Plan estratégico europeo de tecnología energética (plan EETE).

la ejecución de los programas y proyectos de inversión en energías renovables.

## 4.2. Planificación y regulación energética en España y la CAPV

### 4.2.1. Planificación energética

El marco normativo actual establece que la competencia relativa a la planificación en el desarrollo de las energías renovables se encuentra compartida entre el Estado y las Comunidades Autónomas.

El Estado establece los objetivos globales a nivel de nación y adquiere los compromisos vinculantes con la Unión Europea y otros organismos supraestatales en cuanto al desarrollo de las energías renovables en España en su conjunto. Sin embargo, son las Comunidades Autónomas las que tienen competencias en definir su propia estrategia relativa al desarrollo y aprovechamiento del potencial de los recursos renovables existentes en su territorio en función de sus criterios energéticos y medioambientales.

Tal y como está configurado el actual reparto competencial, las comunidades autónomas no se ven obligadas ni por los compromisos ni por los objetivos vinculantes adoptados por el Estado frente a terceros, ni éstos son transmitidos automáticamente a la planificación autonómica. Ello genera la necesidad de coordinación y cooperación interadministrativa para garantizar el cumplimiento de los objetivos estatales. La recientemente aprobada Ley de Economía Sostenible<sup>51</sup> establece la creación de la Conferencia Sectorial de Energía, donde se define como “el órgano de coordinación entre el Estado y las CCAA en materia de preparación, desarrollo y aplicación de la planificación estatal sobre energía”.

Las actuaciones que desarrollará este nuevo órgano de coordinación entre el Estado y el resto de Comunidades Autónomas son:

1. Preparar y formular los Planes Nacionales y, en su caso, los Planes de las CCAA, en los ámbitos del ahorro, la eficiencia energética y las energías renovables.
2. Coordinar, gestionar y realizar el seguimiento de la aplicación por parte de las CCAA de la política energética y de los planes definidos a nivel estatal.
3. Intercambiar información y estadísticas energéticas con las CCAA.
4. Formular, financiar y gestionar proyectos y actuaciones concretas.
5. Establecer marcos de cooperación y coordinación con las Administraciones locales para alcanzar los objetivos fijados e implementar y desarrollar los planes y actuaciones en el ámbito local.

Es de esperar que con la puesta en marcha de este órgano se produzca una mejora de la coordinación entre administraciones en el ámbito de la planificación energética, y una mayor alineación entre los objetivos estatales y los de cada una de las CCAA.

#### 4.2.1.1. España

El Estado español ha instrumentado su política energética en base a los siguientes retos particulares:

- Elevada Intensidad Energética
- Elevada dependencia del exterior en materia energética, en particular del petróleo y, en gran medida de países en situación geoestratégica complicada.
- Elevadas emisiones de gases de efecto invernadero “GEI”, originadas por el predominio de los combustibles fósiles y de un sector poco diversificado.

Para afrontarlos, España ha desarrollado sucesivas estrategias, orientando su política energética hacia:

- La liberalización y el fomento de la transparencia en los mercados, estableciendo para ello mecanismos que garanticen que los agentes que intervienen en el mercado adoptan sus decisiones con la mayor información posible.
- El desarrollo de infraestructuras (en particular de las interconexiones internacionales) como instrumento que contribuye al refuerzo de la seguridad y a la diversificación de las fuentes de suministro.

<sup>51</sup> Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible.

- La promoción del ahorro y la eficiencia energética, a través de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética para el periodo 2004-2012 y los Planes de Acción 2005-2007 y 2008-2012.
- La promoción de las energías renovables, apuesta prioritaria de la política energética española por sus múltiples efectos positivos para el conjunto de la sociedad: sostenibilidad, reducción de emisiones, desarrollo tecnológico, generación distribuida, reducción de la dependencia energética, creación de empleo y desarrollo local.

La estrategia estatal de promoción de las energías renovables se ha recogido en diversos documentos de planificación. El primero en el que se incentivaban estas fuentes fue el Plan Energético Nacional 1991-2000, en cuyas previsiones se establecía que en el año 2000 las renovables cubrirían el 3,2% de la demanda de energía primaria, a través de un programa de incentivación de la cogeneración

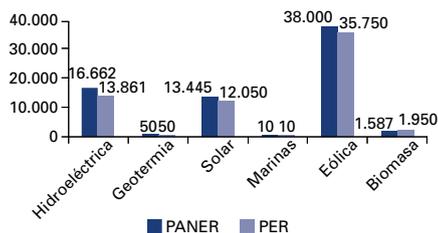
y de la producción de electricidad a partir de fuentes renovables. Una vez alcanzado el horizonte temporal se elaboró el Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 2000-2010 que se marcaba como objetivo a 2010 que el 12% de la demanda de energía primaria debía ser satisfecho a partir de fuentes renovables. La escasez de resultados en algunas tecnologías y los nuevos objetivos europeos obligaron a la revisión del Plan, elaborándose el Plan de Energías Renovables de España (PER) 2005-2010. En él se mantenía la referencia del 12% y se añadieron otros dos nuevos objetivos comunitarios:

- Las fuentes de energía renovables al final del periodo de planificación debían nuevamente cubrir como mínimo el 12% de la demanda total de energía primaria, pero con un reparto diferente de la participación de cada fuente renovable.
- La electricidad generada con fuentes renovables debía situarse en 2010 en el 29,4% del consumo

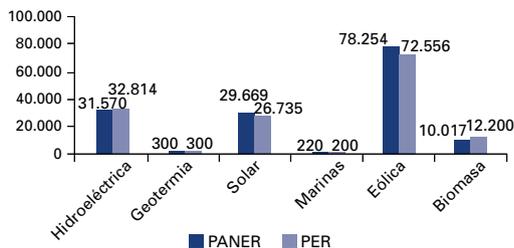
**TABLA 2. Año 2020**

FUENTE		PANER		BORRADOR PER	
		POTENCIA INSTALADA (MW)	PRODUCCIÓN BRUTA (GWh)	POTENCIA INSTALADA (MW)	PRODUCCIÓN BRUTA (GWh)
HIDROELÉCTRICA	Inferior a 1 MW	268	803	268	835
	1 MW – 10 MW	1.917	5.477	1.917	5.692
	Mayor 10 MW	20.177	33.314	11.676	26.287
	De la cual por bombeo	-5.700	-8.023		
	Total sin bombeo	16.662	31.570	13.861	32.814
GEOTERMIA		50	300	50	300
SOLAR	Fotovoltaica	8.367	14.316	7250	12.356
	Solar concentrada	5.079	15.353	4800	14.379
	Total	13.445	29.669	12.050	26.735
ENERGÍAS DEL MAR		100	220	100	200
ÉOLICA	On-shore terrestre	35.000	70.502	35.000	70.734
	Off-shore	3.000	7.753	750	1.822
	Total	38.000	78.254	35.750	72.556
BIOMASA		1.587	10.017	1.950	12.200
<b>TOTAL (sin bombeo)</b>		<b>69.844</b>	<b>150.030</b>	<b>63.761</b>	<b>144.825</b>

Potencia instalada (Mw)



Producción bruta (Gwh)



nacional bruto de electricidad en cumplimiento de la Directiva 2001/77/CE.

- El uso de biocarburantes y combustibles renovables en el transporte debía situarse en el 5,75% del consumo de este sector a finales de 2010.

La aprobación de la directiva europea 2009/28 ha obligado a los Estados miembros a la elaboración y la presentación antes del 30 de junio de 2010 de los Planes de Acción en los que se recogen los nuevos objetivos para cada tecnología renovable en el conjunto del territorio nacional. El Estado en respuesta a los requerimientos y metodologías europeas elaboró el Plan Acción Nacional de las Energías Renovables de España (PANER) 2011-2020 en el que se definen las medidas que deben desarrollarse en la próxima década para alcanzar el cumplimiento de los objetivos establecidos en dicha europea. El PANER se marca como objetivos a 2020:

- El 22,7% del consumo final bruto de energía procederá de fuentes renovables.
- El 13,6% del consumo final de energía del sector transporte se realizará con fuentes renovables.

Por otro lado, actualmente se encuentra en elaboración el PER 2011-2020 en cumplimiento del Real Decreto 661/2007. En su primer borrador, en fase de contraste con los distintos agentes del sector, existen algunas diferencias con los objetivos establecidos en el PANER, ya que el PER se marca para 2020:

- El 20,8% del consumo final bruto de energía será procedente de fuentes renovables.
- El 11,3% del consumo final de energía del sector transporte será de origen renovable.

A pesar de estas diferencias entre ambos documentos se garantiza el cumplimiento de los objetivos europeos establecidos en la directiva 2009/28.

En la tabla n.º 2 se muestran los datos de potencia instalada y producción bruta para cada una de las tecnologías recogidas en estos dos documentos de planificación existentes.

La principal diferencia entre ambos documentos (PANER y el borrador del PER) se encuentra en la reducción de la potencia instalada que recoge el PER de la energía hidroeléctrica (-16,8%); la solar (-10,4%) y la eólica (-5,9%), mientras que, en contraposición, se le da en el PER un mayor protagonismo a la biomasa, cuya potencia instalada incrementa prácticamente un 23%, pasando de los 1.587 Mw definidos en el PANER a los 1.950 recogidos en el PER.

#### 4.2.1.2. Euskadi

La política energética en la CAPV busca la sostenibilidad del sistema energético, para lo cual se han planteado unas estrategias cuyos objetivos se han centrado en:

- Reducir el impacto del sistema energético en el medio ambiente
- Limitar la importancia de la energía en la balanza de pagos de la CAPV
- Mantener un nivel adecuado de garantía de suministro para que la economía local no quede desabastecida.

Siguiendo estos grandes retos el Gobierno Vasco ha aprobado las sucesivas estrategias energéticas desde 1995 hasta la actualidad.

La Estrategia Energética de Euskadi 1995-2005 ya establecía como objetivo el incremento del peso

de las energías renovables en la demanda energética vasca hasta alcanzar un porcentaje del 6,7%.

Posteriormente la Estrategia Energética de Euskadi, 3E-2010 se reafirmó en la necesidad de avanzar hacia un mayor uso de las energías renovables y estableció las directrices básicas de actuación del conjunto de agentes implicados en el sistema energético para alcanzar los objetivos energéticos y ambientales:

- Alcanzar un ahorro energético del 15%.
- Multiplicar por cuatro el uso de energías renovables hasta llegar a los 978.000 teps, lo cual supondría el 12% de la demanda energética vasca.
- Potenciar el uso de energías más limpias como el gas natural en detrimento del carbón y de los derivados del petróleo, triplicando su consumo.
- Reestructurar el parque de generación eléctrica, a partir del cierre de 1.130 MW de centrales térmicas convencionales, y la apertura de 2.800 MW de instalaciones de ciclo combinado y de renovables.

Sin embargo, los últimos datos relativos a 2010 reflejan que la CAPV se encuentra lejos de la consecución del objetivo del 12% de energías renovables dentro de la demanda energética, puesto que actualmente este porcentaje se sitúa en el 6,9%. Siendo varios los factores que han intervenido en su no consecución como es el caso de: la escasa implantación de las instalaciones eólicas respecto a las previsiones de la 3E2010, la propia evolución del consumo energético o el establecimiento de unos objetivos muy ambiciosos trasladados del Libro Verde de la Energía de la UE.

Habiendo alcanzado el periodo de planificación establecido en la 3E2010 y teniendo en cuenta la evolución que se ha producido en las energías renovables, se encuentra en fase de ultimación la 3E2020, que propone como objetivos estratégicos para 2020:

- Intensificar el ahorro y la eficiencia en todos los sectores.
- Apostar decididamente por las energías renovables como solución de futuro a largo plazo.
- Consolidar el gas natural como energía de transición: mejora de la garantía y de la competitividad

- Reducir la dependencia del petróleo especialmente en el sector transporte.
- Desarrollar estrategias de gestión de la demanda e impulso de la red eléctrica de transporte y distribución, y de las redes inteligentes para mejorar en calidad y aseguramiento del suministro.
- Apostar por investigación, innovación, desarrollo tecnológico e industrial en el campo energético.

Aunque todavía no se ha concretado un objetivo relativo al porcentaje de participación de las energías renovables en el consumo final, los dos escenarios que se están trabajando en la nueva 3E 2020 establecen que éste podría situarse entre el 11,7% y el 17,1%.

A pesar de que es el Gobierno Vasco la autoridad competente en la planificación energética de la CAPV, las Diputaciones Forales de Álava y la de Gipuzkoa han elaborado sus propios planes.

En Diciembre de 2009 la Diputación Foral de Álava aprueba la Estrategia y el Plan de Acción para la Promoción y el Desarrollo de las Energías Renovables en Álava 2010-2020, también conocido como Plan Mugarri. Esta planificación es una respuesta al PTS eólico, ya que define claramente las áreas de implantación de instalaciones eólicas en la provincia, protegiendo los enclaves naturales, y desestimando algunos de los emplazamientos definidos en el propio PTS. Esta estrategia se concreta en cinco objetivos:

- Fomentar la coordinación interinstitucional con los diferentes departamentos del Gobierno Vasco y el EVE para regular la implantación de las energías renovables.
- Promover el ahorro y la eficiencia energética en el ámbito de competencia de la Diputación Foral de Álava.
- Fomentar las energías renovables sin poner en peligro el capital natural, los ecosistemas, la diversidad biológica y los paisajes del territorio.
- Difundir una nueva cultura energética en el ámbito ciudadano y los diferentes niveles de gobierno.
- Avanzar en la construcción de una industria líder en el ámbito de las nuevas tecnologías energéticas.

La Diputación Foral de Gipuzkoa ha elaborado el Plan Estratégico Foral de Sostenibilidad Energética de Gipuzkoa 2011-2020, en el que se establecen una serie de objetivos energéticos medioambientales y económicos:

- Disminuir las emisiones de GEIs.
- Promover sistemáticamente el ahorro y la eficiencia energética en los ámbitos de competencia de la Diputación Foral de Gipuzkoa.
- Fomentar las energías renovables de manera compatible con la preservación de los ecosistemas y la diversidad biológica.
- Difundir una nueva cultura energética en el ámbito ciudadano y de la administración local.
- Fortalecer a las empresas de Gipuzkoa en el ámbito de las nuevas tecnologías energéticas aprovechando las capacidades de I+D+i.

#### 4.2.2. Marco normativo

La energía es un sector clave para cualquier territorio, ya que incide en su competitividad em-

presarial, las cuentas estatales y la calidad de vida de sus ciudadanos. Es por ello que existe un importante cuerpo normativo en torno a las energías que va desde la construcción de infraestructuras de distribución y transporte, pasando por el marco económico hasta la autorización para la ubicación de las instalaciones de generación. En este sentido, las energías renovables no son una excepción y su desarrollo también se encuentra fuertemente regulado.

El marco normativo de las energías renovables en España se inicia en 1980 con la aprobación de la Ley 82/1980 de conservación de la energía, cuyo objetivo era el de fomentar la producción minihidráulica con el fin de hacer frente a la crisis del petróleo, mejorando la eficiencia energética de la industria y reduciendo la dependencia exterior. Sin embargo no es hasta 1994 con la Ley 40/94 del sistema eléctrico nacional (LOSEN) cuando se consolida el concepto de Régimen Especial para las fuentes renovables.

El RD 2366/1994 regula la energía eléctrica en régimen especial, al que podían incorporarse aque-

AUTORIDADES REGULADORAS	COMPETENCIAS
<p><b>Administración General del Estado</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fijar el régimen económico de la retribución de la energía de origen renovable.</li> <li>• Regular la organización y el funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica.</li> <li>• Establecer la regulación básica en materia de generación, transporte distribución y comercialización de la energía.</li> <li>• Regular los procedimientos de autorización de las instalaciones de infraestructuras para el transporte de electricidad de más de 380 KV.</li> <li>• Regular los procedimientos de autorización de las instalaciones de infraestructuras para el transporte de electricidad de tensión superior a 220 KV cuando el trazado de la línea transcurra por varias Comunidades Autónomas.</li> <li>• Autorizar las instalaciones de generación energética cuando la potencia instalada sea superior a 50MW, si está ubicada en más de una Comunidad Autónoma o el transporte de energía salga del ámbito territorial de la CCAA.</li> <li>• Inscribir las instalaciones en el Registro Administrativo de instalaciones en Régimen Especial.</li> <li>• Legislar, ordenar y dar las concesiones de los aprovechamientos hidráulicos cuando las aguas discurran por más de una Comunidad.</li> </ul>
<p><b>Comunidades Autónomas</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Definir la ordenación del territorio y el urbanismo en su ámbito competencial.</li> <li>• Planificar la política energética del territorio.</li> <li>• Regular los procedimientos de autorización de las redes de transporte de electricidad cuya tensión sea superior a 220 KV y las instalaciones de distribución que no excedan el ámbito territorial de la Comunidad.</li> <li>• Regular los procedimientos de autorización las instalaciones en régimen especial cuya potencia instalada no exceda los 50 MW.</li> <li>• Fomentar las fuentes de energía renovables y la eficiencia energética en su territorio.</li> <li>• Sancionar infracciones por vulneración de la normativa en materia de defensa del consumidor.</li> </ul>
<p><b>CNE</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ente regulador del sistema energético, forman parte de las competencias reservadas al Estado.</li> <li>• Supervisar la separación funcional entre actividades reguladas y no reguladas y el funcionamiento de la Oficina de cambio de suministrador.</li> <li>• Liquidar las primas y los complementos destinados a retribuir la producción de electricidad de las fuentes renovables.</li> </ul>

llas instalaciones de potencia inferior a 100 MVA perteneciente a uno de los siguientes grupos: (i) de residuos; (ii) de biomasa; (iii) plantas de cogeneración; (iv) plantas que utilizan el calor residual y (v) centrales hidroeléctricas. Además establecía que estas instalaciones podían ceder su energía excedentaria a la distribuidora más cercana que tenía la obligación de comprarla siempre que fuera técnicamente viable.

No obstante, no es hasta la Ley 54/1998 del sector eléctrico (LSE) cuando se diferencia entre productores de energía eléctrica en régimen ordinario, que desarrollan su actividad en el mercado de producción eléctrica, y los productores en régimen especial, cuya potencia instalada no supera los 50MW. Con esta Ley los productores en régimen especial además de incorporar la energía excedentaria en el sistema tal y como establecía el RD 2366/1994 también podían participar directamente en el mercado de producción, lo que garantiza el acceso a la red de este tipo de instalaciones.

Esta Ley se configura como punto de partida del actual ordenamiento jurídico de las energías renovables, que se ha ido concretando y completando a través de un amplio abanico de leyes y decretos.

En cuanto al marco competencial de las energías renovables existe una división entre el Estado y las Comunidades Autónomas que tiene su origen en la propia Constitución. No obstante la Ley del Sector Eléctrico incorpora otra "autoridad reguladora" que es la Comisión Nacional de la Energía (CNE). En el cuadro anterior se recoge de forma resumida la distribución competencial de cada uno de estos agentes.

En los siguientes apartados se analiza la normativa vigente que afecta a las energías renovables relativa a la obtención de las autorizaciones administrativas, así como, la obligatoriedad de uso de determinadas tecnologías renovables.

#### 4.2.2.1. *Renovables para la Generación Eléctrica*

##### 4.2.2.1.1. *Autorizaciones administrativas*

El Estado Español tiene competencia para dictar la normativa básica en materia de energía y de protección del medio ambiente. El Real Decreto 1995/2000<sup>52</sup> otorga la competencia para regular los procedimientos de autorización de las instalaciones de producción, y redes eléctricas de transporte y distribución energéticas al Gobierno Vasco<sup>53</sup> siempre y cuando:

- La instalación esté ubicada en el territorio de la CAPV.
- La potencia instalada no supere los 50MW.
- El transporte o la distribución no salga del ámbito territorial de la CAPV.

En el caso en que no se cumpla alguna de estas condiciones el Estado es el encargado de facilitar estas autorizaciones para la implantación de las instalaciones.

En las situaciones en las que el Gobierno Vasco es el responsable de conceder la autorización administrativa ha definido un procedimiento para la implantación de las instalaciones renovables, en el que el titular debe facilitar una serie de documentos de carácter industrial, urbanísticos y medioambientales sin los cuales no es posible su puesta en marcha.

Las autorizaciones de carácter industrial que debe obtener el titular de la instalación son:

- La autorización administrativa del anteproyecto de la instalación.
- La aprobación del proyecto de ejecución, que permite al titular la construcción de la instalación.
- La autorización de explotación que permite poner en tensión la instalación y proceder a la explotación comercial.
- La condición de instalación acogida al régimen especial.

<sup>52</sup> RD 1995/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

<sup>53</sup> Decreto 282/2002, de 3 de diciembre, por el que se regulan los procedimientos de autorización administrativa para la construcción, modificación, explotación, transmisión y cierre de las instalaciones de producción, transporte y distribución de energía eléctrica, así como de las acometidas, líneas directas e instalaciones de conexión de consumidores en la Comunidad Autónoma del País Vasco.

- La inscripción en el Registro de Instalaciones de Producción en Régimen especial.

Sin embargo, este procedimiento no es de aplicación para los parques eólicos que requerirán en la CAPV de las siguientes autorizaciones<sup>54</sup> para su puesta en marcha:

- Selección del anteproyecto en competencia. Es decir a través de un concurso eólico.
- La autorización administrativa del proyecto básico
- La aprobación del proyecto
- Acta de puesta en marcha

Además para poder obtener dichas autorizaciones, la ubicación del parque eólico debe cumplir con las pautas y los criterios fijados para la selección del emplazamiento en el Plan Territorial Sectorial (PTS) de la Energía Eólica en la CAPV.<sup>55</sup>

En el caso de la tecnología solar fotovoltaica la normativa autonómica exige de autorización para su ejecución a las instalaciones que cumplan las siguientes condiciones:

- Potencia nominal no superior a 100 Kw.
- Conexión a la red de distribución en baja tensión.

Siendo únicamente necesaria la acta de puesta en servicio de la instalación.<sup>56</sup> Lo que supone una simplificación importante de trámites para los proyectos de pequeña escala.

Los órganos autonómicos competentes para otorgar las autorizaciones industriales para las instalaciones de generación de electricidad en Régimen especial son:

- La Dirección de Energía del Gobierno Vasco que concede la autorización administrativa del anteproyecto, la aprobación del proyecto, y otorga a la instalación la condición de Régimen Especial, a la vez que, es la encargada de realizar la inscripción al Registro de Instalaciones de Producción en Régimen Especial.

- Mientras que la Oficina Territorial de Industria, Comercio y Turismo concede el acta de puesta en servicio de la instalación.

La Administración General del Estado es la competente para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial, de acuerdo a lo previsto en el Real Decreto 1028/2007, que comprende tanto las instalaciones de generación eólica offshore como de otras tecnologías de generación marinas de carácter experimental. Dicha disposición establece el procedimiento para la implantación de instalaciones marinas, tratando de proteger el mar territorial frente a impactos medioambientales. Tiene por objeto la regulación de los procedimientos, así como la determinación de las condiciones y criterios que han de regir para la obtención de las autorizaciones y concesiones administrativas precisas para la construcción y ampliación de las instalaciones de generación de electricidad que se encuentren ubicadas físicamente en el mar territorial (12 millas marinas). Igualmente, recoge la normativa nacional de aplicación, y la integra en un solo procedimiento administrativo que oriente a la iniciativa privada. En particular, el establecimiento de las instalaciones eólicas marinas (que tendrán una potencia mínima superior a 50 MW) requiere previamente la realización de estudios, ensayos y análisis que, por la envergadura de los proyectos y por la inexistencia de experiencias anteriores, deben necesariamente abarcar un extenso periodo de tiempo.

En materia de aguas, el Real Decreto 1/2001 que aprueba el Texto Refundido de la Ley de Aguas y el Real Decreto 849/1986 (modificado parcialmente en el 2003 y en el 2008) establecen el procedimiento administrativo para la tramitación de las concesiones de aguas y autorizaciones administrativas, otorgando competencias, según la potencia de los aprovechamientos hidroeléctricos, a:

- Potencias inferiores a 5.000 kW: Organismos de cuenca (Confederaciones Hidrográficas).

<sup>54</sup> Decreto 115/2002 de 28 de mayo, por el que se regula el procedimiento para la autorización de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de la energía eólica, a través de Parques Eólicos, en el ámbito de la Comunidad Autónoma del País Vasco.

<sup>55</sup> Decreto 104/2002, de 14 de mayo, que define el Plan Territorial Sectorial de la Energía Eólica en la CAPV.

<sup>56</sup> Orden de 11 de julio de 2001, por la que se regula el procedimiento administrativo aplicable a determinadas instalaciones de energía solar fotovoltaica.

- Potencias superiores a 5.000 kW o que afecten a varias CCAA: la Dirección General del Agua del Ministerio de Medio Ambiente, Medio Rural y Marino.

En las cuencas hidrográficas intracomunitarias o internas, esto es, aquéllas que están comprendidas íntegramente dentro del ámbito territorial de una Comunidad Autónoma, las funciones atribuidas a los citados Organismos, corresponden a las Administraciones Hidráulicas de las Comunidades Autónomas, que en su propio territorio y en virtud de sus estatutos de autonomía ejercen competencias sobre el dominio público hidráulico. En el caso de Euskadi es Ura —Agencia Vasca del Agua— la entidad competente en este ámbito.

En el Real Decreto 29/2011, se indica que la planificación y la gestión del agua en la Demarcación Hidrográfica del Cantábrico Oriental deberá realizarse de forma coordinada por la Administración General del Estado, a través de la Confederación Hidrográfica del Cantábrico y por la Comunidad Autónoma del País Vasco, a través de la autoridad hidráulica competente, para la consecución de, al menos, los siguientes objetivos de coordinación:

- a) La elaboración del Plan Hidrológico de la Demarcación Hidrográfica del Cantábrico Oriental mediante la integración armónica de los planes hidrológicos de las Administraciones Públicas competentes así como sus respectivos programas de medidas.
- b) El intercambio de información, la emisión de informes y la celebración de reuniones periódicas.
- c) El impulso de la adopción de medidas necesarias para alcanzar los objetivos medioambientales.
- d) La coordinación del ejercicio de las respectivas competencias.

La autorización de los aprovechamientos geotérmicos de alta entalpía (generación de electricidad y/o usos directos) se rige por la Ley 22/1973, de Minas (modificada por la Ley 54/1980), siendo las Comunidades Autónomas competentes para el desarrollo legislativo.

Además de las autorizaciones industriales la ejecución de proyectos de instalaciones de producción

de energía eléctrica a partir de fuentes renovables requieren las siguientes autorizaciones de naturaleza urbanística:

La licencia urbanística de obras, que otorgará el Ayuntamiento.

- La declaración de interés público de la actuación en caso de que la instalación se ubique en suelo no urbanizable, cuyo órgano competente para su concesión es la Diputación Foral correspondiente.
- La aprobación de un Plan Especial cuando las instalaciones se ubiquen sobre suelo no urbanizable y además requieran de declaración individualizada de impacto ambiental, y para aquellas que afecten a una superficie de suelo superior a 5.000 m<sup>2</sup>. El órgano competente para su aprobación serán las Diputaciones cuando el municipio tenga menos de 3.000 habitantes, y el Ayuntamiento en el resto de casos.

Las instalaciones eólicas ubicadas en los emplazamientos recogidos en el PTS eólico no requerirán de la declaración de utilidad pública ni de la aprobación de un plan especial.

Mientras que a nivel medioambiental las instalaciones dedicadas a la generación eléctrica a partir de fuentes renovables ubicadas en la CAPV requerirán de las siguientes autorizaciones:

- Informe ambiental de los planes y programas, en el caso de instalaciones afectadas por el PTS eólico que debe ser emitido por el órgano medioambiental del Gobierno Vasco.
- Declaración de impacto ambiental que será necesaria para: las centrales hidroeléctricas, los proyectos de infraestructuras para la generación, transporte y distribución de energía, los parques eólicos y las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red con potencia superior a 100 kw. Cuando la instalación se ubique en un único territorio histórico el órgano competente que realizará esta declaración será la Diputación Foral, mientras que en aquellos casos en que se afecte a más de un territorio histórico deberán participar ambas instituciones forales.
- La licencia de actividad y licencia de apertura que deberá otorgar el Ayuntamiento en el que se ubique la instalación.

- La autorización Ambiental integrada cuando sean proyectos de combustión de biomasa y de residuos, será el órgano medioambiental del Gobierno Vasco el responsable de su emisión.

La obtención de las autorizaciones medioambientales requeridas presupondrá asimismo el cumplimiento por parte de la instalación del resto de normativas ambientales que son de aplicación en Euskadi, entre otras:

- Ley 4/1990, de 31 de mayo, de Ordenación del Territorio del País Vasco. Esta Ley establece y define los instrumentos de ordenación del territorio que se utilizarán en la CAPV: las Directrices de Ordenación del Territorio, Los Planes Territoriales Parciales y los Planes Territoriales Sectoriales.
- Ley 16/1994, de 30 de junio, de Conservación de la Naturaleza del País Vasco y su modificación por la Ley 2/1997, de 14 de marzo. Esta Ley establece el Plan de Ordenación de los Recursos Naturales (PORN) y el Plan Rector de Uso y Gestión (PRUG) como instrumento de gestión de los espacios naturales protegidos de la CAPV. En estos documentos se establecen las normas para la ordenación de las actividades económicas y recreativas que pueden realizarse en este ámbito. El PORN tiene una posición de preponderancia respecto al resto de instrumentos de ordenación, y formula los criterios orientadores de la política y de las actividades económicas y sectoriales compatibles con el espacio natural. El PORN y el PRUG pueden limitar la instalación de determinadas infraestructuras de transporte y distribución energética, así como de instalaciones de producción energética renovable en el ámbito del espacio natural protegido.
- Tienen la consideración de espacios naturales protegidos los parques naturales, los biotopos protegidos, los árboles singulares y las zonas o lugares incluidos dentro de la Red Natura 2000 (LIC,<sup>57</sup> ZEPAS<sup>58</sup> o ZEC<sup>59</sup>).
- Ley 3/1998, de 27 de febrero, de Protección del Medio Ambiente del País Vasco. Establece que los proyectos de infraestructuras para la generación, transporte y distribución de energía deben ser sometidas al procedimiento de evaluación individualizada de impacto ambiental. En el ámbito de las renovables esta disposición afecta a los proyectos de parques eólicos y de instalaciones de energías fotovoltaicas conectadas a la red y con una potencia superior a 100 Kw, así como a las perforaciones geotérmicas.
- Ley 16/2002, de 1 de julio de Prevención y Control Integrados de la Contaminación. Establece el procedimiento a seguir para la obtención de la autorización ambiental integrada con el objetivo de evitar y reducir las emisiones de contaminantes en la atmósfera, el agua y el suelo. Deberán contar con autorización ambiental integrada las instalaciones de producción de energía eléctrica en la que se produzca la combustión de residuos o biomasa. El Departamento de Medio Ambiente del Gobierno Vasco es el ente competente de otorgar la autorización a aquellas instalaciones ubicadas en la CAPV, y de adoptar las medidas de control e inspección de la Ley.
- Decreto 183/2003, de 22 de julio, regula el procedimiento de evaluación conjunta de impacto ambiental de los distintos planes y programas elaborados por las Instituciones Públicas de la CAPV. Los documentos que se ven afectados por la incorporación de este procedimiento son: Directrices de Ordenación del Territorio, los planes parciales, los planes territoriales sectoriales, los planes de ordenación urbana y sus modificaciones que afecten al suelo no urbanizable, las normas subsidiarias del planeamiento y sus modificaciones que afecten al suelo no urbanizable, y cualquier otro plan y programa que se elabore con respecto a la energía.
- Decreto 160/2004, que aprueba definitivamente el plan territorial sectorial de zonas húmedas de

<sup>57</sup> LIC: Lugar de Importancia Comunitaria.

<sup>58</sup> ZEPAS: Zona de Especial Protección para Aves.

<sup>59</sup> ZEC: Zona de Especial Conservación. Los espacios definidos en la Red Natura 2000 (LICs y ZEPAS) deben contar con un Plan de Gestión tal y como establece la Directiva Habitat. Una vez aprobado dicho plan pasan a ser declaradas zonas de especial conservación. Este Plan de Gestión puede limitar los usos para la implantación de tecnologías renovables.

la CAPV. Este documento establece una clasificación de los humedales de la CAPV tanto costeros como interiores, y regula la instalación de redes de transporte o distribución de y las centrales de producción de energía eléctrica en estos ámbitos.

- Plan Territorial Sectorial de Ordenación y Protección del Litoral ordena los usos que se pueden realizar en los 500 metros de ancho a partir del límite interior de la ribera del mar, y los márgenes de los ríos hasta la cota de 5 metros sobre el nivel del mar. Además amplía la zona de Servidumbre a 200 metros.

En el caso de aquellas instalaciones cuya autorización de ejecución recaiga sobre el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo serán de aplicación en materia ambiental, la Ley 9/2006, sobre evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente, que introduce en la legislación la Evaluación Ambiental Estratégica como instrumento de prevención, puesto que permite integrar los aspectos ambientales en la toma de decisiones de planes y programas públicos, tanto en el ámbito de la Administración General del Estado como en el ámbito autonómico. Por otra parte, el Real Decreto 1/2008, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos, establece el régimen jurídico aplicable a nivel estatal para la evaluación de proyectos de obras o instalaciones con las energías renovables. Para los proyectos que deban ser autorizados o aprobados por la Administración General del Estado, el órgano ambiental será el Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino.

En resumen son numerosos los trámites que hay que desarrollar para obtener la autorización administrativa para la instalación de proyectos de energías renovables, además para su obtención intervienen distintas administraciones públicas lo que dificulta y alarga el periodo de tramitación antes de la puesta en marcha de la instalación. Esta situación es especialmente desincentivadora para el caso de pequeñas instalaciones. La inexistencia de una ventanilla única en la que el titular de la instalación pueda dirigirse para la obtención de todas las autorizaciones sería un elemento de mejora significativa, así como la simplificación de los trámites que actualmente se solicitan a este tipo de instalaciones.

#### 4.2.2.1.2. Otras normativas de aplicación en la generación eléctrica

Además de las relativas a la solicitud y emisión de autorizaciones administrativas necesarias para la puesta en marcha de las instalaciones, existen también otras normativas que tienen su incidencia en la generación eléctrica a través de fuentes renovables, como puede ser, por ejemplo, el Código Técnico de la Edificación (CTE). Este código establece una serie de exigencias a la instalación de dispositivos de energía solar fotovoltaica en los edificios de nueva construcción, así como criterios técnicos relativos a la eficiencia energética de las instalaciones de iluminación, y la limitación de demanda energética de los edificios. La sección HE-5 define la tipología de edificios en los que deberán instalarse sistemas de captación fotovoltaicos cuando dispongan de una superficie superior a la del límite de aplicación.

En esta misma sección (HE-5) el CTE también define el método para establecer la potencia a instalar en función de la zona climática, la sistemática de cálculo y dimensionado de la instalación, así como las operaciones de mantenimiento necesarias durante la vida del equipamiento.

Tipo de uso	Límite de aplicación
Hipermercado	5.000 m <sup>2</sup> construidos
Multitienda y centros de ocio	3.000 m <sup>2</sup> construidos
Nave de almacenamiento	10.000 m <sup>2</sup> construidos
Administrativos	4.000 m <sup>2</sup> construidos
Hoteles y hostales	100 plazas
Hospitales y clínicas	100 camas
Pabellones de recintos feriales	10.000 m <sup>2</sup> construidos

#### 4.2.2.2. Renovables para Generación Térmica (Calefacción y Refrigeración)

##### 4.2.2.2.1. Autorizaciones administrativas

Refrigeración o ventilación no requieren de autorización industrial para su ejecución y puesta en marcha ni en la CAPV ni en el resto del Estado, siendo el único trámite necesario en el caso de instalaciones ubicadas en la CAPV la comunicación a la Oficina Territorial de Industria, Comercio y Turismo antes de su puesta en servicio.

No obstante, en función de la incidencia urbanística que pueda tener la instalación de generación térmica puede requerir alguna de las siguientes autorizaciones para su ejecución:

- La licencia urbanística de obras, que otorgará el Ayuntamiento.
- La declaración de interés público de la actuación en caso de que la instalación se ubique en suelo no urbanizable, cuyo órgano competente para su concesión es la Diputación Foral correspondiente.

A nivel medioambiental la normativa requiere la obtención de autorizaciones adicionales en función de la industria para la que produce la energía térmica, o en función de las características de la instalación:

- La licencia de actividad y licencia de apertura que deberán otorgar los Ayuntamientos.
- La Autorización Ambiental Integrada por parte del órgano medioambiental cuando se trate de proyectos de combustión de biomasa y de residuos.

#### 4.2.2.2.2. *Otra normativa de aplicación a la generación térmica*

Además de las relativas a los requisitos de autorización administrativa para la instalación de generadores de energía renovable térmica, existen otra serie de normas que afectan a este tipo de instalaciones de generación de energía térmica en la CAPV como es el caso del Reglamento de Instalaciones Térmicas en la Edificación (RITE) y el Código Técnico de la Edificación (CTE).

#### – *Reglamento de instalaciones térmicas en la edificación*

El Reglamento de Instalaciones Térmicas en la Edificación (RITE) (Real Decreto 1027/2007) define los requisitos mínimos que deben cumplir las instalaciones térmicas en los edificios. Posteriormente, se han aprobado modificaciones para regular y eliminar las barreras existentes para realizar instalaciones térmicas con fuentes renovables (biomasa, geotermia y solar térmica). Para obtener el permiso de operación de las instalaciones deben cumplirse los requisitos que establece. Las CCAA son las que tienen competencia en la supervisión e inspección del cumplimiento de esta normativa en los edificios.

Está prevista una nueva modificación del RITE, para dar cumplimiento al artículo 13 de la Directiva 2009/28, ofreciendo un marco prescriptivo adecuadamente estructurado, y para completar aspectos regulatorios que permitan tanto mejorar la eficiencia energética de las instalaciones térmicas con la introducción de nuevas tecnologías más eficientes, como la introducción de otras tecnologías renovables que todavía no están suficientemente desarrolladas.

#### – *Código Técnico de la Edificación*

El Código Técnico de la Edificación (CTE) obliga a las nuevas edificaciones al uso de instalaciones térmicas para la obtención de una contribución mínima de agua caliente sanitaria (ACS). Esta contribución se establece en función de las características climáticas específicas y del volumen de consumo de cada región (sección HE-4). Según esta sección Euskadi se integra dentro de la zona climática I, con lo que la contribución renovable mínima en los nuevos edificios para el ACS se sitúa entre el 30 y el 52% considerando el caso general.

El cumplimiento de los requisitos establecidos en el CTE son de obligado cumplimiento para obtener la cédula de habitabilidad de un edificio de nueva construcción.

Se pretende promover el uso de las renovables a través de una revisión del CTE que permita incluir una obligatoriedad más amplia, mediante una contribución mínima adicional utilizando energías renovables en los consumos de calefacción y refrigeración de los edificios de nueva construcción. Igualmente se está analizando avanzar en el establecimiento de una contribución mínima de generación eléctrica, no necesariamente fotovoltaica y que se cuantificará en función de la tecnología utilizada, así como la extensión de estos requisitos a los edificios ya existentes que afronten actuaciones de reforma importantes.

### 4.3. *Marco económico de las energías renovables*

El marco económico de las energías renovables también se encuentra regulado, especialmente en lo relativo a las fuentes de generación de electricidad por su acceso al mercado, mientras que en lo referido al ca-

lor renovable todavía no existe este mercado de forma que el marco económico se concreta en la existencia de incentivos y subvenciones para fomentar su desarrollo.

### 4.3.1. Renovables para Generación Eléctrica

La actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables tiene la consideración de producción en régimen especial<sup>60</sup>, a excepción de la gran hidráulica. La electricidad obtenida a partir de fuentes renovables tiene prioridad de acceso y conexión a la red, frente al resto de fuentes, a excepción de la nuclear, siempre y cuando no existan restricciones técnicas.

El marco económico actual para la generación de electricidad de las instalaciones consideradas en régimen especial queda definido en el Real Decreto 661/2007<sup>61</sup> y sus posteriores modificaciones. A través de este marco económico se intenta remunerar los beneficios medioambientales, de diversificación y seguridad de abastecimiento que ofrecen estas fuentes renovables. El objetivo fundamental de este marco económico es el de definir un sistema estable y predecible que garantice una adecuada rentabilidad para este tipo de instalaciones.

La primera condición que deben cumplir las instalaciones de producción de electricidad de régimen especial, a excepción de la solar fotovoltaica, para tener acceso al marco económico es el de inscribirse en el Registro de pre-asignación de retribución<sup>62</sup> dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. En el plazo de 36 meses desde la fecha de notificación de la inscripción, el titular debe inscribirse con carácter definitivo en el Registro administrativo de instalaciones de régimen especial. En el caso de la CAPV este último registro está gestionado por la Dirección de Energía del Gobierno Vasco, quien facilita posteriormente la información al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, quien es el encargado de realizar la inscripción definitiva.

En el caso de la tecnología fotovoltaica los titulares de estas instalaciones deben inicialmente inscri-

birse en el Registro de Preasignación de retribución para la tecnología fotovoltaica (PREFO).

El objetivo de la creación de estos registros de preasignación es el de ordenar y priorizar el desarrollo de las instalaciones acorde con la planificación energética a nivel estatal de forma que: (i) se facilite el seguimiento de la evolución de la potencia instalada, y (ii) que la evolución tecnológica favorezca la reducción gradual de los costes económicos de las renovables respecto a las convencionales. No obstante, y en el caso de pequeñas instalaciones alarga el plazo para su puesta en marcha y supone un trámite adicional a los ya existentes, que puede llegar a desincentivar el desarrollo del proyecto.

Una vez inscrita, el titular de la instalación puede escoger durante los primeros 25 años por períodos no inferiores a un año entre uno de los dos mecanismos de retribución: la tarifa regulada y la prima.

- La venta de electricidad a tarifa regulada, ofrece un precio fijo del Kwh para todos los periodos de programación. Esta tarifa difiere en función de cada una de las tecnologías.
- La venta libre en el mercado de electricidad o libremente negociado, para esta opción el titular recibe, además del precio de venta del mercado, una prima adicional (c€/kwh). Esta prima difiere en función de cada tecnología, y es variable en función del precio hora de mercado de la electricidad.
  - Para precios bajos del mercado, queda garantizada una mínima retribución que ofrezca certidumbre sobre la rentabilidad mínima obtenible por parte de la instalación.
  - El esquema contempla también la percepción de una retribución máxima, de manera que los valores de las primas pueden llegar a ser 0 cuando los precios del mercado son altos, limitando así los sobrecostes del sistema.

Actualmente la venta en el mercado libre complementada por la prima es la opción preferida por

<sup>60</sup> Ley 54/1997 del Sector Eléctrico.

<sup>61</sup> Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

<sup>62</sup> Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.

Potencia liquidada (MW)	Tarifa	Prima	Total
Solar Fotovoltaica	3.799		3.799
Solar Termoeléctrica	582		582
Eólica	3.566	16.298	19.864
Hidráulica	742	1.167	1.909
Biomasa	360	319	679
Residuos	11	536	547
Tratamiento residuos	604		604
<b>Total</b>	<b>9.664</b>	<b>18.320</b>	<b>27.984</b>

Fuente: CNE. Mayo 2011

parte de los titulares de las instalaciones renovables dedicadas a la producción eléctrica. El 65%<sup>63</sup> de la potencia instalada en fuentes renovables en España es remunerada a través de la venta libre al mercado apoyada por la prima, mientras que el 35% restante lo hace a través de la tarifa fija.

Por tecnologías, las solares tanto fotovoltaica como termoeléctrica debido a la propia normativa únicamente tiene acceso a la tarifa, el 53% de las instalaciones de biomasa también se rigen por esta opción retributiva. Mientras que, en contraposición, el 82% de la potencia instalada eólica es remunerada con prima, y en el caso de la hidráulica este porcentaje se sitúa en el 61%.

Posteriormente, una vez la instalación ya ha alcanzado cierta antigüedad se produce una reducción de la prima o de la tarifa con derecho a cobro en función de la tecnología de la instalación, y esta nueva retribución superior a la del mercado se mantiene durante el resto la vida útil de la instalación a excepción de la solar fotovoltaica para las que este derecho se limita a los primeros 30 años de vida útil de la instalación.

Los importes de las tarifas, las primas y los complementos para las fuentes renovables se actualizan anualmente en base al aumento del IPC menos 25 puntos básicos hasta el 31 de diciembre de 2012 y de cincuenta puntos básicos a partir de entonces. Estas actualizaciones se aplican a todas las instalaciones independientemente de su fecha de puesta en funcionamiento.

Plazo temporal	Tecnología
30 años	Solar fotovoltaica
25 años	Solar termoeléctrica, hidroeléctrica
20 años	Eólica, geotermia, mareas y corrientes marítimas
15 años	Biomasa

Además la normativa establece revisiones cuatrienales de los niveles de retribución, en función de la evolución tecnológica y del mercado, del grado de cumplimiento de los objetivos, de la participación del Régimen Especial en la cobertura de la demanda y de su incidencia en la gestión técnica y económica del sistema. Estas revisiones tienen un triple objetivo: (i) de que las tecnologías renovables alcancen la mayor competitividad posible en relación a las convencionales, (ii) de que se propicie un desarrollo tecnológico adecuado y de que (iii) la generación de electricidad mediante fuentes renovables evolucione hacia el mínimo coste socioeconómico y medioambiental, a la vez que se continúa garantizando la rentabilidad de las instalaciones.

Para las instalaciones del régimen especial, no hay actualmente limitaciones al volumen total de electricidad producida anualmente que da derecho al cobro de la prima o la tarifa regulada a excepción de las instalaciones eólicas en tierra, las solares termoeléctricas<sup>64</sup> y las fotovoltaicas.<sup>65</sup>

<sup>63</sup> Liquidación de las primas equivalentes, primas, inventivos y Complementos a las instalaciones de producción de energía eléctrica en Régimen Especial. CNE. Mayo de 2011.

<sup>64</sup> Real Decreto 1614/2010 de 7 de diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica.

<sup>65</sup> Real Decreto 14/2010 de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.

Para el caso de las instalaciones eólicas en tierra el número de horas equivalentes al año con derecho a cobro se sitúa en 2.589, mientras que para el caso de la solar termoeléctrica esta limitación depende de la tecnología de la instalación:

Tecnología	Horas equivalentes de referencia
Cilindro parabólico sin almacenamiento	2.855
Cilindro parabólico con almacenamiento de 9 h	4.000
Cilindro parabólico con almacenamiento de 7 h	3.950
Cilindro parabólico con almacenamiento de 4 h	3.450
Torre vapor saturado	2.750
Torre sales con almacenamiento de 15 h	6.450
Fresnel	2.450
«Stirling»	2.350

Recientemente uno de los elementos que ha generado mayor controversia en el sector solar fotovoltaico ha sido la aprobación del RD 14/2010<sup>66</sup> que ha supuesto la limitación de las horas de funcionamiento con derecho a percibir la tarifa regulada en función de la zona climática donde se ubique la instalación. Esta limitación ha afectado tanto a los nuevos proyectos como a las instalaciones ya existentes acogidas en el RD 661/2007. En el caso de la CAPV las horas equivalentes de referencia con derecho a cobro de la tarifa regulada son:

Tecnología	Horas equivalentes de referencia/año
Instalación fija	1.232
Instalación con seguimiento a 1 eje	1.602
Instalación con seguimiento a 2 ejes	1.664

No obstante hasta el 31 de diciembre de 2013 las instalaciones fotovoltaicas acogidas al régimen económico definido en RD 661/2007, e independientemente de la zona climática a la que pertenezcan, se les aplicarán las siguientes limitaciones de horas con derecho a acceso a la tarifa. Esta reducción de la limitación de horas no afectará a Euskadi porque se encuentra en la región climática 1.

Tecnología	Horas equivalentes de referencia/año
Instalación fija	1.250
Instalación con seguimiento a 1 eje	1.644
Instalación con seguimiento a 2 ejes	1.707

Para compensar la reducción de los ingresos que supone la limitación de horas para las instalaciones fotovoltaicas se ha incrementado el periodo de tiempo con derecho a cobro de 25 a 30 años.<sup>67</sup> Momento a partir del cual pasan a vender la electricidad al precio de mercado sin la obtención de ningún apoyo.

Además de la prima o la tarifa regulada se establecen otros complementos económicos (por energía reactiva y por eficiencia) independientemente de la opción de venta seleccionada por el titular. El derecho de cobro del complemento por energía reactiva lo tienen todas las instalaciones acogidas al régimen especial por su contribución a la estabilidad técnica del sistema. Este complemento es revisado anualmente.

Según los últimos datos disponibles de la última liquidación de la CNE,<sup>68</sup> el 41,3% de los incentivos (remuneración por tarifa o prima) se destina a la solar fotovoltaica, y el 37,8% a la eólica, mientras que el resto de tecnologías no superan en ningún caso el 6%.

La inscripción está permitida siempre y cuando no se hayan alcanzado los objetivos de capacidad establecidos en el Real Decreto 661/2007. Una vez aceptada la inscripción, se establece un plazo de 36 meses para la construcción de la instalación, lo que para el caso de las instalaciones de biomasa para la generación eléctrica o para la geotermia se manifiesta reducido.

#### – Particularidades del sistema de apoyo al sector solar fotovoltaico

Como consecuencia del rápido ritmo de cumplimiento de los objetivos marcados en el Plan de Energías Renovables 2005-2010 (PER) para solar fotovoltaico,<sup>69</sup> en agosto de 2008, se establece un nuevo régimen económico por medio del Real Decreto 1578/2008 que

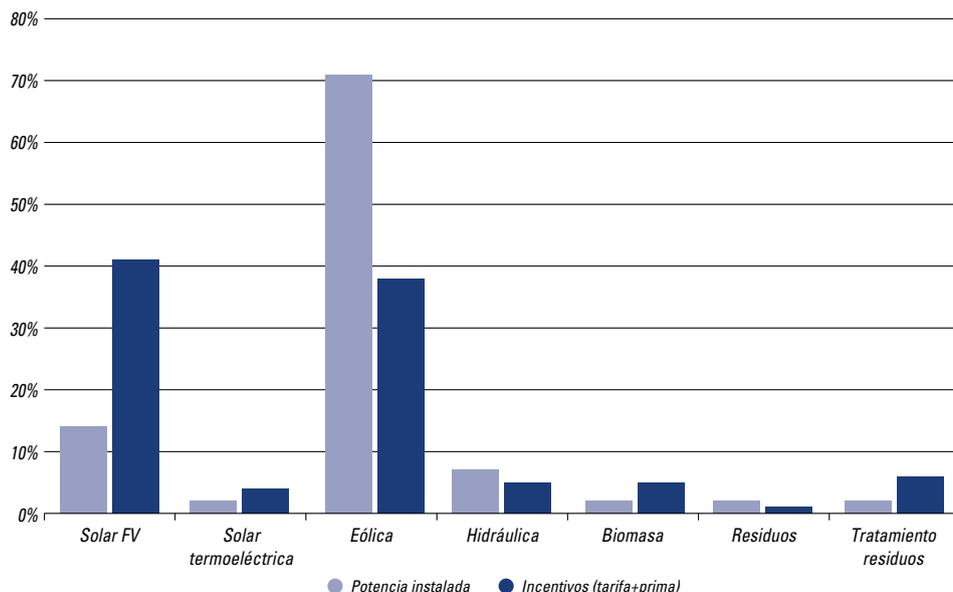
<sup>66</sup> Real Decreto 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.

<sup>67</sup> Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible.

<sup>68</sup> Liquidación de las primas equivalentes, primas incentivos y complementos a las instalaciones de producción de Energía eléctrica en Régimen Especial. Mayo de 2011.

<sup>69</sup> En agosto de 2007 se había superado el 85% del objetivo de incremento de 363 MW previsto para el período 2005-2010.

**FIGURA 4. DISTRIBUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA Y DE LOS INCENTIVOS RECIBIDOS POR TECNOLOGÍA**



Fuente: CNE. Mayo 2011

mediante un sistema de cupos crecientes y tarifas decrecientes, se potencia las instalaciones sobre edificios. También se crea un Registro de preasignación de retribución para la tecnología fotovoltaica (PREFO) en el que se deben inscribir todos los proyectos fotovoltaicos.

Se diferencian dos tipologías de instalaciones aquellas ubicadas sobre tejados o cubiertas y las de suelo. La tipología de las instalaciones sobre edifi-

cios contempla dos sub-grupos: (1) las instalaciones con una potencia inferior a los 20 kW y (2) las que tienen entre 20 kW y 2 MW. Mientras que la segunda tipología engloba al resto de instalaciones no ubicadas sobre edificaciones, es decir las de suelo, permitiendo una potencia máxima de 10 MW.

El cupo de potencia a instalar y las tarifas son revisados trimestralmente.

		POTENCIA	TIPOLOGÍA DE LAS INSTALACIONES
TIPO I	I.1	$P \leq 20 \text{ kW}$	Cubiertas o fachadas con usos: residencial, servicios, comercial, industrial, agropecuario, aparcamientos de esos usos.
	I.2	$20 \text{ kW} \leq P \leq 2 \text{ MW}$	
TIPO II	II	$P \leq 10 \text{ MW}$	Resto, no incluidas en el tipo I.

**TABLA 3. TARIFAS PARA LAS CONVOCATORIAS DE 2010 Y 2011**

TARIFA (c€/kWh)	TIPO	2010	2011
		2º Trimestre	2º Trimestre
	I.1	33,4652	28,8821
	I.2	30,3099	20,3726
	II	27,3307	13,4585

**TABLA 4. CUPOS E INSCRIPCIONES PARA LAS CONVOCATORIAS DE 2010 Y 2011**

	TIPO	2010		2011	
		Cupo	Inscrito	Cupo	Inscrito
CUPO (MW)	I.1	6,653	5,760	7,163	
	I.2	61,439	61,480	67,846	
	II	51,339	52,380	40,450	

A través del RD 1565/2010<sup>70</sup> se redujo en la primera convocatoria de 2011 el importe de la tarifa fotovoltaica de regulada para las nuevas instalaciones de un 5% para las pequeñas de techo, un 25% para las grandes instalaciones de techo y un 45% para las de suelo.

– **Particularidades del sistema de apoyo a la biomasa**

Aparte de los niveles de retribución recogidos según el tipo de biomasa o biogás en el RD661/2007 (grupos b.6, b.7 y b.8), se incluye un grupo específico dentro del capítulo de cogeneración, de manera que aquellas instalaciones de aprovechamiento para generación térmica y eléctrica pasan a formar parte del subgrupo a.1.3. En cualquiera de los casos, existen unos niveles mínimos de eficiencia energética cuyo cumplimiento es obligatorio para tener acceso al marco económico.

a) En el caso de generación eléctrica con biomasa los valores mínimos de eficiencia en función de la potencia bruta generada en la instalación son los que se adjuntan a continuación:

EFICIENCIA MÍNIMA	POTENCIA
18%	Hasta 5 MW
20%	Entre 5 y 10 MW
22%	Entre 10 y 20 MW
24%	Entre 20 y 50 MW

b) En el caso de cogeneración con biomasa/biogás, el rendimiento eléctrico equivalente mínimo ( $REE_{\min.}$ ) es del 30% para los grupos b.6 y del 50% para los grupos b.7.

Además, en el caso concreto de cogeneración se puede obtener un complemento por eficiencia adicional.

**4.3.2. Renovables para Generación Térmica (Calefacción y Refrigeración)**

Como ya se ha señalado anteriormente, en la actualidad e no existe un mercado de venta de termias

renovables propiamente estructurado como pasa con la electricidad, de forma que el marco económico no está tan estructurado, y estás instalaciones únicamente cuentan con dos sistemas de apoyo público: las ayudas directas a la inversión y los programas específicos de financiación de instalaciones. No obstante se encuentra en fase de estudio un tercer sistema el denominado Incentivos de Apoyo al calor (ICAREN,) que también se describe a pesar de que todavía no es de aplicación.

– **Ayudas a la inversión a instalaciones renovables para generación térmica**

El sistema de ayudas a la inversión para renovables térmicas se nutre de presupuestos procedentes de la Administración General del Estado, gestionados por las CCAA mediante convenios revisados y firmados anualmente, de los cuales se realiza un seguimiento para verificar el cumplimiento y su adecuación. En ocasiones, las propias CCAA, complementan dichos presupuestos con sus propios fondos.

Pueden acogerse a las ayudas las instalaciones que cumplan los requisitos establecidos en las correspondientes bases de las ayudas publicadas para cada CCAA, y que se rigen por los convenios.

Las cuantías de las ayudas varían dependiendo de las tecnologías, el área renovable y prestaciones de los equipos.

– **Programas de financiación**

En los últimos años se han desarrollado distintos programas de financiación para proyectos de renovables térmicas: financiación incorporando subvención, financiación a través del ICO o financiaciones específicas por instalación a través del IDAE bajo conceptos como la financiación por terceros (FPT) o financiación con asesoramiento técnico.

Como experiencia piloto, se han iniciado nuevas líneas de financiación para instalaciones de renovables para generación térmica en edificios, a través de Empresas de Servicios Energéticos (ESEs). La experiencia se inició en 2009 con el programa “BIOM-

<sup>70</sup> Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

CASA" (biomasa), y en 2010 se han lanzado otros dos programas "GEOTCASA" (geotermia), y "SOLCASA" (solar térmica). Ambos establecen limitaciones importantes en cuanto al importe del proyecto, por lo que se complementan con el programa "GIT-Grandes Instalaciones Térmicas" (GIT), dirigido a proyectos de mayor inversión, como pueden ser las redes de calefacción distribuida. El GIT establece un sistema de garantías técnicas y financieras específicos, para el aprovechamiento solar, geotérmico y de la biomasa.

Los citados programas no se limitan a la financiación, sino que además establecen garantías técnicas para las instalaciones, aseguran un compromiso de suministro de una determinada cantidad de energía y un ahorro económico al usuario, que obtiene un contrato a largo plazo con un precio de la energía inferior al que tendría que pagar si optase por una instalación con combustibles convencionales, asegurando dentro de este precio la amortización de la instalación y la operación y mantenimiento del mismo.

Estos programas permiten obtener una financiación total o parcial para las Empresas de servicios Energéticos (ESEs) que hayan sido habilitadas previamente, habiendo acreditado el cumplimiento de requisitos diversos (capacidades de suministro, técnico-económicos y solvencia técnica y financiera). Para obtener esta habilitación las ESEs pueden establecer acuerdos de colaboración con otras empresas especializadas en otros aspectos concretos del proceso de gestión energética. Esta habilitación da derecho a acceder a la financiación, a hacer uso de los logros del programa para el que está habilitada y participar de las correspondientes actividades de promoción realizadas dentro del programa.

Si estos tres programas (Biomcasa, Geotcasa y Solcasa) obtienen los resultados positivos esperados, se planteará su desarrollo a través de entidades financieras privadas o su mantenimiento a través de fondos organismos o entidades públicas.

#### – Sistema de incentivos al calor renovable (ICAREN)

Considerando que no se está logrando el objetivo de desarrollo de renovables térmicas, se está analizando la posibilidad de implementar un nuevo sistema de incentivos, incompatible con otro tipo

ayudas, a partir de las Empresas de Servicios Energéticos Renovables ESEs, de forma que se facilite su implantación eliminando las barreras financieras y reglamentarias todavía existentes.

El nuevo marco retributivo, específico para renovables térmicas, podría basarse en establecer un precio máximo de la energía térmica vendida por la ESE, unido a un incentivo según la energía renovable, es decir, en aplicar una retribución adicional supeditada al suministro de energía a través de la ESE. Las ESEs tendrían derecho a percibir el incentivo por suministrar la energía según se disponga en la normativa correspondiente.

#### 4.3.3. Ayudas financieras a la inversión de las energías renovables

Como complemento al régimen descrito:

- Excepcionalmente, algunas tecnologías renovables incipientes, pueden recibir ayudas a la inversión, vía subvenciones o préstamos a bajo interés.
- En el caso concreto de la CAPV las tres Diputaciones Forales, ofrecen deducciones fiscales en el impuesto de sociedades a las empresas por la inversión en fuentes de energías renovables.

#### Deducción Impuesto de sociedades

15% de las inversiones en activos fijos de materiales nuevos

30% de las inversiones en bienes de equipo definidos en el Listado Vasco de Tecnologías Limpias

Además el EVE a través de un convenio de colaboración con el IDAE cuenta con programas de ayudas a las inversiones en nuevos proyectos de energías renovables tanto para la generación de electricidad como de calor.

El último programa "Convenio EVE-IDAE 2010", cuyo plazo de solicitud finalizó el pasado 30 de noviembre facilitaba ayudas públicas para la inversión en las siguientes tecnologías:

- Solar térmica de baja temperatura.
- Biomasa térmica.

- Instalaciones híbridas: Biomasa y solar térmica.
- Instalaciones fotovoltaicas aisladas o mixtas eólicas-fotovoltaicas.
- Pequeñas instalaciones para la obtención y aprovechamiento de biogás.
- Equipos de tratamiento en campo de biomasa.
- Instalaciones de geointercambio.

Este programa fue completado con fondos propios del EVE, lo que permitió la ampliación de las subvenciones a la inversión para instalaciones de las siguientes tecnologías:

- Solar fotovoltaica y eólica conectada a red.
- Minihidráulica.
- Estudios de viabilidad para proyectos en energías renovables.

#### 4.4. La aceptabilidad social: una nota sobre los parques eólicos en Euskadi

La oposición social a los proyectos de energías renovables es uno de los frenos que está incidiendo en Euskadi en su desarrollo. El ejemplo más claro ha sido el de la energía eólica, no obstante, más recientemente otras tecnologías también se han visto afectadas por esta situación, como es el caso de la

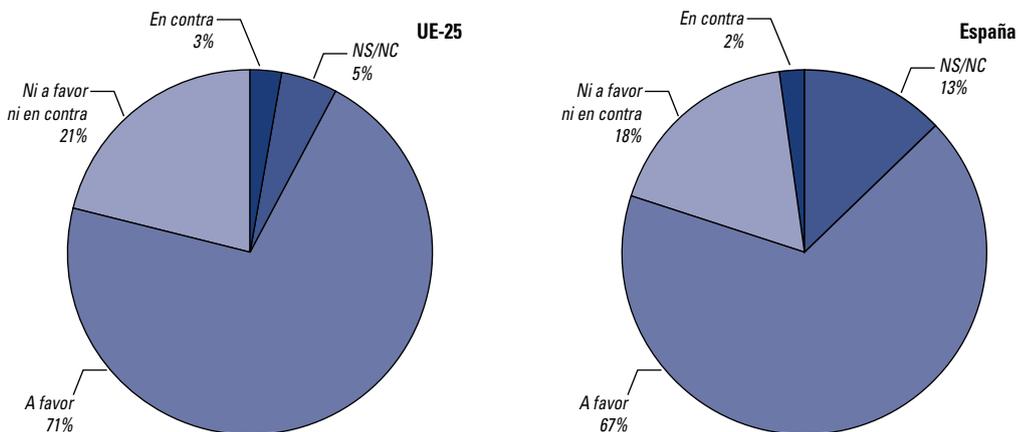
central de biomasa de Errigoiti, o el posicionamiento en contra que existió al proyecto del Bimep en Armintza. Sin embargo, por la repercusión que ha tenido en la no consecución de los objetivos energéticos de la 3E-2010 se expone el caso de los parques eólicos en la CAPV.

Según el Eurobarómetro<sup>71</sup> elaborado por la Comisión Europea en 2007 sobre las tecnologías energéticas, la energía eólica es la segunda con un mayor nivel de aceptación social (71%) después de la solar (80%). Este posicionamiento favorable contrasta con la baja aceptación de la energía nuclear (20%), el carbón (26%) o el petróleo y sus derivados (27%).

En España la aceptación de la energía eólica, aunque alcanza niveles elevados (67%), se sitúa algo por debajo de la media europea. Y en ambos entornos resulta llamativo el relativamente importante porcentaje de población (un quinto) que no se decanta ni a favor ni en contra.

No se tienen datos comparables para el País Vasco, pero la realidad es que la falta de coordinación institucional y el escaso nivel de aceptación social —u oposición simple y llana— han tenido como consecuencia la inaplicabilidad de las previsiones del Plan Territorial Sectorial Eólico y el incumplimiento de los objetivos de la estrategia energética vasca 3E-2010 en materia de energías renovables.

FIGURA 5. EUROBAROMETER ENERGY TECHNOLOGIES KNOWLEDGE, PERCEPTION AND MESURES. 2007



<sup>71</sup> Eurobarometer Energy Technologies Knowledge, Perception and Mesures. Comisión Europea.



Desde la aprobación del PTS, y con la posterior puesta en marcha de la II fase, han sido muchas las movilizaciones sociales y políticas que se han producido en contra de algunos de los proyectos eólicos previstos en dicha planificación. Esta movilización se ha orquestado principalmente a partir de las asociaciones ecologistas y grupos de montaña ya existentes de los tres territorios históricos en forma de manifestaciones, charlas informativas o marchas montaÑeras. Sin embargo, además de estas acciones de carácter reivindicativo de la sociedad civil organizada, también los responsables institucionales han actuado de freno en el desarrollo de algunos de estos proyectos.

Algunos Ayuntamientos se han posicionado en contra de los proyectos que afectaban a su término municipal o a su entorno más próximo, como lo hizo el Ayuntamiento de Orduña contra el proyecto eólico de Amurrio, o los 14 municipios de Álava que firmaron un manifiesto en contra del Parque Eólico de Cantoblanco.

Así, las Juntas Generales de Gipuzkoa aprobaron un acuerdo entre todos los partidos para solicitar al Gobierno Vasco la paralización del Parque Eólico de Gazume, y presentaron alegaciones a la instalación

de 15 aerogeneradores. Pero ha sido la Diputación Foral de Álava la que se ha mostrado más activa y ha mostrado un mayor desacuerdo con el PTS eólico, en respuesta al cual elaboró y aprobó el Plan Mugarri de Energías Renovables en Álava 2010-2020. O el caso de la Diputación Foral de Bizkaia con el proyecto eólico de Orduñe de una potencia de 48 MW.

Estas dificultades ponen de manifiesto (i) la necesidad de contar con un proceso realmente participativo y transparente en la elaboración de los documentos de planificación previa, involucrando a las diferentes administraciones y comunidades de intereses, por un lado; y (ii) la conveniencia de considerar modos de involucrar o hacer partícipes a las comunidades locales también en los beneficios de las infraestructuras energéticas, como una forma de eliminar obstáculos.

En febrero de 2010 el Gobierno Vasco, La Diputación Foral de Gipuzkoa y de Bizkaia y Eudel firmaron el denominado pacto eólico —del que se mantiene notoriamente al margen la Diputación Foral de Álava— a través del cual se descartaban los emplazamientos de Kolometa y Orduñe para la explotación eólica, se congelaban de forma indefinida otros cuatro emplazamientos por estar integrados dentro de un área de

la Red Natura 2000 (Arkamo, Cruz de Alda, Montes de Iturrieta, y Gazume) y se acordaba la tramitación 12 miniparques eólicos de potencia inferior a 10 MW (6 localizados en Bizkaia, y otros 6 en Álava).

Los avances tecnológicos en el ámbito eólico, la nueva planificación y la normativa ambiental han llevado a que el actual PTS eólico se encuentre en una situación de bloqueo, generando incertidumbre a los promotores. Por estos motivos se ha decidido su actualización, encontrándose actualmente en fase de elaboración un segundo PTS de energía eólica.

#### 4.5. Instrumentos para la definición de un marco regulatorio optimizador del desarrollo de las energías renovables

##### 4.5.1. Introducción

Tal y como ya se ha identificado anteriormente el marco regulatorio incide de forma directa en el desarrollo o freno de las energías renovables. El ejemplo más claro lo encontramos en el sector fotovoltaico, cuyo desarrollo se ha visto plenamente afectado por los distintos cambios normativos. La mala planificación del precio de la retribución y de la tarifa trajo consigo el boom que experimentó el sector en 2008, y los posteriores cambios de regulación, la paralización del sector.

Actualmente, son varias las fuentes energéticas que están pendientes de una revisión del marco normativo, como es el caso del sector eólico, tanto para las grandes instalaciones como las “minis”, la geotermia, o la biomasa.

La necesidad de definir un marco regulatorio estable para las distintas fuentes energéticas renovables es el elemento que aglutina mayor consenso entre los agentes del sector —como así se ha manifestado en las entrevistas realizadas en el marco del capítulo precedente— después de las consecuencias experimentadas en el sector fotovoltaico.

##### 4.5.2. Principios para el desarrollo de un marco normativo

La *European Wind Energy Association*<sup>72</sup> define un total de 11 principios que deben ser tenidos en cuenta a la hora de diseñar un marco regulador favorable para la implantación de energías renovables:

- Simplicidad y transparencia en el diseño y la implantación, generando bajos costes administrativos. A modo de ejemplo, un estudio realizado por PV Legal<sup>73</sup> señala que la tramitación en España de plantas solares fotovoltaicas es la segunda más lenta, y la tercera más costosa de Europa. Según esta fuente, el tiempo medio para tramitar una planta fotovoltaica de suelo en España es de 4 años, y puede llegar a representar el 40% del coste total del proyecto. En contraposición, Alemania es uno de los países europeos en el que estos plazos son más reducidos, llegándose a situar por debajo de un mes para el caso de las pequeñas instalaciones fotovoltaicas.
- Adaptación de los mecanismos regulatorios a cada una de las tecnologías, ajustándose a su grado de desarrollo y de madurez.
- Fomento de la confianza entre los inversores. Este principio se encuentra fuertemente vinculado a la existencia de un marco estable que dé garantías a los inversores. En el caso de España los cambios de marco del sector fotovoltaico han generado un aumento del riesgo país entre los inversores extranjeros, que se ha trasladado al resto de fuentes energéticas renovables. A pesar de que España ocupa la octava posición mundial como mejor país para invertir en energías renovables se está produciendo una pérdida de atractivo y de posiciones de este ranking a favor de países como Francia y Reino Unido.<sup>74</sup> Las causas que explican esta situación son las nuevas regulaciones que limitan las horas de producción de electricidad con derecho al cobro de tarifa a todas las instalaciones y que han afectado al sector fotovoltaico.

<sup>72</sup> The Economics of Wind Energy. European Wind Energy Association Marzo 2009.

<sup>73</sup> PV Legal: Consorcio Europeo cuyo objetivo es reducir las barreras legales administrativas existente en los procesos de planificación e instalación de sistemas fotovoltaicos en Europea. En este consorcio se encuentra integrada la ASIF-Asociación Española de Industrias Fotovoltaicas.

<sup>74</sup> Energy Country Attractiveness Indices elaborado por Ernst & Young. Junio de 2010.

- d. Capacidad para reducir el precio de la energía para los consumidores finales.
- e. Garantizar una alta cuota de mercado de las energías renovables.
- f. Coherencia con el mercado energético y con el resto de instrumentos normativos existentes.
- g. Facilitador de una transición paulatina de un mix energético basado en recursos fósiles a uno nuevo basado en las energías renovables.
- h. Aumentar la aceptación social de las energías renovables.
- i. Ayudar a que los beneficios de las energías renovables tengan una plasmación a nivel local y regional.
- j. Capacidad de internalizar los costes externos generados por las distintas fuentes energéticas. Los mercados desregulados no aseguran por sí mismos que los bienes y servicios producidos sean automáticamente eficientes o cuya calidad sea socialmente y medioambientalmente aceptada. En el caso de las energías renovables la regulación es esencial para integrar los beneficios que generan.

#### **4.5.3. Esquemas para la regulación del mercado de las energías renovables**

El desarrollo y crecimiento a largo plazo de las energías renovables requiere de un conjunto de medidas de aplicación simultánea. Se trata de un *mix* de instrumentos reguladores, que deben ajustarse a cada una de las tecnologías renovables, y a la fase de desarrollo en la que se encuentre.

Las ayudas a la inversión se han mostrado especialmente válidas para fomentar el desarrollo de las tecnologías con un bajo grado de desarrollo. Por otro lado, las tarifas reguladas se ajustan en mayor medida a aquellas tecnologías que se encuentran en un estadio intermedio de introducción en el mercado. Mientras que las primas y las cuotas basadas en certificados comercializables son especialmente indicadas cuando, o bien la tecnología ya alcanzado un importante grado de madurez, o el tamaño del mercado es lo suficientemente grande para garantizar un entorno de competencia.

Se diferencian dos tipos de mecanismos de regulación del mercado, uno dirigido a la variable precio y otro a la cantidad, ambos inciden en la penetración de las fuentes renovables en la oferta energética.

##### **4.5.3.1. Mecanismos de regulación del precio de mercado de las energías renovables**

La aplicación de este tipo de medidas conlleva la pérdida de control del regulador sobre la cantidad de energía suministrada en el mercado, siendo el precio establecido el que determinará la cantidad. Además del precio intervienen otras variables en el establecimiento de la cantidad de energía generada como la propia disponibilidad del recurso y la rentabilidad del proyecto. Un elemento que incide de forma destacada en esta rentabilidad es el coste del capital, debido a que las tecnologías renovables se caracterizan por ser más intensivas en el uso de este factor productivo respecto a las fósiles, más intensivas en trabajo.

Pueden diferenciarse dos tipos de estrategias regulatorias distintas que inciden sobre el precio de mercado de las energías renovables:

- Estrategias focalizadas en la inversión en fuentes renovables.
- Estrategias focalizadas en la generación energética.

##### **– Estrategias focalizadas en la inversión de fuentes renovables**

Este tipo de medidas tienen incidencia en el proceso de instalación de tecnologías renovables. Permiten ofrecer apoyo financiero a través de subsidios a la inversión, habitualmente por unidad de potencia instalada.

Dos son los instrumentos básicos que dispone el regulador para la puesta en marcha de este tipo de medidas:

- Créditos blandos: las entidades financieras públicas ofrecen créditos a largo plazo y con tipos de intereses inferiores a los de mercado para financiar inversiones en instalaciones de energías renovables.

- Deducciones impositivas: El inversor se deduce un porcentaje determinado de los impuestos que debe al estado. Esta deducción puede realizarse de impuestos ya pagados, en forma de subsidio, o en el momento de la declaración. En el caso de la CAPV, las diputaciones ya están aplicando este tipo de medida. En los tres territorios se realizan deducciones del Impuesto de Sociedades para las inversiones en energías renovables. Estas deducciones consisten en:

Deducción Impuesto de sociedades
15% de las inversiones en activos fijos de materiales nuevos
30% de las inversiones en bienes de equipo definidos en el Listado Vasco de Tecnologías Limpias

#### – Estrategias focalizadas en la generación energética

Estas medidas son de aplicación una vez la inversión en las plantas de energías renovables ya ha sido realizada, y se inicia el proceso de producción. Este tipo de instrumentos permiten la penetración rápida en el mercado de las energías renovables ya que los inversores disponen de certidumbre a largo plazo sobre el precio de venta de la energía. Instrumentos típicos de estas estrategias en el panorama comparado son la tarifas fijas reguladas, o *feed-in tariffs*, y las primas adicionales al precio de la electricidad. En la mayoría de los casos tanto las tarifas como las primas están calculadas en base a los costes de producción y el precio de la electricidad, sin integrar los beneficios medioambientales que genera el uso de este tipo de fuentes energéticas.

#### 4.5.3.2. Mecanismos de regulación de la cantidad de energía producida

Al contrario de lo que ocurre con los mecanismos reguladores que inciden en el precio, en este caso el regulador establece directamente la cantidad de energía renovable que desea en el mercado, fijando la cuota de penetración de las energías renovables en el mercado energético.

Se han aplicado dos tipos de mecanismos de regulación de la cantidad:

- Certificados comercializables.
- Contratos públicos de compra de electricidad.

#### – Certificados comercializables

Las empresas productoras, distribuidoras o comercializadoras, según quien esté involucrado en la cadena de oferta, están obligadas a ofertar o vender un determinado porcentaje de energía procedente de fuentes renovables. Este tipo de medidas se han aplicado en países como el Reino Unido, Suecia, Bélgica. Dos son los sistemas mayoritariamente aplicados:

- Subasta de electricidad renovable. El regulador realiza una oferta de salida para una determinada cantidad de capacidad de generación de energía renovable. Las distintas empresas pujan y compiten entre ellas para hacerse con esa capacidad. La ganadora recibe una tarifa garantizada durante un periodo de tiempo determinado.
- Sistema de certificados comercializables. En varios países europeos también son conocidos como Tradeable Green Certificates (TGC). Se crea un mercado de certificados de energía renovable. Normalmente la empresa comercializadora en el momento de la liquidación debe presentar un determinado número de certificados para demostrar el cumplimiento de la cuota de penetración de las energías renovables establecida por el regulador. Existen distintas vías para la obtención de los certificados: (i) a través de la propia generación de energía renovable, (ii) comprando certificados directamente de un productor de energía renovable, (iii) comprando certificados en su propio mercado, el vendedor de estos certificados puede ser el productor directamente o bien un intermediario sin ninguna relación con la generación energética. El precio de estos certificados es establecido por la demanda existente. En caso de que el comercializador no presente estos certificados suele existir un sistema de penalizaciones económicas.

Con este tipo de instrumentos es el consumidor final quién financia el sistema, puesto que el comercializador traslada el sobre coste del certificado al precio de la tarifa.

Las empresas generadoras de energía renovable producen dos tipos de bienes, por un lado la energía y por otro los certificados, que son vendidos en mercados diferenciados. Por lo tanto reciben una prima

variable adicional al precio de la electricidad producida generada por la venta de estos activos.

Uno de los problemas que puede darse con la aplicación de este tipo de sistemas es el de la alta volatilidad en el precio del certificado debido a cambios en la cuota de penetración de las energías renovables, en la planificación energética o por la existencia de cuellos de botella en la red y que incide en la demanda energética.

#### – *Concursos público de compra de energía renovable*

Este tipo de marco regulatorio se ha puesto en marcha en países como Dinamarca, Francia, Irlanda y el Reino Unido. Sin embargo, las experiencias obtenidas no son muy alentadoras.

En este caso el regulador compra una determinada cantidad de electricidad para un periodo de tiempo largo, que suele oscilar entre los 15-25 años, el precio del kwh suele estar indexado a la evolución del índice de precios al consumo.

#### **4.5.3.3. Otras estrategias de carácter indirecto**

Además de estos instrumentos, que inciden directamente sobre el mercado de las energías renovables existen otros de carácter indirecto, que influyen en el fomento de estas fuentes:

- Ofertar al consumidor energía renovable,
- Obligatoriedad de utilizar determinadas tecnologías de energía renovable. A modo del CTE (Código Técnico de la Edificación) y el RITE (Reglamento de Instalaciones Térmicas en la Edificación).
- Planificación de las instalaciones energéticas renovables lo más cerca posible de la red de distribución, para evitar la generación de sobrecoste en los proyectos de inversión. En algunos casos los costes de conexión a la red pueden hacer inviables determinados proyectos.

## **4.6. Identificación de los elementos freno y motores**

### **4.6.1. Introducción**

Este apartado tiene como objetivo identificar aquellos elementos internos, que existen en la CAPV,

y externos que inciden en el desarrollo de las energías renovables en nuestra comunidad. Estos elementos pueden actuar de forma positiva facilitando su desarrollo y su implantación, o por el contrario, pueden alzarse como barreras que lo limitan, y las cuales habrá que intentar superar para incrementar la capacidad de generación de energía renovable.

En el proceso de identificación de las barreras y de los motores se han realizado un total de 19 entrevistas a distintos agentes sociales, económicos, e institucionales vinculados con el sector de las energías renovables en Euskadi, cuyo listado se recoge en Anexo.

Estas entrevistas se han realizado a partir de un guión estructurado que se adjunta también en el anexo.

Las conclusiones que se han obtenido de este proceso se muestran resumidamente en forma de DAFO. Según actúan como una Debilidad, Amenaza, Fortaleza o Oportunidad. Los elementos internos que inciden en el desarrollo de las energías renovables en la CAPV son las fortalezas y debilidades, mientras que las oportunidades y las amenazas establecen los elementos externos que influyen en este desarrollo y sobre los cuales no se tiene un control directo.

Estos elementos deberán tenerse en cuenta para definir el futuro marco de las energías renovables en la CAPV.

### **4.6.2. Fortalezas**

#### **MARCO REGULATORIO ADMINISTRATIVO**

- Existencia de legislación que obliga la utilización de fuentes renovables como el Código Técnico de la Edificación (CTE) y el Reglamento de Instalaciones Térmicas en la Edificación (RITE).
- Existencia del EVE que actúa como agente impulsor de las energías renovables en la CAPV. Este agente dispone de un personal altamente cualificado y conocedor de las energías renovables. No obstante, se destaca la escasa capacidad para llegar a la ciudadanía.

#### **TEJIDO EMPRESARIAL**

- Existencia de un tejido empresarial en la CAPV en el sector de las energías renovables. La actual

dotación de empresas que operan en el sector se debe a la tradición y el peso de la industria en la estructura productiva y su capacidad de adaptación a las nuevas demandas. Algunas de las empresas vascas son líderes mundiales en sus segmentos de productos como el caso de Gamesa (eólico), Sener (solar termoeléctrica e ingeniería), Ingeteam (ingeniería) e Iberdrola como promotora.

- Existencia del clúster de la energía en el que se integran la mayor parte de agentes económicos e institucionales del sector de las energías en Euskadi. En Donostia-San Sebastián se ha impulsado un clúster a nivel local que aglutina a las empresas y agentes vinculados con las energías renovables en la ciudad y en el entorno comarcal.

### RÉGIMEN ECONÓMICO

- Existencia de bonificaciones fiscales por parte de las Diputaciones Forales que incrementan el pay-back de las inversiones en energías renovables. Gracias a este tipo de bonificaciones los proyectos de energías solar fotovoltaica en la CAPV obtienen rentabilidades superiores respecto a otros territorios con mayores horas de radiación solar.

### INVESTIGACIÓN

- A pesar de la inexistencia de una formación específica en el ámbito de las energías renovables, la CAPV cuenta con un tejido de profesionales formados en este ámbito.
- Existencia de una red de centros tecnológicos dedicados a la investigación y al desarrollo en este campo (Ikerlan, Labein-Tecnalia, la propia UPV con el equipo TIM,) cuya coordinación recaerá sobre el CIC Energigune.

### INFRAESTRUCTURAS ENERGÉTICAS

- Buena dotación de infraestructuras energéticas lo que facilita el acceso a la red eléctrica de buena parte de las instalaciones de energías renovables.

### 4.6.3. Oportunidades

#### MARCO REGULATORIO ADMINISTRATIVO

- Aumento de la preocupación de las Administraciones en el desarrollo de políticas de lucha sobre el cambio climático, y por extensión el fomento de las energías renovables.
- Establecimiento de la obligatoriedad de la utilización de energías renovables y de eficiencia energética en determinadas infraestructuras e instalaciones productivas, tal y como ya recoge el Código Técnico de la Edificación y el Reglamento de Instalaciones Térmicas de los Edificios (RITE).
- Desarrollo de fondos de inversión destinados a actividades productivas como las energías renovables.

#### TEJIDO EMPRESARIAL

- La industria de las energías renovables es un sector generador de puestos de trabajo. Según el estudio realizado por el Observatorio de la Sostenibilidad de España en 2009 las energías renovables generaban un total de 6.158 empleos en Euskadi. Uno de cada 4 de los considerados como actividades verdes de la CAPV.

#### DESARROLLO TECNOLÓGICO

- Reducción de las curvas de aprendizaje de las tecnologías vinculadas a las fuentes renovables. A partir de la aparición de nuevos equipos más eficientes y con mayor capacidad de generación. Lo que permitirá la reducción de los plazos de tiempo para alcanzar la "grid-parity".<sup>75</sup>
- Reducción del coste de adquisición de los equipos de generación de energía renovable.

### 4.6.4. Debilidades

#### MARCO REGULATORIO Y ADMINISTRATIVO

- Errores de planificación inicial en las primas percibidas por las instalaciones solares fotovoltaicas

<sup>75</sup> Grid-parity: la electricidad que se produce con un sistema renovable cuesta tanto como la electricidad que el cliente final obtiene del proveedor. Esto hace que las energías renovables sean competitivas en el mercado energético.

han conllevado cambios en el marco regulatorio destacados en los últimos años y ha generado una gran incertidumbre sobre el actual marco regulatorio en este sector. Estos errores de planificación fueron la causa principal del boom solar que se generó en 2008, y de la pérdida de confianza de los inversores con la estabilidad del marco.

- Retraso en la adaptación de la legislación a los avances tecnológicos que se están produciendo. Algunas fuentes energéticas como la maremotriz, la gran eólica o la geotermia se están viendo penalizadas por la escasa adecuación de la normativa a los avances que se están produciendo. La tecnología avanza más rápido que la propia regulación, convirtiéndose este déficit de marco en un freno para el desarrollo del propio sector.
- La tramitación administrativa para la puesta en marcha de proyectos de energías renovables es complicada, puesto que intervienen varios niveles de administración: central, autonómica y municipal. Esta tramitación es aplicable a cualquier instalación independientemente de la potencia instalada de los equipos. Llegándose a convertir en el caso de pequeños instalaciones en un desincentivo para la realización la inversión.
- Falta de coordinación entre los distintos niveles de administración que dificulta en el caso de la CAPV el acuerdo institucional necesario para favorecer el desarrollo de las energías renovables. Esta situación se evidencia entre el Gobierno Vasco y las Diputaciones. Algunos de estos ejemplos son el propio PTS eólico, cuya aplicación se ha visto frenada por la falta de acuerdo entre ambos niveles de Administración, o la existencia de bonificaciones fiscales distintas en cada uno de los Territorios Históricos.
- Déficit de coordinación entre los departamentos del Gobierno Vasco. Especialmente relevante entre el Departamento de Industria, Innovación, Comercio y Turismo y el Departamento de Medio Ambiente, Planificación Territorial, Agricultura y Pesca del Gobierno Vasco.
- Mayor apoyo institucional por parte del EVE a los grandes proyectos energéticos respecto a proyectos de menor tamaño o a instalaciones más reducidas y más distribuidas por el territorio.

- Déficit de medidas de seguimiento sobre la aplicación del CTE. La verificación de su cumplimiento recae en las autoridades locales, y después de la construcción no se realiza ninguna acción de seguimiento que garantice el cumplimiento de la normativa.

### TEJIDO EMPRESARIAL

- A pesar de que la CAPV cuenta con industrias de primer orden a nivel internacional dedicadas a las energías renovables, como es el caso de Gamesa en el sector eólico, existen fuentes energéticas en las que este tejido industrial es inexistente como el caso de la solar fotovoltaica.

### FINANCIACIÓN

- Actualmente el coste de la energía para el consumidor final no incorpora las externalidades negativas que generan sobre el medio ambiente el uso de los recursos fósiles o nucleares. Lo que conlleva que las energías renovables se vean penalizadas frente a este tipo de fuentes.
- Las energías renovables con las actuales ineficiencias existentes en el mercado no son competitivas por sí mismas, lo que las hace dependientes del marco normativo y de las estrategias y la planificación energética del estado. Lo deseable es que a largo plazo sean viables y rentables por sí mismas sin necesidad de subvenciones ni primas.
- Los grandes proyectos de energías renovables requieren un nivel de inversiones elevado. El desarrollo de estas inversiones se ve dificultado por el déficit de fondos vascos orientados a la inversión productiva en este sector, situación que se ve agravada por la actual coyuntura, que está limitando la capacidad de apalancamiento de las empresas para abordarlas. Todo ello incide en la aplicación nuevos modelos de negocio como el "Project Finance" basado en la capacidad del propio proyecto para generar flujos que aseguran la rentabilidad del mismo. Actualmente, todavía son reducidas las empresas vascas del ámbito de las energías renovables que están aplicando estos nuevos modelos de financiación.

## INVESTIGACIÓN

- Déficit de titulaciones académicas específicas del ámbito de las Energías renovables tanto a nivel universitario y de ingeniería como de formación profesional. A nivel universitario existe un máster pero no una titulación propia. La Escuela de Ingeniería de Eibar (UPV/EHU) está trabajando en la creación de esta titulación.
- Escasa capacidad de atracción de investigadores de alto nivel en la CAPV a pesar del papel que está desarrollando el CIC Energigune en este ámbito.
- Incremento de la coordinación entre los centros tecnológicos que investigan en torno a las energías renovables en la CAPV. En este aspecto es relevante el papel que desarrollará el CIC Energigune cuando se encuentre en pleno funcionamiento.

## INFRAESTRUCTURAS ENERGÉTICAS

- En instalaciones aisladas como pueden ser el caso de miniparques eólicos el acceso a la red eléctrica no está siempre garantizado lo que puede hacer inviable algún proyecto debido a los costes de conexión.

## CIUDADANÍA

- Déficit de conocimiento y consciencia social sobre los impactos que genera el consumo energético de determinadas fuentes respecto a las ventajas de las energías renovables. Lo que incide en un posicionamiento contrario de la población a los grandes proyectos (efecto nimby<sup>76</sup>), entre los que también se encuentran los de las energías renovables. Esta situación ha supuesto una importante barrera para la aplicación del PTS eólico.

## GARANTÍA DE SUMINISTRO

- La variabilidad del suministro energético de las energías renovables. Lo que conlleva la necesidad de contar con otras fuentes energéticas de apoyo.
- Las grandes centrales de producción eléctrica a partir de la biomasa requieren del suministro de

grandes cantidades de este recurso con lo que deben tener garantizado el suministro. Esta situación conlleva la introducción de un agente más en la cadena de valor respecto al resto de fuentes renovables: el proveedor de biomasa forestal.

- En el caso de la biomasa forestal la falta de fiabilidad de suministro del recurso energético se convierte en la principal debilidad para el desarrollo de esta fuente.

## CARACTERÍSTICAS DEL TERRITORIO

- La CAPV es un territorio pequeño en el que los recursos energéticos potenciales son reducidos.
- Elevado consumo energético per cápita debido a la estructura productiva fuertemente industrializada.

### 4.6.5. Amenazas

- Hasta la actualidad Europa ha sido el impulsor del desarrollo de las energías renovables, siendo el ámbito geográfico en el que se ha registrado un mayor incremento de la potencia instalada de estas fuentes. Esto ha permitido situar a la industria europea como líder del desarrollo tecnológico. Sin embargo en los próximos años los mayores aumentos de potencia instalada se producirán previsiblemente en Estados Unidos y China.
- Desigual implicación de las grandes empresas energéticas en el desarrollo de las energías renovables. Algunas de ellas están actuando como lobby en contra de las nuevas fuentes, especialmente respecto a aquellas menos maduras. Endesa, Gas Natural y Unión Fenosa están viendo que las energías renovables les puede suponer una pérdida de cuota de mercado. Puesto que la producción eléctrica renovable tiene prioridad en el acceso a las redes de transporte y distribución respecto al resto de fuentes.

### 4.6.6. Síntesis

El reducido potencial de generación de energías renovables en la CAPV, así como unos índices

<sup>76</sup> Nimby: abreviatura de la expresión inglesa "Not in my backyard". O sea, "No en mi patio trasero".

de consumo energético per cápita elevados, hacen poco viable la traslación a Euskadi de los objetivos establecidos a nivel europeo sobre el porcentaje de participación de las renovables en el consumo energético.

No obstante, la CAPV debe intentar maximizar este ratio acorde con su potencial y en función de sus posibilidades reales de generación de energía. Es por ello que, una de las prioridades de la política energética debe focalizarse en el fomento el ahorro y la eficiencia energética, tal y como ya se viene realizando en el sector industrial, y extenderlo al resto de sectores.

Asimismo, la dotación de un tejido empresarial-tecnológico en el ámbito de las energías renovables requiere cierto apoyo en el fomento de la I+D+i, para que las empresas vascas puedan ocupar puestos destacados en la cadena de valor, y permita continuar

creando de puestos de trabajo y de valor añadido para la economía vasca.

Finalmente, es necesario continuar concienciando a la ciudadanía sobre las ventajas que generan las energías renovables, fomentando la democracia participativa desde el inicio de los grandes proyectos, para evitar posicionamientos contrarios que impidan su desarrollo.

#### 4.7. Experiencias internacionales para el impulso de las energías renovables

Partiendo de la previa identificación de las principales barreras en torno al despliegue de las energías renovables en Euskadi, se recogen diferentes experiencias internacionales que se estima podrían servir de referencia para la adopción de medidas que permitan contribuir a la superación de las barreras identificadas. Su desarrollo detallado viene recogido en anexo.

ANEXO	
Barrera	Experiencia internacional aplicable
Oposición local a la energía eólica terrestre	Proyectos eólicos de propiedad comunitaria
Espacio limitado debido a la alta densidad poblacional	Aplicación del concepto de cascada energética
Limitada disponibilidad de capital para inversiones en energías renovables	Fondos en innovación para acelerar las inversiones en energías renovables
Falta de coordinación entre diferentes niveles administrativos/gubernamentales	<i>One stop shop</i> : Una entidad única para la gestión de licencias y permisos que mejore las condiciones en las que tienen lugar las inversiones
Reducido conocimiento de los agricultores y propietarios de tierras sobre las oportunidades de la energía de la biomasa	Campañas informativas y herramientas de cálculo de beneficios para "educar y activar" a agricultores y propietarios de tierras en la producción energética
Bajo desarrollo del potencial energético existente en la agricultura	Fondos económicos para el desarrollo de un tercer agente que explote el potencial energético existente en agricultura
La ambición de la apuesta política a favor de las energías del mar (undimotriz y eólica marina) es superior a los esfuerzos que se están llevando a cabo para su realización	Estrategia integral para la atracción de inversiones a las energías renovables marinas
Reducido interés de los inversores como resultado de un marco regulatorio inestable	Mejorar la consistencia del marco legal para promover el interés de los inversores
Barreras sociales a la entrada de las energías renovables en los mercados tradicionales ser aceptadas e incluso preferidas por la sociedad	Programas para promover la aceptación social de las energías renovables



## 5. Impacto socio-económico de las energías renovables

### 5.1. Introducción

Las energías renovables son un componente clave de la revolución tecnológica del sector energético, preconizada por la Agencia Internacional de la Energía como una condición sine qua non para lograr la seguridad de suministro y el control del cambio climático<sup>1</sup> en un escenario de demanda creciente para cubrir las necesidades del mundo en desarrollo. En consecuencia, el fomento de las energías renovables debe evaluarse con este telón de fondo y examinar sus múltiples implicaciones en el terreno productivo, económico y social.

La implantación en gran escala de las energías renovables tiene otros impactos en múltiples niveles de la vida económica y social. Un impacto evidente se produce a nivel de las capacidades productivas y el desarrollo de un tejido empresarial experto en su implantación, dando soporte a la creación de nuevos empleos. De hecho, el impulso a las energías renovables se convierte en un fin en sí mismo no tanto como respuesta a la búsqueda de un nuevo modelo energético como por su repercusión en el desarrollo de las actividades productivas. Así, Singapur apostó en 2007 por las energías limpias (con un foco central en la energía solar) por considerarlo un sector de *rápido crecimiento*.<sup>2</sup>

Una evaluación global debe, por tanto, mirar al conjunto de estos impactos: desarrollo industrial, seguridad y eficiencia en el suministro energético y minoración del cambio climático.

Una visión sintética de esa revolución tecnológica en el sector energético permite resaltar los siguientes componentes fundamentales:

1. La sustitución *total* (o mayoritaria) de los combustibles fósiles por las energías renovables. Este proceso no sólo repercute en el sector energético convencional sino que además tiene implicaciones complementarias directas en los sectores productivos, de transporte y residencial.
2. La optimización de la eficiencia energética (cantidad de energía consumida por unidad de bien o servicio producido o consumido) para lograr una reducción del consumo, con incidencia en todos los sectores y, principalmente, en los principales consumidores de energía, por este orden: Industria, Transporte, Residencial, Servicios y Primario.
3. El desarrollo de nuevos modos y pautas de transporte, complementando los dos tipos de impactos precedentes.
4. La puesta en marcha de una red eléctrica inteligente que optimice la carga y descarga de energía entre productos y consumidores<sup>3</sup>.
5. El desarrollo de sistemas de captura y almacenamiento de carbono

En el contexto de este informe sólo es pertinente abordar el primero de estos componentes, esto es, la sustitución de los combustibles fósiles por energías

<sup>1</sup> Agencia Internacional de la Energía, *Energy Technology Perspectives 2008: Scenarios and strategies to 2050*, OCDE/AIE, París, 2008.

<sup>2</sup> Su estrategia se basa en atraer fabricantes extranjeros de equipos y componentes (hasta la fecha, la principal inversión es el complejo integral de fabricación de células y módulos solares de la noruega REC, inaugurado en noviembre de 2011) y en paralelo desarrollar su potencial en Ciencia y Tecnología (en 2008 lanzó el Centro de Investigación en Energía Solar SERIS) y formar profesionales especializados (2.000 especialistas en 5 años), comprometiendo fondos públicos por valor de 192 M€.

<sup>3</sup> Las redes inteligentes son redes eléctricas que utilizan tecnología digital para monitorear y gestionar el transporte de electricidad de todas las fuentes de generación para hacer frente a las necesidades diversas de los usuarios finales, compaginando las capacidades y necesidades de todos los generadores, gestores de la red usuarios finales y demás agentes del mercado eléctrico, de tal modo que se optimiza el aprovechamiento de los recursos, reduciendo costes e impactos ambientales a la par que se garantiza la estabilidad, fiabilidad y tolerancia a fallos del sistema.

renovables. Esta sustitución da lugar a varios tipos de impactos sobre los sectores productivos:

- En primer lugar incide (negativamente) en el sector energético tradicional, toda vez que la conexión a la red eléctrica de las energías de tipo renovable tiene prioridad sobre las fuentes no renovables.
- En segundo lugar, incide en la actividad industrial (factor demanda) en la medida en que la inversión en nuevas infraestructuras de generación pone en marcha la producción de nuevos bienes y servicios (turbinas y otra maquinaria, componentes, equipos de construcción y de transporte especializado, etc.) que inciden tanto en el sector industrial como en el sector de la construcción residencial.
- En tercer lugar, la sustitución de energías fósiles induce una transformación radical en el sector de transporte, con el desarrollo de nuevos vehículos capaces de alimentarse con energías renovables (aviación, naval), el coche eléctrico y el coche de pila de hidrógeno.
- De la misma manera la demanda de biocombustibles y el aprovechamiento de la biomasa incide directamente en la actividad agraria y forestal, y en la gestión de los residuos urbanos y agropecuarios.
- En quinto lugar, la generación local de energía origina, independientemente de su escala, nuevas actividades (empleos) para la operación y mantenimiento de las instalaciones de generación, tanto industriales como domésticas.
- Finalmente, en la medida en que la mayoría de los nuevos aprovechamientos se basan en tecnologías nuevas o que requieren un desarrollo tecnológico novedoso para su viabilidad comercial, el proceso incide profundamente en el sector de Ciencia y Tecnología.

Como observación final en este apartado introductorio, resulta pertinente resaltar que de *manera colateral* pero de ningún modo secundaria, buena parte de los impactos positivos (tracción sobre las actividades productivas) se producen independientemente de las decisiones que se aborden a escala local: La convergencia no sólo a nivel europeo sino mundial en los objetivos de desarrollo de las energías renovables ha generado un *inmenso mercado* que tracciona sobre las empresas y centros de investigación mejor preparados.

En el apartado siguiente se hace una primera caracterización de las empresas que conforman el *sector* de las energías renovables en el País Vasco.

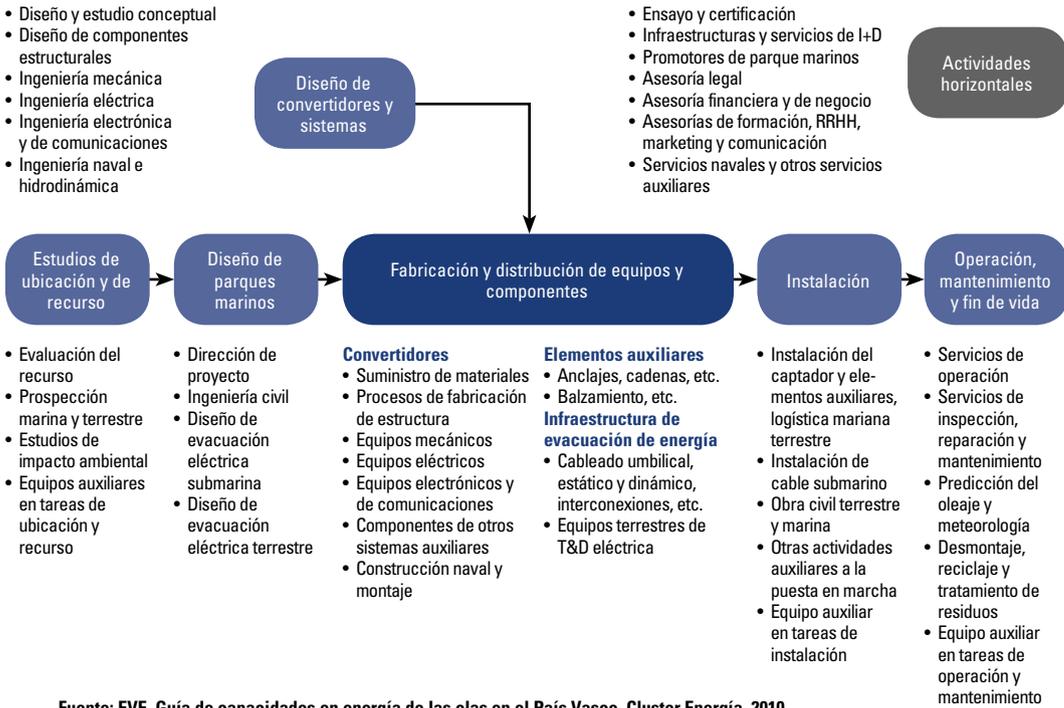
## 5.2. Un sector en expansión con grandes perspectivas de crecimiento

¿Qué dimensión tiene el sector energético y cuál es el peso relativo de las energías renovables dentro del mismo? El campo de las energías renovables comprende un conjunto de actividades que va más allá de la *simple* generación y distribución de energía. En efecto, su puesta en marcha requiere la fabricación de maquinaria y componentes para la construcción de las infraestructuras de generación, así como los servicios ligados a ingeniería de diseño, asesoramiento y mantenimiento, y un largo etcétera de actividades conexas entre las destacan las de investigación, desarrollo tecnológico e innovación (I+D+I), tanto más relevante cuanto más novedosa sea la energía en cuestión. La Tabla 1, relativa a la actividad de energía marina, sintetiza adecuadamente el cúmulo de interrelaciones existentes, y justifica que la estrategia de desarrollo energético se sustente sobre políticas integrales de *clúster energético* en lugar de *sector* energético.

Para evaluar por tanto la dimensión y características actuales del *sector energético* en el País Vasco resulta obligado asumir la visión relativa al conjunto de actividades que comprenden el clúster de energía en el País Vasco.<sup>4</sup>

<sup>4</sup> Existe una activa Asociación Clúster en el País Vasco que reúne 80 de sus principales empresas. Sin embargo, la mención que se hace en el texto al *clúster de energía* en el País Vasco se debe entender referida al conjunto de empresas que integran la actividad, estén o no asociadas al Clúster de Energía.

**FIGURA 1. CADENA DE VALOR DE LA ACTIVIDAD DE ENERGÍA MARINA**



Fuente: EVE, Guía de capacidades en energía de las olas en el País Vasco, Cluster Energía, 2010.

Sin embargo, el sistema de contabilización de las actividades económicas (representado por la CNAE-2009 en su versión más actual) está construido en torno al concepto de sector en sentido estricto, definido a partir del *producto propio* de cada actividad, por lo que las estadísticas industriales (o las Tablas input-output) no permiten cuantificar directamente su dimensión ni identificar su potencial económico salvo en el apartado de generación,<sup>5</sup> siendo necesario realizar estudios de base para obtener tal información.<sup>6</sup>

Por otro lado, si bien existen empresas especializadas en la producción de componentes con destino

específico para la generación de energías renovables, muchas de las empresas del clúster actúan tanto en el ámbito de las energías convencionales como de las renovables (o incluso en sectores no energéticos) por lo que la segregación de sus actividades requiere un levantamiento de datos en origen que escapa de las posibilidades de este trabajo.

En grandes cifras, el sector energético vasco estaba formado en 2008 por 356 empresas que daban empleo a cerca de 70.000 personas y generaba una facturación cercana los 45.000 millones de euros. Entre estas empresas se encuentran el

<sup>5</sup> Así, en el sistema de la CNAE-2009 dentro del grupo 351 de Producción, transporte y distribución de energía eléctrica se distingue la Producción de energía eléctrica de origen eólico (clase 3518).

<sup>6</sup> Por encargo de EVE Europraxis llevó a cabo en 2009 un estudio sobre las empresas que componen el clúster de energía en el País Vasco. El equipo consultor ha podido acceder a una parte limitada del mismo en el curso de elaboración de este informe. A nivel del Estado se está finalizando un estudio sobre el empleo asociado al impulso de las energías renovables en España, desagregado por tecnologías y por áreas de actividad relacionadas (fabricación de equipos, I+D, comercio, exportaciones, formación, finanzas, etc.). Según los datos provisionales de este estudio, se calcula en 70.152 el volumen de empleo directo dedicado a energías renovables en España en 2010, y en 45.570 el de empleo indirecto, de modo que se obtendría un volumen de empleo total en el sector de las energías renovables de 115.722 puestos de trabajo (Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, *Plan de acción nacional de energías renovables de España (PANER) 2011-2020*, Madrid 2010).

primer promotor y operador del planeta de parques eólicos, uno de los principales fabricantes de aerogeneradores, un referente en el desarrollo tecnológico de la energía solar termoeléctrica, o un conjunto de fabricantes de equipos eléctricos que, sumados cuentan con un tamaño similar al de las grandes multinacionales del sector de transporte y

distribución eléctrica. Sin embargo su actividad no se limita a las energías renovables ni únicamente a las generadas estrictamente en la CAPV, por lo que los cuadros siguientes se ciñen a la actividad que corresponde a las plantas ubicadas en el País Vasco, tanto en energías renovables como en energías *convencionales*.

**TABLA 1. CLÚSTER ENERGÉTICO VASCO. FACTURACIÓN Y EMPLEO. AÑO 2008**

	Facturación	Empleo	Facturación/Empleo
Petróleo	7.902	3.723	2.122,5
Gas natural	2.587	2.550	1.014,5
Transporte y distribución	1.951	8.521	229,0
Carbón	157	419	374,7
Nuclear	53	183	289,6
Hidrógeno y pilas de combustible	36	151	238,4
Eólica	1.025	4.034	254,1
Solar fotovoltaica	584	1.329	439,4
Hidroeléctrica	227	863	263,0
Cogeneración	200	602	332,2
Solar termoeléctrica	180	732	245,9
Biocombustibles	161	211	763,0
Biomasa	153	306	500,0
Solar térmica	107	380	281,6
Undimotriz	4	61	65,6
Otros	116	261	444,4
Otros no desagregados	115	196	586,7
<b>Total energía en la CAPV</b>	<b>15.558</b>	<b>24.522</b>	<b>634,5</b>
Total energía	44.327	68.935	643,0
Total actividades	50.192	96.030	522,7
<b>SOLO RENOVABLES</b>	<b>2.887</b>	<b>9.271</b>	<b>311,4</b>

Fuente: Europraxis, EVE, 2009. Facturación en millones €. Facturación por empleo en miles €.

La actividad del clúster en el País Vasco emplea a 24.500 personas (equivalente al 10% del total de empleos industriales) y generan unas ventas de 15.558 millones de euros (23% de las ventas industriales netas). En número se dividen a partes casi iguales entre empresas de fabricación de componentes y empresas de servicios, si bien en términos de facturación el primer lugar lo ocupan las empresas operadoras (ver Tabla 3).

Ciñéndose únicamente a las energías renovables la facturación se contrae a 2.887 M€ y el empleo a 9.271 personas, que representan el 13,2% del empleo directo total del sector en España.

Tabla 4) es el nivel de esfuerzo en I+D+i, que alcanza niveles notables, en particular en las tecno-

logías renovables, ya que 13% del empleo y 3,9% del gasto sobre facturación están afectos a actividades de investigación, desarrollo o innovación.

En línea con los resultados destacados por otros estudios, cabe resaltar las siguientes características del sector de las energías renovables:

- Productividad elevada de los empleados. La productividad de los trabajadores es un 31,1% superior a la de la media de la economía española. En el caso vasco, la productividad media estaría un 21% por encima de la media de la industria.<sup>7</sup>
- Alto nivel de cualificación de los empleados. Según el estudio de Empleo Verde en una

<sup>7</sup> Comparando los datos del citado estudio de Europraxis con los de la TIO de 2008. Si se toma la media de la economía vasca (149.100€), el sector renovable duplica las cifras de la economía en su conjunto, con la salvedad de que se trata de metodologías no estrictamente comparables.

**TABLA 2. DESGLOSE DE EMPRESAS POR TIPO Y FACTURACIÓN. 2008**

Tipo y dimensión de empresa	Facturación	N.º de empresas	Facturación media (M€)
• Fabricantes	3.585	178	20,1
• Operadores	10.201	14	728,6
• Servicios	1.772	164	10,8
<b>Total</b>	<b>15.558</b>	<b>356</b>	<b>43,7</b>
<b>Facturación</b>			
Más de 50 M€	14.233	66	215,7
Entre 10M€ y 50 M€	750	71	10,6
Menos de 10 M€	574	219	2,6
<b>Total</b>	<b>15.557</b>	<b>356</b>	<b>43,7</b>

Fuente: Europraxis, EVE, 2009. Facturación en millones €. Facturación por empleo en miles €.

**TABLA 3. GASTO Y PERSONAL IMPLICADO EN I+D+I. 2008**

	Empleo	% sobre empleo	Gasto	% fact.	Gasto/emp
Petróleo	60	1,6%	9,4	0,1%	156,7
Gas natural	73	2,9%	10,1	0,4%	138,4
Transporte y distribución	509	6,0%	54,4	2,8%	106,9
Eólica	454	11,3%	36,7	3,6%	80,8
Solar fotovoltaica	252	19,0%	18,3	3,1%	72,6
Hidroeléctrica	50	5,8%	3,6	1,6%	72,0
Cogeneración	58	9,6%	6,7	3,4%	115,5
Solar termoeléctrica	98	13,4%	11,9	6,6%	121,4
Biocombustibles	54	25,6%	4,6	2,9%	85,2
Carbón	6	1,4%	0,9	0,6%	150,0
Biomasa	41	13,4%	3,5	2,3%	85,4
Solar térmica	24	6,3%	2,0	1,9%	83,3
Nuclear	22	12,0%	1,9	3,6%	86,4
Hidrógeno y pilas combustible	121	80,1%	15,1	41,9%	124,8
Undimotriz	54	88,5%	6,0	150,0%	111,1
Otros	38	14,6%	3,9	3,4%	102,6
Otros no desagregados	22	11,2%	0,7	0,6%	31,8
<b>TOTAL ENERGÍA EN LA CAPV</b>	<b>1.936</b>	<b>7,9%</b>	<b>189,7</b>	<b>1,2%</b>	<b>98,0</b>
<b>SÓLO RENOVABLES</b>	<b>1.234</b>	<b>13,3%</b>	<b>111,2</b>	<b>3,9%</b>	<b>90,1</b>

Fuente: Europraxis, EVE, 2009. Facturación en millones €. Facturación por empleo en miles €.

Economía Sostenible el 50% de los empleados en el sector de las energías renovables dispone de formación universitaria y el 29% con formación profesional. Estos porcentajes se encuentran por encima de la media de la economía española que se sitúa en el 23,5% de trabajadores universitarios, y el 18,6% con estudios de FP.

- Importante esfuerzo en I+D+i. Algunas de las tecnologías de energías renovables todavía se encuentran en fase de desarrollo tecnológico, como pueden ser las vinculadas a las energías del mar (undimotriz y maremotriz) o la eólica off-shore. En consecuencia registran una demanda intensiva en I+D+i para

incrementar su eficiencia y rentabilidad, facilitando así su explotación comercial. Según los datos del APPA en 2007 para el conjunto del Estado, las actividades de I+D+i del sector de las energías renovables representaban el 6,6% del PIB sectorial, mientras que para el resto de la economía este porcentaje se situaba en el 1,3%. En el caso de la CAPV el porcentaje se acerca al 10%.<sup>8</sup> El sistema Ciencia-Tecnología-Innovación está integrado agentes de relieve, tales como el Instituto de Tecnología Microelectrónica (TIM) de la UPV-EHU, la Corporación Tecnalia, Ikerlan-Ik4 o el CIC Energigune, y una serie de unidades empresariales de I+D.

<sup>8</sup> Las cifras de la Tabla 4 se han calculado sobre la facturación, mientras que el PIB del clúster ronda el 40% de la facturación.

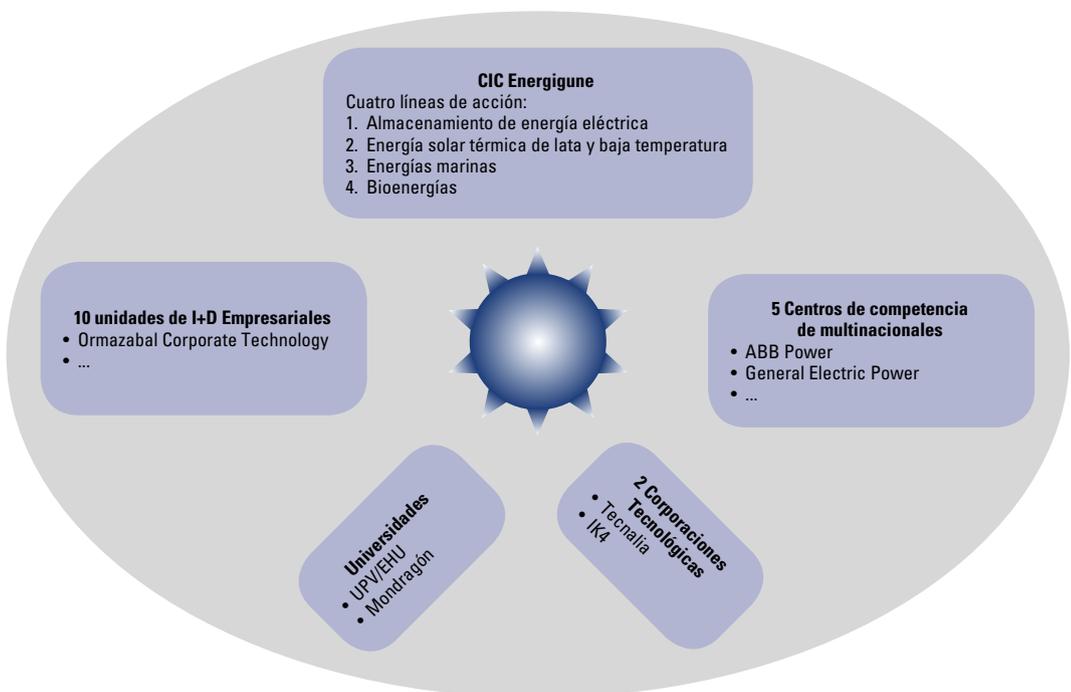
- Estructura empresarial polarizada. Dos de cada tres empresas (62%) facturan menos de 10 M€ anuales y en conjunto representan 4% de la facturación total. Por el contrario 91% de la facturación proviene de empresas que individualmente facturan más de 50 M€. <sup>9</sup>
- Existencia de empresas líderes a nivel internacional. Parte del tejido productivo de las energías renovables de Euskadi está integrado por empresas que actúan en los mercados internacionales, ocupando posiciones destacadas. Los casos más relevantes son: Gamesa y Guascor en la producción e Iberdrola Renovables en la generación eólica, o Sener en la tecnología termoeléctrica.

### 5.3. Perspectivas de desarrollo del sector

A pesar del actual contexto de crisis económica, que está afectando a toda la economía, las perspectivas de crecimiento a medio, largo plazo son muy altas en base a los compromisos y objetivos asumidos a nivel mundial y, particularmente, europeo.

España es un entorno atractivo para captar inversiones destinadas a las energías renovables. Según el estudio *Energy Country Attractiveness Indices* de Ernst & Young de junio de 2010, España ocupaba el octavo lugar en el ranking mundial sólo por detrás de países como China y Estados Unidos. Sin embargo, está perdiendo posiciones por los cambios en el marco regulatorio del sector fotovoltaico a favor del Reino Unido y Francia.

**FIGURA 2. INFRAESTRUCTURA DE I+D+I EN ENERGÍA EN EL PAÍS VASCO**



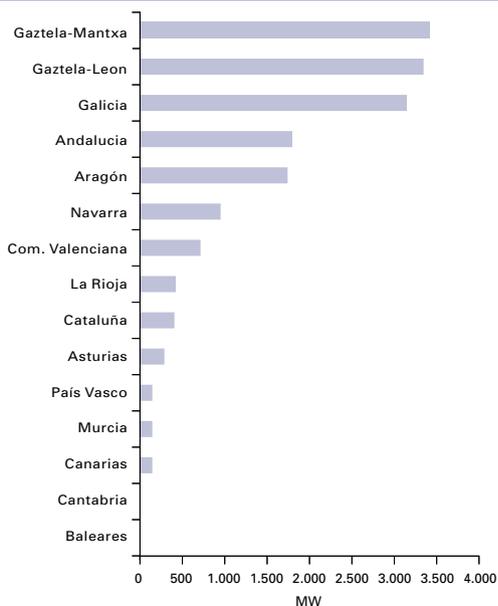
<sup>9</sup> Notese que, al no tener los datos limitados al campo de las energías renovables, los datos se distorsionan enormemente. Las empresas petrolíferas, de gas natural y de transporte y distribución de energía por sí solas representan 80% del cluster. En España, con datos referentes sólo a las energías renovables, el 86% de las empresas del sector son PYMES (plantilla entre 1 y 50 empleados), de éstas el 11% está compuesta por un único trabajador siendo básicamente autónomos. Por otro lado, únicamente el 2% de las empresas disponen de una plantilla de más de 100 trabajadores, sin embargo, concentran el 54% del empleo total del sector.

Los compromisos asumidos en materia energética (seguridad y suficiencia) y de lucha contra el cambio climático suponen una enorme oportunidad de desarrollo para el sector. En términos generales:

- El objetivo de reducción del consumo energético requiere un esfuerzo continuado en materia de eficiencia energética (ahorro energético). Además de profundizar en una línea *tradicional* de mejora de la competitividad productiva, con una larga trayectoria en especial en la industria, se abren nuevos caminos en el sector de la vivienda (y de la construcción en general) y de los servicios (comercios, etc.). En este campo hay un mercado local (empresas productivas, centros comerciales, locales de trabajo en general y viviendas familiares y colectivas) que generará inversiones en equipos e instalaciones, y servicios de asesoramiento y gestión (entre ellos a través de empresas de servicios energéticos - ESE o, en inglés, ESCO).
- El objetivo de sustitución de combustibles de origen fósil por energías renovables a su vez abre un amplio mercado, en primer lugar, de investigación para el desarrollo de nuevos equipamientos (coche eléctrico, cogeneración, etc.) y nuevas infraestructuras energéticas basadas en las nuevas tecnologías. En este último caso los efectos provendrán de dos campos íntimamente conectados:
  - Las inversiones en las nuevas infraestructuras generadoras (parques eólicos, granjas solares, centrales de biomasa, equipos de cogeneración, etc.) y, posteriormente, por su gestión operativa.
  - La fabricación de los equipos precisos para las nuevas infraestructuras e instalaciones.

La diferencia no es baladí ya que, al igual que ha sucedido con la energía eólica terrestre, el País Vasco

**GRÁFICO 1. POTENCIA EÓLICA INSTALADA EN ESPAÑA, POR CCAA. 2008**



Fuente: Deloitte, Estudio macroeconómico del impacto del sector eólico en España, Asociación Empresarial Eólica, 2009.

ha desarrollado un sólido tejido empresarial y de investigación en energía renovable, a pesar de que las inversiones en parques eólicos se han reducido al mínimo (ver Tabla 6). Lo mismo puede suceder en otros campos: eólica marina, oceánica, solar de concentración, etc.

Más aún, los efectos importantes sobre la actividad económica provienen de las inversiones en infraestructura y sólo en mucho menor medida por la gestión y mantenimiento de las mismas. No obstante las diferencias entre tecnologías son muy importantes.

Una implicación directa de la afirmación precedente es que el empleo generado en el sector disminuiría drásticamente si su solo soporte fueran las infraestructuras energéticas de su entorno inmediato.

El PANER lo pone claramente de manifiesto en sus propios cálculos de impacto al 2020 (ver Tabla 7): el empleo directo<sup>10</sup> en España subirá de 70.000

<sup>10</sup> El efecto sobre el empleo vinculado a la actividad sería la suma de los empleos directos de las empresas en el clúster y del empleo indirecto generado en las empresas proveedoras de bienes y servicios a aquéllas. Un tercer agregado vendría dado por el *empleo inducido*, que resulta del incremento de actividad que tiene lugar en otros sectores de la economía como consecuencia del aumento de renta obtenido por los trabajadores y propietarios de las empresas del clúster energético. En el texto sólo se resaltan las cifras relativas al empleo directo.

trabajadores en 2010 a 128.000 en 2020 (un aumento del 83%). Sin embargo, las *bolsas de empleo* en España se sitúan en la energía solar (sobretudo, fotovoltaica y térmica), con un estancamiento global de la energía eólica (a pesar de la expansión de la eólica marina).

Pero sólo uno de cada cinco empleos previstos a 2020 está ligado con la operación de las infraestructuras: El resto es resultado de la inversión inicial. Los ratios más altos correspondan a las tecnologías *bio*: biomasa, biocarburantes e incineración de residuos sólidos.

**TABLA 4. EMPLEO DIRECTO EN ENERGÍAS RENOVABLES. ESPAÑA 2010-2020**

Fuente Energética	2010	2015	2020	Var. 2010-20 (%)
Eólica	30.651	21.435	30.309	-1
Solar Fotovoltaica	19.552	33.617	47.527	143
Solar Térmica	6.757	13.986	28.180	317
Actividades comunes	4.263			
Biomasa	3.191	2.306	4.304	35
Incineración de residuos	1.415	3.104	4.108	190
Hidráulica y mini-hidráulica	1.078	4.134	5.983	455
Biocarburantes	964	1.116	1.513	57
Biogás	664	969	3.927	491
Solar termoeléctrica	511	1.284	2.093	310
Geotermia	415	641	430	4
Otros	268			
Aeroterminia (bombas de calor)	184			
Mini-eólica	165			
Maremotriz	74			
<b>TOTAL</b>	<b>70.152</b>	<b>82.592</b>	<b>128.374</b>	<b>83</b>
	100,0%	117,7%	183,0%	

Fuente: PANER, 2010.

**TABLA 5. EMPLEO POR INVERSIÓN Y POR OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO**

Fuente Energética	Fabricación e instalación		Operación y mantenimiento		O&M/Fabricación (%)	
	2015	2020	2015	2020	2015	2020
Eólica	18.048	25.713	3.386	4.596	19	18
Solar Fotovoltaica	30.255	40.873	3.362	6.654	11	16
Solar Térmica	12.259	24.657	1.727	3.523	14	14
Biomasa	732	1.767	1.574	2.537	215	144
Incineración RSU	1.214	1.285	1.890	2.823	156	220
Hidráulica	4.016	5.863	118	120	3	2
Biocarburantes	294	348	822	1.164	280	334
Biogás	909	3.819	59	108	6	3
Solar Termoeléctrica	913	1.476	370	617	41	42
Geotermia	616	385	25	45	4	12
<b>TOTAL</b>	<b>69.256</b>	<b>106.186</b>	<b>13.333</b>	<b>22.187</b>	<b>19</b>	<b>21</b>

Fuente: PANER, 2010.

Aunque la ya mencionada falta de identificación del clúster en las tablas input-output vascas limita la capacidad de estimar los impactos en ausencia de un trabajo de campo específico, en los cuadros siguientes se hace una primera aproximación al impacto directo de las inversiones potenciales descritas anteriormente en el capítulo cuarto para los

horizontes 2020 y 2050. Esta estimación se basa en el coste medio de las inversiones previsibles y en el ratio medio de empleos directos por inversión.

Como punto de partida se consideran los ratios de puestos de trabajo directos creados por cada millón de euros de inversión en Estados Unidos.<sup>11</sup>

<sup>11</sup> La división entre empleos directos e indirectos depende del grado de integración vertical de la cadena de valor.

**TABLA 6. CREACIÓN DE EMPLEOS EN LA INDUSTRIA DE EERR EN EEUU (SEGÚN INFORME PERI) POR MILLÓN DE US\$ (2009)**

Fuente	Empleo directo	Empleo indirecto	Empleo total	Ratio Ind/dir
Eólico	5,98	6,37	12,35	1,07
Solar	7,02	5,72	12,74	0,81
Biomasa	9,62	6,50	16,12	0,68

Robert Pollin et al., "The economic benefits of investing in clean energy", junio 2009, University of Massachusetts, Political Economy Research Institute, Amherst.

**TABLA 7. EMPLEOS DIRECTOS E INDIRECTOS EN ESPAÑA, 2010**

Fuente	Empleo Directo	Empleo indirecto	Ratio Ind/dir
Eólica	30.651	24.521	0,80
Solar Fotovoltaica	19.552	8.798	0,45
Solar Térmica	6.757	3.041	0,45
Biomasa	3.191	2.808	0,88

Fuente: PANER, 2010.

Dichos ratios son consistentes con las cifras que se deducen de las Tablas Input-output vascas de 2008.<sup>12</sup>

La relación entre puestos de trabajo directos e indirectos aplicable al caso norteamericano difiere de los datos de PANER para España en función del distinto peso que puedan tener, inter alia, las importaciones de componentes.

De acuerdo con los planteamientos realizados en el capítulo 4 las nuevas instalaciones de energías renovables sumarían entre 662 y 775 Kteps en el período 2010- 2020 y una cifra mucho más impactante de 4.821 Kteps entre 2020 y 2050.

Las inversiones previstas para 2020 (1.500 M€ a precios de 2006) generarían, por tanto, un empleo

**TABLA 8. INVERSIONES POTENCIALES. PAÍS VASCO 2020**

Tipo de Energía	Potencia MW	Energía primaria Ktep	Uso	Inversión m€ 2006	Empleo directo
Biomasa forestal	70	34,2	Elect.	147.000	1.411
Biomasa forestal	12	37,5	Calor		
Biogas vertedero		10,8			
Lejías negras		22,7	Elect.		
Lejías negras		146	Calor		
RSU		126,58	Elect.		
Residuos ganaderos		14	Elect.		
Residuos madereros		48	Elect.		
Solar fotovoltaica	75	8,26	Elect.	140.625	984
Solar térmica	337	29,5	Calor		
Solar de concentración		0			
Eólico terrestre	500	106,64	Elect.	550.000	3.300
Eólico marino	160	48,16	Elect.	440.000	2.640
Marino	0,7	0,39	Elect.		
Geotérmico baja entalpía	275	35,475	calor		
Geotérmico alta entalpía	0	0	Elect.		
Directiva cogeneración y edificios		12,5			
Minihidráulica	65	16,9	Elect.		
Gran hidráulica	113	21,59	Elect.	218.938	
<b>Total</b>	<b>1595,7</b>	<b>719,195</b>		<b>1.496.563</b>	<b>8.336</b>

Fuente: Elaboración propia sobre datos de potencial del capítulo 4. Faltan datos para las inversiones de uso térmico y de gran hidráulica.

<sup>12</sup> La relación entre puestos de trabajo por cada millón de € en 2008 en los sectores de Construcción metálica, Ingeniería mecánica y Máquina herramienta es de 7,1; 9,3 y 4,3. La media ponderada de los tres sectores arroja el ratio medio de 7,4. Sólo en circunstancias de plena capacidad sectorial podría argüirse que un aumento de la producción del sector requeriría un aumento del empleo en esta proporción.

directo de algo más de 8.336 personas, principalmente en el sector eólico, un crecimiento importante si se compara con las cifras actuales del clúster energético (9. 271 empleos en energías renovables según la Tabla 2), lo que situaría al *clúster* en un lugar destacado dentro de los sectores industriales vascos.<sup>13</sup> Sin embargo, se trata de un impacto ligado a la inversión y, por tanto, no permanente cuyo efecto se distribuiría de manera no acumulativa a lo largo de un período de 10 años (algo más de 800 empleos *permanentes* durante la década).

A 2050 el impacto inversor sobre el empleo sería obviamente mucho mayor (cuatro veces mayor), pero igualmente se distribuiría a lo largo de un lapso de tiempo igualmente más alto (30 años): En términos anualizados estaríamos pasando de un flujo de inversión de 160 M€ anuales a otro de 200 M€, por lo que anualizando el flujo de empleo de manera uniforme nos encontraríamos con 1.000 empleos frente a los 800 de la primera década. El empleo ligado a la operativa de las nuevas infraestructuras estaría situado en torno al 20% de estas cifras.

**TABLA 9. INVERSIONES POTENCIALES. PAÍS VASCO 2050**

Tipo de Energía	Potencia MW	Energía primaria Ktep	Uso	Inversión m€ 2006	Empleo directo
Biomasa forestal	43,73	31,29	Elect.	63.409	609
Biomasa forestal		109,53	Calor		0
Biogas vertedero	0	0			0
Lejías negras	35,2	22,7	Elect.	51.040	490
Lejías negras		146	Calor		0
RSU	54	38,73	Elect.	78.300	752
RSU		135,55	Calor		0
Residuos ganaderos	30,4	21,74	Elect.	44.080	423
Residuos ganaderos		14	Calor		0
Residuos madereros	20,4	14,63	Elect.	29.580	284
Residuos madereros		51,21	Calor		0
Biomasa agrícola		76,08	Calor		0
Solar fotovoltaica	2.500	213,93	Elect.	1.943.750	13.606
Solar térmica		289,43	Calor		0
Solar de concentración					0
Eólico terrestre	703,87	148,59	Elect.	793.064	4.434
Eólico marino	1.000	3.010	Elect.	2.100.000	12.600
Marino	228,57	137,6	Elect.		0
Geotérmico baja entalpía		79,98	Calor		0
Geotérmico alta entalpía	400	240,8	Elect.	800.000	0
Directiva cogeneración y edificios					0
Minihidráulica	72	18,58	Elect.	108.000	
Gran hidráulica	83,67	21,59	Elect.	158.973	
<b>Total</b>	<b>4.615,6</b>	<b>4.821,96</b>		<b>6.116.195</b>	<b>33.198</b>

Fuente: Elaboración propia sobre datos de potencial del capítulo 4. Faltan datos para las inversiones de uso térmico y de gran hidráulica.

Resulta obvio, sin embargo, que el impacto sobre la industria de energías renovables no se limita al impacto directo de las infraestructuras a construir en el País Vasco ni tan siquiera en España: El desarrollo del clúster energético vasco va a depender más de la captación de una cuota relevante de la creciente demanda internacional que de la propia demanda interna vasca o española. En efecto, las previsiones de desarrollo de capacidad

eólica marina en 2020 superarán según todas las previsiones los 50.000MW (frente a los 2.000MW de capacidad acumulada en la actualidad). De esa cifra cuatro quintas partes se concentran en Europa, con el Reino Unido como el mercado más importante. *Solamente en el Reino Unido, la inversión prevista para poner en servicio 33GW de potencia es del orden de 90.000 millones de libras (más de 100.000 millones de euros).*<sup>14</sup>

<sup>13</sup> La máquina-herramienta ocupaba 4.904 personas en 2008 y el conjunto de maquinaria casi 28.000 empleos.

<sup>14</sup> *Noticias de Gipuzkoa* citando a representantes de Iberdrola en la Jornada sobre energía eólica offshore organizada por el Clúster de Energía en Bilbao en octubre 2010.

La colosal dimensión de este mercado plantea *nuevas necesidades de suministro* que a su vez se convierten en oportunidades para las empresas vascas. Y es que además del Reino Unido, Dinamarca, Holanda, Bélgica y otros países del norte de Europa se están preparando para agregar instalaciones gigantes de energía eólica hasta 200 kilómetros frente a la costa como parte del esfuerzo para cumplir los objetivos de cambio climático asumidos para 2020. En el Estado español, la ausencia de plataforma

continental limita por el momento los proyectos presentados a 32 parques eólicos marinos, con una potencia conjunta de 7.399MW.

La escasez de suministros<sup>15</sup> amenaza con retrasar o añadir sobrecostos adicionales a un esfuerzo que ya es inmensamente costoso. Con los precios actuales, costará unos 133.000€ millones alcanzar la meta de la Asociación Europea de Energía Eólica (European Wind Energy Association) de 40 GW de energía eólica marina en 2020.

<sup>15</sup> Eolus, "La eólica offshore y la cadena de suministros", en <http://www.eolus.es>, *Actualidad de la Industria Eólica Offshore*, septiembre, 2010.



## 6. Potencial de las energías renovables en la CAPV en el horizonte 2050

### 6.1. Introducción y metodología

En el presente capítulo se desarrolla la estimación de la potencialidad de las energías renovables al año 2050. Las proyecciones al 2050 representan el futuro de largo plazo y son indicaciones que ayudan a dar respuesta a la pregunta de "hacia donde se podrían desarrollar las energías renovables en años posteriores al 2020".

Esta proyección de potencialidad se realiza sin valorar específicamente los apartados políticos, administrativos o sociales, ya que se pretende omitir el efecto de éstos, y ofrecer una visión de la capacidad potencial de producir energía mediante fuentes renovables, en base a la disponibilidad de recurso en la CAPV y la previsión tecnológica al 2050.

Los apartados políticos, administrativos y sociales son elementos de gran variabilidad, tal y como se observa en los continuos (e importantes) cambios producidos en los últimos 10 años en temas como: los esquemas tarifarios y subvenciones de las energías renovables (caso de la fotovoltaica), las apuestas políticas por tecnologías específicas, o los cambios en la percepción y concienciación social sobre temas medioambientales y de energías renovables. El efecto y relación de las potencialidades con estos temas, queda expuesto en los siguientes capítulos, concretamente en el apartado de "desarrollo de escenarios al 2050".

Debido a la gran variedad de fuentes de información en la que se basa este estudio (estudios de investigación, referencias de desarrollos tecnológicos y estados de avance facilitados tanto por el sector público como el privado), todas las proyecciones son siempre contrastadas con expertos en cada una de las materias. Como la información existente en lo referido a cálculos de los recursos energéticos existentes en la CAPV es limitada, la metodología empleada se adapta a la información disponible para cada uno de los recursos.

Con carácter previo a la exposición de los potenciales a 2050, es importante resaltar que la metodología que se emplea para 2020 y para 2050 no es la misma. Para 2020 se ha dispuesto de diversas estimaciones, fruto de la experiencia desarrollada hasta la actualidad, que permiten evaluar de forma aproximada el potencial de aprovechamiento para cada recurso renovable, siempre sobre la base de los factores de corrección. Sin embargo, para 2050, no existen estudios de potencial de recursos en detalle y a 40 años vista, la incertidumbre existe, básicamente debido a la juventud de muchas de las tecnologías o el gran efecto de otros factores, tales como: las políticas de fomento tecnológico (aún en temprano proceso de diseño), el desarrollo del mercado, estrategias energéticas que busquen fomentar tecnologías desarrolladas y comercializadas por países concretos. Dada la incertidumbre existente a tan largo plazo, la potencialidad no se podrá obtener de forma empírica, sino que se ofrecerá una proyección de potencialidad lo más realista posible.

### 6.2. Estimación de la potencialidad en el horizonte 2050

#### 6.2.1. Energía Eólica

##### EÓLICO TERRESTRE

##### Descripción

En lo referido a la eólica onshore, se prevé que la potencia instalada aumentará debido al incremento de tamaño de las máquinas. En el 2050, se estima que la potencia de los aerogeneradores pueden superar incluso valores de entorno a 7,5-10 MW.

No obstante, es importante considerar el enorme tamaño de estos sistemas, lo que dificulta (incluso determina) su instalación. Este factor es de especial relevancia considerando la orografía abrupta de la

CAPV y la disposición de los aerogeneradores en puntos altos y de menor accesibilidad, por lo que puede ser un factor límite a la hora de aumentar el tamaño de dichos sistemas.

Por todo ello, a día de hoy ya se están considerando soluciones tecnológicas que ayuden en el proceso de instalación como desarrollar estructuras y plataformas de hormigón in situ o diseñar palas y torres más divisibles que permitan acceder al lugar con elementos de menor tamaño. Otra solución consistiría en hacer uso de helicópteros grúa (Gamesa, 2010), evitando el dificultoso acceso por tierra.

Considerando tanto las limitaciones descritas como las soluciones planteadas, se considera que los aerogeneradores utilizados en tierra en la CAPV serán de entorno a los 4,5 MW de potencia.

Por otro lado, se prevé que los nuevos desarrollos tecnológicos hagan factible aprovechar vientos de menor velocidad, cercanas a 4 m/s. Ello, supone que además de las zonas reconocidas como aptas, se pudieran sumar nuevas ubicaciones no contabilizadas hasta la fecha por estar por debajo de los valores actualmente reconocidos como límites.

Así mismo, se prevé existirá una potencialidad de miniaerogeneradores, aunque de claramente de menor relevancia que los sistemas grandes.

### Estimación de la potencialidad a 2050

Debido a la falta de estudios que ayuden en la evaluación de la potencialidad eólico total en la CAPV, en el presente estudio, se utilizarán los datos de ubicaciones reconocidos en el Plan Territorial Sectorial eólico (PTS) aprobado en el 2002 y actualizado al 2010, donde se reconocen los enclaves principales para conjuntos de instalaciones (o parques) con potencias totales superiores a 10MW, y otros de menor tamaño. Sin embargo es importante remarcar que el PTS, está siendo una vez más revisado, debido a los diferentes condicionantes técnicos y medioambientales reconocidos, y reclamaciones presentadas por parte de diferentes actores sociales y administrativos. Por ello se prevé existan modificaciones en la estimación de la potencialidad identificado en dicho documento.

Cabe subrayar así mismo que, además de lo estimado en este apartado, se reconoce podría existir

un potencial eólico adicional en otras localizaciones no descritas en el PTS de 2002. Estas ubicaciones podrían ser enclaves dispersos que permitieran instalaciones de menor tamaño (a los reconocidos en el PTS), o nuevas zonas que pudieran pasar a ser potencialmente interesantes por cumplir con velocidades de viento mínimas que actualmente no se consideran como aptas según el PTS (localizaciones con vientos mínimos menores a los 6 m/s, explotables con nuevas tecnologías).

Para la estimación de la potencialidad a 2050 y partiendo de los emplazamientos propuestos en el Plan Territorial Sectorial de la energía eólica (PTS 2002), se desestiman las ubicaciones descartadas por razones medioambientales, así como las que presentan características técnicas de gran dificultad.

En base a todo lo expuesto anteriormente y tomando como referencia que a 2050 el tamaño de los aerogeneradores utilizados será de 4,5 MW, se estima que solo con los enclaves reconocidos en el PTS, su potencialidad puede llegar a valores de hasta 700 MW. En base a factores de carga reconocidos en las instalaciones en funcionamiento en la CAPV, de entorno a 25% - 28%, se estima que la energía producida podría llegar hasta valores de 1.700 GWh/año.

**TABLA 1. PROYECCIÓN DE LA POTENCIALIDAD GENERACIÓN ELÉCTRICA DE LA ÉOLICA TERRESTRE AL 2050**

ESTIMACIÓN	Valor
Potencialidad a 2050 [MW]	704
Producción energética utilizable al 2050 [GWh/año]	1.700

## EÓLICO OFF-SHORE

### Descripción

En el caso de la tecnología eólica marina "off-shore", se estima que tiene una potencialidad importante de cara al 2050 debido a la gran disposición de vientos continuos en el mar y la superficie disponible en la Costa Vasca.

En el 2050 se prevé que existirá una maduración de los sistemas flotantes mediante la evolución de las tecnologías existentes o nuevos conceptos, lo que

hará posible su explotación en las aguas profundas, predominantes en la Costa Vasca.

Además de ello, el incremento del tamaño de la eólica marina se creó que todavía será importante, donde ya se reconocen tamaños de aerogeneradores de hasta 10 MW, (Sway 2010, empresa noruega).

La combinación de estos factores hace posible que se planten parques eólicos a distancias de varios kilómetros de la costa, empezándose a reconocer alternativas de instalar parques eólicos hasta 40-50 kilómetros dentro del mar (Sway).

**Estimación de la potencialidad a 2050**

Con el objetivo de valorar la potencialidad y, en base a lo descrito anteriormente, se desarrollan algunas estimaciones de instalación de aerogeneradores en el mar.

Para ello, se realiza el análisis considerando los datos del "Estudio estratégico ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos 2009" del Gobierno Español el cual se representa a continuación. Según ello, se estima la posible instalación de aerogeneradores en las primeras 24 millas marinas (entorno a 45 Km) desde la costa, y a lo largo de algo más de 100 km de costa vasca. El estudio divide dicha superficie entre zonas aptas (en verde), zonas con limitaciones (en amarillo y representan la necesidad de realizar estudios de impacto en mayor detalle) y zonas de exclusión (representadas en rojo). Considerando estos factores, se asume que se podría utilizar hasta un 70% de la superficie apta y un 30% de la superficie con limitaciones, lo que supondría una superficie disponible de 2.250 km<sup>2</sup> (el 40% del total).

En base al tamaño de los aerogeneradores de 10 MW (entorno a los 150 metros de diámetro) y con distancias entre ellas en todas direcciones de 10 veces el diámetro del rotor (supuesto conservador), se estima que pueden ser instaladas hasta un total de 1.000 aerogeneradores, lo que supondría hasta 10.000 MW de potencia instalada.

Para la estimación de producción, se considera un valor de 3.500 horas equivalentes de uso (40% de factor de planta), aunque se cree que este valor podría ser superado gracias a las mejoras esperadas en

**FIGURA 1. PLANO DE LA COSTA VASCA Y CLASIFICACIÓN DE LAS ZONAS PARA LA INSTALACIÓN DE PARQUES EÓLICOS MARINOS**



Fuente: "Estudio estratégico ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos 2009. Plano nº 2.

el desarrollo de los aerogeneradores. En base a este dato, se estima que se podría llegar hasta los 35.000 GWh al año de producción eléctrica.

**TABLA 2. PROYECCIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA DE LA EÓLICA MARINA AL 2050**

ESTIMACIÓN	Valor
Potencialidad a 2050 [MW]	10.000
Producción energética utilizable al 2050 [GWh/año]	35.000

**6.2.2. Energía de la Biomasa y residuos**

**Descripción**

La estimación de la potencialidad de biomasa al 2050 es una tarea compleja debido al gran número de variantes existentes en su producción y posterior transformación en energía.

Por una parte, la disponibilidad de recursos de biomasa puede sufrir gran variabilidad, dependiendo de las decisiones que se tomen en las actividades relacionadas. En dichas actividades cabe recordar que, el uso de la biomasa para producción energética en la mayoría de casos, no es la actividad principal, sino que es una utilización secundaria de los residuos generados.

Debido a la variabilidad existente en la biomasa, se realizan consideraciones específicas para cada recurso, las cuales quedarán descritas a continuación en la proyección al 2050.

### Estimación de la potencialidad a 2050

#### – Cálculo de la potencialidad de biomasa disponible de residuos forestales, agrícolas y de actividades madereras

En la siguiente tabla se desarrolla una estimación de los potenciales de biomasa de residuo forestal, agrícola y de actividades madereras disponibles en la actualidad, al 2020 y al 2050. Estos cálculos se han desarrollado por los autores en base a diferentes referencias como el EVE, la asociación de forestalistas del País Vasco, el Ministerio de Medioambiente, IDAE, medio rural y marino, Renewable and Sustainable Energy reviews, Global change Biology, Plan Nacional de Residuos Urbanos el Plan Integral de residuos de Gipuzkoa, y empresas como Vicedex, Evelop, Enersilva, Zabalgarbi, y un largo etcétera.

En lo referido a su evolución al 2050, se plantea que se mantendrá la superficie de producción forestal, lo que supone el 55% de la superficie de la CAPV. Así mismo, se considera que la producción agrícola no sufrirá grandes variaciones durante estos años, en base a una política de conservación del medio y de producción local de los alimentos. De ello, se utilizarían los residuos de la actividad y no se realizaría una producción de cultivos energéticos significativa. En lo datos de producción, se considera que pueda existir un ligero aumento en la potencialidad de producción de dichos residuos biomásicos de entorno al 10%, debido a una profesionalización en la gestión y explotación de los recursos en los sectores agrícolas y forestales.

Asimismo, la energía potencial disponible se estima en base a características específicas de la biomasa como la humedad y el contenido celulósico, lo que determinan el poder calorífico (PCI), expresados en la tabla 3.

En el caso de estas fuentes biomásicas, hay que subrayar que son varios los usos o formas de explotación energética que pueden seguir dichos recursos, ya sea mediante tecnologías de combustión, gasificación, incineración o incluso transformación en biocombustibles (no evaluado en el presente trabajo). La elección de cómo se utilizarán dichos recursos, es una decisión estratégica, que dependerá de diversos factores, tales como; las necesidades energéticas, el interés de producir electricidad, calor/frío, o una combinación de ellos (cogeneración), al desarrollo tecnológico de cada propuesta, o las características concretas de los recursos disponibles en cada región, los planes de fomento y decisiones políticas, etc.

A continuación, se estiman 3 opciones de utilización de los recursos (todas ellas de combustión), solo con la intención de reconocer la cantidad de energía que puede ser producida, de cara al cálculo de aportación de las renovables al consumo total de la CAPV:

- Producción de electricidad mediante planta de biomasa de generación eléctrica, con un factor de planta de 85% y una eficiencia del 35%.
- Producción de calor mediante uso de calderas de biomasa, con un factor de planta de 85% y una eficiencia del 90%.
- Caso de selección de producción de electricidad y calor mediante cogeneración, con un factor de planta del 85% y una eficiencia del 20% eléctrico y un 70% térmico.

**TABLA 3. ESTIMACIÓN DE LOS RECURSOS DE BIOMASA DISPONIBLES EN LA CAPV**

TIPO DE RESIDUOS	2010		2020		2.050		Carácter de biomasa	
	Máx. disponible [ton <sub>wb</sub> /año]	Máx. energía [GWh/año]	Máx. disponible [ton <sub>wb</sub> /año]	Máx. energía [GWh/año]	Máx. disponible [ton <sub>wb</sub> /año]	Máx. energía [GWh/año]	Humedad [% <sub>wb</sub> ]	PCI [GJ/ton]
R. Agrícolas	239.565	1.034	239.586	1.034	263.545	1.138	10%	15,54
R. Ind. Madera	183.335	682	187.002	696	205.702	766	30%	13,40
R. forestales	400.000	1.489	400.000	1.489	440.000	1.638	30%	13,40

**TABLA 4. PROYECCIÓN DE LA POTENCIALIDAD DE GENERACIÓN ENERGÉTICA DE BIOMASA AL 2050 EN LA CAPV. PRODUCCIÓN ELÉCTRICIDAD Y CALOR**

CASO DE PRODUCCIÓN COGENERACIÓN	Potencia Eléctrica [MW]	Producción Eléctrica [GWh/año]	Potencia Calor [MW]	Producción Calor [GWh/año]	POTENCIA TOTAL [MW]
R. Agrícolas	31	228	107	796	138
R. Ind. Madera	25	183	86	640	111
R. forestales	53	391	184	1.369	236

En las tablas 4, 5 y 6 se resume la proyección de la producción energética esperada al 2050, de cada tipo de biomasa, en los 3 casos mencionados. La producción eléctrica se estima en base a la cantidad de energía contenida en la biomasa (descrita en la tabla anterior) y la eficiencia de los sistemas definidos. Para el cálculo de la potencia instalada, se ha estimado la cantidad de potencia a ser instalada para producir dicha cantidad de energía, en base al factor de planta del 85%.

Hasta ahora, se ha realizado una estimación de la potencialidad de tres tipos de fuentes de biomasa. Además de estos, se reconocen en el presente cálculo otros tipos de fuentes de biomasa como son: Los residuos sólidos urbanos, los biogases de vertedero, las lejías negras de la industria papelera y las harinas animales (residuo ganadero). Aunque en la actualidad no se ha dispuesto de datos de cuanto recurso existirá potencialmente al año 2050, a continuación se realizan algunas estimaciones en base a producciones energéticas actuales provenientes de estas fuentes de biomasa.

#### – ESTIMACIÓN DE LA POTENCIALIDAD DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA EN BASE A RSUs Y BIOGAS DE VERTEDERO.

En el caso de los residuos sólidos urbanos (RSUs), se tiene como referencia los datos utilizados en la planta de Zabargarbi, Bilbao. En ella, aún siendo un sistema complejo donde se utilizan diferentes recursos energéticos, se estima una producción eléctrica actual de origen renovable, de 43,5 Ktep/año eléctricos (EVE, 2010), instalación que se está planificado duplicar en breve (87 Ktep/año).

Los supuestos al 2050, serían los siguientes:

- Se realiza una estimación de la producción para el resto de la CAPV, en base a una relación poblacio-

**TABLA 5. PROYECCIÓN DE LA POTENCIALIDAD DE GENERACIÓN ENERGÉTICA DE BIOMASA AL 2050 EN LA CAPV. PRODUCCIÓN ELÉCTRICA**

CASO PLANTA ELÉCTRICA	Potencia Eléctrica [MW]	Producción Eléctrica [GWh/año]
R. Agrícolas	53	398
R. Ind. Madera	43	320
R. forestales	92	684

**TABLA 6. PROYECCIÓN DE LA POTENCIALIDAD DE GENERACIÓN ENERGÉTICA DE BIOMASA AL 2050 EN LA CAPV. PRODUCCIÓN DE CALOR**

CASO CALDERA DE BIOMASA (CALOR)	Potencia Eléctrica [MW]	Producción Eléctrica [GWh/año]
R. Agrícolas	138	1.024
R. Ind. Madera	111	823
R. forestales	236	1.760

nal, con lo que se estima que la disponibilidad de recurso en primaria sería de hasta 163,5 Ktep/año.

- Se estima que los residuos sólidos urbanos mantendrán la producción actual en términos generales, debido a que, por un lado se espera un ligero aumento de población (de 2,1 mill. habitantes a 2,3 mill. Habitantes (Eustat, 2010)), mientras que por el otro, se estima una mejora en la gestión de dichos residuos. En base a ello, se considera se mantendrán valores similares a los del 2010.
- Dicho recurso primario, se plantea se utilice mediante sistemas de cogeneración, con eficiencias del 20% eléctrico y 70% térmico.
- Cabe destacar la variabilidad existente en este dato, debido al actual debate sobre el uso de in-

**TABLA 7. PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA MEDIANTE EL USO DE RSUs Y BIOGÁS**

RSUs Y BIOGÁS	Energía primaria [ktep/año]	Producción Eléctrica [GWh/año]	Producción térmica [GWh/año]
Biogás de vertedero	0	0	0
Residuos Sólidos Urbanos	185,1	405	1.419

cineradoras para el tratamiento de los RSUs, en base a estudios de impacto ambiental y de salud y su consiguiente oposición por parte de un sector de la sociedad.

En lo referido al biogás de vertedero actualmente se reconoce una producción eléctrica de 10,8 Ktep/año en primaria (EVE, 2010). Considerando que para el 2050 se implementaría totalmente la directiva europea de gestión de residuos actual, se prevé se separarán correctamente los residuos orgánicos, de forma que en los vertederos solo entrarían residuos inertes, desapareciendo la fracción orgánica de los vertederos. En base a esta afirmación, la producción de biogás de vertedero desaparecería. Cabe destacar que la biomasa separada sí sería utilizada en un proceso de gasificación, junto con los RSUs, por lo que la cantidad producida actualmente en biogás, pasaría a contabilizarse en la gestión de RSUs.

Con todo ello se estima que la energía primaria disponible para la producción de energía sería de hasta 185 Ktep/año, con unas producciones de 400 GWh/año eléctricos y más de 1.400 GWh/año térmicos.

**– USO DE LEJÍAS NEGRAS Y HARINAS ANIMALES**

En la actualidad existe una producción de energía en base a las lejías negras de la industria papelera de 22,7 Ktep/año eléctricos y 146 Ktep/año térmicos (EVE, 2010). Debido a que actualmente no existen indicios de que la producción de papel vaya

a cambiar se mantienen los datos actuales válidos para el 2050.

Por otro lado, se reconoce una producción de energía térmica (principalmente en cementeras) mediante el uso de residuos ganaderos en forma de harinas animales y mediante procesos de incineración. En la actualidad, se reconoce una capacidad energética de 14 Ktep/año.

**– RESUMEN DE LOS DATOS DE BIOMASA**

A continuación, en forma de resumen, se facilitan los datos de la proyección energética realizada para la biomasa, tanto en energía primaria como en energía final producida.

- Los datos de proyección energética para biomasa de residuos forestales, agrícolas y de la industria maderera, representan la disponibilidad de recurso para su explotación. El cálculo de la proyección de generación energética, se realiza mediante un sistema de cogeneración.
- La producción energética mediante RSUs se realiza en base a los datos de producción de Zabalgardi, posteriormente interpolándolos al total de la CAPV. Por otro lado, basado en las justificaciones descritas en el apartado de biogas, se suma la producción actual de biogás de vertedero a dicha producción. El cálculo de energía producida se realiza en base a un sistema de cogeneración.
- Las estimaciones de producción energética de lejías negras de la industria papelera y de los re-

**TABLA 8. PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA MEDIANTE EL USO DE LEJÍAS NEGRAS Y RESIDUOS GANADEROS**

LEJÍAS NEGRAS Y RESIDUOS GANADEROS	Energía primaria [ktep/año]	Producción Eléctrica [GWh/año]	Producción térmica [GWh/año]
Lejías negras del sector papelero	169	264	1.698
Residuos ganaderos (harinas)	14	405	1.419

**TABLA 9. RESUMEN DE PROYECCIÓN DE LA GENERACIÓN ENERGÉTICA DE BIOMASA A 2050**

GENERACIÓN ENERGÉTICA	Energía primaria [ktep/año]	Producción Eléctrica [GWh/año]	Producción térmica [GWh/año]
Residuos forestales	141	328	1.146
Industria maderera	66	153	536
Residuos agrícolas	98	228	796
Biogás de vertedero	0	0	0
RSU	174	405	1.419
Lejías negras (papeleras)	169	264	1.698
Residuos ganaderos (harinas)	14	0	147
TOTAL	661	1.378	5.742

Residuos ganaderos (harinas cárnicas de uso en cementeras) se mantienen sin variaciones respecto a los datos actuales, al no existir indicios de que existirán variaciones significativas.

### 6.2.3. Energía Hidráulica

#### Descripción

En la actualidad no se dispone de estudios o datos de la potencialidad hidrológica para producción energética en la CAPV. Debido a ello, se procede a la utilización de los datos facilitados por el EVE (*mantenimiento 2008 del inventario de minicentrales hidrológicas de la CAPV. Agosto, 2008*).

Tomando como base la experiencia y los datos facilitados por el EVE, se estima que el incremento de potencia instalable es relativamente reducido, y que puede ser instalado en los siguientes 10 años.

Cabe destacar además que en la actualidad se está en proceso de demolición de presas de instalaciones no activas actualmente, por lo que la tendencia no está siguiendo un aumento de potencia instalada.

**TABLA 10. PROYECCIÓN DE LA POTENCIAIDAD DE GENERACIÓN ELÉCTRICA MINIHIDRÁULICA AL 2050**

Descripción	Valor
Potencia instalable a 2050 [MW/año]	72
Producción energética 2050 [GWh/año]	227

#### Estimación de la potencialidad a 2050

En base a los elementos asumidos anteriormente, se estima que no existirán variaciones importantes entre el 2020 y el 2050, al entender que para el 2020 estará instalada la potencia total reconocida para la CAPV. Esto significa que se añadirán entorno a 10-15MW de potencia a la existente en el 2010, lo que supone aumentar la producción eléctrica reconocida en la actualidad, de entorno a 175 GWh/año, a un valor estimado de 227 GWh/año.

### 6.2.4. Energía de los Océanos

#### Descripción

La tecnología undimotriz o de olas, aparece como la tecnología principal de aprovechamiento energético marino de cara al año 2050 en la CAPV.

Aún no existiendo estudios específicos del potencial de los recursos marinos en la CAPV, se estima un potencial teórico importante, de entorno a 12 TWh/año (12.000 GWh/año) según fuentes del EVE.

Para su explotación se prevé la utilización de sistemas flotantes y en un estado de maduración importante, en base al gran potencial que se está reconociendo en varios puntos del mundo.

En lo referido al potencial de producción mareomotriz es mucho menor que la esperada mediante el potencial undimotriz. Además, aunque se estima que existe algunas zonas de interés, el potencial en la costa vasca se considera nulo, debido al fuerte impacto medioambiental esperado en zonas consideradas de alto valor ecológico.

Así, con la tecnología que se está desarrollando actualmente, se estima que puede llegar a una producción estimada de 1200-1600 GWh/año, (EVE, 2010), suponiendo áreas marinas que se han considerado aptas para su explotación, sin detrimento de otras actividades que pudieran existir (pesca, rutas de navegación, etc.).

### Estimación de la potencialidad a 2050

Para el cálculo de la potencialidad al 2050, se asume se podrá hacer uso del potencial reconocido de 1.200-1.600 GWh/año, al hacer referencia a áreas cuyo uso no interfiere con otras actividades, y está basado en la maduración de tecnologías ya existentes. Considerando un factor de planta del 80% (7.000 horas de uso), al entender que el efecto de las olas es continuo, se contempla una capacidad instalada aproximada de 170-230 MW.

**TABLA 11. PROYECCIÓN DE LA POTENCIALIDAD GENERACIÓN ELÉCTRICA UNDIMOTRIZ AL 2050**

Descripción	Valor
Potencia instalada [MW]	170-230
Potencialidad energética estimada al 2050 [GWh/año]	1.200-1.600

## 6.2.5. Energía Geotérmica

### Descripción

El potencial energético teórico de la energía geotérmica profunda, a efectos prácticos se puede ser considerar ilimitado, debido a la enorme cantidad de calor que existe en las profundidades de la tierra.

Actualmente todavía no hay estudios de potencial específicos que ayuden a reconocer el potencial de producción eléctrica en base a los recursos existentes en la CAPV.

En lo referido a la tecnología para su explotación, el desarrollo principal concierne a los dispositivos de perforación y a los sistemas de explotación para sustraer dicho calor de una forma eficaz y utilizable (gases a una gran presión y temperatura).

En lo referido a su desarrollo, se estima que se comience por las regiones que ya son reconocidas por

su potencial geotérmico al ser zonas de gran actividad geotérmica, donde posteriormente se procederá a zonas con un recurso más limitado.

### Estimación de la potencialidad a 2050

De cara a la proyección de potencialidad al 2050, al igual que en el caso de la geotermia somera, no existen estudios de potencial específicos para la CAPV.

Sin embargo, a nivel internacional se reconoce que de cara a las previsiones al 2050, la geotermia profunda puede suponer entre un 2% del consumo eléctrico europeo (Roadmap 2050) o un 3% del consumo eléctrico mundial (Energy Technology perspectives, International Energy Agency).

Considerando estos valores, se estima que en la CAPV, la producción energética mediante geotermia profunda podría rondar valores de entre 230 y 280 GWh, lo que supondría una potencia instalada estimativa de unos 30-35 MW (en base a un 90% de factor de planta).

**TABLA 12. PROYECCIÓN DE LA POTENCIALIDAD GENERACIÓN ELÉCTRICA GEOTÉRMICA AL 2050**

Descripción	Valor
Estimación de potencia instalada [MW]	29-35
Potencialidad energética estimada al 2050 [GWh/año]	235-280

## 6.2.6. Energía Solar

### SOLAR TERMOELÉCTRICO

### Descripción

Las instalaciones solares termoeléctricas se estima que irán adquiriendo mayor relevancia en la producción eléctrica mundial en las próximas décadas, mediante el desarrollo y optimización de las tecnologías presentes.

Debido a que una de las principales característica de esta tecnología es la necesidad de altos niveles de radiación solar directa, además de que de forma general demandan una gran superficie disponible, no se considera que existirá un desarrollo notable de plantas solares termoeléctricas en la CAPV.

Considerando que se desarrollen sistemas modulares de menor tamaño hacia el futuro, se plantea que pudiera existir alguna instalación de pequeño tamaño en la zona de la rioja alavesa, zona con mayor radiación solar y espacios de llanura de mayor tamaño, siempre considerando su posible impacto en suelos actualmente utilizados para la actividad agrícola. Dichas instalaciones parece más probable que puedan ser proyectos de demostración de empresas relacionadas con la tecnología termoeléctrica ya existentes en la CAPV, con producciones poco representativas.

### *Estimación de la potencialidad a 2050*

En base a los criterios dispuestos anteriormente, se estima que prácticamente no existirá producción solar termoeléctrica en la CAPV.

## **SOLAR FOTOVOLTAICA**

### *Descripción*

En el caso de la energía solar, cabe recordar que el recurso disponible consiste en toda la radiación solar que llega a los territorios de la CAPV, y que su utilización dependerá de la superficie de captación utilizada, así como de la eficiencia en el uso de dicha radiación. Como dato de referencia, se estima que la utilización del total de la superficie de la CAPV para producción fotovoltaica superaría el millón de GWh/año producidos, lo que supondría más de 10 veces el consumo energético estimado en la CAPV.

Al 2050 se prevé un fuerte aumento de instalación en la CAPV, al igual que en el resto de Europa. Por una parte, las previsiones de reducción de coste hacen presagiar que la energía fotovoltaica será económicamente competitiva con las energías fósiles probablemente no muy lejos del 2020, lo que favorecerá su expansión. Por otro, las mejoras importantes en eficiencia harán que los dispositivos puedan aumentar su producción así como ser instalados en emplazamientos con menores radiaciones.

Además de ello, se prevé un fuerte impulso de sistemas de integración en edificios y otros elementos construidos, lo que permitirá disponer de mayores áreas de instalación de sistemas fotovoltaicos en zonas donde actualmente no son consideradas como aptas.

### *Estimación de la potencialidad a 2050*

Para el cálculo de la proyección de la potencialidad de solar fotovoltaica, un factor fundamental consiste en definir la superficie disponible para la instalación de los sistemas. Siendo éste un factor muy variable según los criterios y supuestos adoptados, para el presente cálculo se plantea la hipótesis de utilizar el 5% de la superficie construida, definido solo por los espacios actualmente utilizados como residencial y para actividades económicas (como la industria y el sector terciario) y no considerando suelos no urbanizables que no hayan sido ejecutados. Esto supone el 0,16% de la superficie de la CAPV, lo que rondaría los 12 millones de metros cuadrados de paneles instalables en la CAPV (Fuente: Eustat, 2.010).

que la ubicación de estas placas se realiza de forma horizontal (no óptima), y que la eficiencia de las placas puede llegar de forma relativamente sencilla a eficiencias del 25% a 40 años vista, se estima que se podría instalar una potencia acumulada de cerca de 2.500 MW<sub>p</sub>, lo que supondría una producción eléctrica de entorno a 2.480 GWh al año, en base a una estimación de producción de 995 kWh/kW instalado y año (PVGIS, JRC, 2.10).

**TABLA 13. PROYECCIÓN DE LA POTENCIALIDAD GENERACIÓN ELÉCTRICA DE LA FOTOVOLTAICA AL 2050**

Descripción	Valor
Potencialidad instalable 2050 [MW <sub>p</sub> ]	2.500
Producción energética utilizable al 2050 [GWh/año]	2.480

## **6.3 Fuentes renovables para producción de calor**

### **6.3.1. Energía Solar Térmica**

#### *Descripción*

En lo referido a los sistemas solares térmicos, se plantea principalmente una reducción de costes importante, lo que facilitará un aumento de sistemas instalados.

Tecnológicamente, se prevé que se dispongan de nuevos sistemas y aplicaciones como puede ser la re-

frigeración solar o el uso de concentradores solares térmicos (CSH), aunque todavía no se tienen datos reales de estos sistemas.

Otro de los aspectos que afectará en su grado de implantación es la mejora de la integración y compactación de los sistemas, en lo que sí se esperan grandes avances.

En el caso de la solar térmica (al igual que la fotovoltaica) la potencialidad dependerá de la superficie de captación y la eficiencia.

### Estimación de la potencialidad a 2050

Se plantea que al 2050 se aumentará la potencialidad de una forma importante, convirtiéndose en una tecnología altamente reconocida.

Debido a la diversidad de aplicaciones de dichos sistemas y variabilidad de rendimientos y producciones que ello conlleva, para el presente caso se hace referencia a sistemas residenciales, en base a tecnologías similares a las actuales. Aunque se subraya la fuerte evolución que pueda existir en el uso de la energía solar térmica en base a las tecnologías mencionadas, aún siendo ésta una incógnita.

**TABLA 14. PROYECCIÓN DE LA POTENCIALIDAD GENERACIÓN SOLAR TÉRMICA AL 2050**

Descripción	Valor
Potencialidad 2050 [m <sup>2</sup> de colectores solares]	3.350
Producción energética utilizable al 2050 [GWh/año]	3.370

Para el cálculo de la proyección de potencialidad de energía solar térmica, al igual que en el caso de la solar fotovoltaica, se realiza una estimación en base al análisis de superficies en la CAPV. En este caso, y basado en una mayor complejidad de integración arquitectónica que en el caso de la solar fotovoltaica, y en los factores conocidos de sombreado, superposición, pérdidas de inclinación y orientación, se estima el uso del 2% de la superficie construida actualmente. Ello, supone una superficie de colectores de casi 5 millones de metros cuadrados, lo que supone entorno a 3.350 MW instalados.

En lo referido a su potencialidad energético, y en base a sistemas solares térmicos actuales, se estima que esta cifra de metros cuadrados instalados podría sustituir hasta 3.370 GWh térmicos de las necesidades de calefacción o agua caliente en las viviendas.

### 6.3.2. Energía Geotérmica

#### Descripción

El potencial energético teórico de la energía geotérmica somera es amplísimo, debido a que la diferencia de temperatura en el suelo está prácticamente disponible en el total de la superficie de la CAPV.

En este caso, se estima que los principales desarrollos se enfocarán en cubrir las necesidades de calor (y frío) de los edificios de forma parcial o total, mediante sistemas de bombeo y bombas de calor, aunque realmente existen otras actividades industriales donde se reconoce un potencial importante.

Es una tecnología que al 2050 se cree estará fuertemente implementada en los desarrollos urbanos, donde los sistemas de calor y refrigeración de distrito pueden ayudar de una forma importantísima a su desarrollo. Aún no existiendo un gran control sobre las instalaciones geotérmica de baja entalpía, se estima un crecimiento anual acumulativo de entorno al 30% en los primeros años y de entorno al 10-15% a partir del 2015. En el caso de la CAPV, y en base a referencias del EVE y la Plataforma Tecnológica Española de Geotermia (GEOPLAT), se reconoce en la CAPV una iniciativa sólida en cuanto a realización de instalaciones de geotermia somera.

En lo referido a la tecnología, no es de gran complejidad y en la actualidad se está estudiando su comportamiento en las condiciones específicas de la Comunidad Autónoma del País Vasco.

#### Estimación de la potencialidad a 2050

En cuanto a la proyección de potencialidad al 2050, no existen estudios de potencial específicos para la CAPV. Para el presente estudio, se hace referencia al documento desarrollado por la Plataforma Tecnológica Española de Geotermia GEOPLAT, "Visión al 2030". En este caso, se asume que los datos de

perspectivas para el 2030 pueden ser atribuibles al 2050, por su condición de proyecciones a largo plazo en materias de experiencia reducida, como es la energía geotérmica.

Considerando lo estipulado en dicho documento, se estima que entre el 6,5 y 8% de la energía consumida en edificios podría ser suministrada mediante

**TABLA 15. PROYECCIÓN DEL POTENCIALIDAD GENERACIÓN TÉRMICA DE GEOTERMIA DE BAJA ENTALPÍA AL 2050**

Descripción	Valor
Potencia instalada al 2050 [MW/año]	620
Producción energética 2050 [GWh/año]	930

**TABLA 16. PRODUCCIÓN RENOVABLE EN 2050**

RECURSO RENOVABLE	POTENCIA INSTALADA (MW)	Energía FINAL (GWh/año)	Energía PRIMARIA (ktep/año)	% Aportación sobre el total
<b>ENERGÍA EÓLICA</b>				
Eólico terrestre	704	1.728	148,59	3,08%
Eólico off-shore	10.000	35.000	3.010,00	62,42%
<b>BIOMASA</b>				
Biomasa forestal	44	328	31,29	0,65%
Residuos sector maderero	20	153	14,63	0,30%
Biomasa agrícola	30	228	21,74	0,45%
Biogás vertedero	0	0	0,00	0,00%
Lejías negras*	35	264	22,70	0,47%
RSU*	54	405	38,73	0,80%
<b>HIDROELECTRICA</b>				
Minihidráulica	72	216	18,58	0,39%
Gran hidráulica*	84	251	21,59	0,45%
<b>UNDIMOTRIZ</b>				
Olas	229	1.600	137,60	2,85%
<b>GEOTERMIA</b>				
Geotermia profunda	290 - 350	2.300 - 2800	201,8 - 240,8	4,99%
<b>SOLAR</b>				
Solar termoeléctrico	0	0	0,00	0,00%
Solar fotovoltaico	2.500	2.488	213,93	4,44%
<b>TOTAL ELECTRICIDAD RENOVABLE</b>		<b>45.460</b>	<b>3.920,17</b>	<b>81%</b>
<b>CALOR</b>				
<b>SOLAR</b>				
Solar térmica		3.366	289,43	6,00%
<b>BIOMASA</b>				
Biomasa forestal		1.146	109,53	2,27%
Residuos sector maderero		536	51,21	1,06%
Biomasa agrícola		796	76,08	1,58%
Biogás vertedero		0	0,00	0,00%
Lejías negras		1.698	146,00	3,03%
RSU		1.419	135,55	2,81%
Residuo ganadero		147	14,00	0,29%
<b>GEOTERMIA</b>				
Geotermia somera		930	79,98	1,66%
<b>TOTAL CALOR RENOVABLE</b>		<b>10.038</b>	<b>901,77</b>	<b>19%</b>
<b>TOTAL</b>		<b>55.498 GWh/año</b>	<b>4.821,94 ktep/año</b>	

sistemas geotérmicos de baja entalpía más allá de 2020. Suponiendo que se cumpliera para el año 2050, en la CAPV supondría una producción energética de entorno a 180-220 GWh/año, lo que supondría una potencia instalada de 90-110MW térmicos instalados (en base un factor de planta de 20-25%).

Otra hipótesis plantearía que para el año 2050 (40 años vista) se pudieran alcanzar valores similares a los recogidos en la actualidad en países maduros en la tecnología geotérmica, como Suecia. Así, en base al dato de 270 MW<sub>t</sub> instalados por millón de habitantes en el país nórdico y considerando una po-

blación al 2050 de entorno a 2,3 millones de habitantes (Eustat), se estima que la potencia instalada en la CAPV podría llegar a valores de 620 MW.

Estas instalaciones, en base a un factor de planta de entorno al 15-20% (1.500 horas), podrían llegar a una producción térmica de hasta 930 MWh<sub>t</sub>/año. Sin embargo, cabe destacar que el factor de planta utilizado podría aumentar de forma considerable, no solo en base a mejoras tecnológicas, sino también como consecuencia de una mejor gestión de la demanda térmica de edificios e industria, basado en sistemas de calefacción y refrigeración centralizados.

## 7. Participación del potencial de energías renovables en el consumo energético

### 7.1. Introducción

El objetivo de este capítulo es estimar las necesidades energéticas de la CAPV en el horizonte 2020 y 2050 teniendo en cuenta los avances de eficiencia energética que se pueden producir tanto por la mejora tecnológica como por la aplicación de la legislación y las medidas definidas a nivel europeo trasladadas a los distintos estados miembros en el horizonte 2020, así como las previsiones internacionales existentes para 2050 sobre la evolución de esta variable.

En el Libro Verde sobre la Eficiencia Energética<sup>1</sup> publicado por la Comisión Europea en el año 2005 se abrió el debate sobre la necesidad de reducir en un 20% el consumo de energía con relación a las proyecciones de 2020. En este documento se apuntaba que “con las tecnologías más modernas actuales, podría ahorrarse el 20% del consumo de energía de los Estados miembros de la Unión Europea, que actualmente asciende a aproximadamente 1.725 Mtep. Las proyecciones indican que, si se mantienen las tendencias actuales, este consumo alcanzará las 1.900 Mtep en 2020. Por tanto, el objetivo es llegar, gracias a un ahorro de energía del 20% al nivel de consumo de 1990, es decir, 1.520 Mtep”.

Este planteamiento se ha visto ratificado en el documento elaborado por la Comisión titulado “Eficiencia Energética: Alcanzar el objetivo del 2020”<sup>2</sup> de 2008, estableciendo la necesidad de reducir un 20% el consumo de energía primaria en el marco de los objetivos “20-20-20” para 2020.

Los requerimientos europeos se han plasmado a nivel estatal en el documento Plan de Acción 2008-

2012 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España (PAE4+). En él se marcan las líneas de acción para alcanzar el objetivo europeo de mejora de eficiencia energética en un 20% para 2020.

Esta necesidad de incrementar la eficiencia energética, es decir utilizar menos energía por unidad de producción, es un elemento determinante a la hora de realizar las estimaciones y determinar los escenarios sobre la evolución del consumo energético en la CAPV en el horizonte 2020 y 2050.

### 7.2. Escenarios de crecimiento del PIB

Se han definido tres escenarios sobre la evolución que puede registrar el PIB de la economía vasca en el horizonte 2020 y 2050. Para ello se han consultado distintas fuentes oficiales de información tanto autonómicas, estatales como europeas sobre las previsiones que se están manejando sobre la evolución prevista para esta variable tanto en un horizonte temporal más a corto plazo como más a largo.

Las previsiones de crecimiento del PIB hasta 2013 se han obtenido de las perspectivas económicas del Gobierno Vasco<sup>3</sup> y las de 2013 a 2015 se han obtenido del documento “Posición cíclica, saldos estructurales y escenario presupuestario del Gobierno Vasco en el horizonte del 2015”.<sup>4</sup>

Las estimaciones a 2015-2060 se han utilizado las predicciones de crecimiento del PIB estatal y europeo realizadas por el Grupo de Trabajo sobre Envejecimiento (AWG) del Comité de Política Económica en el horizonte 2008-2060. Estas predicciones del PIB

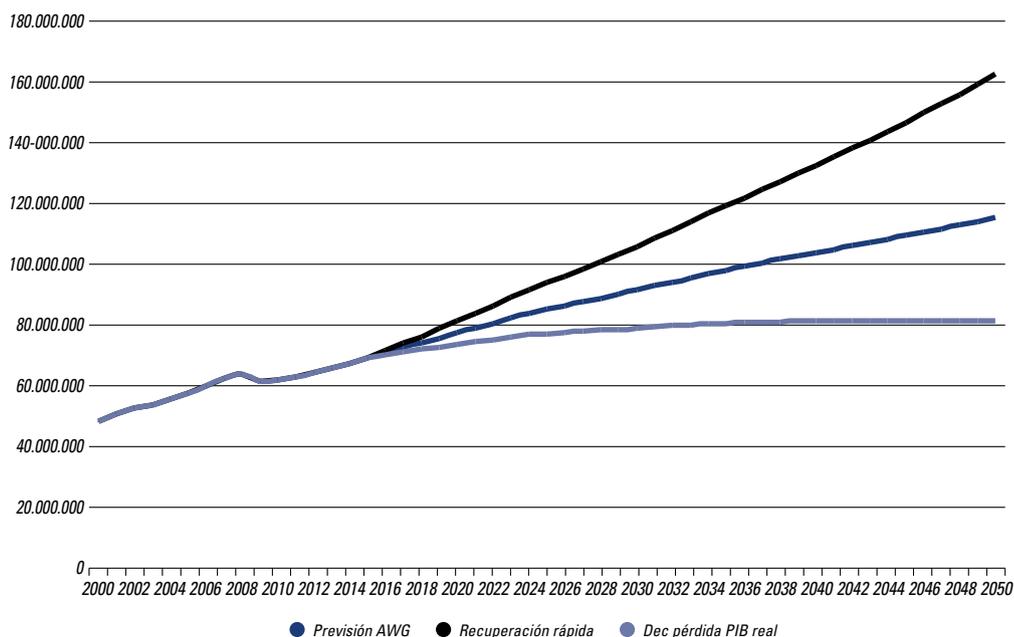
<sup>1</sup> Libro Verde sobre la Eficiencia Energética hacer más con menos. Com (2005) 265 final.

<sup>2</sup> Eficiencia Energética: Alcanzar el objetivo del 20%. Com (2008) 772 final.

<sup>3</sup> Informe sobre la Economía Vasca. Posición cíclica y Escenarios Macroeconómicos 2010-2013. Departamento de Economía y Hacienda del Gobierno Vasco. Junio 2010.

<sup>4</sup> Posición cíclica, saldos estructurales y escenario presupuestario del Gobierno Vasco en el horizonte del 2015. Ekonomiaz, nº 73: 276-315.

**FIGURA 1. PREDICCIONES SOBRE EVOLUCIÓN DEL PIB (2020-2050)**



**TABLA 1. ESCENARIOS DEL PIB VASCO A PRECIOS CONSTANTES DE 2005**

Miles de €	Recuperación rápida	Previsión AWG	Década perdida
2020	81.035.072	77.185.191	73.483.044
2050	162.278.069	115.129.575	81.402.446

estatal han sido ajustadas para el caso concreto de la CAPV. Cada una de las variables, que integran el PIB, han sido ponderadas según la semejanza con el entorno. Así pues, para el consumo y la inversión se ha considerado la tasa de crecimiento previstas para la economía española, mientras que para la balanza comercial (exportaciones-importaciones), puesto que la economía vasca se encuentra fuertemente internacionalizada, se ha considerado que la evolución de esta variable puede asemejarse a la de las economías más avanzadas de Europa. En este caso se ha tomado como referencia la tasa de crecimiento prevista para la economía alemana.

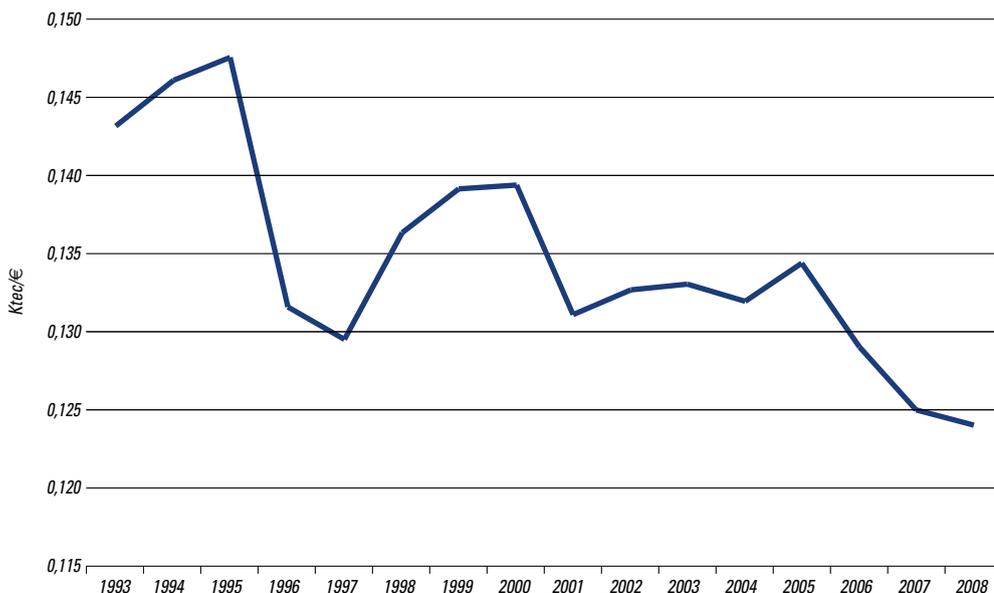
En base a estas predicciones se ha considerado un escenario de recuperación económica rápida, en el que la tasa de crecimiento anual del PIB es superior

en un punto porcentual a las previsiones realizadas por el AWG, y un escenario en el que las tasas de crecimiento son más bajas que las previstas, el denominado como década perdida. En este último caso la tasa de crecimiento anual es un punto porcentual inferior a las previsiones realizadas por el AWG.

A partir de estos tres escenarios de crecimiento de la economía vasca se ha procedido a estimar las necesidades energéticas de la CAPV para el periodo analizado.

### 7.2.1. Escenarios de crecimiento del consumo de energía primaria

Una vez establecidas las previsiones de crecimiento de la economía vasca se ha procedido a esti-

**FIGURA 2. EVOLUCIÓN DE LA INTENSIDAD ENERGÉTICA EN EUSKADI**

Fuente: EVE.

mar las necesidades energéticas a partir de la evolución de la intensidad energética.

Se define como intensidad energética al ratio entre consumo de energía primaria y el PIB. Para alcanzar una economía sostenible es necesario que este ratio sea cada vez más reducido. Es decir, que cada vez necesitemos menos energía para producir la misma cantidad de bienes y servicios, y por lo tanto seamos más eficientes en su uso.

La evolución de la intensidad energética en la economía vasca durante el periodo 1993-2008 muestra una tendencia decreciente, aunque también se registran episodios de crecimiento, que incluso en algunos casos llegan a ser destacados. En los últimos 15 años la intensidad energética en Euskadi se ha reducido un 13,5%.

Se ha partido de dos documentos para definir las hipótesis de evolución de la intensidad energética por un lado, del documento de la Comisión Europea: Eficiencia Energética alcanzar el objetivo del 2020 (COM 2008/772). Y del Informe Roadmap 2050 de la European Climate Foundation, en el que se establece

a nivel europeo una previsión de la reducción de la intensidad energética del 27% respecto a los niveles de 2010.

La *primera hipótesis* considera una mejora de la eficiencia energética del 20% en 2020 respecto a la senda tendencial del consumo, y del 27% en 2050 respecto 2010, en cumplimiento tanto de los objetivos europeos a más corto plazo, como de los objetivos mundiales de reducción de las emisiones de GEI.

La *segunda hipótesis* establece que Euskadi no es capaz de alcanzar una reducción de la intensidad del 20% en 2020, pero continúa en la senda de la mejora energética que se viene registrando en los últimos años, de forma que al final de este periodo se consigue una reducción del 10%. Sin embargo, de cara a 2050 el esfuerzo por reducir la intensidad es mayor, de forma que se alcanza las previsiones de una reducción del 27% respecto los niveles de 2010.

Y la *tercera* establece el mantenimiento de una tasa constante de aumento de la eficiencia energética para todo el periodo 2009-2050 del 0,4% anual. Lo que nos sitúa en un aumento medio de la eficiencia

energética del 8,4% para el periodo 2006-2020, y del 14,8% para 2010-2050. De forma que no se conseguiría ninguno de los objetivos ni de las previsiones marcadas para 2020 y 2050.

### HIPÓTESIS Nº 1

En el primero de los escenarios, para poder alcanzar el objetivo europeo de una mejora del 20% la eficiencia energética tendría que crecer a una tasa anual constante del 1,52% anual para el periodo 2008-2020, y del 0,54% para el periodo 2020-2050. Bajo estos supuestos el consumo energético en cada uno de los escenarios económicos se situaría en:

**TABLA 2. CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA (KTEP)**

Mejora 20% de la eficiencia energética en 2020	PIB recuperación rápida	PIB previsión AWG	PIB década pérdida
2020	8.359	7.962	7.580
2050	14.243	10.105	7.145

### HIPÓTESIS Nº 2

El segundo de los escenarios a pesar de no alcanzar el objetivo de mejora de la eficiencia del 20%, se mantiene la tendencia de reducción de la intensidad energética, alcanzando un aumento del 10% entre 2008 y 2020. Para ello la tasa de crecimiento constante anual es del 0,55% para el periodo 2008-2020. Sin embargo, como hemos considerado que se alcanza la previsión europea de un aumento del 27% de la eficiencia energética en 2050 respecto a 2010, este porcentaje se incrementa hasta el 0,86% anual para el periodo 2020-2050. Teniendo en cuenta estos supuestos se obtiene el siguiente consumo de energía primaria.

**TABLA 3. CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA (KTEP)**

Mejora 10% de la eficiencia energética en 2020	PIB recuperación rápida	PIB previsión AWG	PIB década pérdida
2020	9.407	8.960	8.531
2050	15.990	11.344	8.021

### HIPÓTESIS Nº 3

Finalmente, el tercero de los escenarios es el tendencial o también denominado como BAU.<sup>5</sup> En este se mantiene la tasa constante de aumento de la eficiencia energética en el 0,4% para todo el periodo 2008-2050, de forma que no se alcanzan ni los objetivos ni las previsiones europeas respecto a la eficiencia energética para 2020 y 2050.

**TABLA 4. CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA (KTEP)**

Mejora 8,4% de la eficiencia energética en 2020	PIB recuperación rápida	PIB previsión AWG	PIB década pérdida
2020	9.573	9.118	8.681
2050	16.999	12.060	8.527

Los siguientes gráficos muestran la evolución del consumo de energía primaria para los tres escenarios de crecimiento del PIB y de la mejora de la eficiencia energética.

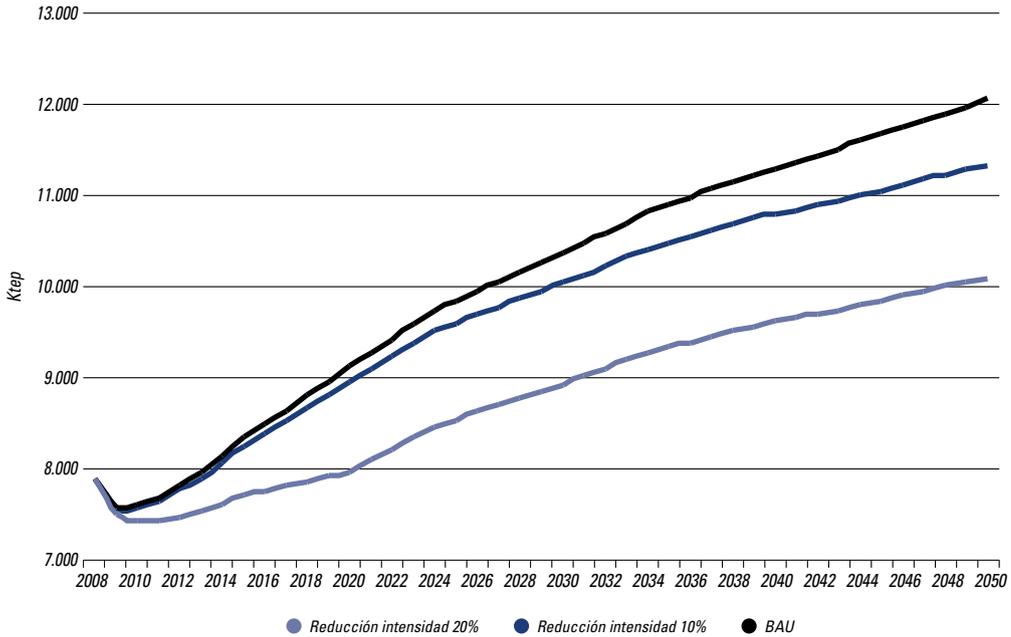
El escenario con una mayor probabilidad de suceso en la CAPV es el que se obtiene de un ritmo de crecimiento del PIB previsto por el AWG, y la consecución del objetivo de aumento de la eficiencia energética del 20% para 2020 y del 27% para 2050, al que a partir de ahora se definirá como el Escenario Sostenible. Bajo estos supuestos en 2050 el PIB se incrementaría un 81% y en cambio el consumo de energía primaria lo haría en un porcentaje mucho más reducido del 28%.

En la siguiente tabla se muestran los principales resultados para cada una de las variables analizadas del escenario sostenible relativos a 2020 y 2050.

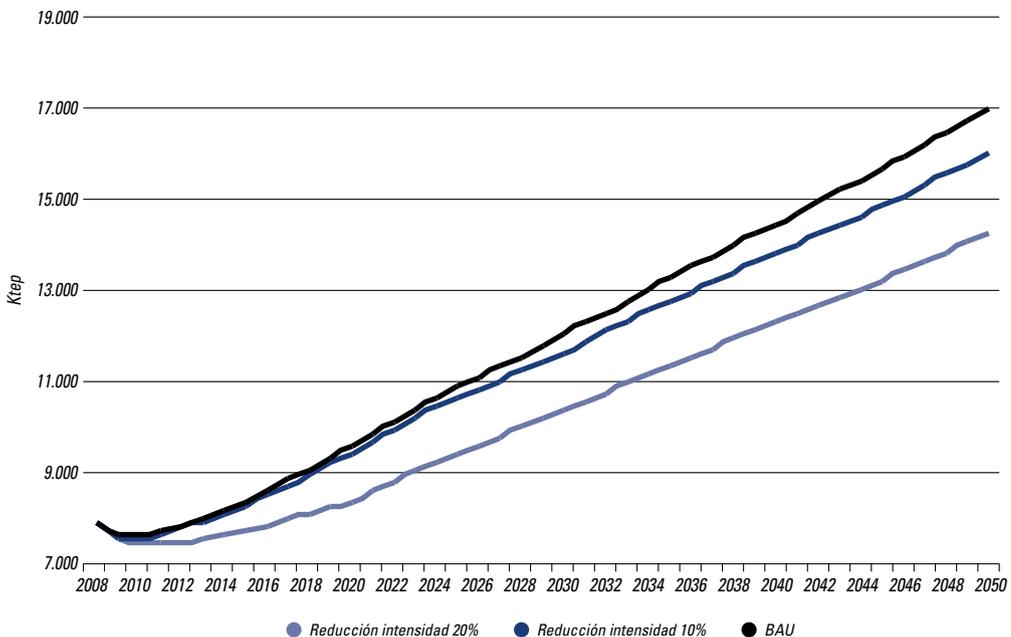
	CEP ktep	PIB miles € 2005	Intensidad Energética Ktep/€
2020	7.962	77.185.191	0,103
2050	10.105	115.129.575	0,088

<sup>5</sup> BAU siglas en inglés que significan Business as usual.

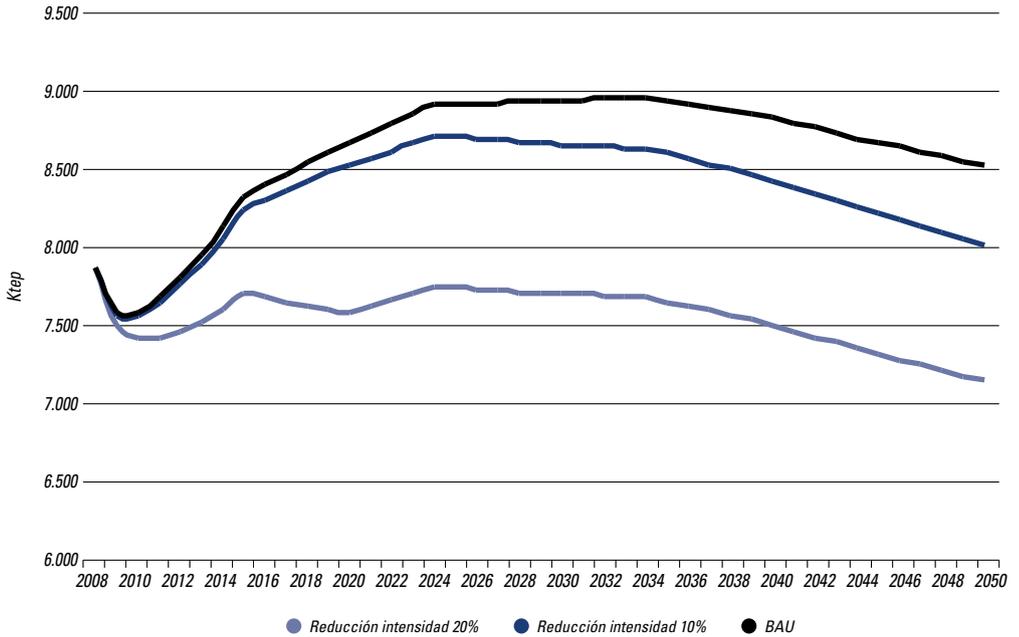
**FIGURA 3. CONSUMO ENERGÍA PRIMARIA VS. EVOLUCIÓN PREVISTA DEL PIB**



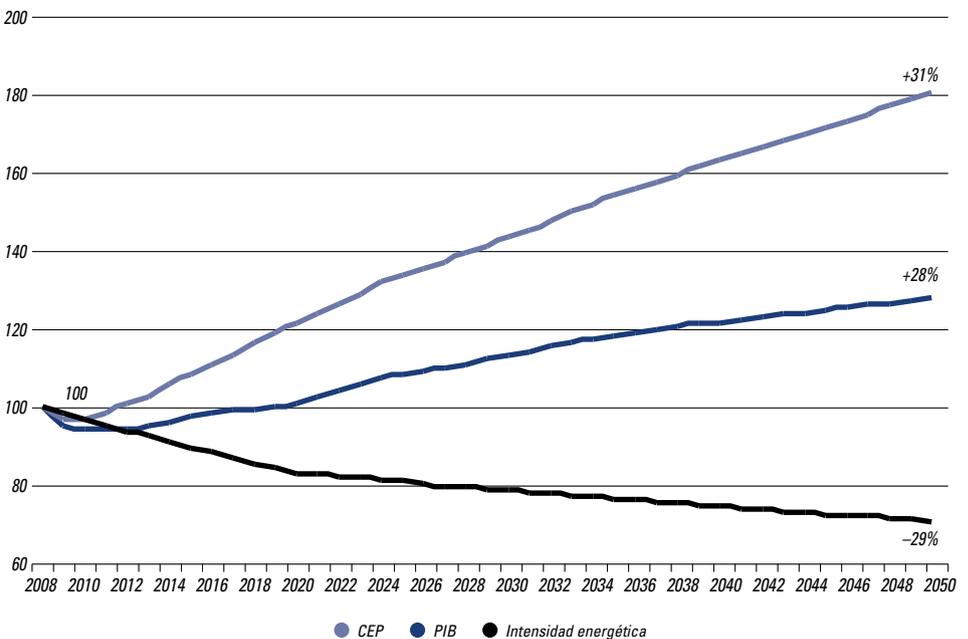
**FIGURA 4. CONSUMO ENERGÍA PRIMARIA VS. RECUPERACIÓN RÁPIDA DEL PIB**



**FIGURA 5. CONSUMO ENERGÍA PRIMARIA VS. DÉCADA PERDIDA**



**FIGURA 6. CONSUMO ENERGÍA PRIMARIA, PIB E INTENSIDAD ENERGÉTICA EN EL ESCENARIO SOSTENIBLE**



### 7.2.2. Tasa de autoabastecimiento renovable

La tasa de autoabastecimiento renovable se define como el ratio entre la producción de energía primaria renovable y el consumo de energía primaria. Teniendo en cuenta la propia estructura de producción energética de Euskadi, cuando mayor sea esta tasa menor será la dependencia energética del territorio respecto al exterior, y por lo tanto mayor será la seguridad de abastecimiento de este recurso, puesto que se obtienen a partir de la explotación de las fuentes energéticas disponibles en el propio territorio.

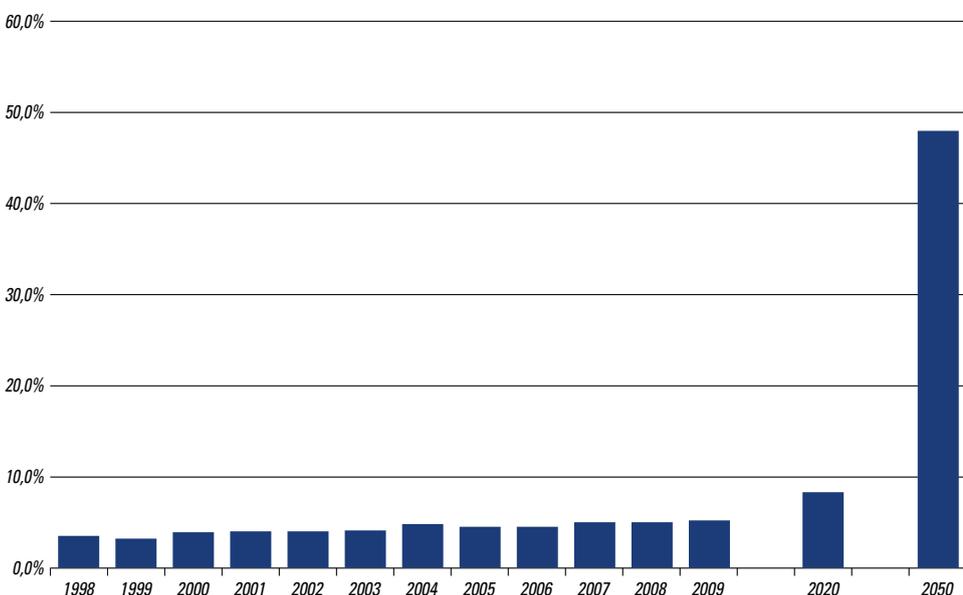
No debe confundirse esta tasa de autoabastecimiento con el objetivo planteado por la unión europea en la directiva 2009/28/CE a nivel estatal relativo a la consecución de la cuota del 20% del consumo final bruto de energía procedente de fuentes renovables para 2020. Además, dicha directiva también establece el objetivo de que el 10% del consumo final de energía del sector transporte sea procedente de fuentes renovables (biocombustibles). No obstante en los datos que se presentan del índice de autoabasteci-

miento no se recoge este objetivo, puesto que así lo establecía el propio alcance del proyecto.

La producción de energía primaria en la CAPV se sustenta básicamente en las fuentes renovables. En 2008 el 93,5% de esta producción era de origen renovable. Esta elevada representatividad de las fuentes renovables dentro de la producción de energía primaria es un proceso que se viene registrando desde la década de los noventa y se debe a dos motivos. Por un lado, a la caída de la producción de gas natural en la CAPV, y por el desarrollo e impulso que vienen registrando las fuentes renovables.

La tasa de autoabastecimiento renovable en la última década en la CAPV ha mantenido una tendencia creciente, estabilizándose durante el periodo 2004-2008 en torno al 5%. Según los datos estimados de potencial de generación de energía renovable en la CAPV para 2020 esta tasa de autoabastecimiento se situaría entre un valor máximo del 9,7% y un mínimo del 8,3%, lo que supone prácticamente doblar los niveles registrados en la anterior década. Aunque precisamente la auténtica revolución energética se

**FIGURA 7. EVOLUCIÓN DE LA TASA DE AUTOABASTECIMIENTO RENOVABLE**



Fuente: EVE. Elaboración propia.

prevé que se produzca a partir de 2020. Y tendrá como resultado la posible consecución de una tasa de autoabastecimiento renovable del 48%.

Teniendo en cuenta el objetivo de la directiva europea 2009/28/CE de que en 2020 el 20% del consumo final bruto de energía debe proceder de fuentes renovables, se ha realizado una estimación para el caso de la CAPV. No obstante, debe anotarse que esta cifra es una aproximación teniendo en cuenta los escasos datos de

partida para poder calcular este dato, ya que el objeto del estudio no es el de realizar una modelización del balance energético a 2020. Así pues, en 2020 el porcentaje de las energías renovables sobre el consumo final bruto en la CAPV se situaría entre un intervalo del 13% - 17% del total, no alcanzándose la cifra del 20%. Sin embargo, si se realiza una política de incremento de la eficiencia energética y de fomento intenso de las energías renovables es más factible acercarnos a este porcentaje.

## 8. Escenarios de desarrollo de las energías renovables en la CAPV

### 8.1. Introducción y objetivos

#### 8.1.1. Introducción

Para el año 2050, el mundo y la Comunidad Autónoma del País Vasco (CAPV) habrán cambiado de maneras que son difíciles de imaginar en el presente. Los escenarios permiten explorar las perspectivas energéticas del futuro, incluyendo varias combinaciones de opciones tecnológicas y sus implicaciones.

El futuro es por definición incierto, y no puede ser pronosticado. Cómo se desarrolla viene hasta cierto punto determinado por el curso de las acciones que decidamos tomar. Por esta razón, el futuro y sus incertidumbres deben mirarse de forma articulada, más allá de la simple presunción de que las tendencias presentes continuarán el día de mañana. En un horizonte de cinco a diez años la inercia de los sistemas económicos y energéticos es fuerte y no existe gran margen para el cambio. Éste es el caso de las previsiones de desarrollo de las energías renovables al 2020. Pero para períodos más prolongados, como el 2050, el futuro no está exento de grandes cambios y puede verse modificado de forma destacada.

Basar nuestras decisiones para el largo plazo en premisas de continuación de las tendencias actuales presenta riesgos. En especial debemos contemplar la posibilidad de que algunas variables con potencial de impacto en el éxito de un plan de desarrollo energético para la CAPV adopten un curso diferente. Queda la pregunta, ¿Qué plan de acción maximizará las posibilidades de éxito de las energías renovables en la CAPV dentro de todas las posibles diferentes situaciones? Incluso considerando la continuación indefinida de las tendencias actuales hasta el 2050, estamos obligados a analizar si estas tendencias necesariamente nos conducen a los resultados deseados.

El ejercicio intelectual de establecer escenarios de futuro diametralmente opuestos entre ellos, pue-

de ser especialmente útil para proveernos de advertencias tempranas, que permitan modificar políticas, comportamientos y aspiraciones actuales. Estos nos lleva a dos importantes consideraciones:

- A medio plazo (2020), el entendimiento en profundidad de los principales elementos de incertidumbre es la base de cualquier planeamiento estratégico;
- En el más largo plazo (2050), entra en juego un elemento adicional de libertad, ya que el futuro puede ser moldeado y modificado, mediante, por ejemplo, la voluntad política.

Es por ello que los escenarios, tal y como se han entendido en este estudio, son conjeturas de lo que puede ocurrir en el futuro basado en el presente y la experiencia del pasado.

#### 8.1.2. Objetivo de los escenarios

El objetivo de los escenarios presentados es proveer lógica a la exposición de los potenciales futuros realizada para las energías renovables en la CAPV en el horizonte 2050, mediante el análisis del efecto acelerador o desincentivador que puedan tener sobre su desarrollo las diferentes premisas políticas, sociales, tecnológicas y económicas, poniendo de relieve el impacto y la interrelación que existe entre el desarrollo de las energías renovables y el resto de factores.

Los escenarios pueden entonces:

- Ayudar a los responsables de políticas a identificar las principales dimensiones y directrices que modelan el futuro.
- Ayudar a explorar y entender los vínculos dinámicos entre los principales factores y evaluar su capacidad de incidir sobre el desarrollo de las renovables.
- Permitir una apreciación más sistemática y completa de las incertidumbres.

## 8.2. Metodología aplicada

La metodología aplicada para la elaboración de escenarios es la misma que se ha utilizado en la realización de los “Global Energy Scenarios” (2006) elaborados en el marco del “Millenium Project” bajo el comisariado del Secretariado General de las Naciones Unidas. También se recogen aspectos de la metodología utilizada por la International Energy Agency (IEA) en su Estudio: “ENERGY TO 2050: Scenarios for a Sustainable Future”.

### Elementos claves para el desarrollo de los escenarios

Una premisa fundamental en la formulación de escenarios es que éstos deben ser consistentes, lógicos y plausibles de ocurrir. La construcción de escenarios es un proceso inherentemente interdisciplinario, pues necesita tener en cuenta varias dimensiones que afectan a un mismo problema. Los escenarios deben integrar fenómenos de largo plazo (incluyendo tendencias demográficas, tecnológicas o de ecosistemas) con fenómenos de corto plazo (tales como la inflación o las variaciones del precio del petróleo).

Los escenarios deben también poseer la capacidad de desafiar las expectativas y predicciones de los responsables de diseñar la estrategia de futuro.

El proceso de construcción de escenarios es un ejercicio analítico complejo, y consta de al menos cinco pasos básicos:

1. Definir el problema y sus alcances.
2. Recopilar información, opinión de expertos y datos históricos para construir un sistema coherente que incluya a todos los actores y agentes relevantes, así como los vínculos (cuantitativos y cualitativos) existentes entre ellos.
3. Identificar los factores clave y de mayor impacto sobre el problema a analizar.
4. Hacer un ranking de estos factores por su nivel de incertidumbre; identificando los dos factores de mayor importancia. Estos factores representan los ejes principales a lo largo de los cuales los escenarios son caracterizados.
5. Describir en profundidad los escenarios en forma de narrativas consistentes.

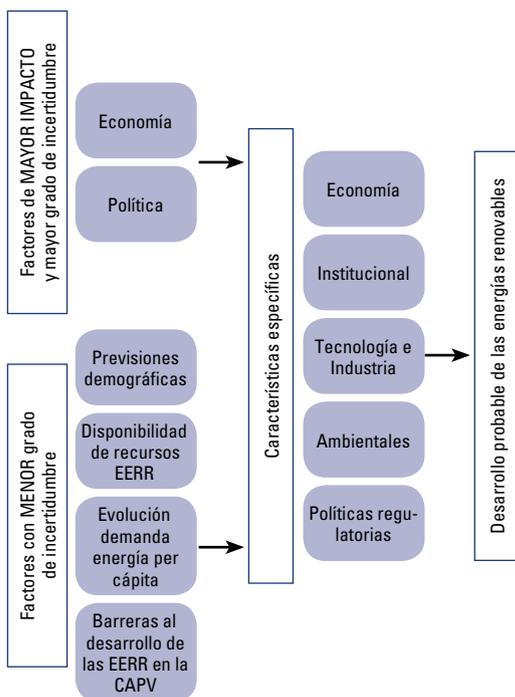
## 8.3. Definición de los escenarios para la CAPV

### 8.3.1. Factores que influyen en el establecimiento de los escenarios

Siguiendo la metodología descrita en el apartado 2.1, se identifican los factores principales que afectan al desarrollo de las energías renovables, de los cuales se seleccionan los dos factores que se consideran de mayor impacto y mayor grado de incertidumbre. Estos factores definirán los 2 ejes principales, lo que dará como resultado la creación de los 4 escenarios (véase apartado 3.1.1).

En base a la definición de los factores de mayor incertidumbre, así como al resto de factores, que se han reconocido con menor grado de incertidumbre, se describirán las características específicas esperables para cada uno de los escenarios, clasificadas bajo las áreas de: Economía, institucional, tecnología e industria, características ambientales y políticas y regulatorias.

A partir de estas características, se describe el desarrollo probable de las energías renovables dentro de cada uno de los escenarios.



**Factores de mayor impacto en el desarrollo de escenarios**

Los factores considerados como de mayor impacto y de mayor incertidumbre para el desarrollo de las energías renovables en la CAPV son los referentes a la dirección que tomen el desarrollo económico en las siguientes décadas, y la evolución de las políticas y estrategias tanto a nivel de Estado como de la CAPV para la promoción de las energías renovables en su territorio. El desarrollo económico es determinante en la competencia entre las energías renovables y las convencionales, en tanto que varias de las energías renovables todavía están en procesos de innovación o en busca de la paridad de costes. Si bien es cierto que se espera que la paridad para algunas de las tecnologías renovables pueda estar relativamente cerca, toda la infraestructura logística, industrial y estructuras de mercado están adecuadas para las energías convencionales. Vencer estas barreras requiere de un desarrollo económico positivo. Por otra parte, el despliegue a gran escala de las energías renovables requiere de una clara voluntad política de lucha contra el cambio climático y defensa de la sostenibilidad en general, además de una determinación por disminuir la dependencia energética del territorio. Los escenarios propuestos están contruidos por tanto a lo largo de los dos ejes siguientes:

1. Eje político: Las políticas que afectan la promoción e implementación de las energías renovables, así como el marco regulatorio desarrollado tanto en la UE, el Estado Español y en especial en la CAPV, establecerán el balance futuro entre las energías convencionales y el desarrollo de las energías renovables.
2. Eje económico: Diferencias existentes entre una economía próspera y globalizada versus una economía en crisis marcada por el aislamiento regional. La principal característica de una economía en crisis y con marcados aislamientos regionales es el escaso comercio e intercambio tecnológico entre regiones.

**Factores considerados con menor grado de incertidumbre**

Los factores con menor grado de incertidumbre también aportan información a la hora de desarrollar

los diferentes escenarios planteados. Para el desarrollo de los escenarios, los factores considerados de menor grado de incertidumbre en su evolución futura son los siguientes:

- a) Disponibilidad de recursos energéticos renovables y prospectiva tecnológica
- b) Previsiones demográficas
- c) Evolución de la demanda de energía per cápita
- d) Barreras al desarrollo de las energías renovables en la CAPV

**8.3.2. Escenarios propuestos para la CAPV**

Tal y como se ha descrito en los apartados anteriores, la combinación de los ejes político y económico genera cuatro escenarios, cada uno con características y futuros resultantes diferentes. Los escenarios son los siguientes:

1. Escenario I: Bienestar y desarrollo
2. Escenario II: La crisis económica
3. Escenario III: Retraso y pobreza
4. Escenario IV: Falta de compromiso político



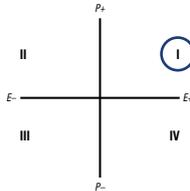
Cada escenario asume direcciones diferentes y describe futuros divergentes entre sí ante realidades político-económicas que, aunque en algunos casos son extremas, no dejan de ser posibles en el horizonte del 2050 de este estudio.

## 8.4. Desarrollo de los escenarios propuestos

### 8.4.1. Escenario I: Bienestar y Desarrollo

#### 8.4.1.1. Descripción general

Eje político (+)  
Eje económico (+)



El escenario I describe un mundo cada vez más globalizado con un desarrollo mundial del bienestar reduciéndose las diferencias entre los países. En este escenario, la población alcanza su pico a mediados de siglo y disminuye luego poco a poco como efecto de la bonanza económica y estado de bienestar general. Las estructuras económicas cambian rápidamente hacia una economía del conocimiento y de la información en la que el sector servicios va ganando peso a la industria, con reducciones importantes en la intensidad de materiales, y con la introducción de tecnologías limpias y del uso eficiente de los recursos. El énfasis está en soluciones globales a temas económicos, sociales y de sostenibilidad ambiental. Éste es el escenario de las grandes transformaciones económicas y sociales. Se generaliza en el mundo la producción y gestión descentralizada de la energía, permitiendo así mismo optimizar la eficiencia energética del sistema. La cooperación tecnológica, industrial y económica entre regiones es más que óptima, la empresa privada es la que desarrolla las energías renovables haciéndolas mayoritarias al 2050 en el mix energético de la CAPV y de varias otras CCAA del Estado Español. El sector industrial de la CAPV ha desarrollado tecnologías puntas en el ámbito de las energías renovables y ha logrado conquistar una cuota de mercado mundial importante, en especial en Latino América (que ya ha salido del subdesarrollo) y de la pujante África. Es el escenario por excelencia de la transición a la sostenibilidad energética mundial.

#### Tendencias clave

Se generaliza en el mundo el uso de sistemas energéticos descentralizados y de alta eficiencia.

La empresa privada es el gran actor en el desarrollo de las energías renovables.

El sector industrial de la CAPV ha desarrollado varias tecnologías de punta y ha conquistado una cuota importante del mercado de las tecnologías renovables en el mundo.

#### 8.4.1.2. Características específicas del escenario

##### Económicas

A nivel internacional, la coyuntura económica es buena y por tanto también en el Estado Español y en la CAPV. Existen fondos de inversión privados que promueven el desarrollo de las energías renovables en la CAPV.

El crecimiento económico de la CAPV es elevado, situándose entre el 3% y el 3,5%.

Los recursos para la ampliación del sector energía de bajas emisiones de carbono provienen de fuentes privadas.

El sector de energías renovables de la CAPV ha alcanzado una altísima participación en la balanza de comercio exterior.

##### Institucional

Los partidos políticos con participación en el gobierno de la CAPV son instituciones consolidadas que han logrado el consenso en cuanto a la lucha contra el cambio climático y la sustitución de la energía proveniente de combustibles fósiles o nucleares por energías renovables.

Las políticas de descentralización en el Estado Español, han permitido crear las condiciones necesarias para reducir al mínimo los problemas de exclusión social, garantizando los servicios energéticos necesarios al total de la población, especialmente en el sector rural.

La solidez del sistema político y el manejo prudente de la economía, produce una fuerte percepción de estabilidad a los inversores.

## Tecnología e Industria

La CAPV progresa aceleradamente en su desarrollo tecnológico y sus industrias son líderes reconocidos en varias tecnologías de explotación de las energías renovables.

Europa se encuentra totalmente interconectada eléctricamente con varios puntos de acceso al Estado Español. A través de la CAPV pasan corredores de energía de gran importancia.

La administración de los servicios energéticos dio un vuelco grande cuando todas las instalaciones residenciales, comerciales e industriales adoptaron protocolos de smart grids, lo que elevó la eficiencia energética a niveles no vistos antes.

La inversión en energía eólica ha sido puntera durante todas las décadas pasadas. Las tecnologías y costes de la energía eólica, especialmente la marina, disminuyeron y los mayores problemas tecnológicos han ido superándose. Esto significa que el potencial de energía eólica se ha incrementado fuertemente desde las proyecciones realizadas 4 décadas antes.

La energía solar fotovoltaica se ha convertido en una tecnología familiar para el ciudadano, superando con creces las expectativas de introducción de la fotovoltaica en la CAPV. Gracias al desarrollo de nuevos materiales, se han ido consiguiendo reducciones importantísimas en los costes, y se ha facilitado su integración en elementos de los entornos urbanos y peri urbanos.

La CAPV utiliza eficientemente la gran mayoría de los recursos biomásicos disponibles para la producción combinada de calor y electricidad. Así mismo, la actividad de cultivos energéticos tanto para la producción de biocombustibles, y generación de calor y electricidad, ha comenzado con éxito en varias localidades de la CAPV aumentando de manera importante el potencial disponible de biomasa en el territorio de la CAPV.

Los sistemas de calor en la CAPV son en su gran mayoría centralizados y utilizan el calor del suelo y calderas de biomasa para proveer de calor a complejos urbanos. El calor y el frío son servicios

centralizados en la mayor parte de los pueblos y ciudades de la CAPV.

Se aprovechó la época de prosperidad para desarrollar nuevas tecnologías renovables y convertir a la industria en la CAPV en referente internacional caso de la tecnología eólica offshore y la mareomotriz.

## Ambientales

Las centrales eléctricas que utilizan combustibles fósiles, especialmente el carbón, han cerrado casi en su totalidad en Europa y el Estado Español. Las últimas centrales nucleares en operación dejarán de operar muy pronto en Europa.

## Políticas y regulatorias

La solidez del sistema político y el manejo prudente de la economía, produce una fuerte percepción de estabilidad a los inversores.

El marco regulatorio promueve las empresas energéticas locales y de servicios energéticos.

Existen diferentes mecanismos financieros innovadores que alientan la participación del sector privado.

Existe un plan de acción de largo plazo sobre la sostenibilidad de la CAPV que es monitorizado y evaluado por las diferentes administraciones.

Se ha desarrollado un plan de manejo de áreas forestales y deshechos agrícolas eficiente, que facilita la explotación sostenible de la biomasa para usos energéticos.

El sistema es autorregulado: El nivel de conciencia de la sociedad y de la industria en lo que respecta al uso apropiado y sostenible de la energía es muy alto. En este marco, no es necesario regulación en exceso para lograr que las buenas prácticas sean respetadas.

Estilo de regulación basado en objetivos: Las instituciones supervisoras y fiscalizadoras son sólidas y respetadas. Gracias a esto, se ha logrado establecer un estilo de regulación basado en la consecución de objetivos a partir de un marco sólido de respeto a la ética y a las buenas prácticas.

### 8.4.1.3. Desarrollo indicativo probable de las energías renovables bajo este escenario

En este escenario se espera una aportación importante de todas las energías renovables. Entre ellas, la energía eólica marina se convierte en el principal recurso renovable. Además de ello, se produce un fuerte desarrollo de la energía eólica, la solar fotovoltaica, y la proveniente de biomasa, superando en varios casos las expectativas de años anteriores.

Los bajos costes y mejoras tecnológicas de la energía eólica terrestre han tenido como consecuencia un aumento importante del potencial existente para esta fuente respecto a décadas pasadas. Todos los parques eólicos iniciales han sido repotenciados y se han construido nuevos no contemplados en planes anteriores, gracias a consensos sociales logrados en años anteriores.

El sector eléctrico privado ha invertido fuertemente también en la energía eólica marina, haciendo de la costa vasca, una zona atrayente de inversiones en parques eólicos marinos y en pleno crecimiento.

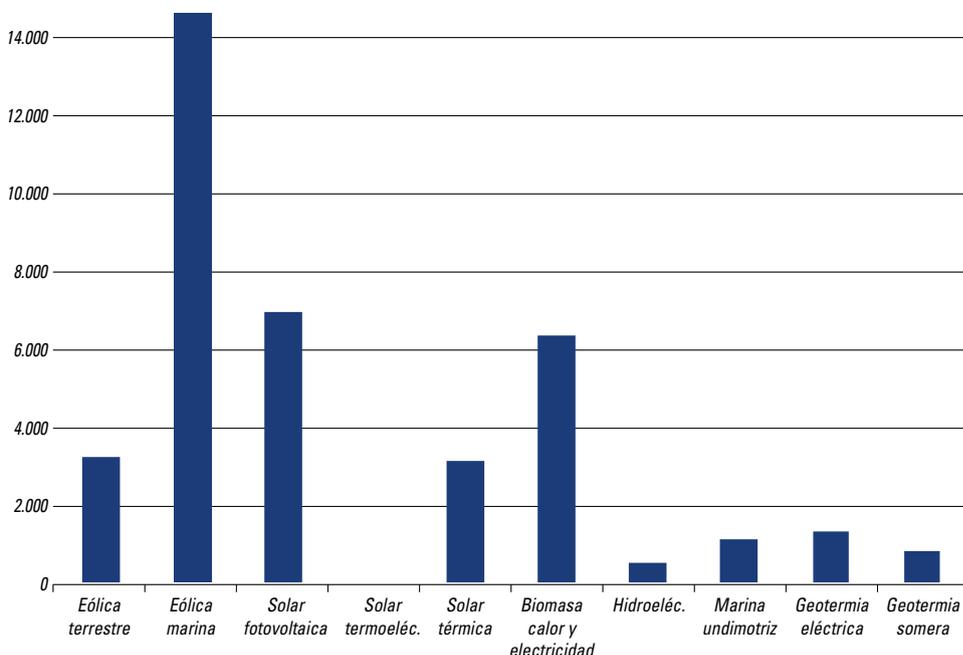
En este proceso, se discuten nuevas zonas de explotación del recurso eólico para futuras ampliaciones.

La energía fotovoltaica asimismo tendrá un fuerte desarrollo comparado con el alcanzado en el 2020. Los nuevos materiales utilizados conllevarán una reducción de los costes superior a las previsiones de la década anterior, y permitirán multiplicar el potencial que se consideraba como disponible para la CAPV. Además, el desarrollo de la tecnología fotovoltaica de fácil integración arquitectónica ha hecho que estos dispositivos se hayan convertido en un elemento común en la sociedad.

En el caso de la biomasa, se prevé el inicio de la explotación de los cultivos energéticos, tanto para la producción de biocombustibles como para la producción de calor y electricidad en centrales combinadas de calor y electricidad. Adicionalmente, se ha maximizado la explotación de todos los residuos forestales y agrícolas, así como la explotación energética de residuos orgánicos municipales e industriales que no han podido ser reutilizados o reciclados.

Otras energías, especialmente la undimotriz, han comenzado a desarrollarse con importantes proyectos, y

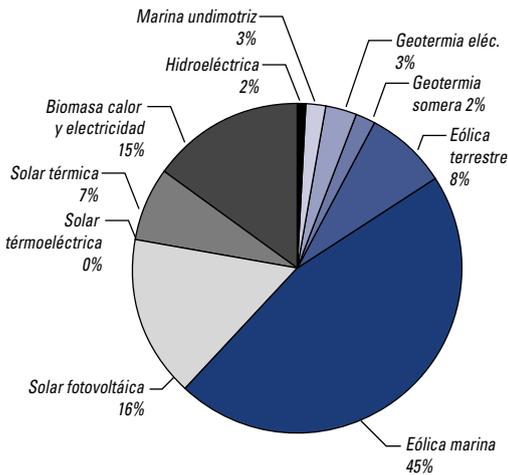
**ESCENARIO 1. APORTACIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA EN GWh (HORIZONTE 2050)**



se presentan junto a las tecnologías de explotación del recurso eólico y solar, como tecnologías que les queda gran desarrollo de cara a la segunda mitad del siglo XXI.

La participación en forma porcentual por cada energía se puede apreciar en el siguiente gráfico:

**ESCENARIO 1. PARTICIPACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES POR TIPO (HORIZONTE 2050)**



mano de obra entre regiones. Los cambios tecnológicos son menos rápidos y más diversos que en el escenario I, y el desarrollo económico de las energías renovables es intermedio gracias a políticas de desarrollo adecuadas que se implementaron en la CAPV a pesar de las restricciones económicas existentes. Aunque este escenario está orientado a la protección ambiental y social, se centra en los niveles locales y regionales, lo que representa un costo económico adicional y la aparición de distintas barreras tanto de carácter tecnológico como de otra índole para el desarrollo de las energías renovables. En este escenario, el desarrollo de las energías renovables en la CAPV corresponde de forma importante a las iniciativas apoyadas directamente por el propio Gobierno Vasco.

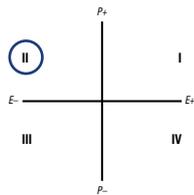
**Tendencias clave**

- Prolongada crisis económica a nivel mundial.
- Todos los países se han vuelto proteccionistas y los cambios tecnológicos son lentos.
- Incremento de las barreras tanto tecnológicas como de otra índole.

**8.4.2. Escenario II: La crisis económica**

**8.4.2.1. Descripción general**

**Eje político (+)**  
**Eje económico (-)**



El escenario II describe un mundo en el cuál el énfasis está en las soluciones locales a los temas económicos, sociales y de sostenibilidad ambiental. No existe una importante transferencia de experiencias entre regiones ya que debido a la prolongada crisis económica internacional, todos los países en Europa se han vuelto proteccionistas. Tampoco existen soluciones energéticas de energías renovables de gran envergadura. En este escenario, el mundo presenta un permanente incremento de la población global debido a la poca movilidad de

**8.4.2.2. Características específicas del escenario**

**Económicas**

El Estado Español y las Comunidades Autónomas se encuentran en constante descontento social debido a la permanente mala situación económica.

Afortunadamente, en este escenario, tanto el Estado Español como la CAPV enfrentan la crisis económica con un sistema consolidado de políticas económicas y de desarrollo de las energías renovables, consensuadas por todos los partidos políticos y los agentes sociales.

La economía de la CAPV crece menos del 0,5% al año.

Los déficits financieros en el sector público y en específico en el sector de la energía son grandes, parcialmente debido al aumento de precios de los combustibles fósiles y de la disfuncionalidad del sector eléctrico.

El comercio se mantiene restringido entre países y entre CCAA incluso. El enfoque es en soluciones locales y pequeñas, lo que limita la eficiencia.

### **Institucional**

La CAPV es un ejemplo de autogobierno y de instituciones sólidas, lo que proporciona continuidad a las políticas de desarrollo de las energías renovables con resultados positivos para la CAPV.

### **Tecnología e Industria**

A pesar del aumento de los precios del gas natural en las últimas décadas, su uso es mayoritario para cubrir el déficit energético mundial. El gas natural es preferido frente al anterior consumo masivo de los combustibles fósiles líquidos en la industria, ya que no se encontraron reservas importantes adicionales de este recurso en el mundo.

Los fondos públicos para financiar nuevos proyectos energéticos y sobretodo I+D son cada vez más escasos. El Gobierno Vasco es el principal financiador de proyectos y prioriza aquellos de menor inversión y con una alta tasa interna de retorno.

El gobierno de la CAPV ha puesto prioridad en el desarrollo y promoción de solo una selección de tecnologías renovables (debido a la escasez económica). Esta selección ha sido realizada teniendo en cuenta cuales son las tecnologías de mayor nivel de desarrollo. El resto de tecnologías no tienen presencia importante en la CAPV.

### **Ambientales**

Varias prácticas del sector energético consideradas como ambientalmente perjudiciales han desaparecido. La mayoría de centrales eléctricas a carbón han cerrado o se han reconvertido a gas natural.

### **Políticas y regulatorias**

No hubo el impulso económico necesario para promover el desarrollo de las energías renovables para suministrar energía a gran escala, necesaria en sectores como la industria intensiva.

El estilo regulatorio se basa en resultados (prácticos) y se mide su eficiencia a través de indicadores (evaluado).

El consenso alcanzado permite mantener avances en el sistema de regulación.

### **8.4.2.3. Desarrollo indicativo probable de las energías renovables bajo este escenario**

En este escenario la actitud responsable tanto de legisladores como de agentes económicos de la CAPV con respecto a la necesidad del fomento de las energías renovables, ha logrado un desarrollo medio de las mismas a pesar de las restricciones económicas imperantes. Las energías renovables más prometedoras han conseguido una presencia importante y se encuentran en fase de expansión. Las energías eólica (marina y terrestre), solar fotovoltaica, y la proveniente de biomásas han sido las de mayor desarrollo.

El avance tecnológico de la energía eólica terrestre ha tenido como consecuencia la consolidación de este tipo de explotación, con un reemplazo paulatino y constante de las antiguas tecnologías (repotenciación) y un aumento importante del potencial existente para esta fuente en décadas pasadas.

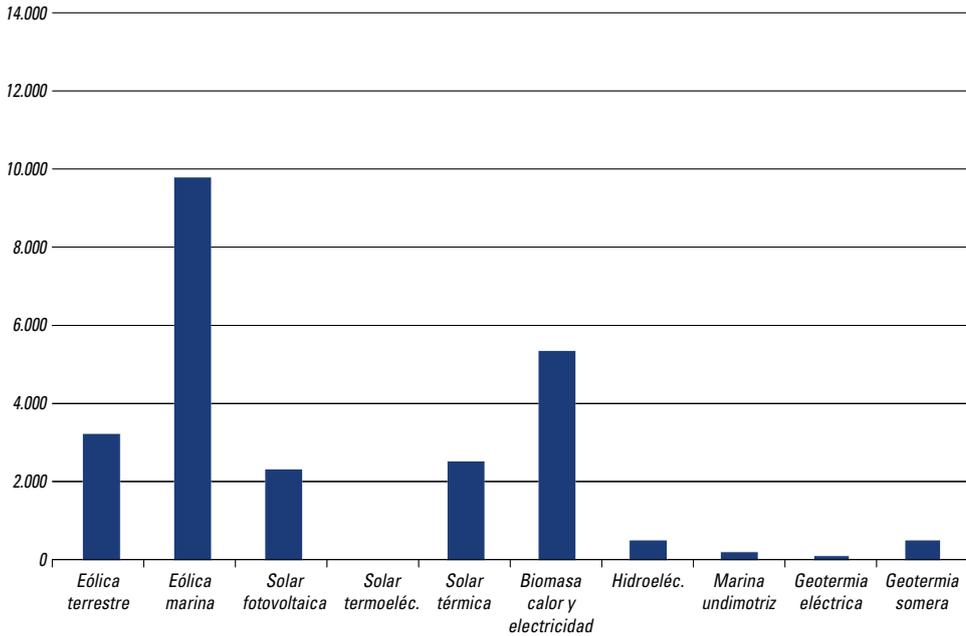
Las políticas promotoras de la energía eólica marina han permitido un desarrollo importante de esta fuente, de forma escalonada y en zonas con cada vez mayor dificultad técnica.

La energía fotovoltaica, una vez alcanzada la paridad de costes antes de la finalización del primer cuarto de siglo, comienza a utilizarse de forma cada vez más normalizada. El sector eléctrico privado ha invertido en ella.

En el caso de la biomasa, existe interés por la explotación a gran escala de los cultivos energéticos pero esto aún no es posible y se explota solamente los potenciales de residuos existentes.

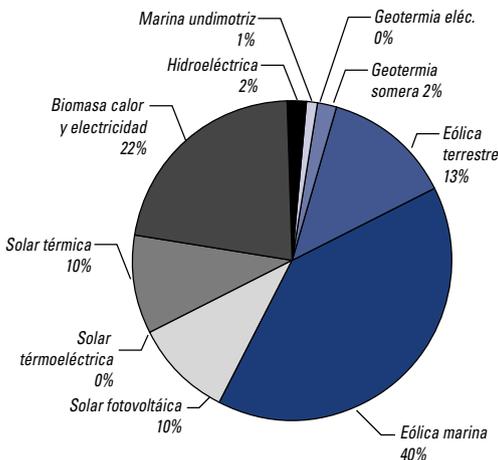
La energía undimotriz ha comenzado su crecimiento, aunque la falta de capital económico ha frenado en parte las expectativas que estaban depositadas respecto a su desarrollo.

**ESCENARIO 2. APORTACIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA EN GWh (HORIZONTE 2050)**



La participación en forma porcentual por cada energía se puede apreciar en el siguiente gráfico:

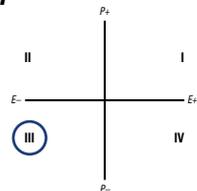
**ESCENARIO 2. PARTICIPACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES POR TIPO (HORIZONTE 2050)**



**8.4.3. Escenario III: Retraso y pobreza**

**8.4.3.1. Descripción general**

Eje político (-)  
Eje económico (-)



El escenario III describe una realidad heterogénea y compleja. Los patrones de cooperación entre regiones convergen muy lentamente, incluso entre las CCAA del Estado Español, como resultado de un continuo incremento de la población para atender las propias necesidades de mano de obra de la CAPV. El desarrollo económico es primordialmente regional y, el crecimiento económico per cápita y los cambios tecnológicos son mucho más fragmentados y lentos que en cualquiera de los otros escenarios. Bajo estas premisas el desarrollo de las energías renovables en el mundo, en Europa, en el Estado Español y en la CAPV es lento e incierto. La industria Vasca está fragmentada y atiende principalmente la demanda propia.

### Tendencias clave

Marcada por la crisis que ha producido pobreza, y un fuerte sentimiento de auto-dependencia.

Muy limitado intercambio entre países y CCAA. Crecimiento económico reducido. La industria de la CAPV está fragmentada y no tiene un lugar de importancia en España o el mundo.

#### 8.4.3.2. Características específicas del escenario

##### Económicas

Las tasas de crecimiento de toda Europa se vieron reducidas por el enorme liderazgo de China en la economía mundial y la demanda por materias primas que se encargaron de administrar ellos mismos. Mientras las tasas de crecimiento de los países productores de materias primas se mantuvieron en crecimiento constante desde el 2010 hasta la fecha, los países más desarrollados continuaron sufriendo los efectos del gran déficit económico y crisis financiera que empezaron en el 2008.

La economía de la CAPV ha crecido a menos del 0,5% al año, incluso paralizándose su crecimiento en varios momentos.

Los déficits financieros en el sector público y en específico en el sector energético son grandes, parcialmente debido al aumento de precios de los combustibles fósiles y a la disfuncionalidad del sector eléctrico.

El comercio entre países y regiones es casi inexistente.

##### Institucional

Las instituciones vascas mantienen su tradicional independencia y presencia en todas las actividades. Sin embargo su influencia en el liderazgo para el desarrollo y progreso de la CAPV se ha reducido considerablemente.

##### Tecnología e Industria

Los capitales europeos ayudaron a diversificar la matriz energética de la CAPV sin utilizar recursos locales. La industria local ha perdido el liderazgo en las áreas de relevancia, tanto para las energías renovables como en otras actividades productivas que sí lideraba anteriormente.

La innovación en la tecnología se ha desarrollado fuera de la CAPV y solo bajo oportunidades de negocio para la inversión privada extranjera, sin mayor participación de la industria Vasca. La investigación y desarrollo a nivel local han demostrado un avance, pero sin lograr una masa crítica comparable con los países del norte de Europa.

La energía eólica terrestre fue la única que tímidamente siguió desarrollándose en la CAPV. Los planes de energía eólica marina fueron postergados por varios Gobiernos debido a su complejidad socio política.

Las épocas de prosperidad no habían sido aprovechadas para reducir la dependencia de los combustibles fósiles y nucleares en detrimento del potencial de energías renovables de la CAPV.

##### Ambientales

El difícil entorno internacional, junto con los graves problemas ecológicos que a partir del 2020 afectan al mundo, ocasionaron que diferentes movimientos sociales y grupos ecologistas hayan asumido una posición de protesta permanente.

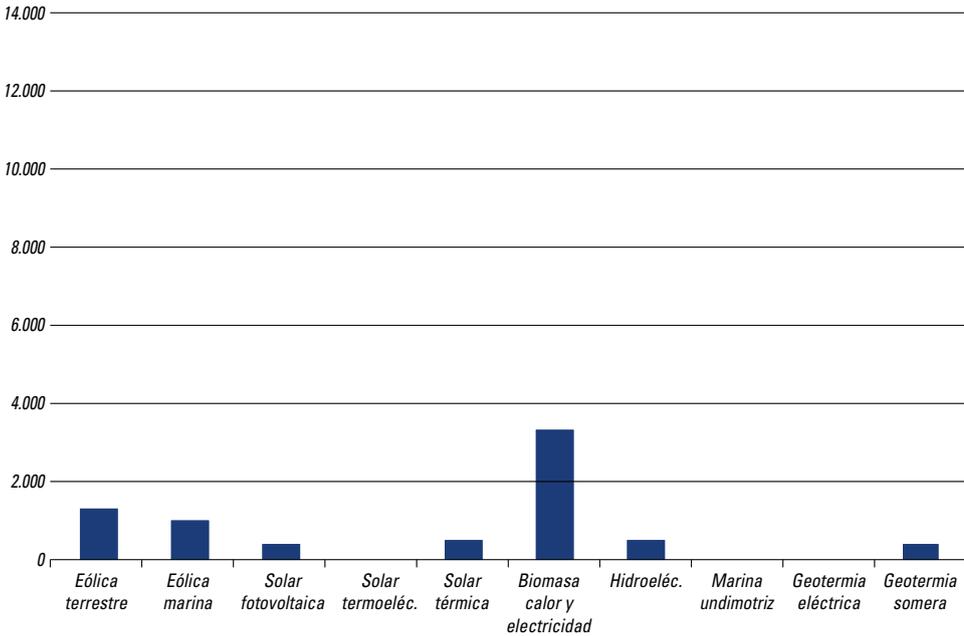
##### Políticas y regulatorias

En lo político no se logra superar la falta de continuidad en los programas de apoyo y promoción de las energías renovables.

El marco regulatorio es excesivamente normativo e ineficiente. Además, es altamente inestable, lo que provoca continuos cambios.

La calidad de servicio se ha reducido, y es privilegio de las zonas de mayor riqueza económica.

**ESCENARIO 3. APORTACIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA EN GWh (HORIZONTE 2050)**

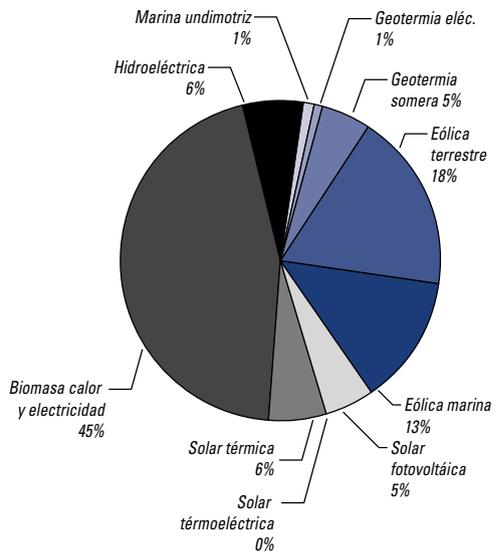


**8.4.3.3. Desarrollo indicativo probable de las energías renovables bajo este escenario**

En este escenario sólo la energía eólica terrestre y la proveniente de la biomasa se han consolidado gracias a los márgenes de beneficio económico existente, debido al desarrollo tecnológico alcanzado en épocas de bonanza. La mayor participación de energías renovables proviene de la biomasa, seguida por la eólica terrestre. Con respecto al desarrollo alcanzado en el 2020, existe poco avance en la implementación del resto de tecnologías. Existen pequeños y prometedores avances en el campo de la energía eólica marina y la undimotriz, pero éstos aún no son relevantes en el mix energético vasco. La energía geotérmica somera para la producción de calor se ha ido desarrollando como alternativa a la calefacción por combustibles fósiles; ya que éstas últimas resultan excesivamente caras.

La participación en el mix energético de cada fuente energética se puede apreciar en el siguiente gráfico:

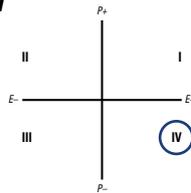
**ESCENARIO 3. PARTICIPACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES POR TIPO (HORIZONTE 2050)**



### 8.4.4. Escenario IV: falta de política

#### 8.4.4.1. Descripción general

**Eje político (-)**  
**Eje económico (+)**



El escenario IV representa un mundo futuro de muy rápido crecimiento económico, con un crecimiento global de la población que registra su pico hacia la mitad del siglo para comenzar a declinar a partir de ese momento (debido al alto grado de bienestar y la menor necesidad de mano de obra). Los temas de mayor relevancia son; la convergencia entre regiones, mayores capacidades institucionales, mayor interacción social y cultural y con la sostenida reducción en las diferencias regionales en cuanto a ingresos per cápita. Es el mundo de la globalización económica y eficiencia de la producción, sin grandes reparos en soluciones locales (descentralizadas) y en donde los combustibles fósiles (a pesar de ser caros), en especial el gas natural, y sobre todo la energía nuclear, juegan un rol importante en el aprovisionamiento energético del mundo. En este escenario, la industria vasca está totalmente integrada en iniciativas industriales de carácter global en varias áreas, pero no en las energías renovables, ya que su utilización y avance sigue siendo más o menos el mismo que el alcanzado en el 2015. Esto es debido a que no ha existido una apuesta interesada en ellas, bajo el convencimiento de que “la CAPV no es el lugar apropiado para su desarrollo”.

#### Tendencias clave

Globalización, rápido crecimiento económico y altos niveles de eficiencia.

Sostenida reducción de la diferencia en ingresos per cápita en el mundo.

Los combustibles fósiles, a pesar de ser caros, se siguen utilizando en la industria.

La energía nuclear juega un rol importantísimo en el sector eléctrico Europeo y mundial.

La industria vasca está totalmente integrada a iniciativas industriales de carácter global, con la excepción de las energías renovables que no han progresado debido a la falta de promoción y desarrollo en la primera mitad del siglo XXI.

### 8.4.4.2. Características específicas del escenario

#### Económicas

La CAPV vive un clima de relativa riqueza económica y paz social.

La economía Española y la vasca están en franca consolidación. El crecimiento económico del Estado Español sigue estando basado en el sector inmobiliario y de servicios, especialmente el turístico.

La economía de la CAPV crece a tasas ligeramente superiores a 3,5% anual.

El comercio de la CAPV con el resto del mundo es fluido y de proporciones elevadas.

#### Institucional

Las instituciones vascas no son excesivamente fuertes, ya que se les otorgó libertad de acción a los agentes privados, los mismos que han logrado un crecimiento económico importante.

#### Tecnología e Industria

La matriz energética del Estado Español tiene una elevada dependencia de la energía nuclear. El suministro eléctrico es seguro en todo el Estado Español y también en la CAPV.

La innovación tecnológica en la CAPV es moderada y enfocada a las cadenas industriales sobre las que existen importantes intereses económicos. Este no es el caso para las energías renovables, las cuales no recibieron apoyo durante las últimas décadas.

Los planes de energía eólica marina están latentes, debido a que no ha existido una apuesta importante por parte de los inversores.

#### Ambientales

A pesar de los intensos debates que ocurrieron sobre la seguridad, riesgos a la salud humana y el apoyo económico que las centrales nucleares necesitan para operar, los países más desarrollados del mundo optaron por continuar desarrollando grandes centros de producción eléctrica de origen nuclear.

Si bien los grupos ecologistas tienen una actitud muy crítica a lo que ocurre en materia energética en el mundo, el bienestar general y la bonanza económica ha impedido que se alcance el nivel de conciencia crítica social necesaria para el apoyo mayoritario a las soluciones energéticas sostenibles.

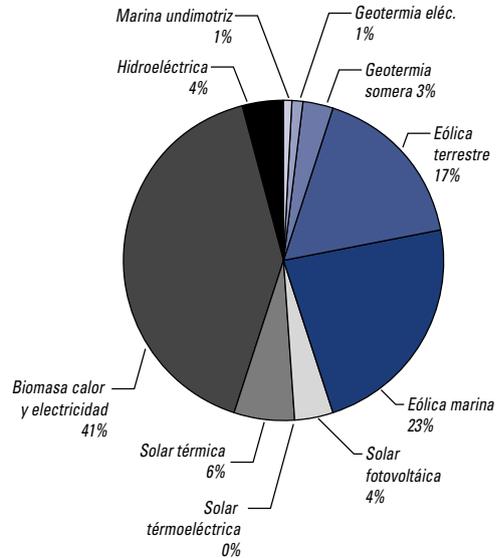
**Políticas y regulatorias**

En lo político existió interés en promocionar las instalaciones energéticas a gran escala tanto renovables como fósiles.

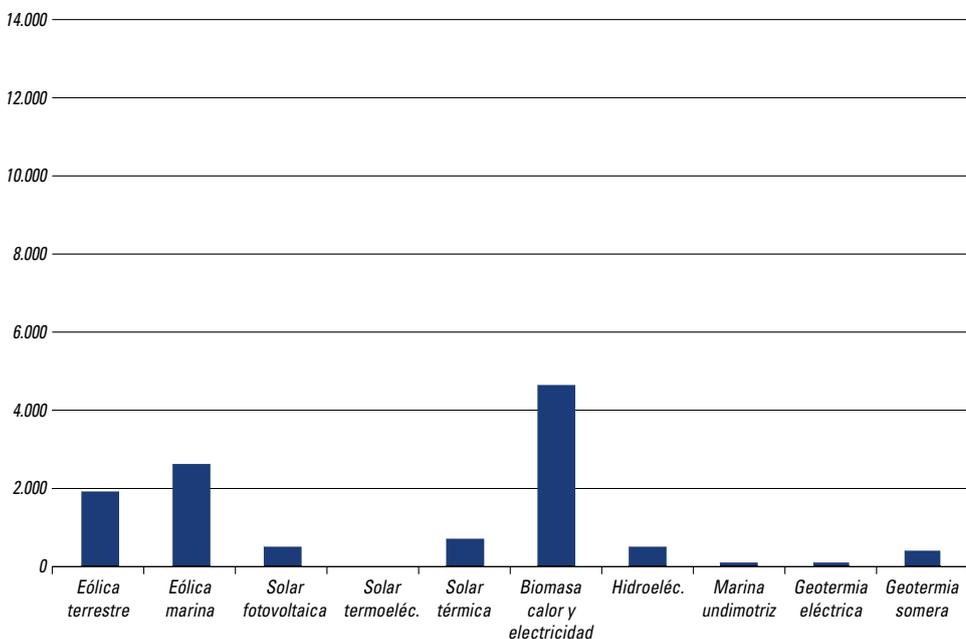
Se ha logrado las condiciones para el tránsito de la regulación normativa a regulación por indicadores (evaluación en lugar de regulación intensiva).

La calidad de servicio es en general buena, pero no existe un sistema de fiscalización eficaz para asegurar que las capas sociales más desfavorecidas económicamente cuenten con el mismo nivel de calidad de suministro respecto a las que poseen más recursos.

**ESCENARIO 4. PARTICIPACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES POR TIPO (HORIZONTE 2050)**



**ESCENARIO 4. APORTACIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA EN GWh (HORIZONTE 2050)**



### 8.4.4.3. Desarrollo indicativo probable de las energías renovables bajo este escenario

Este escenario está marcado por la buena situación económica y el reducido apoyo legislativo y promotor a las energías sostenibles. Las energías renovables que se han consolidado son aquellas que no han necesitado de apoyos externos para su despliegue. Las energías provenientes de recursos eólicos y biomásicos siguen siendo las más importantes, pero lamentablemente no han desarrollado todavía todo su potencial.

La participación porcentual por cada energía se puede apreciar en el gráfico Escenario 4.

### 8.5. Resumen de la contribución de las energías renovables en cada escenario

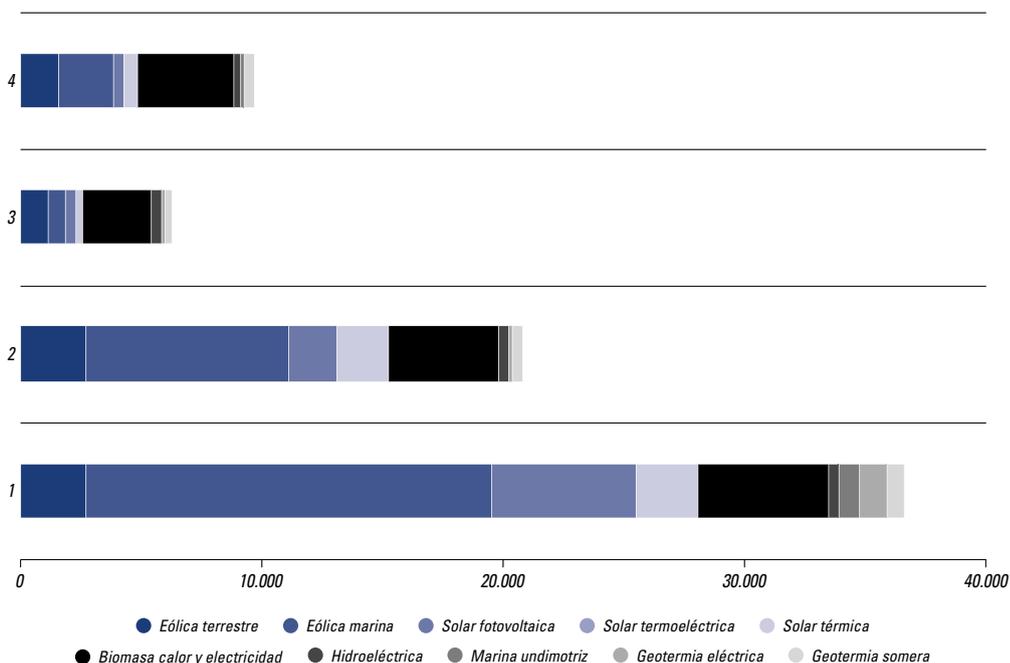
Como se muestra a continuación, la contribución de las energías renovables en cada uno de los es-

cenarios seleccionados queda determinada por el entorno político y económico existente en el futuro.

Con políticas adecuadas de promoción y desarrollo de las energías renovables, y con un marco económico favorable se puede lograr una participación muy importante de las energías renovables en el mix energético vasco, que puede suponer una generación valores de hasta 50.000GWh/año de producción. Por el contrario, se muestra que, un marco económico favorable no tiene porqué traducirse en un desarrollo de las energías renovables importante si éste no viene a su vez con un apoyo institucional sólido (véase el escenario 4).

Así, se expone que unas políticas pobres y no planificadas, que no planteen la superación de las barreras y el aprovechamiento de las oportunidades descritas a lo largo del estudio, darán como resultado que la contribución de las energías renovables sea limitada y podría ser no muy diferente de la ya proyectada para el año 2020.

CONTRIBUCIÓN AL 2050 DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES POR ESCENARIO (GWh)



Por todo ello, se concluye que el camino a seguir no debe centrarse simplemente en la pregunta de *"hasta donde pueden llegar las renovables en la CAPV"*, sino que debería direccionarse en de-

finir *"hasta donde se debe y quiere apostar por la generación renovable en la CAPV considerando los esfuerzos (y beneficios) que cada apuesta conlleva, tanto económica, social como políticamente"*.



## 9. Resumen y conclusiones

### 9.1. Resumen

#### 9.1.1. Fuentes de energía renovable, y tecnologías y recursos renovables de la CAPV

##### 9.1.1.1. Características y fuentes de las energías renovables

Las energías renovables son muy diversas, inagotables, de gran potencial energético, reducido impacto ambiental y están distribuidas por todo el planeta. Por otro lado, son intermitentes y de acumulación difícil y costosa.

Las fuentes energéticas renovables que se abordan en este trabajo son las siguientes: la energía eólica, la de los océanos, la de la biomasa, la geotérmica, la solar, y la minihidráulica.

### EÓLICA

El viento se produce por las diferencias de temperatura y de presión inducidas en la atmósfera por la absorción de la radiación solar. Por medio de los aerogeneradores, tiene lugar la conversión de energía eólica en energía eléctrica. Las zonas más favorables para la implantación de torres eólicas son las regiones costeras, las zonas de montaña y las grandes estepas, donde vientos constantes soplan regularmente. Las actuales formas tecnológicas de aprovechamiento son la minieólica y la gran eólica que, a su vez, puede ser on shore u off shore.

La elección del emplazamiento de una máquina eólica es un elemento determinante de cara a su explotación, y depende fundamentalmente del potencial eólico de la zona. El viento ha de soplar con regularidad y su velocidad ha de tener un elevado valor medio.

La viabilidad técnica así como los costos y el rendimiento económico asociados a la instalación,

acotan las zonas donde, además de la existencia de recurso eólico, es factible su aprovechamiento.

Un parque eólico está constituido por un conjunto de aerogeneradores que aprovechan la energía del viento para producir energía eléctrica. El viento, al hacer girar las palas del rotor, genera una energía cinética que se transmite a través del eje principal, al alternador, generando la corriente eléctrica, la cual es conducida por medio de líneas subterráneas a la subestación. Una vez transformada a la tensión requerida, es transmitida a la red de transporte a través de las líneas de evacuación, mediante cables.

La energía eólica marina presenta importantes ventajas frente a la terrestre y un futuro prometedor. Baja rugosidad de la superficie del mar, por lo que puede resultar más económico utilizar torres más bien bajas, menor turbulencia del viento, pudiéndose esperar un tiempo de vida mayor de los aerogeneradores. En contraposición, la inversión es mayor en el mar, las torres eólicas marinas requieren un mayor mantenimiento por condiciones ambientales más severas y agresivas, y se hace preciso instalar cables submarinos hasta la costa y cables enterrados hasta la subestación.

Aunque la energía offshore fija acapara la atención del sector, debido a los enormes potenciales energéticos de los mares del Norte y Báltico, sin embargo, en gran parte de las costas del mundo la plataforma continental alcanza rápidamente profundidades superiores, por lo que las turbinas flotantes deben ser la opción principal para la mayoría de los países marítimos. Un nutrido grupo de compañías están dando pasos hacia su comercialización.

La energía minieólica comprende la producción eléctrica de instalaciones hasta 100 kW y en baja tensión y abarca desde modalidades de autoconsumo en un edificio, empresa, o zona rural, hasta una forma de energía exportable a la red.

## ENERGÍA DE LOS OCÉANOS

Los océanos constituyen grandes depósitos de energía, cuya baja exergía, sin embargo, dificulta y encarece enormemente su transformación en electricidad. Se clasifica en: maremotriz, undimotriz, corrientes marinas y maremotérmica y gradientes salinos.

*Energía mareomotriz.* Resulta del aprovechamiento de la diferencia de alturas entre el ascenso y descenso de aguas en la pleamar y la bajamar, posible mediante la interposición de partes móviles al movimiento natural del flujo y del reflujo marinos, junto con mecanismos de canalización, para obtener movimiento en un eje, que se puede acoplar al rotor de un alternador y producir energía eléctrica.

Dadas las enormes dificultades técnicas para la construcción, operación y mantenimiento de este tipo de centrales, se estima necesaria una amplitud de marea superior a 4 metros, y ubicación geográfica adecuada. Ello excluye prácticamente el 80% de la energía de este tipo teóricamente disponible, dejando disponibles 350 TWh anuales en el mundo. La primera central mareomotriz fue la francesa de *La Rance*, en 1967. Este tipo de instalaciones plantean problemas medioambientales importantes como aterramiento del río, cambios de salinidad y cambio del ecosistema.

*La energía undimotriz* es la energía producida por el movimiento de las olas. Desde 1973 se han registrado cerca de 600 patentes y no existe aún una tecnología predominante. En este ámbito destacan distintos proyectos en los que se trabaja en Euskadi.

- **Oceantec:** proyecto experimental fruto de la colaboración entre entidades de investigación y empresas relacionadas con el mundo de energías renovables para la búsqueda de una tecnología de aprovechamiento de energía de las olas. Se ha probado un prototipo a escala 1:4 en Pasaia.
- **Central de Motriku:** recientemente inaugurada, consiste en una novedosa planta de generación de energía eléctrica ubicada en el nuevo dique de protección del puerto de Mutriku. Utiliza la tecnología de "columna de agua oscilante", aplicada en el sistema Limpet de la isla escocesa de Islay des-

de el año 2000, y aporta 296 kW susceptibles de abastecer el consumo eléctrico de 600 personas.

- **BIMEP:** proyecto dirigido a la creación de una infraestructura para investigación, demostración y explotación de sistemas de captación de energía de las olas en mar abierto. Permitirá a fabricantes y desarrolladores de tecnología de energía de las olas instalar sus equipos para pruebas y ensayos e incluso explotación-demostración. La infraestructura, en proceso de tramitación, se ubicará en Armintza-Lemoniz, con 20 MW de potencia total. En la costa se instalarán la subestación de evacuación de energía a 132 kV, el tendido eléctrico y en centro de investigación y recogida de datos.

*La energía de las corrientes marinas* se fundamenta en las corrientes generadas por el flujo de mareas en las desembocaduras de las rías. La ubicación preferente de estas instalaciones son las cercanas a la costa de flujo elevado de corrientes y las desembocaduras de las rías. El golfo de Bizkaia no presenta actualmente condiciones de aprovechamiento de esta energía, pero ha de analizarse su ubicación en desembocaduras de las rías.

*La energía de gradiente salino* se obtiene de las diferencias de presión osmótica, originada por la diferencia de salinidad entre el agua de los océanos y el agua de los ríos, fruto de la evaporación del agua de los océanos y de la lluvia recibida por los ríos.

La energía maremotérmica proviene de la diferencia de temperaturas que se da entre la superficie de los océanos calentados por el sol y las profundidades más frías.

## BIOMASA

Por biomasa se entiende la materia orgánica de origen animal, vegetal o procedente de su transformación, de forma natural o artificial. Hay gran variedad de tipos de biomasa: residuos agrícolas o de jardinería, biogás de vertedero, biogás de digestión anaerobia, biomasa industrial agrícola o forestal, licores negros de la industria papelera

La valorización energética de la biomasa requiere de un proceso de conversión, que puede ser de diversos tipos: termoquímico mediante sometimiento

a alta temperatura, o bioquímico mediante microorganismos. Como resultado se obtienen combustibles sólidos, líquidos y gaseosos, utilizados para generar electricidad, calor o para la automoción.

Para la generación de electricidad se utilizan las tecnologías siguientes:

- Combustión, que consiste en una reacción de oxidación entre la biomasa y el aire
- Gasificación, que constituye un proceso de oxidación parcial que transforma la biomasa en productos gaseosos
- Digestión anaerobia en la cual microorganismos descomponen la biomasa en ausencia de oxígeno, y generan un biogás que se utiliza como combustible.

En la producción de energía térmica se produce el calentamiento de un proceso productivo, la calefacción o la producción de agua caliente sanitaria, mediante calderas de biomasa en forma de vapor saturado o de agua caliente. Para producir frío se requiere un equipo complementario.

En el sistema de "*district heating & cooling*" se produce calor o frío de forma centralizada a un municipio, urbanización, a partir de biomasa y de forma eficaz.

## GEOTERMIA

La energía geotérmica tiene aplicaciones térmicas y eléctricas y es la almacenada en forma de calor por debajo de la superficie sólida de la tierra tanto en rocas, como suelos y aguas subterráneas. Se llama geotermia somera cuando los recursos se explotan a profundidad inferior a 400 m y profunda cuando es superior.

La tierra puede actuar como un depósito térmico que actúa como foco frío en verano y foco caliente en invierno. El concepto termodinámico que se produce entre un foco caliente y uno frío es el de la bomba de calor, cuyo rendimiento es superior cuanto menor sea la diferencia de temperatura entre ambos focos térmicos. Ello la hace más rentable en los países muy fríos que en la CAPV. La energía geotérmica tiene un gran uso doméstico proporcionando calefacción,

agua caliente y refrigeración. Se refrigera un edificio en verano mediante la transmisión del calor excedentario al subsuelo y mediante el proceso inverso se calienta una vivienda en invierno.

La geotermia con temperaturas superiores a 150 °C y gradiente térmico de 30 °C cada 100 m el vapor de agua puede transformarse en energía eléctrica. Se da a profundidades entre 1.500 y 3.000 m. Con temperaturas entre 90 °C y 150 °C puede producirse electricidad utilizando un líquido de intercambio, lo que se produce también en grandes profundidades.

Con temperaturas entre 90 y 30 °C no puede producirse electricidad, pero sí proporcionar calefacción y determinados procesos industriales. La geotermia de muy baja temperatura, en la que la temperatura es inferior a 30 °C puede utilizarse para calefacción y climatización con la ayuda de una bomba de calor.

Prácticamente toda la corteza terrestre, con excepción de las zonas ocupadas por masas de agua, dispone de recursos geotérmicos de baja temperatura.

## ENERGÍA SOLAR

La energía procedente del Sol llega a la Tierra en forma de radiación. Recogiendo esta radiación en colectores solares, la energía solar puede transformarse en energía térmica, y utilizando paneles fotovoltaicos o sistemas de concentración, la energía luminosa puede transformarse en energía eléctrica.

Las principales tecnologías de energía solar son las siguientes:

**Energía solar térmica.** Las principales aplicaciones de la energía solar térmica son: producción de agua caliente sanitaria, calentamiento de piscinas, calefacción, refrigeración, procesos industriales que no requieran grandes temperaturas e instalaciones agropecuarias. Las placas colectoras utilizan la energía del sol para calentar un fluido portador, que a su vez, proporciona el calor utilizable.

**Energía solar termoeléctrica.** La energía solar termoeléctrica se califica en sistemas de media temperatura y sistemas de alta temperatura, con tres tipos de tecnología: centrales de colectores cilindro-parabólicos, centrales de torre, generadores solares disco-parabólicos.

Energía solar fotovoltaica: Consiste en la conversión directa de la radiación solar directa y difusa en electricidad, mediante un dispositivo electrónico denominado célula solar, formada por materiales semiconductores. Esta conversión se basa en el llamado efecto fotovoltaico que se produce al incidir la luz sobre dichas células. De esta forma se genera un flujo de electrones en el interior de esos materiales y una diferencia de potencial que puede ser aprovechada. Las instalaciones fotovoltaicas pueden suministrar energía a emplazamientos aislados o funcionar conectadas a la red eléctrica exportando la energía generada. Existen aplicaciones muy diversas tanto en suelo, como en cubiertas. Se están aplicando básicamente cuatro tecnologías: el silicio cristalino, el silicio amorfo, el telurio de cadmio y el CGIS.

Una de las estrategias a seguir para optimizar el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos es la utilización de sistemas de concentración, consistentes en un sistema óptico que concentra la luz solar en área mucho menor de célula solar, y la influencia del coste de la célula en el precio final.

### ENERGÍA HIDROELÉCTRICA

La energía hidráulica consiste en el aprovechamiento de la energía contenida en una masa de agua que se encuentra a una cierta altura. El agua conducida acciona una turbina hidráulica acoplada a un generador de manera que la energía mecánica se transforma en eléctrica. Es una de las más rentables y viene condicionada por las condiciones pluviométricas y las características y configuración del terreno de emplazamiento.

En función del emplazamiento se distinguen las siguientes clases de centrales hidroeléctricas:

Las centrales de agua fluyente, que son las que captan una parte del caudal del río, lo trasladan hacia la central, y, una vez utilizado, lo devuelven al río.

Las centrales de pie de presa, que son las que se sitúan debajo de los embalses destinados a usos hidroeléctricos o a otros usos, aprovechando el desnivel creado por la propia presa.

Las centrales en canal de riego o de abastecimiento.

#### 9.1.1.2. Recursos renovables existentes en la CAPV

A pesar de que los recursos naturales que existen en Euskadi son limitados, las administraciones vascas promueven la producción de energía renovable mediante subvenciones que año tras año se renuevan. Pero lo que es, o lo que se considera, un recurso natural cambia con los avances tecnológicos y el desarrollo de la ciencia.

El aprovechamiento de recursos renovables supone disponer en el propio emplazamiento de un valor mínimo del recurso por debajo del cual no es rentable su aprovechamiento.

Los recursos naturales y sus valores umbrales que limitan el potencial útil con la tecnología actual en Euskadi son los siguientes:

*Viento:* El aerogenerador tipo actual, de 2 MW, requiere una velocidad mínima de viento de entre 4 y 6 m/s, por debajo de la cual la potencia que produce no compensa sus costes. Euskadi presenta condiciones favorables para la generación de energía eólica *onshore*. En cuanto a la marina, esta se ve actualmente frenada por las características de la plataforma continental, cuya profundidad supone un factor limitativo para los parques marinos de cimentación y habrá de esperarse a la culminación de los esfuerzos que se llevan a cabo para el desarrollo de sistemas flotantes.

*Océanos:* Para que actualmente sea rentable el aprovechamiento de la energía de las mareas, se requiere un desnivel entre mareas superior a 8 metros. En Euskadi las mareas apenas alcanzan un desnivel de 4,5 metros. En cuanto a las corrientes, la tecnología todavía no está desarrollada, pero tampoco parece probable que las corrientes marinas tengan en el Golfo de Bizkaia energía suficiente para ser aprovechadas. Respecto a la energía undimotriz, la costa vasca presenta un desnivel de mareas inferior a 5 metros y un flujo de energía del orden de 30 kW/m de media anual, valor suficiente para la producción de energía. Finalmente, el aprovechamiento de las diferencias de temperatura existentes entre la superficie y las aguas profundas requiere un diferencia mínima de 20 °C durante todo el año, diferencia que no se da en nuestras costas.

**Biomasa:** Euskadi presenta condiciones favorables que permiten la producción de energía eléctrica y térmica.

**Calor de la tierra:** Euskadi presenta condiciones geológicas favorables que permiten la producción de energía térmica, pero en el caso de la producción de electricidad no se considera viable, debido a la falta de yacimientos de alta temperatura.

**Sol:** Para que pueda obtenerse electricidad en cantidades suficientes como para que resulte significativa, es necesaria una radiación mínima de 1000 kWh/m<sup>2</sup>/año. En Euskadi se dan estas condiciones, aunque de forma muy ajustada, lo que obliga a incentivar esta tecnología para que sea rentable. En cuanto a la energía solar termoeléctrica, los valores mínimos de energía solar incidente son 1500 kWh/año y 2500 horas/año y Euskadi no presenta condiciones favorables para su producción. Para la producción de energía solar térmica los valores de radiación necesarios son de 1000 kWh/m<sup>2</sup>/año y en Euskadi se alcanzan.

**Ríos:** Resulta muy difícil fijar valores umbral mínimo para la generación de electricidad hidráulica dada la dependencia de muchos factores principalmente técnicos y medioambientales. En Euskadi se han llegado a instalar casos particulares de 5 kW.

### 9.1.1.3. Evolución previsible de las tecnologías a 2020 y 2050

#### EÓLICA

La energía eólica se considera una tecnología bastante madura y su evolución se dirige hacia el aumento de escala, reducción de costes de inversión mediante optimización de fases de diseño, fabricación, construcción y operación. Existe un sistema claramente dominante, que es la gran eólica de eje horizontal y reviste especial interés la evolución de la eólica marina, con mayor potencial de aplicación y de producción, pero con unos costes actualmente de más de 60% respecto a la eólica terrestre.

En el *Horizonte 2020* se espera que los avances tecnológicos se centren en el desarrollo de aerogeneradores de mayor potencia unitaria y más altos para su aplicación en la gran eólica, y en el desarrollo de la energía mini-eólica, integrándola en entornos

urbanos y rurales. En el campo de la eólica marina, los avances se centran tanto en máquinas de potencias cada vez superiores, como en infraestructuras eléctricas y tecnologías de líneas de evacuación que permitan instalaciones a distancias más alejadas de la costa, y cimentaciones para instalaciones en aguas más profundas. Para profundidades superiores a 60 metros se están desarrollando tecnologías flotantes, con ya varios prototipos en operación, y que podrían encajar con las características de la plataforma continental de la costa vasca.

En el *Horizonte 2050* se espera que los avances tecnológicos se centren en el tamaño de las turbinas, con una mejora por aumento de la superficie de las palas, y por economías de escala, en la utilización de fibra de carbono en lugar del más pesado poliéster de fibra de vidrio en las palas, en el desarrollo de las cimentaciones y anclajes offshore de profundidad, alcanzándose su máxima expresión en el desarrollo de sistemas flotantes, en la utilización de cimentaciones de hormigón, góndolas sin multiplicadora, reducciones en los precios asociados a los materiales y eólica urbana.

#### ENERGÍA DE LOS OCÉANOS

Experimenta interesantes desarrollos tecnológicos sin que haya todavía alcanzado el grado de madurez necesario para su implantación comercial.

La tecnología undimotriz es todavía incipiente y existen más de 70 conceptos diferentes sin que exista todavía una tecnología dominante. Actualmente las más desarrolladas son *Pelamis* y "*columna de agua oscilante*" (tecnología implantada en la central de Motriku), y sus retos actualmente se centran en la demostración de su eficacia y la reducción de costes.

#### – Horizonte 2020

El margen de evolución tecnológica es muy grande tanto para la energía undimotriz como para la mareomotriz y todavía no puede vislumbrarse las tecnologías que alcanzarán el éxito en el mercado comercial. No obstante, se ha resuelto ya en Escocia la licitación de adjudicatarios de instalaciones comerciales de explotación de energía de las olas y mareas que permitan alcanzar en 2020 una potencia total

instalada de 1,2 GW en aguas de las Islas Orcadas, suficiente para abastecer las necesidades eléctricas de hasta 750.000 hogares. Entre los adjudicatarios se encuentran compañías como Iberdrola/Scottish Power, E.ON, SSE Renewables, Pelamis, Aquamarine Power, Marine Current Turbines, entre otras.

Las expectativas son muy importantes pero se requiere un gran esfuerzo tecnológico y de inversión.

#### – *Horizonte 2050*

Los retos se centran en ampliar la experiencia de este tipo de instalaciones, a la reducción de costes y a la obtención de sistemas modulares aptos para la comercialización. Los anclajes de dispositivos tanto fijos como móviles se sitúan entre los principales retos, así como el desarrollo de los materiales, debido al gran tamaño de los dispositivos como a las agresivas condiciones del medio, la sustitución de los sistemas de cajas de cambios por sistemas hidráulicos, y la mejora de los recubrimientos.

Aunque la tecnología mareomotriz está más avanzada que la undimotriz, es mayor el potencial de la undimotriz por lo que son mayores las inversiones que se dirigen hacia esta segunda tecnología. Su asentamiento en el mercado se estima para 2030, y para 2050 una generalización de su uso.

### **BIOMASA**

Es el recurso renovable más utilizado en el mundo, y el 1% de la producción eléctrica total proviene de la biomasa. Aun cuando es la fuente de energía renovable con mayor progresión, cuenta con un gran potencial de crecimiento, siempre que la biomasa cumpla con los criterios de sostenibilidad. Rasgo característico de la biomasa frente a otras renovables es su cadena de valor, comenzando por la producción, el cumplimiento de los criterios de sostenibilidad y la logística de suministro.

La biomasa comprende una variedad de recursos (sólida, líquida, gaseosa, forestal, cultivos energéticos) y de tecnologías de aprovechamiento (combustión, gasificación, pirólisis).

Las calderas de biomasa de alta eficiencia para suministro de calor en edificios están experimentan-

do un aumento en Europa, y es una tecnología madura y competitiva. Hay también otras tecnologías de cierta madurez tecnológica como las calderas de pellets, la digestión anaeróbica para la producción de biogás y la incineración para la producción de electricidad. En el caso de la producción de biocombustibles se observa la integración de esta industria con la industria convencional de combustibles fósiles facilitada por los mandatos de mezcla de combustibles fósiles y biocombustibles. La rapidez del desarrollo generalizado y a escala industrial de la bioenergía viene determinado, sobre todo, por la implementación de sólidos criterios de sostenibilidad.

Los principales retos son la realización de mapas de recursos regionales, la caracterización de las biomásas, la mejora de los cultivos energéticos, la certificación de origen de sostenibilidad de las biomásas, la optimización de la logística de la biomasa, mejora en los procesos de conversión de la biomasa, mayor control de los contaminantes del aire, y el desarrollo de la cogeneración, incluso tri-generación.

#### – *Horizonte 2020*

Los avances tecnológicos se centrarán en crear un mercado desarrollado de logística que garantice la disponibilidad de biomasa en cantidades, calidades y precios adecuados, la mejora de cuestiones tales como los pretratamientos de adecuación de la biomasa, el transporte de biomasa hasta las plantas de transformación, la eficiencia y versatilidad de los sistemas de gasificación y de las tecnologías para generación eléctrica, y el desarrollo de programas de mejora genética y selección de especies orientadas a uso energético, de maquinaria específica para el aprovechamiento y manejo de la biomasa, de sistemas de limpieza del biogás para su uso en generación eléctrica, de mecanismos que disminuyan o eliminen la formación de sinterizados y de valorización de cenizas y escorias.

#### – *Horizonte 2050*

Los avances se espera que recaigan sobre las tecnologías propiamente dichas, el aprendizaje y la profesionalización de este sector emergente, la planificación en la producción y la logística de la biomasa. Se plantea con fuerza la creación de una industria de

bioenergía que produzca al mismo tiempo electricidad, calor, frío, gas natural sintético así como otros productos y materiales derivados. La digestión anaeróbica requerirá desarrollar soportes para vencer barreras técnicas y de mercado. Los procesos de gasificación arrastran un proceso lento de asentamiento en el mercado por lo que su desarrollo necesitará extenderse más allá de 2020. Una de las tecnologías con mayor potencial de futuro de cara a 2050 es la de la biorefinería para biomasa, que podría satisfacer gran parte de la demanda energética futura, sobre todo una vez desarrollados los cultivos óptimos para esta actividad.

### **GEOTÉRMICA**

Mientras la generación de electricidad se encuentra en una fase inicial, la geotermia somera se encuentra bastante desarrollada. La energía geotérmica de muy baja temperatura, aunque no es de uso generalizado, está en continuo auge. El potencial real instalado es difícil de precisar debido al gran número de pequeñas y medianas instalaciones existentes. La geotermia de gran profundidad solo ha sido aplicable en zonas específicas con alto potencial como USA, Islandia, Nueva Zelanda. Entre sus principales retos cabe mencionar la reducción de costes de la identificación del potencial en localizaciones específicas, de la perforación, y de sistemas modulares para grandes instalaciones. Asimismo, la falta de expertos y empresas con experiencia en el sector, la mejora de los sistemas de bomba de calor y de los diferentes sistemas de explotación en tecnología de roca caliente seca. Es también necesario un mejor conocimiento de los impactos medioambientales del uso masivo de la energía geotérmica. El uso de sistemas centralizados distritales favorecería las condiciones de uso de la geotermia.

#### **– Horizonte 2020**

La evolución tecnológica a 2020 se centra en su combinación con otras tecnologías que permitan mayor integración de los sistemas geotérmicos en la edificación, como estandarización de sistemas o desarrollos en la rehabilitación de viviendas. Se espera una expansión de la geotermia de baja temperatura una vez reconocidas las ubicaciones de mayor po-

tencial, nuevas técnicas de investigación geológica aplicables a la exploración básica y evaluación del recurso, y mejora de métodos de evaluación y de productividad de los sondeos y campos de sondeos.

#### **– Horizonte 2050**

Se espera que el gran desarrollo de la geotermia de baja temperatura tenga lugar a partir de 2030 cuando se obtengan economías de escala en su producción y comercialización, y con la estandarización y regulación. Por el lado de la demanda se espera que juegue un papel importante en la calefacción y refrigeración de edificios, con una expansión de los sistemas distritales. No se espera un uso generalizado de la geotermia de alta temperatura hasta 2030-2050, cuando sea posible un gran desarrollo tecnológico en las zonas donde actualmente no se considera de interés.

### **SOLAR**

#### **Solar Fotovoltaica**

Experimenta un desarrollo tecnológico importante y avanza en la senda de reducción de costes. Aun no siendo todavía competitiva ha adquirido un desarrollo generalizado importante a través de la incentivación impulsada por gobiernos nacionales y regionales. Las células fotovoltaicas van ganando en eficiencia y los sistemas de concentración alcanzan rendimientos superiores cercanos al 30%. Sus retos se centran en la búsqueda de reducción de costes de los materiales para reducir los costes totales. No solamente del silicio, cuya escasez y precios ante la elevada demanda facilitó la entrada de otros materiales y el desarrollo de sistemas con placas más finas y mayores rendimientos en el conjunto de la producción.

#### **– Solar Térmica**

Su uso principal es el calentamiento del agua caliente sanitaria. Técnicamente bastante desarrollada, su viabilidad depende de cada proyecto. La mayoría son sistemas individuales en viviendas, principalmente. Se usa cotidianamente en varios países y en otros se promueve a través de subvenciones u obligación legal.

Son sistemas de alta fiabilidad y baja complejidad técnica, por lo que los principales esfuerzos se dirigen a reducir costes. La integración arquitectónica y búsqueda de nuevas ubicaciones son otros de sus retos. Son sistemas de venta directa al usuario por lo que es necesario certificar la calidad y el correcto funcionamiento de los sistemas.

### *Solar Termoeléctrica*

Una de las renovables consideradas de mayor futuro, tiene todavía un largo proceso de aprendizaje en base a las instalaciones existentes y la gran inversión necesaria. Requiere alta irradiación solar con instalaciones de gran tamaño. Como retos existe la necesidad de desarrollar buenos elementos aislantes y acumuladores de calor para mantener la temperatura de los sistemas cuando no hay irradiación. Se reconoce margen de reducción de precios en los materiales, aunque su demanda podría tirar en sentido contrario.

#### – *Horizonte 2020*

### *Solar Fotovoltaica*

Se espera que en el horizonte 2020 la energía fotovoltaica sea competitiva con la energía fósil en muchos de los mercados internacionales, gracias a la intensiva reducción de costes que se está llevando a cabo. Sobre el sistema principal parece que los sistemas mono y policristalinos seguirán su aumento y los de capa fina se asentarán en el mercado.

Existen numerosos avances tecnológicos de importantes repercusiones futuras como el proyecto DIGESPO para crear sistemas de pequeño tamaño para que hogares y empresas cubran sus necesidades, paneles solares fotovoltaicos que combinan un panel térmico, la fotovoltaica de concentración, células solares transparentes aplicadas con spray, tejas curvas solares.

### *Solar Térmica*

Proseguirá su senda actual de desarrollo con reducción de costes, mejora en la calidad y utilización más amplia fomentada legalmente con la obligatoriedad de su uso en muchos países. Comenzarán a entrara nuevos conceptos en el mercado.

### *Solar Termoeléctrica*

Importantes referencias apuntan a que antes de 2020 las instalaciones solares termoeléctricas podrían ser competitivas con las energías convencionales. Ello unido a la experiencia obtenida en la realización de proyectos reportaría mayor confianza a los inversores, enfrentados a instalaciones de importante tamaño y grandes inversiones.

#### – *Horizonte 2050*

### *Solar Fotovoltaica*

Los actuales sistemas serán plenamente maduros tecnológica y económicamente. Tanto los sistemas mono y policristalinos como los de lámina fina estarán totalmente establecidos en el mercado, y se desarrollarán con materiales de menor coste, mejor rendimiento y mayor aplicabilidad. Ello permitirá su integración arquitectónica en muy diferentes edificios, instalaciones y vehículos fomentando la producción eléctrica *in situ*. Su mayor rendimiento hará posible su rentabilidad en zonas cuya baja insolación actualmente no lo permite. La solar de concentración tendrá un desarrollo notable en zonas de alta radiación, donde competirá con la fotovoltaica plana, y establecerá también una relación de competencia con los sistemas solares de concentración térmica.

### *Solar Térmica*

Se prevén diferentes modelos y sistemas, más especializados para distintas necesidades y condiciones. La planificación urbana de los sistemas de suministro de calor, con la introducción de diferentes conceptos, puede dar lugar a nuevas alternativas para su utilización, de mayor tamaño, con menores pérdidas y mayores posibilidades de combinación con otras fuentes térmicas. Se prevé también una evolución y maduración de diferentes aplicaciones y mejoras considerables en la eficiencia.

### *Solar Termoeléctrica*

Su crecimiento se prevé exponencial promovido por tecnologías de mayor potencial como los sistemas de torre central. Primeramente los esfuerzos se encaminarían a la reducción de costes de los siste-

mas cilindro parabólicos y, posteriormente, en los sistemas de alta temperatura. Diferentes estudios de prospectiva atribuyen un enorme potencial y la satisfacción de gran parte de la demanda energética Europea desde grandes instalaciones solares termoeléctricas en el mediterráneo y norte de África.

### MINIHIDRÁULICA

Se trata de una tecnología muy desarrollada con rendimientos muy elevados, que no dejan mucho margen de mejora.

#### 9.1.2. El potencial de las energías renovables en el horizonte 2020

El Estudio aborda la evaluación del potencial de generación de energía renovable susceptible de aprovechamiento en la CAPV en 2020. La metodología de estimación comprende la valoración de una serie de filtros, de manera que el potencial teórico resultante de las condiciones del recurso renovable y de la tecnología resulte corregido por una serie de factores como la madurez y evolución futura posible de la tecnología, los afectantes a la construcción de infraestructuras para el aprovechamiento de recursos renovables, la sensibilidad social, los requerimientos administrativos, la normativa y los sistemas de apoyo, que tienen una incidencia sobre el grado de realización práctico del potencial teórico. El resultante es el potencial técnico-económico, esto es, el realmente aprovechable en el periodo considerado.

Se ha estimado, por un lado, lo que se podría denominar el CASO BASE, un supuesto conservador, aunque no refleja la situación más desfavorable en cuanto al desarrollo de las energías renovables, puesto que se han considerado evoluciones positivas de algunos factores de corrección al suponerse aplicadas determinadas políticas activas. Tampoco refleja la situación más favorable, puesto que siempre cabe una posible mejora, mediante mayor voluntad política, atacando las barreras más limitativas del caso base, pudiendo amortiguar, todavía más, la influencia negativa de los factores de corrección correspondientes e incluso anular el carácter excluyente de otros.

Como ejemplo del impacto de dichas políticas, se planten otras dos hipótesis: la primera hipótesis

de políticas activas, y la otra de políticas aún más reforzadas, gracias a las cuales se contempla la consecución del pacto eólico y la madurez comercial en tecnología undimotriz. Todo ello teniendo presente que, en ambas, los resultados son imposibles de objetivar considerando el elevado número de variables y la incertidumbre respecto a su posible evolución.

Cabe efectuar las siguientes consideraciones sobre la aportación de cada fuente renovable a la generación energética primaria que recoge la tabla a partir de los análisis precedentes respecto a los potenciales técnico-económicos para 2020:

- Las renovables térmicas aportarían prácticamente lo mismo que las eléctricas.
- Entre las renovables eléctricas la mayor producción sería la de los Residuos Sólidos Urbanos, seguida muy de cerca por la eólica terrestre, que de forma agregada producirían más de la mitad que el conjunto de todas las renovables eléctricas. A cierta distancia quedarían la eólica marina y la biomasa forestal con contribuciones muy parecidas entre sí. Con sólo estas cuatro fuentes tendríamos más del 80% de la producción renovable eléctrica.
  - La biomasa de los residuos sólidos urbanos, sería el recurso renovable con una mayor aportación a la generación, ocupando la primera posición entre las renovables eléctricas, estando aventajada sólo por las leñías negras si se compara con el conjunto de las renovables (eléctricas y térmicas). Es un tipo de aprovechamiento cuya *tecnología es madura*, aunque se enfrenta a una fuerte *oposición social*.
  - La eólica terrestre quedaría en la segunda posición entre las renovables eléctricas, muy cerca de los RSU's, y sería la tercera en importancia en el conjunto de las renovables. Aunque parte de una posición fuerte desde el punto de vista de *madurez de su tecnología*, en el caso de la CAPV tendrá que superar importantes *retos no tecnológicos (oposición social y falta de consenso institucional)*. El nivel de desarrollo a alcanzar dependerá fuertemente del grado de éxito en la superación de esas barreras.

TABLA 1. POTENCIAL RENOVABLE EN 2020

Recurso renovable	CASO BASE			"OTRAS HIPÓTESIS"	
	Potencial teórico (MW)	Potencial técnico-económico MW/mín.	Potencial técnico-económico MW/máx.	Grado influencia	Potencial técnico-económico MW/mín. MW/máx.
<b>ENERGÍA EÓLICA</b>					
EÓLICO TERRESTRE	2.700 MW	450 MW	560 MW	F. Técn.-Organizat.	563 700
				F. Socio-Ec.	1.133 1.410 (*)
				F. Medioam.	
EÓLICO OFF-SHORE	Gran potencial	120 MW	200 MW	F. Tecnológ.	
				F. Técn.-Org.	120 MW
				F. Legislat.	
<b>BIOMASA</b>					
BIOMASA FORESTAL	42 MW	10 MW	14 MW	F. Técn.-Organizat.	
				F. Socio-Ec.	15 MW
				F. Legislat.	21 MW
<b>HIDROELÉCTRICA</b>					
MINI-HIDRAÚLICA	72 MW	59 MW	72 MW	F. Administ.	
				F. Medioam.	68 MW
				F. Legislat.	

ELECTRICIDAD

**TABLA 1. POTENCIAL RENOVABLE EN 2020 (CONTINUACIÓN)**

Recurso renovable	CASO BASE				Posibilidad de mejora de los factores de corrección	Grado de influencia	Potencial técnico-económico		
	Potencial teórico (MW)	Potencial técnico-económico		Grado de influencia			Potencial técnico-económico	Grado de influencia	
		MWmín.	MWmáx.						MWmín.
<b>UNDIMOTRIZ</b>									
ELECTRICIDAD	Gran potencial	0,3 MW	1 MW	F. Tecnológ.	Gran diversidad de tecnologías de aprovechamiento en fase experimental	■	Apesta por la Investigación y el Desarrollo Tecnológico (sistemas de captación más eficientes; desarrollo de materiales resistentes a las condiciones off-shore).		
				F. Técn.-Org.	Limitaciones técnicas de los emplazamientos debido a las características de la costa vasca (plataforma continental estrecha, temporales), interferencias con otras actividades (por ejemplo, pesca).		Definición de zonas de tránsito marino que permitan compatibilizar las diferentes actividades. Elevado grado de ocupación de instalaciones destinadas a la investigación (BIMEP).	3	10
				F. Legislat.	Reducida viabilidad económica para este tipo de instalaciones		Incremento de los incentivos que permitan ratios de rentabilidad razonablemente aceptables.	9	30 (*)
<b>SOLAR</b>									
SOLAR FOTO-VOLTAICO	160 MWp	70 MWp	80 MWp	F. Socio-Ec.	Necesidad de un mayor conocimiento de las ventajas de la energía solar fotovoltaica.	■	Campañas de concienciación ciudadana, así como también concienciación de las autoridades competentes.		
				F. Legislat.	Reducciones progresivas de los costes de la tarifa regulada.		Un aumento de demanda de esta tecnología deberá conseguir una reducción de coste de capital con un mayor impacto de este al payback que las afecciones debidas a la reducción de tarifa.	84 MWp	96 MWp
<b>SOLAR</b>									
SOLAR TÉRMICO	45 ktep/año	28 ktep/año	31 ktep/año	F. Socio-Ec.	Rechazo social por el desconocimiento de las ventajas de este tipo de instalaciones.	■	Campañas de concienciación ciudadana		
<b>BIOMASA</b>									
BIOMASA FORESTAL	128 ktep/año	32 ktep/año	43 ktep/año	F. Técn.-Org.	Inexistencia de garantía tanto en el suministro de biomasa como en el coste de la misma, al carecer de redes de distribución y/o comercialización.	■	Impulso de mejoras en los sistemas de gestión y almacenamiento de biomasa.		
				F. Tecnológ.	Diversos requerimientos técnicos aún por desarrollar: herramientas para las perforaciones, incremento de la eficiencia de los equipos, capacidad de integración con otras EEFR, etc.		Desarrollo tecnológico activo que permita incrementar el potencial aprovechable a partir del recurso geotérmico.	38	52
<b>GEOTERMIA</b>									
GEOTERMIA SOMERA	Gran potencial	32 ktep/año	39 ktep/año	F. Tecnológ.	Inexistencia de normativas específicas para las instalaciones geotérmicas.	■	Adecuación de la normativa vigente para optimizar la explotación de los recursos geotérmicos.		
				F. Administr.				32	39

- Gran influencia
- Influencia media
- Escasa influencia
- Factores "CLAVE"

(\*)1 Si se diese el pacto edílico.

(\*)2 Si se instrumentasen los mecanismos que permitiesen alcanzar la madurez comercial.

- El recurso eólico marino, que en 2020 ocuparía la quinta posición en cuanto a aportación a la generación, tendría especial interés por la gran potencialidad de su contribución en el largo plazo (como se verá en el capítulo dedicado al horizonte 2050). Para el aprovechamiento de este recurso, sería preciso superar el *desafío tecnológico* concentrando todos los esfuerzos posibles en tratar de conseguir un grado de desarrollo adecuado para todos los componentes y particularmente para las *plataformas flotantes* (dada la casuística de la CAPV).
- En cuanto a las térmicas:
  - La mayor aportación provendría del “conjunto de las biomásas” (el 80% de la producción térmica renovable):
    - Destacaría muy especialmente el caso de las leñas negras (industria del papel), en el que el potencial estimado a 2020, le situaría en la primera posición del conjunto de las renovables (eléctricas y térmicas).
    - Le seguirían, a cierta distancia aunque pudiendo jugar un papel relevante en el conjunto, los residuos de la industria de la madera y los residuos de biomasa forestal (por ese orden), fuentes en las que son posibles aprovechamiento de distinta naturaleza: en la industria y en la edificación, en este segundo caso en instalaciones colectivas (desde instalaciones centralizadas en cada edificio hasta las redes urbanas de calor), o en instalaciones individuales para viviendas. Este tipo de aprovechamientos, actualmente en fase incipiente, presentaría pocas barreras para su desarrollo (abundancia de recurso, madurez tecnológica, reducido impacto ambiental, escasa oposición social, etcétera).
  - Por último, la solar térmica y la geotermia somera, darían una respuesta adecuada atendiendo a necesidades térmicas en instalaciones de menor escala, instalaciones centralizadas por edificio en el mejor de los casos.
- El del recurso eólico terrestre, es el que podría ofrecer un crecimiento incremental, más importante, de hasta un 25%. Más aún, aceptando la hipótesis de que se alcanzase el Pacto Eólico en Euskadi, dicho incremento podría superar el 150%.
- En biomasa forestal para generación eléctrica, sería posible contemplar incrementos de hasta el 50%.
- Respecto a la energía de las olas, el incremento podría llegar al 1000%, e incluso al 3000%, si se instrumentan los mecanismos que permitan la consecución de la madurez comercial de las tecnologías, permitiéndoles superar la etapa experimental.
- En solar fotovoltaica llegarían a alcanzarse incrementos del 20%, gracias a la reducción de los costes de capital (costes de inversión), aún a pesar de que los efectos de la misma se ven contrarrestados por la progresiva reducción de los incentivos (tarifa regulada o prima según los casos). Cabe destacar, el resultado tremendamente positivo que se podría alcanzar en dichas hipótesis, permitiendo un aprovechamiento de hasta el 60% del potencial teórico.

### **9.1.3. Marco legislativo-normativo de las Energías Renovables. Elementos frenos y motores**

#### **9.1.3.1. La Política Energética de la Unión Europea**

El marco legal de la política energética europea ha de entenderse en sentido laxo al componerse de desarrollos normativos propiamente dichos, suscitados por la necesidad de armonización del mercado interior y de incorporación al acervo legal de acuerdos adoptados a nivel político, y, también, de documentos sin valor jurídico de la Comisión Europea, que orientan actuaciones, y frecuentemente son el origen de futuros instrumentos legales.

Del análisis de la tabla, se concluye lo siguiente, en cuanto a posibilidades de incremento del potencial técnico-económico respecto al caso base:

A pesar de la temprana implicación de la UE en materia energética, Europa no cuenta con una política energética como tal hasta la Publicación del Libro

Blanco de 1997. El planteamiento viene determinado por la necesidad de *descarbonizar* el sector energético en el contexto de la lucha contra el cambio climático, desarrollar un mercado energético eficiente, y paliar la dependencia externa europea en materia energética, marcada por la inestabilidad.

La reforma de los Tratados constitutivos operada por el Tratado de Lisboa dota a la política energética de una nueva base jurídica y confiere rango normativo a los principios de competitividad, seguridad de abastecimiento y de sostenibilidad como ejes de dicha política.

El marco de referencia europeo en materia de energía se compone además del marco político y legal de programas de investigación para impulsar el avance del conocimiento y la incentivación del desarrollo de infraestructuras avanzadas, en el que se insertan el marco vigente español y el vasco para el desarrollo de las energías renovables.

La política en materia de energías renovables es una pieza importante de la Estrategia Energética Europea, cuyo marco de referencia es:

- Consolidación del mercado interior
- Impulso de infraestructuras energéticas: interconexión y desarrollo
- Desarrollo de las energías renovables
- Mejora de la eficiencia y reducción del consumo
- Impulso a la investigación y a proyectos industriales en materia principalmente de eficiencia, renovables y tecnologías de bajas emisiones de carbono.

Las energías renovables resultan reforzadas en este contexto y han experimentado la fijación de objetivos indicativos, primero, y la fijación de objetivos vinculantes, después, insertados en un marco legislativo completo.

El nuevo ciclo de planificación estratégica impulsado por la Estrategia Europa 2020 y el nuevo marco financiero plurianual, se plantea una estrategia más integral y agresiva para la consecución de las metas fijadas para 2020 y poder contemplar las que se están avanzando para 2050.

### *Energía y Cambio Climático*

Dada la relación causal entre cambio climático y emisión de gases de efecto invernadero por la combustión de energías de origen fósil, la política energética está estrechamente vinculada a la política de cambio climático y comparten actuaciones en el ámbito de la reducción del consumo energético y el fomento de las energías renovables en sustitución de los combustibles fósiles.

La UE lidera el esfuerzo internacional contra el cambio climático, con el logro del Protocolo de Kyoto y los esfuerzos por conseguir nuevos y más ambiciosos objetivos más allá de 2012.

La UE en 2007 asumió unilateralmente el compromiso de reducción para 2020 del 20% de las emisiones de GEI por debajo de los niveles de 1990, ampliables al 30% en el marco de un acuerdo internacional global. Ello implica también la reducción del consumo energético global y la sustitución de combustibles fósiles por combustibles de fuente renovable que culmina en el mandato 20/20/20 asumido por el Consejo Europeo en 2007.

De este modo energías renovables y reducción del consumo vía eficiencia energética se constituyen en elementos clave tanto de la lucha contra el cambio climático como de la política energética europea.

2020 se concibe como una etapa en el camino de la consecución de la *descarbonización* de la economía, habiéndose asumido por el Consejo de Medio ambiente de octubre de 2009 el objetivo de reducción de emisiones en un 80-95% para 2050 en el ámbito de la negociación de Copenhague, y reconfirmado en febrero 2011. Estos objetivos están sirviendo de base para diferentes hojas de ruta sectoriales con horizonte 2050 y la Comisión Europea recomienda tener en cuenta este objetivo en la planificación de grandes infraestructuras energéticas a nivel doméstico.

### *Energía 2020*

La Comisión Europea parte de la consideración de la factibilidad de consecución del objetivo de energías renovables para 2020 pero la dificultad de alcanzar el objetivo en materia de eficiencia energética y de constituir una base que permita alcanzar las cotas

queridas para 2050. Ello se atribuye a una todavía fragmentación del mercado energético europeo y el retraso en el desarrollo tecnológico e inversor que garantice la seguridad de abastecimiento interno.

Desde la óptica de la Comisión se requiere un desacoplamiento del crecimiento económico del consumo energético, particularmente en el transporte y la construcción, una mayor incidencia de los consumidores en el mercado, condiciones de mercado que estimulen una mayor eficiencia en inversiones bajas de carbono y una acción ejemplarizante de las administraciones públicas en el ámbito de la eficiencia energética.

Por el lado de la oferta, ha de alcanzarse una generación de electricidad procedente de fuentes bajas en carbono del 75% y tecnologías competitivas, y la consideración de la energía nuclear (previo al accidente nuclear de Fukushima).

La propuesta de la Comisión es un política energética basada en cinco prioridades:

1. Conseguir que Europa sea eficiente en términos energéticos
2. Construir un mercado europeo energético integrado
3. Mayor protagonismo de los consumidores y seguridad de abastecimiento.
4. Liderazgo europeo en tecnología energética e innovación.
5. Fortalecimiento del papel europeo en los mercados energéticos internacionales.

### ***El Mercado Interior energético***

La integración de los mercados energéticos nacionales en un mercado europeo único ha sido objeto de diferentes paquetes legislativos y es muy importante para las energías renovables. El trasvase de energía a partir de las interconexiones debería también favorecer una reducción de precios. No obstante, la trasposición a derecho nacional de la normativa europea ha sido lenta y la Comisión se muestra dispuesta a adoptar medidas más drásticas.

La libre circulación del gas y la electricidad habrán de garantizarse para 2014 y se debate un pro-

yecto de reglamento de integridad y transparencia del mercado energético destinado a establecer un marco para la supervisión de los mercados al por mayor evitando abusos y manipulaciones.

Las energías renovables gozan de acceso preferente a la red.

### ***Impulso de las Infraestructuras energéticas: interconexión y desarrollo***

En 2010 la Comisión planteó las prioridades de infraestructuras energéticas a 2020 para poder alcanzar los objetivos de la política energética y las metas de la lucha contra el cambio climático, cifrándolas en 200.000 millones de euros. Entre éstas las necesidades relativas a las energías renovables se sitúan redes y almacenamientos de electricidad necesarios para dar cabida a la expansión renovable, necesidad de redes más inteligentes, el desarrollo y la modernización de las redes urbanas de calefacción y refrigeración en grandes aglomeraciones urbanas.

Con un horizonte de más largo plazo, es necesario preparar las redes energéticas de futuro, que sean capaces de acoger los excedentes de generación eólica *offshore*, conectar estos centros de producción con los centros de consumo en Europa central y con las instalaciones de almacenamiento, y afrontar una demanda y oferta de electricidad cada vez más flexibles y descentralizadas.

Su creación requiere una política de infraestructuras energéticas basada en una visión europea.

### ***Fomento de las energías renovables***

Las energías renovables resultan reforzadas en este contexto y han experimentado la fijación de objetivos indicativos, primero, y la fijación de objetivos vinculantes, después, insertados en un marco legislativo completo.

### ***La Directiva 2001/77/CE***

El primer instrumento normativo relevante fue la Directiva 2001/77/CE, cuyos objetivos son los de contribuir al cumplimiento de los compromisos de Kyoto, al incremento del porcentaje de electricidad procedente de fuentes renovables en el consumo

bruto de electricidad en Europa del 14% al 22% y en el consumo bruto de energía del 6% al 12% en el año 2010.

Los Estados miembros eran instados a establecer internamente objetos indicativos en materia de energías renovables para poder alcanzar los objetivos globales establecidos para el conjunto de la Unión, a simplificar los procedimientos administrativos, se autorizaba la aplicación de regímenes de apoyo nacionales para facilitar su consecución, y se concedía garantía de acceso de las energías renovables al sistema nacional de transporte y distribución de electricidad.

### *El Paquete legislativo Energía/Clima*

Traduce en instrumentos legales el acuerdo político del Consejo Europeo de marzo de 2007 y, adoptado en abril 2009, comprende una Directiva de fomento de las energías renovables y otros cinco instrumentos de trascendencia para avanzar en la consecución de una economía baja en carbono, que afectan al sistema europeo de comercio de emisiones de GEI, a objetivos nacionales de reducción de emisiones de GEI en sectores difusos, límites de emisión de vehículos de pasajeros, estándares de calidad para combustibles, y al marco regulador para la captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>.

#### *Directiva 2009/28/CE de fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables*

Referencia central para el fomento de las energías renovables, la Directiva arbitra las medidas necesarias para la consecución en el conjunto de la UE el objetivo global del 20% de energías renovables sobre el consumo energético final, incluido un 10% del sector del transporte. Establece objetivos vinculantes por Estado miembro, 20% para España, en función de su punto de partida y potencial, siendo uniforme el 10% vinculado al transporte. La Directiva exige la preparación de Planes Nacionales de Acción en los que cada Estado miembro desglosa su objetivo global en objetivos por fuente renovable. Establece también normas para la emisión de "garantías de origen" y para el cómputo de proyectos conjuntos de energía renovable dentro o fuera de la UE. Insta a la eliminación de las barreras administrativas, permite la apli-

cación de sistemas nacionales de apoyo y define las condiciones de sostenibilidad para la admisibilidad de biocarburantes y biocombustibles.

### *Mejora de la eficiencia y reducción del consumo*

La reducción del consumo de energía es la mejor vía para reducir las emisiones de GEI, aumentar la competitividad de la economía y reducir la dependencia de las importaciones de energía. Con esta perspectiva en mente se elaboró el Plan de Acción para la eficiencia energética (2007-2012). El objetivo es controlar y reducir la demanda de energía para alcanzar un ahorro del 20% del consumo de energía primaria hasta 2020. Por sectores, los principales ahorros de energía corresponden a edificios de viviendas y comerciales, con casi un 30%, industria manufacturera, con 25%, y transporte, con el 26%.

A nivel de legislación, se han puesto en marcha Directivas sobre electrodomésticos, funcionamiento energético de edificios, cogeneración de alta eficiencia, eficiencia energética en el uso final de la energía y de servicios energéticos, de diseño ecológico de los equipos consumidores de energía final.

Ante la insuficiencia de los avances en la consecución del objetivo, la Comisión ha elaborado un nuevo Plan de Eficiencia Energética que recupere el retraso acumulado de cara a 2020 y que contribuya a alcanzar el ideal de una economía descarbonizada en 2050. Ello se pretende conseguir mediante instrumentos legislativos adecuados, entre ellos una Directiva de modificación de las actuales Directivas sobre servicios energéticos y sobre cogeneración.

### *Impulso a la investigación y grandes proyectos industriales. SET-PLAN*

El reto energético al que se enfrenta Europa supone sustituir el modelo energético que ha sustentado el desarrollo industrial europeo que hemos conocido por un modelo de baja emisión de carbono. La tecnología es un elemento fundamental para conseguir este objetivo y el SET-Plan es el pilar tecnológico de la política energética y de lucha contra el cambio climático de la UE. Recoge el plan de trabajo de I+D para alumbrar de forma coordinada y colecti-

va y acelerada en la Unión Europea las tecnologías energéticas, asequibles, limpias eficientes y de baja emisión de carbono y necesarias para la consecución de los objetivos de la UE, así como financiación de acompañamiento.

El Mapa tecnológico y las hojas de ruta del SET-Plan marcan las tendencias de avance de las tecnologías energéticas hacia 2020 y 2050. Además se han previsto unas *Iniciativas Industriales Europeas*, de carácter público/privado, que organizan los esfuerzos en investigación, desarrollo tecnológico y demostración a nivel europeo a través de *Plataformas Tecnológicas* del sector en las tecnologías seleccionadas como de mayor potencial. Se han organizado las correspondientes a energía eólica, energía solar, bioenergía, "Smart Cities", hidrógeno y pilas de combustible, redes energéticas, y energía de fisión nuclear.

### 9.1.3.2. La política energética y su regulación en España y en la CAPV

#### Planificación energética

El marco de distribución de competencias entre Estado y Comunidades Autónomas correspondiente al desarrollo de las energías renovables atribuye al Estado la fijación de los objetivos globales a nivel de nación y la asunción de los compromisos ante la Unión Europea mientras que las Comunidades Autónomas son competentes para la definición de sus propias estrategias de aprovechamiento y desarrollo del potencial renovable en sus territorios. La necesidad de coordinación y de colaboración interadministrativa entre Estado y Comunidades Autónomas se materializa a través de la Conferencia Sectorial de Energía para la preparación y aplicación de la planificación estatal sobre energía.

La política energética del Estado español se ha formulado con el telón de fondo de una elevada intensidad energética, elevadas emisiones de gases de efecto invernadero y una elevada dependencia energética, en gran medida de países en situación geoestratégica complicada. Su orientación se ha dirigido a la liberalización y fomento de la transparencia en los mercados, el desarrollo de infraestructuras para diversificar fuentes y reforzar la seguridad de suministro, a la promoción del ahorro y la eficiencia ener-

gética y a la promoción de las energías renovables por sus efectos positivos sobre la economía, y por su carácter autóctono, diversificador y alternativo a los combustibles fósiles.

Son diversos los documentos programáticos elaborados para el fomento de las energías renovables. El *Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 2000-2010* se fijó un objetivo del 12% de energías renovables sobre la demanda total de energía primaria a alcanzar en 2010. Fue revisado por el *Plan de Energías Renovables de España, PER, 2005-2010*, que refleja los compromisos adquiridos bajo la Directiva 2001/77/CE, y recientemente se ha elaborado el *Plan de Acción Nacional de las Energías Renovables de España (PANER) 2011-2020* en el que se fijan los nuevos objetivos para cada tecnología y medidas a implementar en el marco del cumplimiento de la Directiva 2009/28/CE de fomento de las energías renovables. La nueva programación en el ámbito de las energías renovables es objeto de un nuevo plan con horizonte 2020, el PER 2011-2020.

La CAPV, de limitados recursos energéticos naturales, de fuerte demanda de energía por su elevada población y actividad industrial, y, por tanto, muy dependiente energéticamente del exterior, ha orientado su política energética desde su inicio en los años 80 al fomento del ahorro y de la eficiencia energéticas, y a la diversificación, mediante la potenciación de infraestructuras gasistas y el impulso de las energías renovables. La *Estrategia Energética de Euskadi 1995-2005* se fijó un objetivo de energías renovables de un 6,7% de la demanda energética vasca y la *Estrategia Energética de Euskadi, 3E-2010*, que será próximamente sustituida por una nueva estrategia con horizonte 2020, un 12%.

El balance actual queda muy lejos de ese objetivo a causa de la escasa implantación de las instalaciones eólicas previstas y de la evolución del consumo energético.

La nueva estrategia planteará una apuesta decidida por las energías renovables como solución de futuro a largo plazo y cuyo objetivo podría situarse entre el 11,7% y el 17,1%. Por otro lado, tanto las Diputaciones de Álava como de Gipuzkoa han elaborado planes de desarrollo de las energías renovables.

### *Marco Regulatorio*

Las energías renovables son objeto de una abundante regulación tanto por parte del Estado, que ostenta la competencia para dictar la normativa básica en materia de energía y de protección del medio ambiente, como de las Comunidades Autónomas, e incluso de entidades locales en algunos de sus aspectos. Esta regulación afecta muy particularmente a los requisitos de autorización de las instalaciones, y a los requisitos de cumplimiento necesario para su instalación.

Es necesario diferenciar entre la normativa de aplicación a las renovables de generación eléctrica de la correspondiente a las renovables de generación térmica.

Las Comunidades Autónomas, y, por tanto, la CAPV será la instancia competente para regular los procedimientos de autorización de las instalaciones de producción y redes eléctricas de transporte y distribución energéticas, y de conceder las correspondientes autorizaciones administrativas para la construcción, modificación, explotación, transmisión y cierre, en los supuestos en que la instalación, se sitúe en su territorio, la potencia instalada no supere los 50 MW y el transporte o distribución no salgan de su ámbito territorial. En los supuestos en que no se de alguna de estas condiciones el competente será el Estado. Las autorizaciones necesarias son tanto de carácter industrial, como también urbanístico y medioambiental.

El Decreto 282/2002 regula un procedimiento general para la autorización de construcción, modificación, explotación, transmisión y cierre de instalaciones de producción, transporte y distribución de energía eléctrica, aplicable a las instalaciones de energías renovables. Este no es aplicable a los parques eólicos que en la CAPV tienen una regulación específica en el decreto 115/2001. Para las fotovoltaicas, en determinadas condiciones la normativa autonómica no exige autorización, siendo suficiente un acta de puesta en servicio de la instalación.

En cuanto a las instalaciones de energía eólica marina y energías no eólicas de instalación en el mar, existe también un procedimiento específico de tramitación de permisos, que es siempre estatal dado que incumbe el dominio marítimo del que es titular el Estado.

Los aprovechamientos hidráulicos se rigen también por normas específicas, estatales o autonómicas en función de las potencias y el carácter interno o intracomunitario de las cuencas, y los aprovechamientos geotérmicos cuentan también con sus normas específicas.

Además de las autorizaciones de carácter industrial, son necesarias las de carácter urbanístico, como las licencias de obras, la declaración de interés público cuando instalación se ubique en suelo no urbanizable, aprobación de Plan Especial en algunos casos, que son otorgadas por los ayuntamientos y las Diputaciones, respectivamente.

A nivel medioambiental existe una extensa regulación de aspectos medioambientales relativos a impactos y a diferentes modalidades de conservación de la naturaleza que han de respetarse y a la obtención, en algunos casos como la autorización ambiental integrada, declaración de impacto ambiental pudiendo el órgano medioambiental competente ser tanto la Diputación, como el Gobierno vasco como el Estado dependiendo de los casos.

Además de las normas que establecen la necesidad de autorizaciones y las condiciones de otorgamiento de las mismas existen otras normas reguladoras de incidencia sobre la generación eléctrica a través de fuentes renovables, como pueden ser el Código Técnico de la Edificación, que establece una serie de exigencias de energía solar fotovoltaica en los edificios de nueva construcción y criterios técnicos relativos a la eficiencia energética de las instalaciones de iluminación y a la limitación de demanda energética de los edificios.

### *Generación térmica*

Las instalaciones de producción de energía térmica no están sujetas a autorización de carácter industrial, siendo suficiente la comunicación en la CAPV a la Oficina Territorial de Industria antes de su puesta en servicio. A nivel de normativa urbanística, y, dependiendo, de la incidencia de la instalación, puede exigirse licencia de obras municipal y declaración de interés público de la Diputación en instalaciones en suelo no urbanizable, y serán también obligadas los permisos de carácter medioambiental pertinentes.

Además de la normativa relativa a las diversas autorizaciones administrativas, existen otra serie de normas que afectan a las instalaciones de generación de energía térmica de importancia como las que siguen a continuación:

El Reglamento de Instalaciones Térmicas en la Edificación que define los requisitos mínimos de las instalaciones térmicas en los edificios y regula y elimina las barreras a la realización de instalaciones térmicas de fuente renovable.

El Código Técnico de la Edificación, incluye entre las obligaciones que establece a las nuevas edificaciones la utilización de instalaciones térmicas para la obtención de una contribución mínima de agua caliente sanitaria en función de las características climáticas del lugar. Ello es condición necesaria para la obtención de la cédula de habitabilidad de un edificio de nueva construcción. A través de la revisión del código se pretende promover un mayor uso de energías renovables.

La calificación energética de los edificios, que ha de acompañar todo edificio de nueva construcción. Se trabaja en procedimientos específicos para los casos de abastecimiento a través de energías renovables. En cuanto a los edificios existentes se está trabajando también en procedimientos específicos de calificación.

### **Marco Económico**

Ha de diferenciarse entre las energías renovables de generación eléctrica y las de generación térmica.

La producción de electricidad a partir de fuentes renovables tiene, siempre que no haya restricciones técnicas, prioridad de acceso y conexión a la red, y se considera, según la Ley del Sector Eléctrico, producción en régimen especial, definida por el Real Decreto 661/2007. Este régimen pretende establecer un sistema estable y predecible que garantice una adecuada rentabilidad a las instalaciones de energías renovables y remunerar los beneficios medioambientales, de diversificación y de seguridad de abastecimiento que ofrecen estas energías.

A fin de acogerse al marco económico del régimen especial es necesario inscribirse en el Registro

de pre-asignación de retribución, dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, y con carácter definitivo, pasado un plazo, en el Registro administrativo de instalaciones de régimen especial, gestionado por la Dirección de Energía del Gobierno Vasco, quien trasladará la información al Ministerio.

La preasignación tiene como finalidad ordenar y priorizar el desarrollo de las instalaciones según la planificación energética, facilitando el seguimiento de la potencia instalada y que la evolución tecnológica reduzca gradualmente los costes económicos.

El titular de la instalación puede elegir entre la venta de electricidad a tarifa regulada o recibir una prima adicional al precio, ambas variables según tecnologías. A partir de cierta antigüedad, tanto la prima como la tarifa van reduciéndose, hasta el fin de la vida útil de la instalación. No hay limitaciones al volumen total de electricidad producida anualmente sujeta a prima o tarifa, con excepción de instalaciones eólicas en tierra, las solares termoeléctricas y las fotovoltaicas, cuyo régimen presenta diversas particularidades.

Existen, además, complementos por energía reactiva y por eficiencia.

### **Particularidades del sistema de apoyo al sector fotovoltaico**

El rápido cumplimiento de los objetivos fijados por el Plan de Energías Renovables 2005-2010 para la energía fotovoltaica ha dado lugar al establecimiento de un nuevo régimen económico con un sistema de cupos crecientes y tarifas decrecientes, que se revisan cuatrimestralmente. Existe un Registro de preasignación específico para las instalaciones fotovoltaicas. Posteriormente se ha producido una limitación de las horas de funcionamiento sujetas a prima o tarifa regulada, que ha afectado tanto a los nuevos proyectos como a los ya existentes. Se ha incrementado el periodo de tiempo con derecho a cobro, que para la fotovoltaica sí tiene fecha límite.

### **Renovables para la generación térmica**

La generación térmica renovable no dispone de un mercado de venta de termias estructurado como el de la electricidad, por lo que el sistema de apoyo

público se basa en las ayudas directas a la inversión y los programas específicos de financiación de instalaciones.

### ***Ayudas a la inversión a instalaciones renovables para generación térmica***

Existe un sistema de ayudas a la inversión para renovables térmicas que se alimenta de fondos procedentes del Estado, gestionados por las Comunidades Autónomas mediante convenio, y, a veces, complementados por las propias Comunidades Autónomas.

### ***Programas específicos de financiación***

Se han puesto en marcha diversos programas de financiación para proyectos de renovables térmicas, con distintos tipos de subvenciones, y de distintas procedencias, del ICO, del IDEA, y experiencias piloto como BIOMCASA, GEOTCASA y SOLCASA que no se limitan a la financiación sino que proporcionan garantías técnicas para las instalaciones y un compromiso de suministro y de ahorro económico para el usuario.

### ***Sistema de incentivos al calor renovable (ICAREN)***

Nuevo sistema de incentivos que impulse el desarrollo de las Empresas de Servicios Energéticos Renovables, específico para renovables térmicas, que al precio máximo de energía térmica vendida, podría unir un incentivo adicional.

### ***Ayudas financieras a la inversión***

Algunas tecnologías renovables incipientes pueden recibir ayudas a la inversión vía subvenciones o préstamos a bajo interés. Existen apoyos de carácter fiscal en la normativa del impuesto de sociedades tanto a nivel estatal como en los tres territorios históricos vascos, configurados como deducciones fiscales por inversión en bienes de activo dedicados a energía renovable. En la CAPV, el Ente Vasco de la Energía dispone de programas de ayuda a las inversiones en nuevos proyectos de energía renovable tanto de generación de electricidad como de calor, algunos en el marco de convenios de colaboración con el IDEA.

### ***La Aceptabilidad Social. Una nota sobre los parques eólicos en la CAPV***

En la CAPV la falta de coordinación institucional y el escaso nivel de aceptación social, incluso la oposición, en materia de energía eólica, han conducido a la inaplicabilidad del Plan Territorial Sectorial Eólico y al no cumplimiento del objetivo en materia de energías renovables fijado en la Estrategia Energética Vasca 3E-2010.

Se han producido movilizaciones sociales y políticas en contra de algunos proyectos que se han intentado poner en marcha, promovidas principalmente por asociaciones ecologistas y grupos de montaña, pero también apoyadas por responsables institucionales. Ayuntamientos se han posicionado en contra de proyectos que afectaban a su término municipal, las Juntas Generales de Gipuzkoa acordaron solicitar al Gobierno Vasco la paralización del parque eólico de Gazume, Bizkaia el de Ordunte y la Diputación de Alava aprobó el Plan *Mugarri* de Energías Renovables como reacción al PTS eólico.

En 2009 el Parlamento Vasco solicitó la suspensión de la tramitación de los parques en curso para permitir la consecución de un consenso interinstitucional y social, la aplicación de la normativa ambiental surgida tras la entrada en vigor del PTS eólico y la redacción de un segundo Plan Territorial Sectorial eólico.

En febrero 2010 el Gobierno Vasco, las Diputaciones Forales de Gipuzkoa y de Bizkaia y EUDEL firmaron el denominado Pacto Eólico en el que se excluían algunos de los parques contenidos en el precedente y se acordaba la tramitación de 12 miniparques eólicos de potencia inferior a 10MW, y del que se mantenía al margen la Diputación de Álava.

Si bien el ejemplo más claro de oposición social ha sido el de la energía eólica, más recientemente otras tecnologías también se han visto afectadas por esta situación, como es el caso de la central de biomasa de Errigoiti.

#### ***9.1.3.3. Instrumentos para la definición de un marco regulatorio optimizador del desarrollo de las energías renovables***

##### ***Introducción***

Tal y como se desprende del análisis realizado en los apartados precedentes, el marco regulatorio

incide de forma directa en el desarrollo o freno de las energías renovables. El ejemplo más claro lo encontramos en el sector fotovoltaico en España, cuyo desarrollo se ha visto plenamente afectado por los distintos cambios normativos.

La necesidad de definir un marco regulatorio estable para las distintas fuentes energéticas renovables es el elemento que aglutina mayor consenso entre los agentes del sector —como así se ha manifestado en las entrevistas realizadas en el marco del capítulo precedente— después de las consecuencias experimentadas en el sector fotovoltaico.

### ***Principios para el desarrollo de un marco normativo***

La *European Wind Energy Association*<sup>1</sup> define un total de 11 principios que deben ser tenidos en cuenta a la hora de diseñar un marco regulador favorable para la implantación de energías renovables:

- a. Simplicidad y transparencia en el diseño y la implantación, generando bajos costes administrativos.
- b. Adaptación de los mecanismos regulatorios a cada una de las tecnologías, ajustándose a su grado de desarrollo y de madurez.
- c. Fomento de la confianza entre los inversores. Capacidad para reducir el precio de la energía para los consumidores finales.
- d. Garantizar una alta cuota de mercado de las energías renovables.
- e. Coherencia con el mercado energético y con el resto de instrumentos normativos existentes.
- f. Facilitador de una transición paulatina de un mix energético basado en recursos fósiles a uno nuevo basado en las energías renovables.
- g. Aumentar la aceptación social de las energías renovables.
- h. Ayudar a que los beneficios de las energías renovables tengan una plasmación a nivel local y regional.
- i. Capacidad de internalizar los costes externos generados por las distintas fuentes energéticas.

### ***Esquemas para la regulación del mercado de las energías renovables***

El desarrollo y crecimiento a largo plazo de las energías renovables requiere de un conjunto de medidas de aplicación simultánea, ajustados a cada una de las tecnologías renovables y a la fase de desarrollo en la que se encuentre.

Se diferencian dos tipos de mecanismos de regulación del mercado, uno dirigido a la variable precio y otro a la cantidad, incidiendo ambos en la penetración de las fuentes renovables en la oferta energética.

### ***Mecanismos de regulación del precio de mercado de las energías renovables***

Este tipo de medidas supone que la cantidad de energía suministrada en el mercado vendrá determinada por el precio establecido, así como por otras variables como la propia disponibilidad del recurso y la rentabilidad del proyecto.

Un elemento que incide de forma destacada en esta rentabilidad es el coste del capital, puesto que las tecnologías renovables son más intensivas en el uso de este factor.

Se distinguen dos tipos de estrategias regulatorias, de incidencia sobre el precio de mercado de las energías renovables:

### ***Las Estrategias focalizadas en la inversión de fuentes renovables***

Este tipo de medidas ofrecen apoyo financiero a través de subsidios a la inversión, habitualmente por unidad de potencia instalada. Los instrumentos básicos a disposición del regulador dentro de esta categoría son los créditos blandos y las deducciones impositivas.

### ***Las Estrategias focalizadas en la generación energética***

Aplicadas una vez iniciado el proceso de producción, permiten la penetración rápida en el mercado de las energías renovables ya que los inversores dis-

<sup>1</sup> The Economics of Wind Energy. European Wind Energy Association Marzo 2009.

ponen de certidumbre a largo plazo sobre el precio de venta de la energía. Son las tarifas *feed-in* y las primas adicionales al precio de la energía.

#### – *Mecanismos de regulación de la cantidad de energía producida*

El regulador establece directamente la cantidad de energía renovable que desea en el mercado, fijando su cuota de penetración en el mercado energético. Existen dos tipos de mecanismos, los certificados comercializables y los contratos públicos de compra de electricidad.

En los primeros, las empresas productoras, distribuidoras o comercializadoras, según quien esté involucrado en la cadena de oferta, están obligadas a ofertar o vender un determinado porcentaje de energía procedente de fuentes renovables. Son las subastas de electricidad renovables y los sistemas de certificados comercializables. En los concursos públicos de compra, el regulador compra una determinada cantidad de electricidad para un periodo de tiempo largo, si bien los resultados conseguidos no han sido muy alentadores.

#### – *Otras Estrategias de carácter indirecto*

Además de las estrategias que inciden directamente sobre el mercado de las energías renovables, existen otros de carácter indirecto como ofertar al consumidor energía renovable, la obligatoriedad de utilizar determinadas tecnologías de energía renovables, la planificación de las instalaciones energéticas renovables lo más cerca posible de la red de distribución, etc

### **9.1.4. Impacto socio-económico de las energías renovables**

El impacto de las energías renovables no solo se proyecta sobre la seguridad y eficiencia en el suministro energético y la minoración del cambio climático, sino que tiene múltiples implicaciones en el terreno productivo, económico y social. Las energías renovables son un componente clave de la revolución tecnológica del sector energético, que impacta sobre las capacidades productivas y el desarrollo de un tejido empresarial experto en su implantación, y da soporte a la creación de nuevos empleos. El impulso

de este tipo de energías, además de constituir una respuesta a la búsqueda de un nuevo modelo energético, es beneficioso en sí mismo, por su repercusión sobre las actividades productivas.

Si bien la revolución tecnológica en el sector energético abarca diferentes elementos, el análisis aborda únicamente la sustitución de los combustibles fósiles por energías renovables, con los siguientes impactos sobre los sectores productivos:

- Las energías renovables se conectan a la red eléctrica con prioridad sobre las fuentes energéticas tradicionales, incidiendo, por tanto, negativamente sobre las mismas.
- Una incidencia positiva sobre la actividad industrial en la medida que la inversión en nueva infraestructura de generación energética desencadena la producción de nuevos bienes y servicios.
- La sustitución de las energías fósiles da lugar a una transformación radical en el transporte, con la aparición de naves y aeronaves alimentadas por renovables y coches eléctricos y de pila de hidrógeno.
- El desarrollo de la biomasa y de los biocombustibles tiene incidencia sobre la actividad agraria y forestal y la gestión de residuos urbanos y agropecuarios.
- La generación local de energía da lugar a nuevos empleos para la operación y el mantenimiento de las instalaciones.
- Se trata en su mayoría de tecnologías nuevas que requieren de importante desarrollo tecnológico e inciden profundamente en el sector de Ciencia y Tecnología.

La tracción sobre las actividades productivas se produce independientemente del desarrollo de las energías renovables en el mercado local, incidiendo sobre las empresas y centros tecnológicos más competitivos y preparados en un mercado que promueve las energías renovables a nivel europeo y mundial.

#### *Un sector en expansión con grandes perspectivas de crecimiento*

La evaluación del peso económico del sector de las energías renovables comprende la consideración

de tanto la generación y distribución de energía como otro conjunto de actividades más amplio en el que se incluyen la fabricación de maquinaria y de componentes para la construcción de las infraestructuras de generación, los servicios ligados a ingeniería de diseño, asesoramiento y mantenimiento, y otras actividades conexas entre las que destacan las actividades de I+D+i. Es necesario aplicar un concepto de clúster energético más que el de sector energético, estrictamente entendido, para aprehender la diversidad de actividades implicadas en torno a las energías renovables. Es por ello que las estadísticas industriales existentes no permiten cuantificar directamente la dimensión e identificar su potencial económico. Dificultad añadida para la obtención de estos datos es la segregación de actividades que exige la implicación de empresas en el suministro de componentes tanto para la producción de energía renovable como para convencional.

En grandes cifras, referidas a 2008, el sector energético vasco se componía de 356 empresas que daban empleo a alrededor de 70.000 personas y generaba una facturación cercana a los 45.000 millones de euros. Estas cifras incluyen el primer promotor y operador mundial de parques eólicos, uno de los principales fabricantes de aerogeneradores, un referente en el desarrollo tecnológico de la energía solar termoeléctrica, o un conjunto de fabricantes de equipos eléctricos que suman un tamaño similar al de las grandes multinacionales del transporte y distribución eléctrica.

La actividad del clúster energético vasco comprende 24.000 personas —10% del total de empleos industriales— y genera ventas de 15.558 millones de euros —23% de ventas industriales netas—. En número de empresas se dividen a partes iguales entre las fabricantes de componentes y las de servicios siendo las operadoras las que obtienen mayor facturación.

Los datos referidos estrictamente a energías renovables suponen una facturación de 2.887 millones de euros y 9.271 personas empleadas, el 13,2% del empleo directo total en España. El esfuerzo en I+D+i en tecnologías renovables representa el 13% del empleo y el 3,9% sobre facturación.

Las características del sector de las energías renovables se resumen en un sector con elevada productividad de los trabajadores, superior a la media de la industria vasca, un alto nivel de cualificación de los empleados, con porcentajes de formación universitaria y profesional por encima de la media de la economía española, un importante esfuerzo en I+D+i, particularmente en tecnologías más incipientes como las marinas para mejorar su rendimiento y rentabilidad —representando en la CAPV el 10% del PIB sectorial y contando con agentes de relieve— una estructura empresarial polarizada, y la existencia en el tejido productivo vasco de empresas líderes a nivel internacional.

### *Perspectivas de desarrollo del sector*

A pesar de la crisis actual, las perspectivas de crecimiento del sector son muy buenas en razón de los compromisos y objetivos asumidos en Europa y a nivel mundial, que representan una enorme oportunidad de desarrollo para el sector:

Los objetivos de reducción de consumo, además de profundizar en una senda de mejora de competitividad productiva en la que se viene desde hace tiempo trabajando, abre nuevos caminos en sectores como la vivienda y los servicios, propiciando inversiones en equipos e instalaciones y servicios de asesoramiento y gestión.

La sustitución de combustibles fósiles por energías renovables trae consigo un mercado de investigación de nuevos equipamientos y de construcción de infraestructuras con efectos sobre la economía procedentes tanto de las inversiones en nuevas infraestructuras como de la fabricación de equipos que posibiliten las mismas. Aun cuando existen diferencias según las tecnologías, en general, son las inversiones en infraestructuras más que su gestión y mantenimiento las que producen efectos importantes sobre la actividad económica.

Tal y como lo pone de manifiesto el PANER, solo uno de cada cinco empleos previstos a 2020 en el ámbito de las energías renovables se asocia a la operación de infraestructuras, y el resto es resultado de la inversión inicial, siendo los ratios más altos para las tecnologías *bio*: biomasa, biocarburantes e incineración de residuos sólidos.

La estimación del impacto directo de las inversiones potenciales en la CAPV para los horizontes 2020 y 2050, basada en el coste medio de las inversiones previsibles y en el ratio medio de empleos directos por inversión —según ratios observados en Estados Unidos— supondría, en el primer caso, un empleo directo de 8.336 personas, principalmente en el sector eólico, sin efecto acumulativo dado su nexo de unión con la inversión, y 800 de carácter permanente. A 2050, se produciría un impacto inversor sobre el empleo cuatro veces superior, distribuido a lo largo de un periodo tres veces más largo. El empleo asociado a la operativa de las nuevas infraestructuras se situaría en torno al 20% de los empleos permanentes asociados a las infraestructuras.

El impacto sobre la industria de energías renovables de la CAPV no se limita al inducido por la demanda vasca española sino que dependerá, sobre todo, de su capacidad para participar en el colosal mercado internacional dentro del esfuerzo de consecución de los compromisos de participación de las energías renovables en el consumo energético total.

### **9.1.5. Potencial de las energías renovables en la CAPV en el horizonte 2050**

#### **Apuntes metodológicos**

En el presente capítulo se desarrolla la estimación de la potencialidad de las energías renovables al año 2050. Las proyecciones al 2050 representan el futuro de largo plazo y son indicaciones que ayudan a dar respuesta a la pregunta de “hacia donde se podrían desarrollar las energías renovables en años posteriores al 2020”. Esta proyección de potencialidad se realiza sin valorar específicamente los apartados políticos, administrativos o sociales, ya que se pretende omitir el efecto de éstos, y ofrecer una visión de la capacidad potencial de producir energía mediante fuentes renovables, en base a la disponibilidad de recurso en la CAPV y la previsión tecnológica al 2050.

Los apartados políticos, administrativos y sociales son elementos de gran variabilidad, tal y como se observa en los continuos (e importantes) cambios producidos en los últimos 10 años en temas como: los esquemas tarifarios y subvenciones de las energías

renovables (caso de la fotovoltaica), las apuestas políticas por tecnologías específicas, o los cambios en la percepción y concienciación social sobre temas medioambientales y de energías renovables. El efecto y relación de las potencialidades con estos temas, queda expuesto en el apartado de “desarrollo de escenarios al 2050”.

La metodología es, por tanto, diferente a la empleada en la estimación del potencial en el horizonte 2020 en que, la experiencia desarrollada hasta la actualidad permiten evaluar de forma aproximada el potencial de aprovechamiento para cada recurso renovable, siempre sobre la base de los factores de corrección, concluyendo con la estimación del potencial técnico-económico. La incertidumbre sobre la configuración de estos factores de corrección a 40 años vista no permite hacerlo con una mínima base de solidez.

#### **Potencialidad Renovable a 2050**

La tabla adjunta establece la proyección de generación energética renovable por recurso/tecnología al 2050, en base a ciertas afirmaciones, así como la potencia que se podría instalar. Las estimaciones realizadas a continuación para cada tecnología, hacen plantear una potencialidad de producción energética renovable total que podría llegar a valores de hasta 55.500 GWh/año. Cabe destacar que, debido a la fuerte producción energética atribuida a la eólica marina, al 2050 se estima que entorno al 80% de la energía renovable se producirá en forma eléctrica mientras un poco menos del 20% correspondería producción térmica.

Una de las primeras conclusiones corresponde a la gran potencialidad observada en el caso de la *eólica marina*, donde se estiman valores de producción cercanos a los 35.000 GWh/año, lo que supondría entorno al 63% del total de la producción renovable de la CAPV. Todo ello, se basaría en hacer uso del 40% de la superficie marina (70% de la superficie reconocida como “apta” y 30% de la superficie reconocida como “con limitaciones”), y considerando las primeras 24 millas marinas (a menos de 45 km de distancia de la costa, tal y como estima el documento “Estudio estratégico ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos 2009” del

Gobierno Español. Su implantación dependerá principalmente de la evolución de aerogeneradores de 10 MW y plataformas flotantes, a costes competitivos (la tecnología ya existe en la actualidad). Así mismo, el desarrollo de una logística naval competitiva y adecuada a las necesidades de estos proyectos se antoja de vital importancia para la correcta evolución de las instalaciones eólicas marinas.

La *eólica terrestre* se estima podría llegar a valores de entorno a los 1.700 GWh/año de producción, siendo cerca del 3% de la aportación renovable. La estimación se realiza en base a la predicción de utilizar aerogeneradores de 4,5 MW (ya existentes en la actualidad) y solo en los enclaves reconocidos en el Plan Territorial Sectorial Eólico de la CAPV, que se centra principalmente en las ubicaciones donde pudieran ser instalados un mínimo de 10 MW (en base a tecnología del 2002) y en base a algunos condicionantes actuales (como velocidades de viento de 6 m/s). Cabe destacar que a dicha potencialidad, se podrían añadir otros enclaves de menor tamaño y más dispersos pero así mismo válidos para la generación eólica, además de las nuevas zonas que se crearían debido al desarrollo tecnológico y la posibilidad de producir energía con menor velocidad de viento (nuevas zonas de potencial interés). No se han considerado máquinas de mayor tamaño (aunque se estima podrían existir máquinas de hasta 10 MW), debido al fuerte impacto y oposición social que pudieran sufrir máquinas de tamaños tan significativos.

La *energía solar, tanto fotovoltaica como térmica* se estima podrían tener una representación importante con producciones de hasta 2.500 GWh/año en el caso de la fotovoltaica y hasta 3.300 GWh/año en el caso de la térmica, lo que supondría entorno al 4,5 y 6 % de aporte a la generación renovable respectivamente. Para la obtención de dichos valores, en el caso fotovoltaico se estima sería necesario hacer uso del 5% de la superficie construida (residencial + actividades económicas) de la CAPV (lo que supone entorno al 0,16% de la superficie total de Euskadi), y una eficiencia de los sistemas del 25% (tecnología disponible en la actualidad, aunque los valores comunes de instalación comercial están en torno al 15%). Además de mejoras sustanciales en la eficiencia de los sistemas, se prevé una muy importante evolución

en la integración de los elementos fotovoltaicos en los edificios y otros elementos constructivos, mediante un fuerte salto cualitativo producido por la innovación en los sistemas fotovoltaicos (mejoras de thin films, telas fotovoltaicas, materiales orgánicos, etc.), a precios mucho más competitivos. Esta nueva situación, hace prever que la potencialidad al 2050 pudiera aumentar de forma muy considerable (mediante nuevas aplicaciones), pudiendo superar ampliamente los 2.500 GWh/año estimados en el presente documento (hay que recordar que la potencialidad solar teórico es infinitamente superior al expresado).

En el caso de la energía solar térmica los datos mostrados hacen referencia a la utilización de un 2% de la superficie construida de la CAPV (mayor dificultad de aplicación que la fotovoltaica) lo que supone entorno al 0,06% del total de la CAPV y haciendo uso de sistemas solares térmicos de pequeño tamaño (uso en viviendas), y comunes en la actualidad. Las mejoras esperadas se centran principalmente en mejorar la utilización y conservación (acumulación) de la energía capturada, así como en optimizar su integración en edificios e instalaciones lo que aumentaría la producción estimada con tecnología actual. Cabría destacar que el rendimiento y producción en el caso de solar térmica dependerá mucho del uso que se le plantee (sistemas aislados, sistemas centralizados, calor de distrito, usos industriales, etc.), lo que hace difícilmente predecible la potencialidad al 2050.

La energía solar termoeléctrica se prevé no tendría una potencialidad energético significativo, debido a la falta de radiación solar directa necesaria para su correcto funcionamiento. Considerando que se desarrollen sistemas modulares de menor tamaño hacia el futuro, se plantea pudiera existir alguna instalación de pequeño tamaño (más como proyectos de demostración) en la zona de la rioja alavesa, siendo ésta una zona con mayor radiación solar y terrenos llanos de mayor tamaño, aunque así mismo considerando su posible impacto en suelos actualmente utilizados para la actividad agrícola.

En el caso de la proyección de la *potencialidad energética procedente de la biomasa* al 2050, cabe destacar la variedad de orígenes existentes. Por una parte, en lo referido a la potencialidad de recursos como los residuos forestales, residuos de la indus-

**TABLA RESUMEN: PROYECCIÓN DE GENERACIÓN ENERGÉTICA POR RECURSO Y SU APORTACIÓN SOBRE LA GENERACIÓN RENOVABLE TOTAL ESTIMADA EN 2050**

Recurso renovable	Potencia instalada (MW)	Energía final (GWh/año)	Energía primaria (ktep/año)	% aportación sobre el total
<b>ELECTRICIDAD</b>				
<b>ENERGÍA EÓLICA</b>				
Eólico terrestre	703,87	1.728,00	148,59	3,08 %
Eólico off-shore	10.000,00	35.000,00	3.010,00	62,42 %
<b>BIOMASA</b>				
Biomasa forestal	43,73	328,00	31,29	0,65 %
Residuos sector maderero	20,40	153,00	14,63	0,30 %
Biomasa agrícola	30,40	228,00	21,74	0,45 %
Biogas vertedero	0,00	0,00	0,00	0,00 %
Lejía negras	35,20	264,00	22,70	0,47 %
RSU	54,00	405,00	38,73	0,80 %
<b>HIDROELÉCTRICA</b>				
Minihidráulica	72,00	216,00	18,58	0,39 %
Gran hidráulica	83,67	251,00	21,59	0,45 %
<b>UNDIMOTRIZ</b>				
Olas	228,57	1.600,00	137,60	2,85 %
<b>SOLAR</b>				
Solar fotovoltaica	2.500,00	2.488,00	213,93	4,44 %
<b>GEOTERMIA</b>				
Geotermia profunda	400,00	2.800,00	240,80	4,99 %
<b>TOTAL ELECTRICIDAD RENOVABLE</b>		<b>45.461,00</b>	<b>3.920,00</b>	<b>81,00 %</b>
<b>CALOR</b>				
<b>SOLAR</b>				
Solar térmica		3.366,00	289,43	6,00 %
<b>BIOMASA</b>				
Biomasa forestal		1.146,00	109,53	2,27 %
Residuo ganadero		147,00	14,00	0,29 %
Lejías negras		1.698,00	146,00	3,03 %
Residuos sector maderero		536,00	51,21	1,06 %
Biomasa agrícola		796,00	76,08	1,58 %
RSU		1.419,00	135,55	2,81 %
Biogas vertedero		0,00	0,00	0,00 %
<b>GEOTERMIA</b>				
Geotermia somera		930,00	79,98	2,00 %
<b>TOTAL CALOR RENOVABLE</b>		<b>10.038,00</b>	<b>901,78</b>	<b>19,00 %</b>
<b>TOTAL</b>		<b>55.499,00 GWh/año</b>	<b>4.821,96 ktep/año</b>	<b>100 %</b>

tria de la transformación maderera y los residuos agrícolas, cabe destacar que se ha realizado una estimación de la potencialidad que existiría al 2050 de estos recursos. Por otro lado, se ha realizado una estimación de producción energética de las biomásas de otros orígenes cómo; los residuos sólidos urbanos, las harinas de origen animal (utilizadas actualmente en cementeras y las lejías negras de la industria papelera), en base a estimaciones de producciones energéticas actuales. La transformación en energía se podría realizar en base a varios tipos de tecnología (combustión, gasificación, etc.), y pudiendo realizar una generación puramente eléctrica, puramente térmica o una combinación de ambos. En la mayoría de los casos descritos al 2050, se plantea la hipótesis de que se utilizarán sistemas de cogeneración mediante combustión. Así, se estima que el uso de biomasa

renovable podría generar hasta casi 1.400 GWh/año eléctricos y 5.700 GWh térmicos, lo que supondría el 2,5% de la aportación renovable total en forma eléctrica y hasta el 10% en forma térmica.

La proyección de la *potencialidad energética marina al 2050* ha sido planteado específicamente en base a la tecnología undimotriz o de aprovechamiento de las olas, reconocida como la de mayor aplicación en el caso de la CAPV. Sin embargo en la actualidad no existen demasiados datos disponibles, por lo que, para la estimación de la proyección se hace uso de la información facilitada por el EVE, de potencialidad energético utilizable al futuro. Según dichas referencias, existe una potencialidad utilizable al 2050 de en torno a 1.200-1.600 GWh/año. Esta cantidad, supondría hasta casi un 3% de la generación renovable total estimada.

Al igual que en el caso marino, en la proyección de la aportación de la *energía geotérmica*, tanto para geotermia somera (o de baja temperatura o entalpía) como geotermia profunda (de altas temperaturas y producción eléctrica) existe información limitada sobre la potencialidad existente. En base a los datos facilitados por la Plataforma Tecnológica Española de Geotermia (geoplat), y con la previsión de que en el 2050 en la CAPV se podría llegar a valores de potencia por habitante similares a los de países como Suecia (maduros en la utilización de geotermia somera). Se estima que se podrían alcanzar cifras de hasta 930 GWh/año de producción (1,7% de la aportación renovable). En lo referido a geotermia profunda, según la Agencia Internacional de la Energía, se plantea que podría suministrar entorno al 2% de la electricidad total en el 2050, dato que podría llegar hasta el 3% según estimaciones del Roadmap 2050, en torno a 2.300-2.800 GWh/año de producción (5,5% de la aportación renovable).

Por último, la *minihidráulica* se considera una tecnología madura, y que en el caso de la CAPV ya se ha llegado a utilizar gran parte del potencial existente. Según estimaciones basadas en datos del EVE, se estima que la potencia podría aumentar entorno a 10-15 MW la potencia instalada en la actualidad, lo cual se espera que ya se hayan instalado para el 2020. Con el aumento de potencia se llegarían a valores de entorno a 220-230 GWh/año, un 0,4% de la producción energética renovable estimada para el 2050. A este dato, se añadiría una producción de entorno a 250 GWh/año en base a la hidráulica de mayor tamaño instalada en la CAPV.

### 9.1.6. Participación del potencial de energías renovables en el consumo energético

Con la finalidad de determinar la participación del potencial de las energías renovables en el consumo energético vasco es necesario estimar las necesidades energéticas de la CAPV en el horizonte 2020 y 2050, teniendo en cuenta los avances de eficiencia energética que se pueden producir tanto por la mejora tecnológica como por la aplicación de la legislación y las medidas definidas a nivel europeo e internacional, que constituyen elementos imprescindibles a la hora de configurar los diferentes escenarios.

### Escenarios de Crecimiento del PIB

Se han definido tres escenarios sobre la evolución que puede registrar el PIB de la economía vasca en el horizonte 2020 y 2050. Un escenario basado en las predicciones de crecimiento del PIB estatal y europeo realizadas por el Grupo de Trabajo sobre Envejecimiento (AWG) del Comité de Política Económica en el horizonte 2008-2060, un escenario de recuperación económica más rápida que el previsto por AWG y un escenario en el que las tasas de crecimiento son más bajas que las previstas, el denominado como *década perdida*.

A partir de estos tres escenarios de crecimiento de la economía vasca se ha procedido a estimar las necesidades energéticas de la CAPV para el periodo analizado.

#### ESCENARIOS DEL PIB VASCO A PRECIOS CONSTANTES DE 2005

Miles de €	Recuperación rápida	Previsión AWG	Década perdida
2020	81.035.072	77.185.191	73.483.044
2050	162.278.069	115.129.575	81.402.446

### Escenarios de crecimiento del consumo de energía primaria

Por otro lado, se procede a estimar las necesidades energéticas a partir de la evolución de la intensidad energética en la economía vasca, que ha mostrado una tendencia global decreciente, reduciéndose en los últimos 15 años un 13,5%.

La definición de hipótesis de evolución de la intensidad energética tiene en cuenta el objetivo europeo para 2020 así como una reducción de la intensidad energética del 27% para 2050 respecto a los niveles de 2010.

Una *primera hipótesis* considera una mejora de la eficiencia energética que abarque el cumplimiento de ambos objetivos.

La *segunda hipótesis* establece que Euskadi no es capaz de alcanzar una reducción de la intensidad del 20% en 2020, pero sí del 27% para 2050. Y la *tercera* establece el mantenimiento de una tasa constante de aumento de la eficiencia energética sin conseguiría

ninguno de los dos objetivos ni de las previsiones marcadas para 2020 y 2050.

El escenario que el estudio considera con una mayor probabilidad de suceso en la CAPV es el que se obtiene de un ritmo de crecimiento del PIB previsto por el AWG, y la consecución del objetivo de aumento de la eficiencia energética del 20% para 2020 y del 27% para 2050, que se define como el Escenario Sostenible. Bajo estos supuestos en 2050 el PIB se incrementaría un 81% y en cambio el consumo de energía primaria lo haría en un porcentaje mucho más reducido del 28%.

La tabla muestra los principales resultados para cada una de las variables analizadas del escenario sostenible relativos a 2020 y 2050.

	CEP ktep	PIB miles € 2005	Intensidad Energética Ktep/€
2020	7.962	77.185.191	0,103
2050	10.105	115.129.575	0,088

### La Tasa de Autoabastecimiento Renovable

La tasa de autoabastecimiento renovable se define como el ratio entre la producción de energía primaria renovable y el consumo de energía primaria y ha mantenido en la última década una tendencia creciente, estabilizándose durante el periodo 2004-2008 en torno al 5%. Según los datos estimados de potencial de generación de energía renovable en la CAPV para 2020 esta tasa de autoabastecimiento se situaría entre un valor máximo del 9,7% y un mínimo del 8,3%, lo que supone prácticamente doblar los niveles registrados en la anterior década. No obstante, la auténtica revolución energética se prevé que se produzca a partir de 2020, y tendrá como resultado la posible consecución de una tasa de autoabastecimiento renovable del 48%.

La tasa de autoabastecimiento no ha de confundirse con el objetivo planteado por la Unión Europea en la Directiva 2009/28/CE puesto que se refiere a la consecución del 20% del consumo final bruto de energía procedente de fuentes renovables para 2020.

Se ha realizado una estimación para este supuesto para el caso de la CAPV y en 2020 el porcentaje

de las energías renovables sobre el consumo final bruto en la CAPV se situaría entre un intervalo del 13% - 17% del total.

### 9.1.7. Escenarios de desarrollo de las energías renovables

El desarrollo de las energías renovables no es ajeno a su entorno ni al conjunto de políticas que se lleven a cabo, por ello, el estudio plantea cuatro escenarios de evolución al 2050, en base a 2 factores principales:

1. Desarrollo y bienestar económico alcanzados (*influenciado principalmente por la evolución económica internacional*)
2. Evolución del marco político y de las políticas públicas (*visión del sector industrial Vasco, apoyo a las inversiones, posición frente al cambio climático, desarrollo regulatorio, etc.*).

#### Escenario I. Bienestar y desarrollo:

- Desarrollo económico internacional positivo
- Fuerte apoyo político a las renovables

*Resultado:* Aumento contribución renovables convencionales (biomasa, eólica y solar fotovoltaica) y desarrollo nuevas oportunidades en energía eólica marina y undimotriz.

#### Escenario II. La crisis económica:

- Situación de mercado internacional proteccionista
- Fuerte apoyo político a las renovables

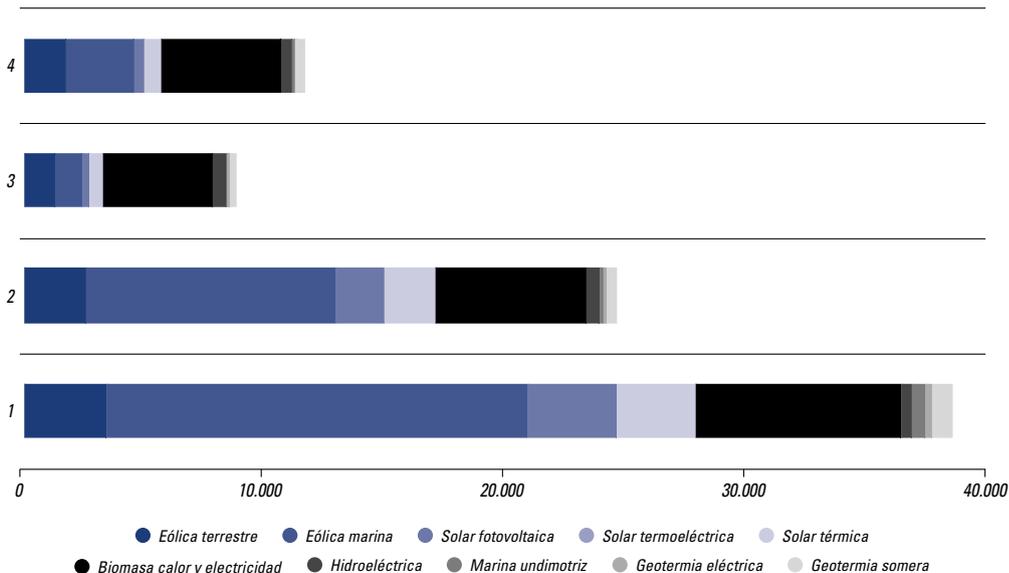
*Resultado:* Aumento contribución renovables convencionales y limitaciones de desarrollo de otras tecnologías renovables salvo la eólica marina de fácil aplicación.

#### Escenario III: Retraso y pobreza:

- Situación de mercado internacional proteccionista y pocas transferencias de conocimiento
- Débil apoyo político a las renovables

*Resultado:* desarrollo de las energías renovables solamente en casos concretos de nítida rentabilidad a corto plazo, mediante tecnologías realmente contrastadas.

**CONTRIBUCIÓN AL 2050 DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES POR ESCENARIO (GWh)**



**Escenario IV: El desafío político:**

- No priorización a las energías renovables mediante políticas claras.
- Desarrollo económico estable con mercado internacional y desarrollos tecnológicos fósiles como el gas natural o la nuclear.

*Resultado:* No superación de las barreras existentes y el desarrollo de las energías renovables es reducido (se amplía respecto al escenario III solo por la existencia de alguna mejora en la utilización de las energías marinas).

Como conclusión, los escenarios representados muestran la necesidad de que exista un mercado internacional que permita el intercambio de conocimiento e impulse el desarrollo tecnológico de las energías renovables, tanto en el corto plazo; reduciendo costes mediante economías de escala y aceleración de las curvas de aprendizaje (instalar más para aprender más), como en el medio y largo plazo; mediante el desarrollo de nuevas tecnologías que incrementen las oportunidades de generación en base a recursos energéticos renovables.

Sólo mediante una apuesta política firme en favor de las renovables, que desarrolle mercados de generación energética local (con infraestructuras eléctricas y térmicas de generación y transporte con garantías), será posible el uso generalizado de las energías renovables en la CAPV, proporcionando la base para una economía y desarrollo industrial sólidos, menos dependiente del exterior, reconocido en el mercado internacional y que permitan a Euskadi sumar en los objetivos medioambientales perseguidos a nivel global.

**9.2. Conclusiones**

**9.2.1. La necesidad de desarrollar las energías renovables. El impulso de las energías renovables se manifiesta beneficioso desde múltiples puntos de vista**

Desde una óptica medioambiental, las energías renovables ayudan en la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), debido de forma directa a la sustitución de energía primaria fósil (con emisiones contaminantes) por energía primaria renovable (sin ellas), y debido de forma indirecta a

la mejora de la eficiencia del sistema (a medida que unidades de energía primaria fósil —con eficiencia menor que la unidad—, son sustituidas por unidades de energía primaria renovable —con eficiencia igual a la unidad—).

Desde un punto de vista geoestratégico, ofrecen la ventaja que supone la mejora de la tasa de autoabastecimiento, reduciendo los múltiples riesgos inherentes a una excesiva dependencia energética, como la exposición a la variabilidad de los precios energéticos, o la vulnerabilidad ante la falta de garantía de suministro.

Ejercen efecto tractor sobre la actividad económica y el empleo en general, y contribuyen a la consolidación del tejido industrial y del I+D+i, constituyendo un nuevo sector industrial de tecnología avanzada.

Las curvas de aprendizaje de las tecnologías de las energías renovables están evolucionando muy rápidamente, la eficiencia de los equipos es cada vez mayor y mejora su competitividad respecto a las fuentes convencionales.

El predecible aumento de precio de los recursos fósiles, generado por la propia escasez del recurso y por el incremento de la demanda procedente de los países emergentes, será una de las causas que permitirá mejorar la competitividad de las tecnologías renovables, actuando como palanca de cambio del modelo energético.

El reciente desastre nuclear de Fukushima, y los riesgos asociados al uso de la misma, han conducido a que países como Japón, Alemania o Francia ya hayan anunciado cambios en sus políticas energéticas a favor de las fuentes limpias.

Así mismo, las administraciones públicas vascas adquieren una cierta sensibilización por la lucha contra el cambio climático y por el fomento de las energías renovables en los últimos años. Ello tiene su inspiración, en buena medida, en el marco normativo europeo, pero algunos ejemplos demuestran que nuestras administraciones son pioneras.

Por razones de credibilidad institucional, como contribución al esfuerzo global y europeo en la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y al cumplimiento de los compromisos adquiridos

por España, como Estado miembro, en el marco de la Directiva 2009/28/CE de fomento de las energías renovables, que le obliga a la consecución de una cuota del 20% de energías renovables en el consumo energético total en el año 2020.

Finalmente, aunque no menos importante, las energías renovables contribuyen al tránsito del modelo actual (generación centralizada de energía a gran escala) hacia un nuevo modelo energético de generación “cada vez” más distribuida, incluso personalizada. En él, algunos de los actuales consumidores se habrán convertido también en productores, al haber instalado sistemas locales de generación a pequeña escala, evolucionando hacia mayores tasas de autogeneración y de autoconsumo, avanzando hacia un mercado más abierto, mejorando la eficiencia y competencia del sistema y el aprovechamiento de los potenciales energéticos locales. Las centrales de generación de pequeña escala deberán convivir con grandes centrales de generación como las actuales (con fuentes renovables y también de combustibles fósiles) para garantizar el suministro a los grandes consumidores de energía que carecen de capacidad de autoabastecerse. Para que este cambio pueda producirse deberán desarrollarse las redes descentralizadas, las tecnologías del ámbito de las redes inteligentes o “smart grids” y de los sistemas de almacenamiento de energía. El desarrollo de estas tecnologías y el acercamiento de los centros de producción a los de consumo generarán cambios en el actual modelo de negocio de las empresas energéticas.

### **9.2.2. Los recursos renovables, el potencial de generación con energías renovables de la CAPV, y la participación de éstas en el consumo energético global**

La CAPV cuenta con recursos renovables que, con la tecnología actual y presentando valores superiores a los umbrales para la producción energética de cada fuente, permiten la generación de energía eólica terrestre, la producción térmica geotérmica, la producción eléctrica y térmica a partir de la radiación solar, la producción eléctrica hidráulica y la generación eléctrica y térmica a partir de la biomasa.

La CAPV no presenta desnivel de marea suficiente para el desarrollo de la energía mareomotriz, al

menos con la tecnología actualmente existente, ni plataforma continental que permita el desarrollo eólico offshore de cimentación. Ello conduce a un retraso en el desarrollo de esta energía en la costa vasca, y en las demás costas de aguas profundas, mientras la tecnología eólica flotante no avance hasta alcanzar su estadio comercial. Por otro lado, la CAPV presenta un oleaje con condiciones favorables para el desarrollo de la energía undimotriz, que aun prometedoras, requieren también de un mayor desarrollo tecnológico antes de poder iniciarse un despliegue comercial de la misma. La CAPV no presenta condiciones para el desarrollo de la energía solar termoeléctrica, ni de la electricidad geotérmica de alta entalpía, al menos en el estadio de desarrollo actual de la tecnología.

A la hora de evaluar los recursos renovables de la CAPV han de tenerse presentes las características propias de su territorio: extensión más reducida, orografía más accidentada, menor irradiación solar, elevada intensidad energética, territorio fuertemente industrializado, y elevada densidad de población, que suponen una dotación de recursos renovables inferior a la de territorios más extensos y con otras caracterizaciones geográficas y demográficas, y que, aun existiendo recurso, limitan el desarrollo de determinadas energías renovables como la eólica terrestre, la biomasa forestal, la solar fotovoltaica, o la hidroeléctrica.

La lectura del análisis del potencial de generación de los recursos renovables de la CAPV en los horizontes 2020 y 2050 ha de tener en cuenta la diferente metodología de estimación utilizada en uno y otro referente temporal y la diferente significación de los resultados obtenidos.

En el horizonte 2020 se ofrecen los potenciales técnico-económicos de cada una de las fuentes renovables, lo que constituye una fracción del potencial teórico, y representa el potencial susceptible de aprovechamiento rentable, considerados factores de corrección técnicos, tecnológicos y sociopolíticos. Por el contrario, la estimación referida a 2050 supone una proyección indicativa de potencialidad de "hacia adonde" se podrían desarrollar las energías renovables, que se realiza sin valorar específicamente los apartados políticos, administrativos o sociales, ya que se pretende omitir el efecto de éstos, y ofrecer una visión de la capacidad potencial de producir energía mediante fuentes renovables, en base a la disponibilidad de recurso en la CAPV y la previsión tecnológica al 2050.

Comparando el actual grado de desarrollo de energías renovables en la CAPV, con el potencial técnico-económico identificado para el año 2020 en el denominado "caso base", puede apreciarse que el potencial remanente es muy significativo, más aún si la citada comparación se establece con las proyecciones de las otras dos hipótesis consideradas: la de "políticas activas" y la de "políticas reforzadas". Las posibilidades para 2050, son todavía mayores.

La tabla siguiente, recoge las renovables eléctricas en las que se espera un mayor desarrollo en cuanto a generación para 2020 y 2050:

- La eólica terrestre, ha visto frenada su implantación en la CAPV a causa de barreras de carácter social y político. Es una energía clave de cara al avance de la participación de las energías renovables en el consumo energético de la CAPV, tan-

Renovables eléctricas	Términos de potencia (MW)			Energía primaria (ktep)	
	2010 "potencia instalada"	2020 "potencial técnico-económico"	2050 "potencialidad"	2020 "potencia técnico-económico"	2050 "potencialidad"
Eólica terrestre	152	450-560	700	95-118	148
Eólica marina	0	120-200	10.000	36-60	3.010
Biomasa forestal y agrícola	0	10-14	94	28-39	67,66
Undimotriz	0	0-3,1	228	0,2-0,6	137
Geotermia	0	0	290-350	0	202-240
Fotovoltaica	18	70-80	2.500	7,7-8,8	214
Otras (RSU, hidroeléctrica...)				184-214	103,34
<b>Total renovables eléctricas</b>				<b>351-441</b>	<b>3.920</b>

to por constituir el principal potencial renovable de generación eléctrica de cara a 2020, como por el recorrido existente, como por la madurez de la tecnología y el liderazgo de la industria vasca en la misma.

- La eólica marina se erigiría como la fuente con mayor potencial en el horizonte 2050. Su enorme potencialidad permitiría que su aportación en generación, superase ampliamente a todo el conjunto restante. El grado de desarrollo que podría alcanzar dependerá del éxito en los desafíos tecnológicos correspondientes (aerogeneradores y plataformas flotantes —necesarias en Euskadi por la estrechez de su plataforma continental—), la industria vasca, con una excelente posición de partida, no puede dejar pasar esta oportunidad.
- La biomasa forestal es una tecnología madura y relevante en cuanto a las expectativas de generación en 2020. La biomasa en general contribuye a solucionar el grave problema de los residuos, la forestal tiene la ventaja añadida de que mejora la protección contra el fuego de nuestras masas forestales. El efecto de una decidida apuesta por la biomasa forestal sería doblemente beneficioso, ya que además de su contribución en generación eléctrica, sería de gran ayuda para la importante misión de ir conformando un mercado de renovables para generación térmica.
- La tecnología undimotriz sería otro de los casos en los que el futuro es más prometedor en el largo plazo. Aún teniendo posibilidades moderadas para 2020, su aportación en generación para 2050, sería del orden de la eólica terrestre y superaría ampliamente la biomasa eléctrica. Las actuales iniciativas al respecto —BIMEP, Mutriku— son una evidencia de la apuesta de la CAPV por estas tecnologías.
- La tecnología fotovoltaica, presenta actualmente importantes fortalezas (sencillez, fiabilidad, escalabilidad, capacidad de ser integrada en entornos urbanos ...), y mantiene un ritmo de progreso tecnológico y de mejora de su competitividad claramente superior al resto de renovables. Para 2050 su futuro sería muy exitoso, ya que podría ser la segunda fuente renovable en contribución energética tras la eólica marina.

Especial atención merecen las renovables para generación térmica, en la medida en la que para 2020, se espera de ellas una contribución energética equiparable a la de las eléctricas.

Renovables térmicas	Energía primaria (ktep)	
	2020 "potencial técnico-económico"	2050 "potencialidad"
Solar térmica	28-31	289
Biomasa forestal	32-43	109
Residuo ganadero	14	14
Lejías negras	146	146
Residuo industria madera	48	51
Geotermia somera	32-38	80
Otras (RSU, biomasa agrícola...)	11-14	212
<b>Total renovables térmicas</b>	<b>311-334</b>	<b>900</b>

- Entre ellas, destacaría claramente sobre el resto a 2020 el caso de las lejías negras, vinculado a usos industriales, sector en el que la valorización energética de residuos es ya una realidad.
- El resto de renovables térmicas (biomasa forestal, solar térmica, geotermia, cogeneración en edificios) estarían más enfocadas a usos domésticos o residenciales como viviendas individuales o en bloques, hoteles, hospitales o cualquier otro tipo de edificio. Parten de una situación diferente, con una realidad presente modesta pero creciente de forma sostenida, que consiste en un conjunto no muy numeroso de pequeñas instalaciones. Sin embargo se espera de ellas que tengan un gran futuro, ya que a diferencia de las eléctricas no es previsible que tengan que superar importantes barreras no tecnológicas, en gran medida por su pequeña escala (instalaciones individuales, comunitarias o a lo sumo distritales), son fácilmente aceptadas. La planificación energética vigente las incentiva (programas BIOMCASA, GEOTCASA, SOLCASA, GiT), contemplando mejorarlas (ICAREN), si bien en ocasiones son económicamente viables por sí solas.
- En particular, la biomasa forestal térmica ve frenado su desarrollo por dificultades en el aseguramiento de suministro de materia prima.

En cuanto a la cuota de las energías renovables en el conjunto de la energía consumida en la CAPV, el potencial técnico-económico para 2020 resultante de

los análisis efectuados permitiría que la CAPV pueda alcanzar una tasa de autoabastecimiento que oscila entre el 8,3% y el 9,7%, entendiéndose por tasa de autoabastecimiento al ratio entre producción primaria renovable y consumo de energía primaria

Esta tasa difiere de la referencia utilizada por la Directiva 2009/28/CE de fomento de las energías renovables, que obliga a la consecución en el conjunto de la Unión Europea —y objetivos diferenciados para cada Estado miembro— una cuota del 20% de renovables en el consumo final bruto —también que en transporte el 10% sea de origen renovable—. El cálculo aproximado del consumo final bruto para 2020 supondría que el porcentaje de renovables sobre consumo final bruto podría oscilar entre el 13% y el 17%. Esta situación puede ser considerada como muy razonable considerando la situación de partida de la CAPV y sus condiciones de contorno.

No obstante, la auténtica revolución energética se prevé que se produzca a partir de 2020, y tendrá como resultado la posible consecución de una tasa de autoabastecimiento renovable del 48% en la CAPV.

### 9.2.3. Frenos y motores al desarrollo de las energías renovables

El compromiso de la Unión Europea de transformar Europa en una economía de alta eficiencia energética y con bajas emisiones de gases de efecto invernadero y de alcanzar para 2020 una cuota del 20% de energías renovables en el consumo energético total de la UE, constituyen un factor de impulso y de apoyo de las energías renovables. La existencia de objetivos vinculantes marca una senda que proporciona seguridad y certidumbre a los inversores y se han puesto en marcha un conjunto de normas, instrumentos de apoyo y de programas de I+D+i cuya finalidad es la de facilitar el desarrollo de las energías renovables en todo el territorio de la UE. La senda marcada tiene además continuidad más allá de 2020, que se concibe como “una etapa en el camino” y la Unión Europea contempla ya objetivos superiores en la consecución de la *descarbonización* de la economía, que garanti-

zan la continuidad de un marco favorable y facilitador de las energías renovables en toda Europa impulsado desde las instancias europeas.

En cuanto al régimen doméstico, según un estudio<sup>2</sup> de la Comisión Europea, que ha evaluado el grado de incidencia de las distintas barreras que frenan el desarrollo de las energías renovables, España es uno de los países europeos en los que las barreras tienen una mayor incidencia conjuntamente con Bulgaria, Grecia, Polonia y Portugal, y en contraposición a Dinamarca, Alemania, Finlandia y Suecia, donde estas barreras tienen una menor incidencia. Especialmente destacada es la aficción que genera el marco y la existencia de procedimientos administrativos ineficientes, lo que conlleva una carga burocrática excesiva, especialmente para los proyectos de mediana y pequeña escala.

Una de las principales barreras que ha frenado el desarrollo de las energías renovables en la CAPV ha sido la oposición social a determinados proyectos, especialmente los eólicos. Es de esperar que este efecto se atenúe, en ocasiones por la propia naturaleza de los nuevos proyectos (eólica off-shore, renovables térmicas), y en otras por unos mayores niveles de concienciación medioambiental y por un mayor conocimiento sobre los impactos y beneficios de las energías renovables. A ello contribuirán las experiencias de la extensión de proyectos locales de biomasa, fotovoltaicos, solares térmicos, o mini-eólicos, que harán posible que los ciudadanos perciban directamente los beneficios que generan este tipo de proyectos.

Otro de los frenos ha sido la inestabilidad regulatoria, que habiendo afectado a todas, quizá especialmente a la fotovoltaica, ha generado desconfianza en los inversores.

Asimismo, la complejidad en las tramitaciones administrativas ha sido, y sigue siendo, otro elemento clave. En algunos casos porque son todavía tecnologías nuevas, la legislación todavía no se ha adaptado, o la experiencia en la aplicación es escasa

<sup>2</sup> *Assessment of non cost-barriers to renewable energy in European Union Member States*. Dirección General de Energía y Transporte. Mayo 2010. Evaluaba una serie de elementos como: procedimientos administrativos, especificaciones técnicas solicitadas, integración de renovables en la edificación, promoción de equipamiento renovable y eficiente energéticamente, y medidas de información y concienciación ciudadana.

(mini-eólica, energías marinas, eólica terrestre), y en otros porque intervienen muchas instituciones para obtener las diferentes autorizaciones administrativas necesarias como es el caso de la eólica off-shore.

También ha de decirse que en el caso de la CAPV ha existido un déficit de coordinación y de consenso institucional, cuyo más claro exponente en la CAPV lo encontramos en el PTS de la energía eólica, que quedó paralizado por dichos motivos.

El precio de la energía que paga el consumidor final en la actualidad no incorpora las externalidades negativas de los combustibles fósiles y las nucleares, haciendo menos competitivas a las renovables.

La actual crisis económica también está actuando como un freno, en la medida en que las inversiones en general han quedado fuertemente restringidas.

El avance de las energías renovables requiere la existencia de un mercado internacional que permita el intercambio de conocimiento e impulse el desarrollo tecnológico de las energías renovables, tanto en el corto plazo; reduciendo costes mediante economías de escala y aceleración de las curvas de aprendizaje (instalar más para aprender más), como en el medio y largo plazo; mediante el desarrollo de nuevas tecnologías que incrementen las oportunidades de generación en base a recursos energéticos renovables.

Por otro lado, sólo mediante una apuesta política firme en favor de las renovables, que desarrolle mercados de generación energética local (con infraestructuras eléctricas y térmicas de generación y transporte con garantías), será posible el uso generalizado de las energías renovables en la CAPV, proporcionando la base para una economía y desarrollo industrial sólidos, menos dependiente del exterior, reconocido en el mercado internacional y que permitan a Euskadi sumar en los objetivos medioambientales perseguidos a nivel Global.

#### **9.2.4. ¿Qué impactos pueden generar las energías renovables sobre la economía vasca?**

Entre los elementos motores uno de los más relevantes es la existencia de un tejido empresarial que se aglutina en torno al Clúster de la Energía.

En prácticamente todas las tecnologías existen empresas vascas que intervienen en la cadena de valor (fabricantes de equipos, instaladoras, promotores, ingenierías). Algunas de ellas son líderes en los mercados mundiales. El tejido empresarial está complementado por los agentes de la red vasca de ciencia y tecnología: el CIC Energigune, los distintos centros tecnológicos (Tecnalia, IK4) y el TIM de la UPV dedican recursos a la investigación de nuevas tecnologías y aplicaciones en el ámbito de las energías renovables.

Actualmente el tejido industrial de la CAPV vinculado a las renovables es destacado, y ha alcanzado un buen posicionamiento a nivel mundial en algunas tecnologías como la eólica. Existen empresas líderes en determinadas tecnologías, centros de investigación, y más de 9.000 empleos, de los que el 13,4% se encuentran vinculados a actividades de I+D+i.

Las limitaciones de la CAPV en cuanto potencial para generación con renovables no deben convertirse en un obstáculo para el desarrollo de su sector industrial y de servicios. La demanda a nivel del Estado, de Europa y del mundo es un factor de atracción de primer orden, con un importante efecto arrastre sobre la industria vasca de bienes de equipo y la naval (ésta última por las energías marinas). El desarrollo industrial no está tan supeditado a las inversiones en nuevas instalaciones en el ámbito territorial de la CAPV, como a la captación de cuotas importantes del mercado mundial. El sector de las energías renovables se erige en un sector claro de oportunidad para la política industrial de la CAPV. Hoy en día, las empresas vascas dedicadas de renovables compiten en los mercados mundiales, y es del ámbito internacional de donde procederá gran parte de la demanda. Por ello, mantener el liderazgo en I+D+i, y la competitividad son básicos para mantener el buen posicionamiento de la industria vasca en este mercado global.

En cuanto a las tecnologías renovables en las que la industria vasca puede tener relevancia en el mercado mundial a 2020, además de la eólica off-shore y on-shore de gran potencia, destacan la termosolar y la biomasa (por su potencial), a más largo plazo la industria de energía undimotriz, y su efecto arrastre sobre la industria naval, podrían tomar el testigo.

Otros ámbitos tecnológicos vinculados con potencial de desarrollo empresarial en Euskadi serán las tecnologías de hibridación (integración de distintas tecnologías para incrementar la eficiencia y rentabilidad). El almacenamiento energético, tanto de electricidad como

de calor, puede ser otro de los sectores con potencial de futuro, actualmente ya existen empresas vascas y centros de investigación dedicados a este segmento de mercado. La introducción de las energías renovables contribuirán al tránsito del modelo energético.

## 10. Consideraciones y recomendaciones

### 1. Los numerosos y diversos beneficios inherentes a las energías renovables y el compromiso europeo con el desarrollo de las mismas hacen de las energías renovables un componente imprescindible de la política energética vasca, que ha de adquirir un peso creciente en el *mix* energético vasco.

A pesar de las limitaciones de la CAPV por su reducido territorio, complicada orografía y elevada densidad poblacional, las ventajas propias de las energías limpias y autóctonas como las energías renovables en los ámbitos del medioambiente, la competitividad, la economía y el empleo juegan a favor de una política de máximo aprovechamiento del potencial renovable de la CAPV. Además, los objetivos estratégicos de la Unión Europea dibujan un marco actual y futuro en el que el desarrollo de las energías renovables continuará siendo, y en aun mayor medida, un doble factor, tanto de exigencia como de oportunidad, que no cabe ignorar.

Con la finalidad de implementar una política de máximo aprovechamiento del potencial renovable de la CAPV se considera importante establecer objetivos, ambiciosos pero alcanzables en base a la disponibilidad de recursos existente, que muestren a los operadores una senda de actuación con estabilidad en el tiempo, el compromiso de la administración con las energías renovables y que proporcionen seguridad y estabilidad a los inversores.

Como áreas de actuación de cara a la consecución de un aprovechamiento al máximo nivel de los recursos renovables de la CAPV se identifican las siguientes:

#### *Desarrollo de las energías renovables en la CAPV en el horizonte 2020:*

El incremento de las actuales cotas de generación energética renovable ha de apoyarse sobre el impor-

tante margen de aprovechamiento entre el potencial existente y el ya explotado, y más concretamente:

- Apuesta por el desarrollo de la *energía eólica terrestre*, fuente tecnológicamente madura y con extenso potencial a realizar, que ha de esforzarse por superar las barreras de carácter social y político que han impedido su desarrollo, y que merecen una consideración específica en este capítulo.

Una futura repotenciación de los parques eólicos existentes permitiría una generación eléctrica superior.

- Impulso a las *energías renovables térmicas* —biomasa forestal, solar térmica, geotermia,— habida cuenta que representan casi el 50% del potencial de generación renovable al horizonte 2020. Las barreras de estas energías no se encuentran en los aspectos sociales y de aceptabilidad. Al contrario, se trata de pequeñas instalaciones fácilmente aceptadas por la ciudadanía, pero que, sin embargo, se mantienen en un gran nivel de desconocimiento.

Resulta por ello conveniente realizar un esfuerzo por acercar estas tecnologías a los ciudadanos, por paliar el déficit de información sobre las mismas y sobre sus ventajas en la provisión de sistemas de calor, y por introducir estas tecnologías en la planificación urbanística. De forma más concreta, fomentar la extensión de la cobertura en nuevos edificios del agua caliente doméstica a la geotermia y a la biomasa contribuiría también a una mayor utilización de estas tecnologías.

Las acciones dirigidas a promover el recurso a las energías renovables térmicas en construcciones de uso no residencial serían igualmente recomendables. Asimismo, es necesario procurar garantías a promotores y usuarios finales sobre la calidad y eficacia de este tipo de instalaciones mediante un mayor y más estricto control de la normativa que las regula, el establecimiento de

modelos formativos y cualificaciones específicas para instaladores de estas tecnologías, y esquemas de certificación acreditativa entre las empresas de diseño e instalación. Los sistemas de calefacción y refrigeración colectivos distritales (*district heating* o *cooling*) son muy desconocidos en nuestro país y la consideración de este tipo de instalaciones en la planificación de áreas residenciales y comerciales, acompañada de información e incentivos adecuados, resultarían útiles para su penetración.

En el caso específico de la *biomasa forestal*, tanto para generación eléctrica como térmica, el auge de estas tecnologías requieren de la conformación de un “mercado”, que en la actualidad no existe, que organice adecuadamente a los productores —forestalistas—, distribuidores —empresas de recogida, tratamiento, acopio y transporte— y consumidores finales y garantice el suministro de materia prima. Para su fomento el panorama comparado aporta diferentes fórmulas útiles. Desde su provisión desde montes de propiedad pública, a campañas informativas y de difusión de herramientas de cálculo de beneficios para “educar y activar” a agricultores y propietarios de tierras en la producción energética, o el fomento de la figura del “tercer agente” que explote el potencial energético existente en la agricultura.

### *Desarrollo de las energías renovables en la CAPV en el horizonte 2050*

- La *energía eólica marina* presenta un enorme potencial, que no será realizable hasta el avance comercial de la tecnología flotante, hoy en día aun en fase de prototipo. Un futuro en el que la cobertura de las necesidades energéticas vascas pueda ser satisfecha con una cuota importante de energía renovable descansa en el éxito y pronta implantación de la tecnología flotante. Es, por tanto, imprescindible apoyar este proceso en la CAPV, mediante la preparación desde el momento actual del terreno con las medidas que facilitarán su implantación (planificación del espacio marítimo, normativa y procedimientos administrativos adecuados, aceptación social) y las medidas que harán realidad su propia existencia (apoyo a I+D+i,

infraestructuras de pruebas, formación, desarrollo de la logística de apoyo).

- Aunque muy alejado del potencial eólico offshore, la *energía fotovoltaica* presenta el segundo potencial de generación eléctrica. Su implantación se verá favorecida por su rápida evolución tecnológica y de reducción de costes, así como por sus fortalezas, y alcanzará sus mayores cotas con la renovación del parque inmobiliario que permitirá una mayor integración en la edificación. La simplificación administrativa para las instalaciones de menor tamaño instaladas en los tejados de los hogares facilitarían el proceso.

Finalmente, cabe señalar que una política de incremento de la eficiencia energética permitirá que la cuota de provisión de energía renovable en el conjunto del consumo energético alcance mayores cotas.

## **2. La superación de las problemáticas que han rodeado el despliegue eólico terrestre y la evitación de que situaciones similares puedan reproducirse en el despliegue futuro de otras tecnologías renovables requieren por parte de las administraciones vascas de una actuación decidida en materia de aceptabilidad social y de coordinación institucional, como precondiciones necesarias para el desarrollo de las energías renovables.**

La aceptabilidad social requiere de acciones de sensibilización de amplio alcance en diferentes direcciones y momentos temporales, dirigidas tanto a la ciudadanía en general como a los colectivos más próximos o directamente afectados por proyectos específicos, y que puedan paliar el déficit de conocimiento y consciencia social sobre los impactos que genera el consumo energético de determinadas fuentes frente a las ventajas de las energías renovables.

Los retos a los que el planeta se enfrenta, relacionados con el cambio climático y con las decisiones vitales a adoptar en torno a nuestro modelo energético, requieren de campañas de sensibilización sobre el lugar y contribución de las energías renovables en este contexto. El apoyo de la sociedad y una visión positiva de las energías renovables por parte de ésta es fundamental. Es por ello necesario trasladar a la ciudadanía un mensaje potente que contextualice a

las energías renovables como respuesta a la encrucijada energética y problemática del cambio climático y reivindique su papel como solución, exponiendo las ventajas en el plano económico como fuente de desarrollo económico y de creación de empleo así como factor de independencia energética, competitividad económica, e impulsor de industrias de tecnología avanzada. Existe un importante esfuerzo de comunicación a llevar a cabo ante la ciudadanía.

Es preciso que la información, comprensión y sensibilización de la sociedad contribuya a la puesta en perspectiva del papel de las energías renovables, siendo su objetivo último que la sociedad, desde posiciones de oposición o de indiferencia, se convierta en factor de impulso y de empuje de las energías renovables.

En cuanto a los colectivos más directamente implicados por instalaciones renovables específicas, las acciones informativas directas sobre los proyectos concretos son importantes para suscitar un sentimiento participativo, una mayor comprensión sobre las problemáticas implicadas y una búsqueda de soluciones. Es importante ofrecer fórmulas que redunden en beneficio de quienes resulten más directamente afectados por las instalaciones renovables, de forma que los inconvenientes y desventajas que proyectos concretos puedan reportar al entorno local o determinados colectivos, puedan verse minorados o compensados. Como se ha puesto de relieve en el estudio, en el ámbito comparado existen ejemplos de este tipo de fórmulas como pueden ser los proyectos eólicos de propiedad o participación comunitaria.

*Otras propuestas* son la realización de unas buenas planificaciones que tengan en cuenta los impactos medioambientales y el establecimiento de medidas de monitorización de los impactos medioambientales, informando a la ciudadanía y arbitrando, en el caso que sea preciso, las medidas compensatorias necesarias.

En cuanto a la *coordinación institucional*, las problemáticas surgidas en torno a la puesta en marcha del Plan Territorial Sectorial de energía eólica muestran la necesidad de una planificación coordinada y participativa entre las instituciones que comparten responsabilidades en el despliegue energético renovable, de manera que se entable una actuación ne-

cesaria y colaborativa en el logro de unos objetivos compartidos. La consecución del pacto eólico desbloquearía la consecución de una parte importante del potencial eólico terrestre total.

### **3. Un marco jurídico claro, sencillo y estable para las energías renovables.**

El marco regulatorio de las energías renovables debe sustentarse sobre tres pilares básicos: (i) debe ser favorable y estable, minimizando la incertidumbre para los inversores, garantizando la rentabilidad de sus proyectos y posibilitando su acceso a la financiación; (ii) debe ser asumible y sostenible por la Administración y la sociedad en general, es decir las ayudas a tecnologías maduras deberán ir reduciéndose en el tiempo hasta su completa desaparición; (iii) debe favorecer la ventaja comparativa de la CAPV, bien sea por la capacidad tecnológica del tejido productivo o por la disponibilidad de determinados recursos energéticos.

El "mix regulatorio" a aplicar deberá tener en cuenta las características de cada fuente y el grado de desarrollo tecnológico de cada una. Para aquellas en fase incipiente, como las energías marinas, o la solar termo-eléctrica, los apoyos a la I+D+i y las estrategias de apoyo a la inversión son los instrumentos que han resultado más eficientes. Para las que hayan alcanzado la madurez tecnológica y cierto grado de competitividad, como puede ser la eólica terrestre, los instrumentos como los certificados comerciables, o las subastas de energía han demostrado su utilidad en países como el Reino Unido.

Además de estos instrumentos es necesario que la tramitación administrativa sea clara, ágil y sencilla y se adecue a la escala de los proyectos. Es particularmente importante que los procedimientos de autorización de las instalaciones de energías renovables no entrañen una carga burocrática excesiva, especialmente para los proyectos de mediana y pequeña escala, y establezcan procedimientos simplificados para parques experimentales. Así mismo, no deben de generar incertidumbre sobre los plazos y sobre la definitiva adjudicación de los emplazamientos de instalación, dado que pueden repercutir en gastos adicionales que afecten a la rentabilidad e, incluso, la viabilidad de los proyectos.

Deben establecerse relaciones de coordinación entre las diferentes administraciones que intervienen en la tramitación de autorizaciones de energías renovables de forma que no se incurra en incoherencias y dilatación de los plazos. Así, la creación de una ventanilla única para la tramitación de proyectos renovables, ya existente en otros países, puede reducir la incidencia de esta barrera, que afecta a la mayoría de fuentes.

**4. Además de impulsar las energías renovables como elementos de política energética, las energías renovables han de potenciarse también en su vertiente industrial, a fin de aprovechar las oportunidades de negocio generadas por el mercado internacional de energías renovables y de erigir en torno a las mismas un sector pujante de la economía vasca de tecnología avanzada y generador de riqueza y empleo.**

Es importante apoyar y estimular un sector industrial de energías renovables avanzado y competitivo, tanto para dar soporte al proceso de aprovechamiento de los recursos renovables vascos, como para posibilitar la concurrencia de las empresas vascas en el mercado internacional. Constituye el de las renovables un sector claro de oportunidades de negocio de enormes proporciones, cuyas perspectivas futuras de crecimiento son muy buenas en base a la apuesta europea, firme y de largo plazo, por la lucha contra el cambio climático y por el impulso de las energías renovables.

La sólida base de partida que conforman las empresas vascas del sector energético y conexas, y el esfuerzo en I+D+i que vienen realizando empresas con alto nivel tecnológico, centros tecnológicos y universidades activas en las áreas energéticas hacen que el impulso del tejido industrial de este sector y de la I+D+i resulta de interés, aunque el mercado en Euskadi no sea grande, de cara a fomentar la competitividad en el mercado internacional. En las energías incipientes puede propiciarse un traccionamiento de la cadena de suministro a partir de la explotación de los recursos autóctonos mediante políticas de apoyo a la investigación, la puesta en marcha de proyectos promovidos por la propia administración y la instalación de infraestructuras de pruebas.

Las energías renovables han de ser un área prioritaria de los programas de investigación y desarrollo. El fomento de la I+D+i, de centros tecnológicos y de investigación, medidas fiscales de apoyo, fomento de acciones de clusterización y fomento y apoyo de la participación de empresas y centros de investigación vascos en los programas europeos de investigación en la materia constituyen elementos indispensables de una política de fomento de las energías renovables desde una perspectiva de política industrial.

Asimismo, el almacenamiento energético y las redes de distribución inteligente son áreas de elevado interés por su carácter avanzado y por su trascendencia en el funcionamiento de un sistema energético renovable.

**5. Referencia particular merece el sector *offshore*. La realización del importante potencial *offshore* de la CAPV, energético y económico, requiere de una estrategia de largo recorrido, visión de futuro y que movilice al amplio conjunto de agentes implicados en el sector.**

Las energías renovables *off-shore*, undimtriz y eólica flotante, encierran un potencial energético y económico muy importante. La tradición naval y de actividades marítimo-portuarias, y la posición de partida del tejido industrial y tecnológico vasco ofrecen la oportunidad de generar un sector de nivel internacional que reedite en el ámbito marino el liderazgo alcanzado en el terreno de la energía eólica *onshore*. El reto en el ámbito eólico *offshore* es doble. Propiciar el futuro despliegue eólico marino de la costa vasca, que encierra el grueso de las potencialidades renovables de la CAPV, y por tanto, las posibilidades de cubrir con energía renovable una cota importante de sus necesidades energéticas. Por otro lado, la oportunidad de generar un sector industrial y económico en torno a las tecnologías renovables *offshore* flotantes, con un mercado mundial aun superior al de la tecnología eólica marina con cimentación. La industria vasca, con una excelente posición de partida, no puede dejar pasar esta oportunidad.

El reto exige un importante compromiso político en una estrategia a largo plazo que movilice en un esfuerzo concertado a la administración, agentes científico-tecnológicos, diferentes sectores indus-

triales, los puertos y comunidades portuarias y a la sociedad vasca en general. Una estrategia que tan buenos resultados ha venido demostrando dado en lugares como en Bremerhaven o Escocia.

Se echan en falta en el ámbito de la energía eólica flotante iniciativas análogas a las que se están adop-

tando en el ámbito de las energía undimotriz, con la creación de infraestructuras de pruebas, unidades de investigación y proyectos tractores de la cadena de suministro del sector. Si bien el despliegue efectivo puede situarse en la segunda mitad de esta década, el camino ha de ir labrándose desde el presente.

### **CINCO ASPECTOS CLAVE EN EL DESARROLLO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LA CAPV**

Las energías renovables han de ser un componente imprescindible para una política energética vasca, con peso creciente en su *mix* energético, a través de una política de máximo aprovechamiento del potencial renovable de la CAPV, apoyado, en el horizonte 2020, sobre la energía eólica terrestre y las renovables de generación térmica, y en el horizonte 2050, apoyado sobre la energía eólica marina y la energía fotovoltaica.

Actuación potente y decidida de las administraciones vascas en materia de aceptabilidad social y de coordinación institucional en materia de energías renovables, como precondition para el desarrollo de las mismas.

Un marco regulatorio favorable y estable, asumible y sostenible por la administración y por la sociedad, favorecedor de las ventajas comparativas de la CAPV, que tenga en cuenta las características y estadio de desarrollo de cada fuente y en el que las tramitaciones administrativas, claras, ágiles, sencillas, no constituyan una barrera no tecnológicas al desarrollo de las energías renovables.

Promover las energías renovables como oportunidad de negocio en el mercado internacional y sector pujante y de tecnología avanzada generador de riqueza y empleo para la CAPV.

Una estrategia específica y de amplio espectro para el desarrollo de la energía eólica marina, por su gran potencial energético y económico para el futuro de la CAPV.



# 10 ANEXOS

Colección Estudios e Informes

El desarrollo de las energías renovables en la Comunidad Autónoma del País Vasco



CES  
EGAB

Consejo Económico  
y Social Vasco

Euskadiko Ekonomia eta Gizarte  
Arazoetarako Batzordea



***ANEXO I.  
ESTIMACIÓN DEL  
POTENCIAL DE LAS  
ENERGÍAS RENOVABLES  
EN LA CAPV EN LOS  
HORIZONTES 2020 Y 2050***



# 1. Introducción

Después de la descripción de las diferentes fuentes de energía renovable y de la exposición de las tecnologías existentes para la obtención de cada una de ellas, se tratará ahora de evaluar el potencial de generación de energía renovable susceptible de aprovechamiento en la CAPV. Para dicho desarrollo, se partirá de la información recopilada para cada fuente de energía renovable en relación al potencial (tales como mapa de recursos renovables, estudios de potencial, informes de disponibilidad de recurso, etc.) que se hayan realizado para el caso concreto de la CAPV.

Independientemente del grado de disponibilidad de cada uno de los recursos renovables en la CAPV, el hecho de llevar a la práctica todos los proyectos que pudieran derivar de dicho potencial dependerá de la influencia de un gran número de factores. Como analizar individualmente, para cada recurso renovable, todos los factores y su influencia aplicándolo a cada caso concreto puede ser muy laborioso y complejo, se pretende simplificar dicha labor obteniendo lo que se denominan "factores de corrección". Dichos factores se agruparán para cada recurso renovable de la siguiente manera:

## 1. Factores de Corrección Tecnológicos

Son aquellos que están relacionados con la tecnología propia de cada energía renovable (tales como el grado de madurez de la tecnología, la posible evolución y optimización en el futuro, etc.).

## 2. Factores de Corrección Técnico-Organizativos

Son aquellos que pueden afectar a la construcción de las infraestructuras necesarias para el aprovechamiento del recurso renovable en un emplazamiento concreto.

## 3. Factores de Corrección Sociales, Medioambientales y Administrativos

Son todos aquellos factores que influyen en la construcción de las infraestructuras renovables derivados de la sensibilidad de la sociedad con respecto a las instalaciones y del impacto ambiental generado. Asimismo, se incluyen dentro de este grupo los aspectos relacionados con los requerimientos administrativos que pueden influir en el desarrollo de las EERR.

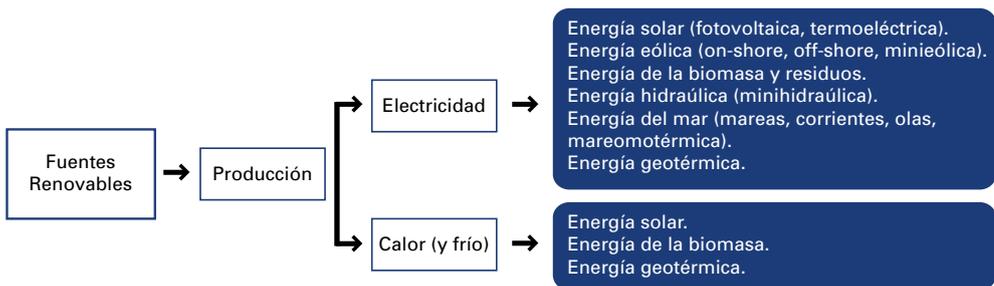
## 4. Factores de Corrección Legislativos

Se refieren a la influencia que pueden tener en cada caso las normativas específicas y/o los sistemas de apoyo en la evolución de la EERR.

### 1.1. Descripción de la metodología para la evaluación del potencial

Del mismo modo que en el capítulo 2, el estudio se desarrollará distinguiendo las fuentes renovables para producción de electricidad, de aquellas destinadas a generación de calor.

**FIGURA 1: FUENTES RENOVABLES PARA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD Y CALOR (Y FRÍO)**



Antes de explicar el procedimiento seguido en el presente estudio de potencial, es importante resaltar que las diferencias existentes entre los dos escenarios temporales objeto de análisis, 2020 y 2050, hace que la metodología que se emplee no sea exactamente la misma para ambos casos. Para 2020 se disponen de diversas estimaciones, fruto de la experiencia desarrollada hasta la actualidad, que permitirán evaluar de forma aproximada el potencial de aprovechamiento para cada recurso renovable, siempre sobre la base de los factores de corrección. Sin embargo, para 2050, dada la incertidumbre existente a tan largo plazo, no se podrá obtener de forma empírica el potencial sino

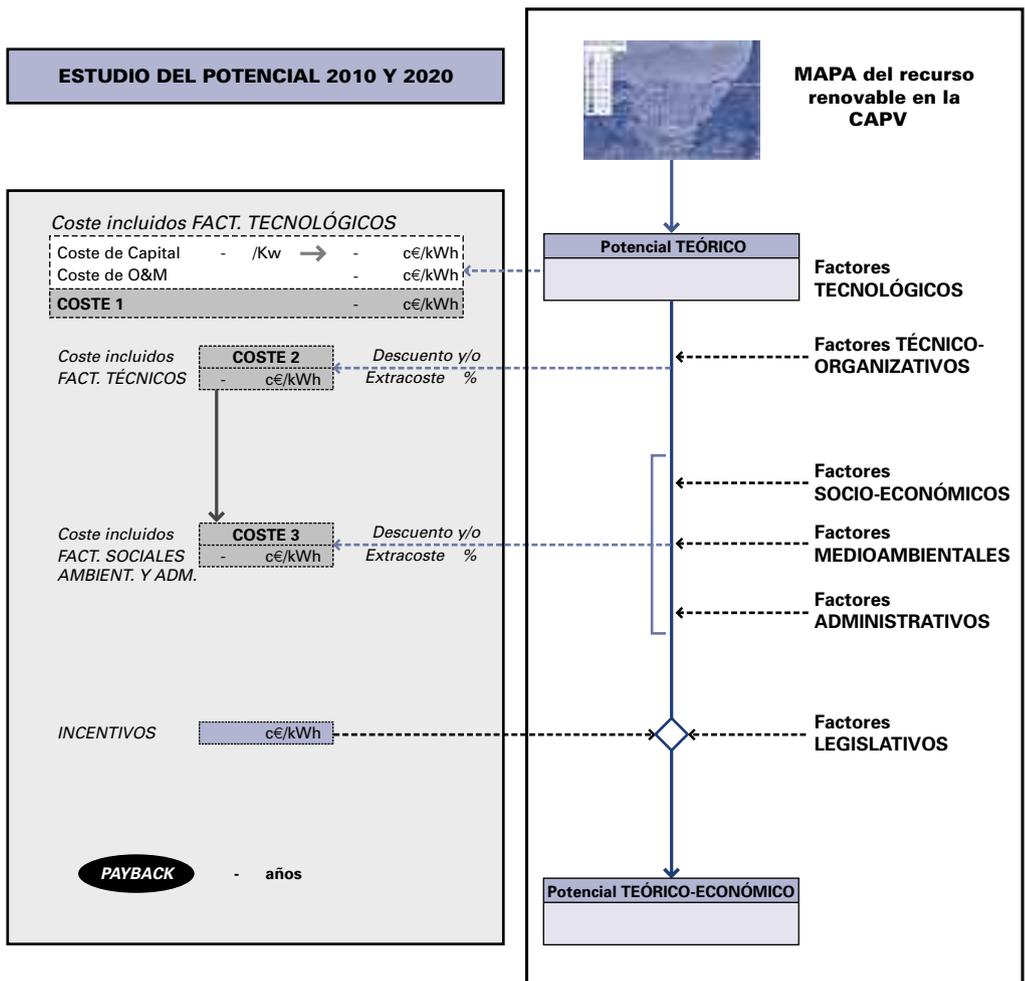
que se ofrecerá una proyección de potencialidad lo más realista posible. A continuación, se desarrollan en profundidad ambos casos.

### 1) Fuentes renovables para generación eléctrica

#### A. Potencial a 2010 y 2020

La metodología que se va a seguir para realizar el estudio de potencial a 2010 y 2020, basándose en los denominados factores de corrección se resume en la Figura 2.

**FIGURA 2. ESQUEMA-RESUMEN DEL ESTUDIO DE POTENCIAL (2010 Y 2020)**



El punto de partida del estudio será la situación actual. Para ello, a partir de la información relacionada con las condiciones del recurso renovable y teniendo en cuenta el grado de desarrollo de la tecnología, se determinará el potencial de generación de electricidad susceptible de aprovechamiento en la CAPV. A dicho potencial se le denominará Potencial Teórico (capacidad de generación del recurso sin ningún tipo de restricción). Dicho potencial será altamente sensible a la capacidad tecnológica de aprovechamiento, por lo que potencial y tecnología estarán fuertemente ligados. En el estudio este hecho se verá reflejado por medio de los Factores de Corrección Tecnológicos.

En paralelo al Potencial Teórico asociado a un determinado nivel tecnológico, se calculará el COSTE 1, es decir, el coste de la unidad generada por el recurso renovable afectado únicamente por los factores tecnológicos. Dicho coste vendrá dado por los siguientes conceptos:

- El *Coste de Capital*, entendiéndose como tal la inversión asociada a la tecnología actual de aprovechamiento del recurso.

$$\text{Coste de Capital} \left[ \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] = \frac{\text{Inversión total (€)}}{\text{Potencia instalada (kW)}}$$

o bien, relacionándolo con las horas de funcionamiento anual de la instalación:

$$\text{Coste de Capital} \left[ \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] = \frac{\text{Inversión total (€)}}{\text{Potencia instalada (kW)}} \times \frac{1}{\text{Horas fto}} \times \frac{1}{\text{Vida útil (años)}}$$

- El *Coste de O&M*, que engloba todos los gastos derivados de la explotación del recurso. En el estudio se expresará en €/kWh.
- El *Coste de Combustible*, exclusivo para el caso de la biomasa y residuos, comprende los gastos relacionados con el suministro del propio recurso renovable para su aprovechamiento. También se expresará en €/kWh.

De este modo, el COSTE 1 vendrá dado por la siguiente ecuación:

$$\text{COSTE 1} \left[ \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] = \text{Coste de Capital} \left[ \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] + \text{Coste O\&M} \left[ \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] + \text{Coste Combustible} \left[ \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right]$$

Este Potencial Teórico deberá ser sometido a un análisis de viabilidad técnica, y se realizará por medio de los Factores de Corrección Técnico-Organizativos. Puede darse el caso de emplazamientos en los que, a pesar de disponer de recurso, su aprovechamiento esté fuertemente limitado por las dificultades técnicas en la construcción y/o explotación de la instalación.

En algunos casos, estos factores técnico-organizativos tendrán carácter excluyente y por tanto, imposibilitarán el aprovechamiento del recurso, reduciendo el Potencial Teórico. Sin embargo en otros casos, dichos factores tendrán un cierto grado de influencia (positivo o negativo), que se verá reflejado en una reducción o un aumento del coste de la unidad generada, dando lugar al COSTE 2. De manera general, se calculará de la siguiente manera<sup>1</sup>:

$$\text{COSTE 2} \left[ \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] = \left\{ \text{Coste de Capital} \left[ \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] + \left[ \frac{1 \pm \% \text{ Extracoste}}{\text{Descuento}} \right] \times \text{Fact. Téc. - Organ.} \right\} + \text{Coste O\&M} \left[ \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] + \text{Coste Combustible} \left[ \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right]$$

Una vez definido el potencial de aprovechamiento del recurso con la tecnología disponible y tras el análisis de su viabilidad técnica, el siguiente paso a realizar en el estudio será la evaluación de los Factores Socio-económicos, Medioambientales y Administrativos y su influencia sobre el potencial hasta el momento disponible.

Aquellos factores socio-económicos, medioambientales y/o administrativos que tengan una influencia positiva facilitarán el aprovechamiento del recurso. En caso de influencia negativa, los factores podrán tener carácter excluyente o bien limitativo (generando un extracoste). El coste de la unidad producida tras verse afectado por estos factores se denominará COSTE 3 y se calculará del modo que se indica a continuación.

$$\text{COSTE 3} \left[ \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] = \text{COSTE 2} \left[ \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] \times [1 \pm \% \text{ Extracoste o Descuento}] \times \text{Fact. Socioec., Medioamb. y Administ.}$$

<sup>1</sup> Existen excepciones, como en caso de la biomasa forestal, donde el extracoste/descuento se aplicará sobre el Coste de Combustible, en vez de sobre el Coste de Capital. En el caso de la energía undimotriz y en la eólica offshore, los factores técnico-organizativos tendrán una influencia tanto sobre el Coste de Capital como sobre el Coste de O&M, dadas las especiales circunstancias.

Por último, una vez identificadas y estudiadas las barreras existentes para el aprovechamiento del recurso, quedará por analizar la viabilidad económica que presenta la instalación. Dicha viabilidad económica será evaluada a través de los Factores Legislativos y para ello, se compararán los costes de la unidad producida por medio del recurso renovable y los ingresos obtenidos incluyendo los diferentes incentivos (sobre la unidad generada, sobre el Coste de Capital, etc.). Por simplicidad, el análisis económico será llevado a cabo a través del criterio del *payback*. La ecuación que se empleará para el cálculo del *payback* será:

$$\text{PAYBACK (años)} = \frac{\text{Desembolso Inicial}}{\text{Generación de Fondos}} = \frac{\text{Coste Capital} \times [1 \pm \% \text{ Extracoste o Descuento de Factores}]}{\{ \text{Incentivo} - (\text{Coste O\&M} + \text{Coste Cble}) \times [1 \pm \% \text{ Extracoste o Descuento Fact.}] \} \times \frac{\text{horas}}{\text{años}}}$$

Una vez analizados todos los factores que influyen sobre el Potencial Teórico de aprovechamiento del recurso en el territorio de la CAPV y evaluada la rentabilidad económica, el potencial resultante será el Potencial Técnico-Económico, es decir, el realmente aprovechable en el período objeto de estudio.

Siguiendo la misma metodología, se realizará el estudio de potencial a 2020, evaluando uno a uno los factores de corrección y empleando las previsiones existentes en la actualidad. Se indicará igualmente, en aquellos casos en los que el Potencial Técnico-Económico en 2010 sea nulo o reducido debido a factores legislativos, el incremento por medio de incentivo necesario para que la inversión resulte atractiva. Dicha propuesta de incentivo se calculará sobre la base de un *payback* de 10 años y será la que permita valorar un determinado Potencial Técnico-Económico, el cual se expresará en forma de horquilla.

## B. Potencialidad a 2050

Debido a que en la actualidad no existen estudios de potencial de recursos en detalle, este apartado se basa en diferentes tipos de datos de partida como son estudios de investigación, referencias de desarrollos tecnológicos y estados de avance facilitados tanto por

el sector público como el privado y todo ello siempre contrastado con expertos en cada una de las materias.

Además, es importante indicar la incertidumbre existente a 40 años vista, básicamente debido a la juventud de muchas de las tecnologías o el gran efecto de otros factores, tales como: las políticas de fomento tecnológico (aún en temprano proceso de diseño), el desarrollo del mercado, estrategias energéticas que busquen fomentar tecnologías desarrolladas y comercializadas por países concretos (CAPV, España, UE), etc.

El estudio se realiza de acuerdo a la estimación de recursos energéticos renovables y al análisis del desarrollo de nuevas tecnologías y la madurez de las existentes. Más específicamente, se basa en la siguiente información.

- Estimaciones de los recursos existentes. Se realiza una definición de los recursos existentes, en base a datos estadísticos, gráficos, planos y estimaciones desarrollados por diferentes agentes, tanto a nivel regional como estudios de mayor índole que pudieran facilitar información para la región, tales como el Gobierno Vasco, Eustat, EVE, IDAE, Comisión Europea, Agencia Internacional de la energía, etc. Así mismo, se hace uso de bases de datos de estimaciones propias del consultor donde haya sido necesario.
- Análisis y evaluación de la prospectiva tecnológica hacia el año 2050. Se hace uso de la información desarrollada anteriormente en el apartado de prospectiva tecnológica al 2050, con intención de definir las tecnologías disponibles así como su posible desarrollo de eficiencia y aplicabilidad.
- Los datos de potencial energético y potencia instalada presente en la actualidad. Este aspecto será de especial relevancia en los casos que no se pueda definir claramente la potencialidad de alguna de las fuentes, debido a que no existe información sobre la disponibilidad del recurso energético.

En lo referido a los resultados, cabe destacar algunas de las consideraciones realizadas:

- La proyección al 2050, se centra en determinar la potencialidad existente en lo referido a la producción energética, sin valorar específicamente los apartados políticos, administrati-

vos, sociales y legales de forma detallada, ya que se considera que existe gran variabilidad.

- Los resultados, además de la cuantificación numérica, expresan diferentes observaciones, tales como: la fuente de información y la exactitud del cálculo, o la existencia de un potencial adicional que en algunos casos no ha sido estimado por falta de evidencias o datos de recursos.
- En la estimación de la proyección al 2050, no se considera el factor de disponibilidad de materiales de construcción de los equipos necesarios para explotar los recursos energéticos. Se destaca este aspecto, ya que en el desarrollo de algunas de las tecnologías (aunque actualmente no existe mucha información desarrollada), puede ser un factor determinante, pudiendo limitar la cantidad de dispositivos producidos o crear un incremento de costes (especulación) en caso de crearse una situación de baja disponibilidad en comparación con una alta demanda (como ya ha sido el caso del silicio en la tecnología fotovoltaica).
- En la proyección de la potencialidad de cada recurso renovable, se remarcarán específicamente ciertos factores que se consideran determinantes en su desarrollo, basado en tendencias de recursos existentes, así como en lo dispuesto en el apartado de prospectiva tecnológica al 2050.
- Los resultados, expresan las proyecciones de producción renovable alcanzable al 2050, en base a unos supuestos concretos y lógicos. En cada apartado se remarcarán específicamente los factores que se consideran más determinantes para la consecución de dicha potencialidad, tanto en lo referido a la disponibilidad del recursos, así como en lo referido al apartado de prospectiva tecnológica al 2050.
- Además de ello, existen casos en los que se ha observado una potencialidad energética adicional que no ha podido ser estimado numéricamente (por falta de evidencias o disponibilidad de datos de recurso para su cálculo) y que sin embargo, se cree importante indicar.

En estos casos, se hace mención de la existencia de dicha potencialidad y de los factores que pueden incidir en la consecución de dicha potencialidad (por lo que la potencialidad calculada en algunos casos, podría ser mayor al expresado numéricamente como resultado).

- Así mismo, se incide en la diferencia entre potencialidad (donde se ha estimado el total de los recursos existentes) y progresión de la producción (basado en las tendencias previstas respecto a lo instalado en la actualidad, y que se ha utilizado en caso de falta de evidencias para el cálculo de los recursos existentes).

## **2) Fuentes renovables para generación térmica**

Para estudiar el potencial de aprovechamiento de las diversas fuentes renovables para generación de calor, se intentará seguir la misma metodología que en el apartado de producción de electricidad, tanto para 2010 y 2020 como para 2050.

Sin embargo, dado el gran número de casos distintos posibles, se intentará desarrollar el estudio de potencial para situaciones concretas aplicables en el territorio de la CAPV.

## **3) Presentación de resultados**

Por último, los resultados del Potencial Técnico-Económico Total y por recurso renovable a 2020 y 2050 se recogerán en unas tablas de la siguiente manera.

### **1.2 Participación del potencial de EERR en el consumo energético**

Después de la evaluación del potencial de aprovechamiento de cada uno de los recursos renovables para 2020 y 2050, en este apartado se estimarán las necesidades energéticas de la CAPV en el horizonte 2020 y 2050. Para ello, se definirán una serie de escenarios posibles para establecer tanto las previsiones de crecimiento de la economía vasca, como las estimaciones de las necesidades energéticas en la CAPV.

La participación del potencial de las EERR en la satisfacción del consumo energético se registrará

**PRODUCCIÓN RENOVABLE EN 2020/2050**

	Recursos renovable	Potencia instalada (MW)		Energía Final (GWh/año)		Energía Primaria (ktep/año)		% aportación sobre el Total
		Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	
<b>ELECTRICIDAD</b>	<b>Energía Eólica</b>							
	Eólico terrestre							
	Eólico off-shore							
	<b>Biomasa</b>							
	Biomasa forestal							
	Biogas vertedero*							
	Lejías negras*							
	RSU**							
	Etc.							
	<b>Hidroeléctrica</b>							
	Minihidráulica							
	Gran hidráulica*							
	<b>Undimotriz</b>							
	Olas							
<b>Geotermia</b>								
Geotermia profunda								
<b>Solar</b>								
Solar termoeléctrico								
Solar fotovoltaico								
<b>Total electricidad Renovable</b>								
<b>CALOR</b>	<b>Solar</b>							
	Solartérmica							
	<b>Biomasa</b>							
	Biomasa forestal							
	Residuo ganadero*							
	Lejías negras*							
	Residuos sector maderero*							
	Etc.							
<b>Geotermia</b>								
Geotermia somera								
<b>Total Calor Renovable</b>								
<b>TOTAL</b>								

mediante el cálculo de la Tasa de Autoabastecimiento Renovable para 2020 y 2050.

**1.3. Estimación del coste-eficiencia por tecnología renovable**

En el último apartado del capítulo, y con carácter indicativo, se muestran los costes en el presente, a 2020 y a 2050 de las principales tecnologías

de producción energética. Dicha evaluación se realizará en base a curvas de aprendizaje y ratios de aprendizaje.

Aunque ya se comentará en el propio apartado, es importante destacar que los datos que se presentarán corresponden a costes medios a nivel internacional por lo que no se trata de costes medios en regiones concretas con características específicas.

## 2. Fuentes renovables para producción de electricidad

En este apartado se analizarán los recursos renovables susceptibles de aprovechamiento en la CAPV para la generación de electricidad.

### 2.1. Energía eólica

El aprovechamiento eólico ha experimentado en los últimos años un extraordinario desarrollo en la CAPV, alcanzando un alto grado de madurez que está permitiendo una elevada competitividad tecnológica. En el presente apartado, se realizará un análisis del potencial de generación de energía a partir del recurso eólico susceptible de aprovechamiento en el territorio de la CAPV, partiendo para ello de la información existente.

En función de la ubicación del emplazamiento de aprovechamiento del recurso eólico, se hará la distinción entre energía eólica terrestre (on-shore) y energía eólica marina (off-shore).

#### 2.1.1. Energía eólica terrestre

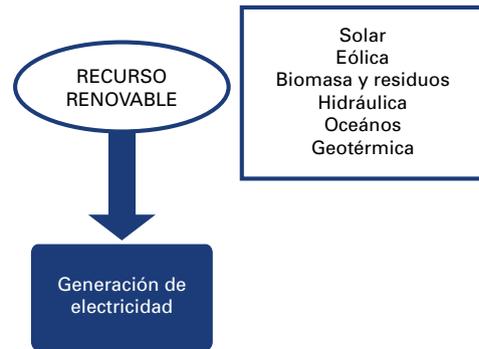
##### 2.1.1.1. Información de partida: Energía eólica terrestre

El punto de partida del estudio se encuentra en el análisis de las condiciones de viento existentes en la CAPV. Para ello se ha dispuesto de la información recogida por diversas fuentes:

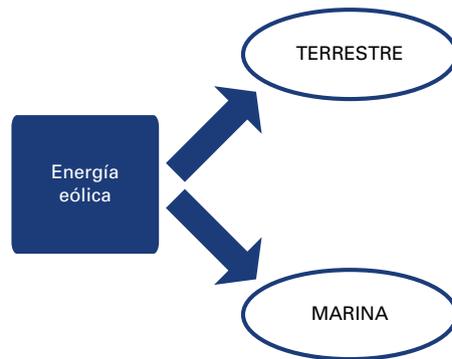
- “Atlas Eólico del País Vasco” División de Investigación y Recursos, ENTE VASCO DE LA ENERGÍA (Junio 1993).

Este documento presenta una descripción general de las condiciones de viento característicos en la CAPV a partir de los datos eólicos recogidos por las estaciones meteorológicas existentes hasta 1993. Gracias a las mediciones realizadas se determinan las zonas más interesantes para el aprovechamiento eólico

**FIGURA 3. FUENTES RENOVABLES PARA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD**



**FIGURA 4. ENERGÍA EÓLICA**



(zonas de cumbres de montaña, zonas bajas entre montañas, la llanada alavesa, el litoral marítimo y la zona de la Rioja alavesa).

- “Plan Territorial Sectorial de la Energía Eólica de la CAPV” (PTS) Departamento de Industria, Comercio y Turismo del Gobierno Vasco (2002).

Este Plan es la base fundamental para el análisis que se realizará en los siguientes

apartados. En él se seleccionan los emplazamientos más adecuados para la implantación de parques eólicos en el territorio de la CAPV, teniendo en cuenta el factor medioambiental como uno de los más importantes.

- Atlas eólico del País Vasco elaborado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE)

Se trata de una herramienta que permite identificar y elaborar una evaluación preliminar del recurso eólico existente en el territorio de la CAPV y por tanto, detectar las zonas con mayor recurso eólico.

### 2.1.1.2. *Potencial Teórico - Factores Tecnológicos*

A continuación, se tratará de determinar el potencial de generación de energía eólica susceptible de aprovechamiento en la CAPV. Para dicho desarrollo se partirá de la información proporcionada por las diferentes fuentes ya comentadas en el apartado anterior. De todas ellas, es en el Plan Territorial Sectorial de la Energía Eólica de la CAPV (PTS 2002) en donde se hace una primera evaluación e identificación del recurso eólico en Euskadi.

En dicho Plan, a partir de la información recopilada del Atlas Eólico de la CAPV y de los datos recogidos por la red de estaciones de medida se cuantifica el potencial eólico teórico y se detecta, sin ningún tipo de restricción, todos los emplazamientos posibles o susceptibles de aprovechamiento del recurso.

El PTS tiene en cuenta una serie de criterios generales a la hora de definir el perfil general de los emplazamientos teóricos:

- 1) Los vientos dominantes en Euskadi tienen dirección norte/sur y sus adyacentes, y su velocidad aumenta con la altura.
- 2) Se consideran sólo emplazamientos con velocidades medias anuales superiores a 6,3 m/s.
- 3) La longitud mínima de las zonas elegidas es de 1,5-2 km asegurando que la distancia entre aerogeneradores sea de unos 100 metros.

- 4) Se considera un coeficiente de disponibilidad del 97% y un coeficiente de sombras del 98%.

El listado de emplazamientos potencialmente viables en la CAPV contabilizados en el PTS 2002 solamente hace referencia a parques con una potencia superior a 10 MW. Durante 2008, se amplía la potencia viable en cuatro emplazamientos de los propuestos por el PTS y además, se añaden 12 emplazamientos nuevos para mini-parques (potencias menores a 10 MW). Por último, en 2010 se añade un mini-parque más.

En la figura 5 se muestra la selección de emplazamientos potencialmente viables para el aprovechamiento del recurso eólico en Euskadi.

Si se tienen en cuenta todos estos emplazamientos potencialmente viables propuestos desde el 2002 en el PTS hasta la actualidad, el potencial total ascendería a unos 1.400 MW.

Sin embargo, debido a la fuerte influencia del factor tecnológico con el paso del tiempo (incremento de la capacidad de aprovechamiento de los aerogeneradores, mayores rangos de velocidad de viento, disponibilidades superiores, etc) este potencial podría verse incrementado considerablemente.

Por este motivo el valor de Potencial Teórico a 2010 será claramente superior a 1.400 MW. El incremento de potencial propuesto durante los años 2008 (159 MW) y 2010 (7,65 MW) se puede considerar prácticamente constante. Sin embargo, los 1.233 MW que proponía el Plan Territorial Sectorial se deberá corregir empleando para ello el factor de corrección tecnológico.

La tecnología existente en el año 2002 es madura para aerogeneradores de media potencia, entre los 500 y 1.000 kW. En el caso concreto del PTS, el aerogenerador que se consideró al elaborar el estudio fue la máquina G47, con una potencia nominal de 660 kW. Sin embargo, la madurez tecnológica conseguida hasta la fecha ha permitido desarrollar aerogeneradores más grandes, tomándose actualmente como referencia, comercialmente consolidada, la máquina de 2 MW (G90 o similar).

La evolución tecnológica entre el aerogenerador G47 y el G90 no sólo tiene que ver con el incremento

**FIGURA 5. LISTA DE EMPLAZAMIENTOS POTENCIALMENTE VIABLES EN LA CAPV**

N.º Emplazamiento	EÓLICO TERRESTRE EN LA CAPV		
	PTS 2002 Potencia máxima (MW)	2008 Potencia máxima (MW)	2010 Potencia máxima (MW)
1. Ordunte	60,10	60,10	60,10
2. Ganekogorta	31,70	31,70	31,70
3. Oiz	23,10	23,10	23,10
4. Irukurtzeta	25,10	25,10	25,10
5. Izarraitz	16,50	16,50	16,50
6. Zamíño-Izaspí	30,40	30,40	30,40
7. Gazume	11,20	11,20	11,20
8. Ernio	20,50	20,50	20,50
9. Bianditz	15,20	15,20	15,20
10. Mandoegi	25,70	25,70	25,70
11. Salbada	56,80	56,80	56,80
12. Kolometa	109,60	109,60	109,60
13. Urkiola	25,70	25,70	25,70
14. Elgea-Urkillá	110,20	110,20	110,20
15. Aloña	23,80	23,80	23,80
16. Aralar	38,90	38,90	38,90
17. Valderejo	98,30	98,30	98,30
18. Arcena	21,80	21,80	21,80
19. Arkamo	46,20	46,20	46,20
20. Badaia	90,40	90,40	90,40
21. Montes de Vitoria	7,90	7,90	7,90
22. Palogan	11,90	11,90	11,90
23. Kapildui	21,80	21,80	21,80
24. Montes de Iturrieta	46,90	46,90	46,90
25. Entzia	60,10	60,10	60,10
26. Biti garra	45,50	45,50	45,50
27. Cruz de Alda - Arlaba	26,40	26,40	26,40
28. Toloño-Cantabria	107,60	107,60	107,60
29. Codés	24,40	24,40	24,40
30. Sollube	—	14,00	14,00
31. Galdames	—	10,20	10,20
32. La Aceña	—	10,20	10,20
33. Jesuri	—	10,00	10,00
34. Dique Zierbena	—	9,00	9,00
35. Canto Blanco	—	10,00	10,00
36. Zanzazu	—	10,00	10,00
37. Motxotegi	—	10,20	10,20
38. Campeador	—	16,00	16,00
39. Elciego	—	16,00	16,00
40. Baños del Ebro	—	9,00	9,00
41. Jata	—	—	7,65
<b>POTENCIAL TOTAL</b>	<b>1.233,70</b>	<b>1.393,60</b>	<b>1.401,25</b>

de potencia de la propia máquina, sino con el desarrollo de tecnologías de paso y velocidad variable que permiten maximizar la energía producida, la fabricación de palas más ligeras, diseños aerodinámicos que minimizan el ruido emitido, etc. Es por ello que resulta imprescindible acudir al factor de corrección tecnológico, que en este caso concreto, tendrá una influencia positiva, al incrementar el potencial teórico.

Respetando la distribución de aerogeneradores para cada uno de los 29 emplazamientos que lista

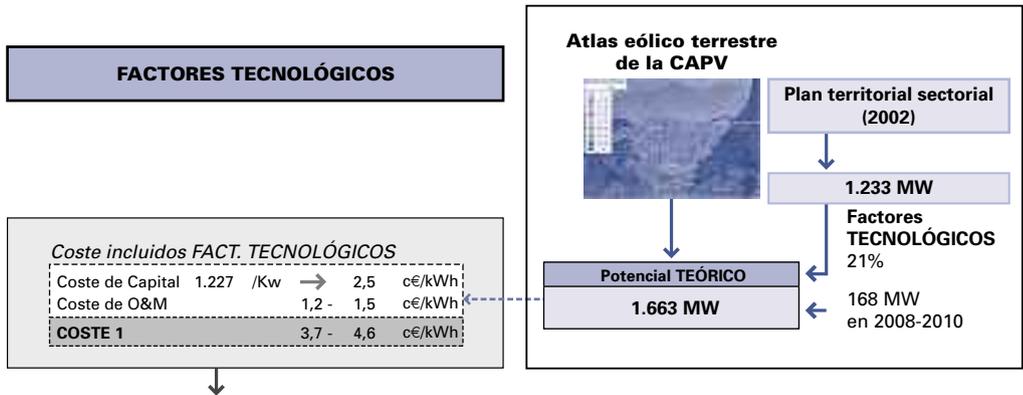
el PTS, si se sustituyeran las máquinas G47 por otras de 2 MW, la potencia no se vería directamente multiplicada por 3, ya que hay que tener una serie de aspectos en cuenta, como por ejemplo, respetar una distancia mínima entre aerogeneradores, para mantener las pérdidas por sombras en valores admisibles.

Por todo esto, aplicando un criterio conservador, el potencial bruto propuesto por el PTS quedaría afectado por el Factor Tecnológico, que se ha estimado en un 21%. Esto se traduce en un potencial de

1.495 MW asociado a una máquina de 2 MW. A este valor, hay que añadirle los 167 MW procedentes del aumento de potencia de 4 de los parques propuestos en el PTS y de los nuevos mini-parques. En total, aproximadamente 1.663 MW.

Tomando como base el Potencial Teórico de aproximadamente 1.663 MW, asociado a una tecnología concreta (aerogenerador de 2 MW), se va a realizar un análisis de costes para el año 2010, quedando tal y como se resume en la siguiente figura.

**FIGURA 6: POTENCIAL TEÓRICO - FACTORES TECNOLÓGICOS**



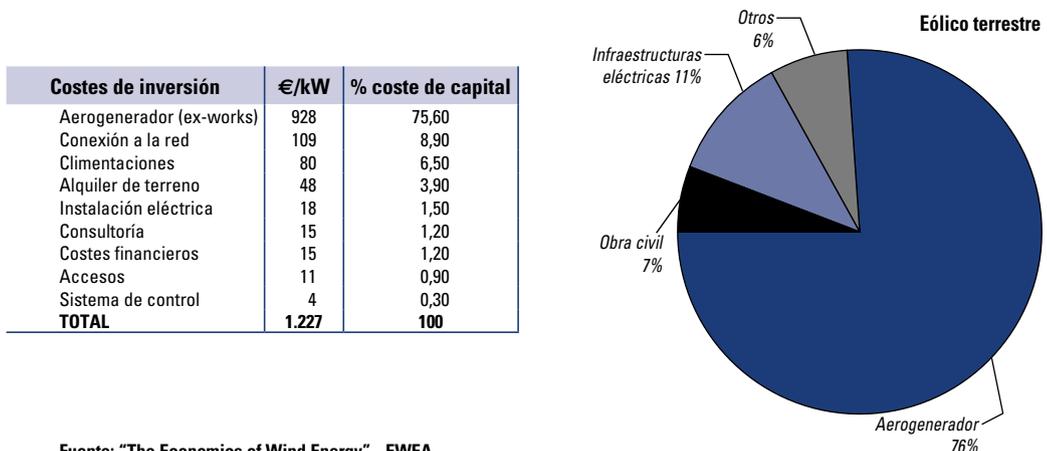
El Coste 1, asociado a los factores tecnológicos, por unidad de energía producida vendría dado por los siguientes conceptos:

- 1) El Coste de Capital. En este caso concreto, la información expuesta hace referencia a una máquina de 2 MW.

Para repercutir dicho Coste de Capital sobre la energía producida (€/kWh) se tiene como valor de referencia las 2.350 horas anuales que aparecen

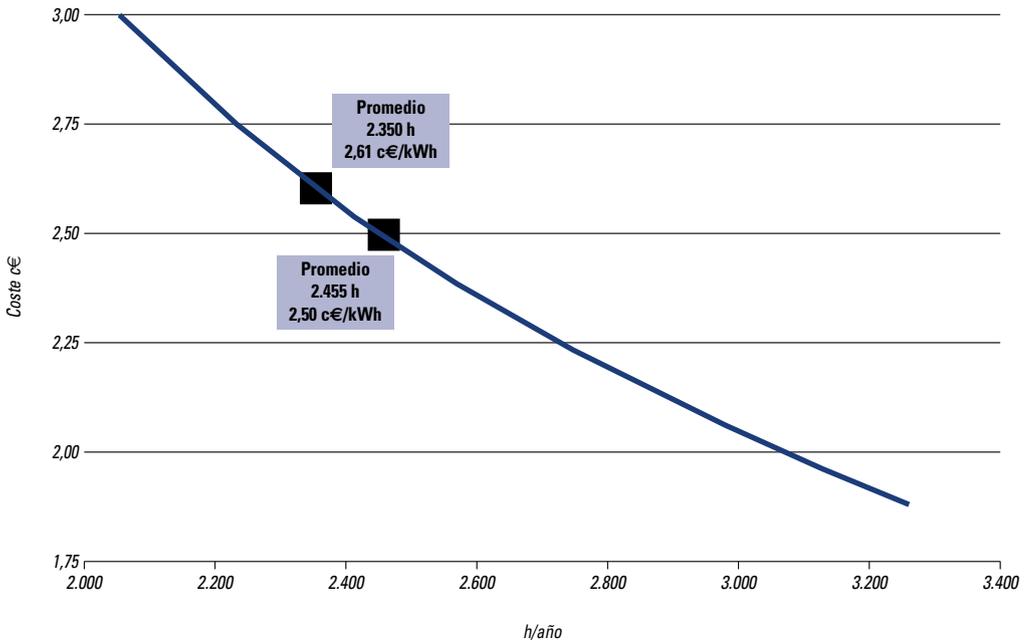
en el PER 2005-2010. Sin embargo, teniendo en cuenta las condiciones particulares de viento de la CAPV correspondientes a los datos de funcionamiento de los 29 emplazamientos propuestos en el PTS, se observa que el valor promedio de funcionamiento sería de 2.455 h/año. Este dato se emplea en el presente estudio. Se considera que la vida útil de la instalación para el análisis es 20 años, tal y como aparece recogido en el PER 2005-2010.

**FIGURA 7. COSTES DE CAPITAL**



Fuente: "The Economics of Wind Energy" - EWEA.

**FIGURA 8. COSTE DE CAPITAL EN FUNCIÓN DE HORAS ANUALES DE FUNCIONAMIENTO**



Con todas estas consideraciones, el Coste de Capital es de 2,5 c€/kWh.

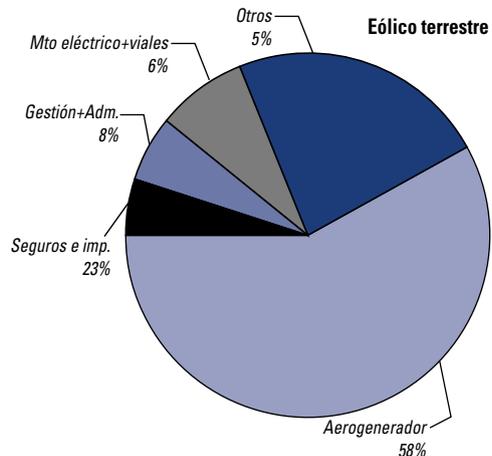
$$\text{Coste de Capital} = 1.227 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \times \frac{1}{20 \text{ años}} \times \frac{1}{2.455 \frac{\text{año}}{\text{h}}} \times 100 = 2,5 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}}$$

2) El Coste de O&M. La experiencia en países como Alemania, España, Gran Bretaña y Dina-

marca estiman que los costes de O&M oscilan los 1,2 - 1,5 c€/kWh generado. Aproximadamente, el 60% de esta cantidad corresponde a la O&M del aerogenerador y las instalaciones auxiliares, a los costes de personal y a los repuestos. El 40% restante correspondería a los gastos de seguros, arrendamientos de los terrenos y a gastos indirectos.

**FIGURA 9. COSTES DE O&M**

Costes de O&M	€/kWh	% coste
O&M aerogenerador	0,70 - 0,87	58
Seguros, canones, imp. locales	0,28 - 0,35	23
Gestión + Administración	0,10 - 0,12	8
Mto. eléctrico + viales	0,07 - 0,09	6
Otros	0,06 - 0,08	5
<b>TOTAL</b>	<b>1,20 - 1,50</b>	<b>100</b>



Teniendo en cuenta todo lo anterior, el Coste 1 (Coste de Capital + Coste de O&M) de la unidad de energía producida está comprendido entre 3,7 y 4,0 c€/kWh.

$$\text{Coste } 1_{\min} = 2,5 \frac{\text{c}\text{€}}{\text{kWh}} + 1,2 \frac{\text{c}\text{€}}{\text{kWh}} = 3,7 \frac{\text{c}\text{€}}{\text{kWh}}$$

$$\text{Coste } 1_{\max} = 2,5 \frac{\text{c}\text{€}}{\text{kWh}} + 1,5 \frac{\text{c}\text{€}}{\text{kWh}} = 4,0 \frac{\text{c}\text{€}}{\text{kWh}}$$

En resumen,

POTENCIAL TEÓRICO-Fact. Tecnológicos	~ 1.663 MW
ENERGÍA PRODUCIDA	~ 4.083 GWh/año
COSTE 1	3,7-4,0 c€/kWh

### 2.1.1.3. Factores Técnico-Organizativos

El potencial de aprovechamiento identificado en el apartado anterior debe ser sometido a un análisis de viabilidad técnica, por medio de los factores técnico-organizativos.

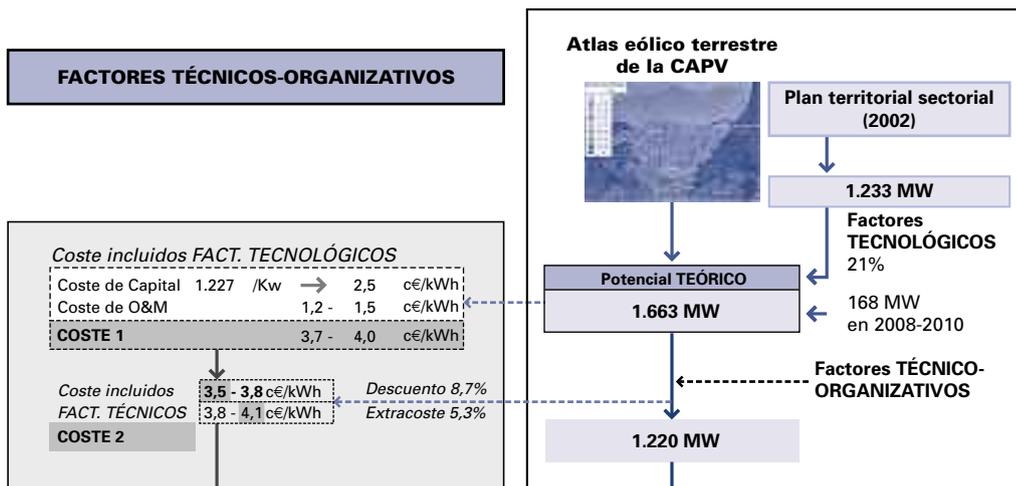
Los factores técnicos-organizativos más relevantes, que anulan o reducen el aprovechamiento del recurso eólico en un determinado emplazamiento son:

- Zonas de difícil o imposible accesibilidad, en donde la magnitud de las obras para la construcción de caminos, plataformas o cimentaciones, hace inviable la instalación.
- Zonas con infraestructuras de evacuación insuficientes que no permitan aprovechar el recurso eólico en emplazamientos en zonas aisladas o próximas a redes saturadas.

Aquellos factores técnico-organizativos que tienen un carácter excluyente reducen el potencial teórico en aproximadamente 468 MW, según la información recopilada en el PTS. La mayoría de los emplazamientos desestimados corresponden a roquedos calizos y cresterías muy abruptas.

En otros casos, los factores no son excluyentes sino que tienen un cierto grado de influencia (positivo o negativo), el cual se ve reflejado en el análisis económico con una reducción o un aumento del coste de referencia. A continuación, se analizan ambas situaciones.

FIGURA 10. ANÁLISIS DE POTENCIAL - FACTORES TÉCNICO-ORGANIZATIVOS



vo o negativo), el cual se ve reflejado en el análisis económico con una reducción o un aumento del coste de referencia. A continuación, se analizan ambas situaciones.

Tal y como se ha visto en el apartado anterior el aerogenerador representa el 75% del coste total

de inversión (1.227 €/kW), quedando el 25% para el resto de conceptos. Haciendo un análisis más exhaustivo de los otros costes (costes auxiliares) y su variabilidad en función del emplazamiento seleccionado, se concluye que los conceptos afectados por los factores técnico-organizativos (fundamentalmen-

te, conexión a la línea de evacuación, cimentaciones, plataformas y accesos) inciden directamente en los costes auxiliares de la instalación.

Dicha incidencia puede ocasionar una reducción o un gasto adicional sobre el coste de inversión total de la instalación. En términos de variación, el coste auxiliar más importante es el gasto de la infraestructura de evacuación a la red, que en algunos casos puede llegar a representar casi la mitad de los costes auxiliares, seguido típicamente, pero en menor medida, por los costes en obra civil (cimentaciones).

En la figura 11 se cuantifican las variaciones posibles en los costes auxiliares tras la aplicación de los factores de corrección técnico-organizativos. De manera general, se hablarán de dos casos:

- **Caso n.º 1:** Emplazamientos para el aprovechamiento del recurso eólico fácilmente viable desde el punto de vista técnico, en los que se

produce una reducción del Coste de Capital del 8,7 % con respecto al gasto de referencia. Esto provoca que el Coste 2 por unidad producida oscile entre los 3,5 y 3,8 c€/kWh.

$$\text{Coste 2 (Caso n.º 1)}_{\min} = \left[ 2,5 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \times (1 - 0,087) \right] + 1,2 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} = 3,5 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}}$$

$$\text{Coste 2 (Caso n.º 1)}_{\max} = \left[ 2,5 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \times (1 - 0,087) \right] + 1,5 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} = 3,8 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}}$$

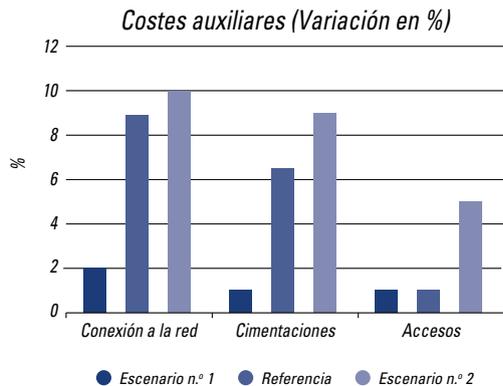
- **Caso n.º 2:** Emplazamientos que disponen de recurso eólico pero con grandes dificultades técnicas que, sin convertirlos en inviables, generan un extracoste sobre el Coste de Capital del 5,3 %. En este caso, el coste final quedaría en 3,8 - 4,1 c€/kWh generado a partir de recurso eólico.

$$\text{Coste 2 (Caso n.º 2)}_{\min} = \left[ 2,5 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \times (1 + 0,053) \right] + 1,2 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} = 3,8 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}}$$

$$\text{Coste 2 (Caso n.º 2)}_{\max} = \left[ 2,5 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \times (1 - 0,053) \right] + 1,5 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} = 4,1 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}}$$

**FIGURA 11. ANÁLISIS DE POTENCIAL - FACTORES TÉCNICO-ORGANIZATIVOS**

	Var. en % de costes de inversión
Turbina (ex works)	68-84
Conexión a la red	2-10
Cimentaciones	1-9
Alquiler de terrenos	1-5
Instalación eléctrica	1-9
Consultoría	1-3
Costes financieros	1-5
Accesos	1-5



Fuente: "The Economics of Wind Energy" – EWEA.

Del análisis anterior se concluye que el Coste 2 (incluyendo factores técnico-organizativos) estaría comprendido entre 3,5 y 4,1 c€/kWh (tomando los valores mínimo y máximo obtenidos), en función del tipo de emplazamiento seleccionado en cada caso concreto.

Partiendo del Potencial Teórico determinado en el apartado anterior (1.663 MW) y descontando el número de emplazamientos excluidos por factores técnico-organizativos, de acuerdo a lo recogido en

el PTS (2002) y actualizando los valores de potencia mediante el correspondiente factor tecnológico, el Potencial existente tras aplicar los factores técnico-organizativos es de aproximadamente 1.220 MW.

En resumen,

POTENCIAL-Fact. Técnico-Organizativo	~ 1.220 MW
ENERGÍA PRODUCIDA	~ 2.995 GWh/año
COSTE 2	3,5-4,1 c€/kWh

**2.1.1.4. Factores Socio-económicos, Medioambientales y Administrativos**

Una vez definidos los mejores emplazamientos para el aprovechamiento del recurso eólico con la tecnología disponible en la actualidad y tras el análisis de su viabilidad técnica, el siguiente paso a realizar es el estudio de la evaluación de los factores socio-económicos, medioambientales y administrativos y su influencia sobre el potencial disponible hasta el momento.

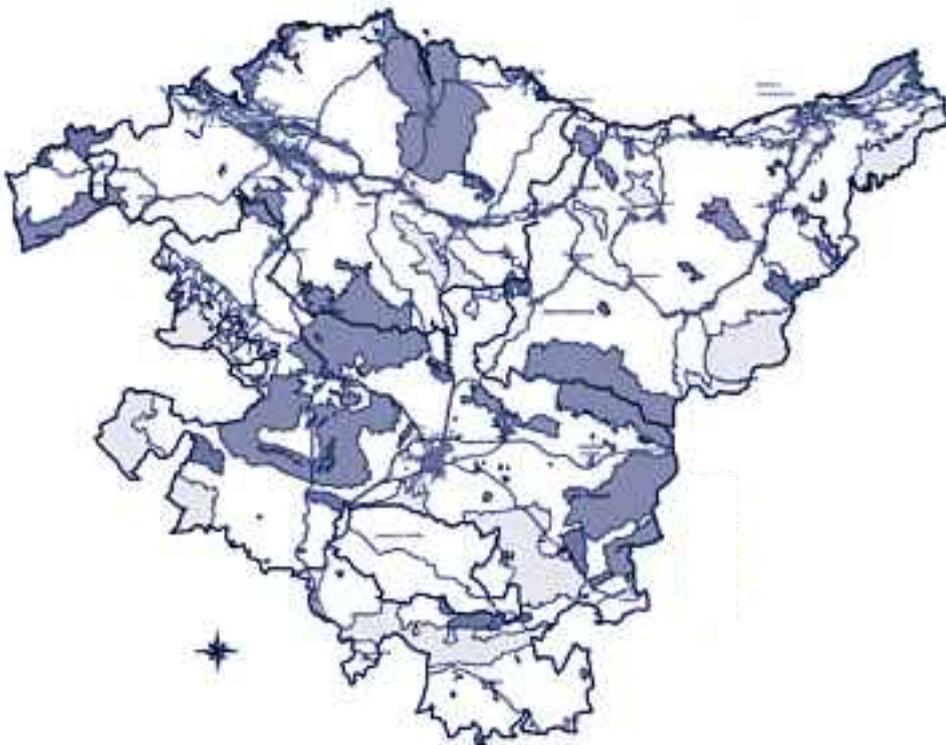
Los factores socio-económicos que ejercen mayor influencia sobre el aprovechamiento del recurso eólico en general, y en particular en la CAPV, son:

- Las perturbaciones y molestias causadas por el ruido mecánico de las máquinas cuando el viento incide contra el perfil de los aerogeneradores.
- El impacto visual de las máquinas con la consecuente oposición social debido a una mayor concienciación por los valores paisajísticos.
- La aceptabilidad social.

Los factores medioambientales más reseñables son:

- Restricciones impuestas por espacios naturales protegidos (red Natura 2000, Common Database

**FIGURA 12. ESPACIOS NATURALES PROTEGIDOS VS. EMPLAZAMIENTOS POTENCIALES**



**Incidencia del avance del PTS de la Energía Eólica en los espacios naturales relevantes del País Vasco**

- Espacios Naturales relevantes no situados en zona de montaña
- Espacios Naturales relevantes en los que no se han identificado emplazamientos potenciales
- Espacios Naturales relevantes en los cuales no han desestimado los emplazamientos identificados
- Espacios Naturales relevantes con emplazamientos coleccionados
- ⚓ Emplazamientos seleccionados

on Designated Areas CDDA, ), áreas de interés naturalístico y/o áreas de esparcimiento.

- Limitaciones por invadir parte del patrimonio cultural vasco (Zonas de Presunción Arqueológica).
- Destrucción de la avifauna asociada a alteraciones durante la construcción de la instalación y/o debido al impacto debido a choques con las palas de los aerogeneradores en los parques en funcionamiento.
- Alteraciones en el hábitat y comportamiento de animales, especialmente durante la fase de construcción.

Por último, los factores administrativos que limitan el desarrollo actual del potencial eólico son:

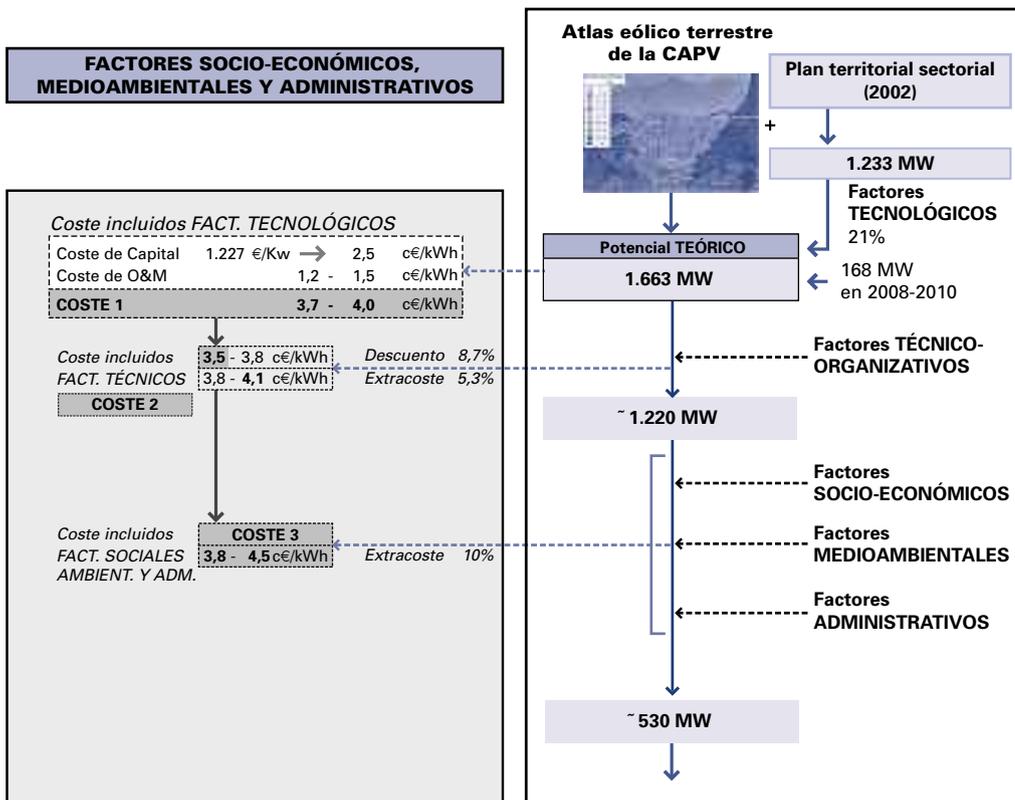
- Falta de un marco regulatorio más claro y estable.

- Inexistencia de programas de repotenciación para la sustitución de los aerogeneradores más antiguos por otros más avanzados.

Aquellos factores que tengan una influencia positiva facilitarán el aprovechamiento del recurso en un emplazamiento concreto. En caso de influencia negativa, los factores dificultarán, pudiendo llegar a tener un carácter excluyente o sólo limitativo, el emplazamiento, es viable pero debido a estos factores se generará un extracoste. Se estima en un 10% el sobrecoste de la unidad producida sobre lo calculado en el apartado anterior.

Al igual que ocurría en el caso de los factores técnicos-organizativos, el potencial hasta el momento disponible se verá afectado (en este caso disminuido) cuando se apliquen los factores de corrección medioambiental, social y administrativo, quedándose reducido a unos 530 MW. En el cálculo de dicho

**FIGURA 13. ANÁLISIS DE POTENCIAL - FACTORES SOCIO-ECONÓMICOS, MEDIOAMBIENTALES Y ADMINISTRATIVOS**



potencial se ha considerado la reducción de potencia correspondiente a los emplazamientos desestimados en el PTS por motivos socio-económicos, medioambientales y administrativos.

Por lo tanto, el Coste 3 (incluyendo también los factores socio-económicos, medioambientales y administrativos) quedaría comprendido entre los 3,8 - 4,5 c€/kWh.

$$\text{Coste } 3_{\min} = \text{Coste } 2_{\min} * 10\% \text{ Extracoste} = 3,5 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \times (1 + 0,1) = 3,8 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}}$$

$$\text{Coste } 3_{\max} = \text{Coste } 2_{\max} * 10\% \text{ Extracoste} = 4,1 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \times (1 + 0,1) = 4,5 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}}$$

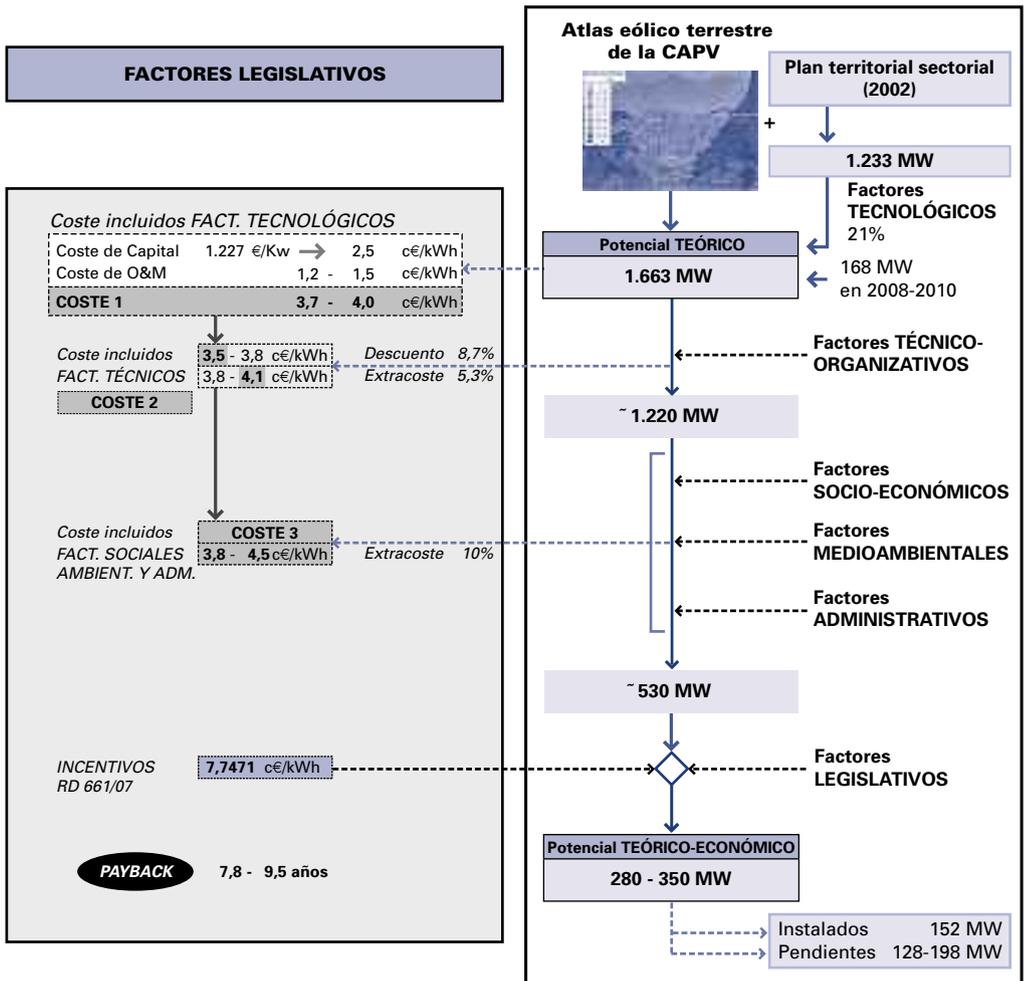
En resumen,

POTENCIAL -Fact. Socio-económicos, medioambientales y administrativos	~ 530 MW
ENERGÍA PRODUCIDA	~ 1.300 GWh/año
COSTE 3	3,8-4,5 c€/kWh

### 2.1.1.5. Factores Legislativos

Una vez identificadas las diferentes barreras existentes para el aprovechamiento del recurso eólico en el territorio de la CAPV, quedaría por estudiar la viabilidad económica por medio de los factores legislativos y para ello, se compararán los costes de

FIGURA 14. ANÁLISIS DE POTENCIAL - FACTORES LEGISLATIVOS



la unidad producida a través del recurso eólico y los ingresos obtenidos por dicha unidad.

- El coste de la unidad producida mediante recurso eólico se ha calculado en los apartados anteriores, resultando de 3,8 a 4,5 c€/kWh.
- Los ingresos por unidad producida viene dado por lo establecido en el RD 661/2007, ITC 3519/2009 para recurso eólico. Se ha considerado el incentivo resultante de la venta de electricidad a tarifa regulada (7,7471 c€/kWh) por tratarse de un valor constante y conocido durante la vida útil de la instalación.

Para conocer el atractivo económico que pueden tener este tipo de instalaciones para un empresario, se calcula la variación del PAYBACK de la inversión obteniéndose una horquilla entre los 7,8 y 9,5 años.

$$PAYBACK = \frac{\text{Desembolso Inicial}}{\text{Generación de Fondos}}$$

$$Payback_{\min} = \frac{\left\{ 1.227 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \times (1 - 0,087) \times (1 + 0,1) \times \frac{100 \text{ c€}}{\text{€}} \right\}}{\left\{ 7,7471 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} - \left( 1,2 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \times (1 + 0,1) \right) \right\} \times 2.455 \frac{\text{h}}{\text{año}}} = 7,8 \text{ años}$$

$$Payback_{\max} = \frac{\left\{ 1.227 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \times (1 - 0,053) \times (1 + 0,1) \times \frac{100 \text{ c€}}{\text{€}} \right\}}{\left\{ 7,7471 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} - \left( 1,5 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \times (1 + 0,1) \right) \right\} \times 2.455 \frac{\text{h}}{\text{año}}} = 9,5 \text{ años}$$

El payback obtenido es inferior a 10 años por lo que la inversión es interesante.

En resumen,

2010	
POTENCIAL TÉCNICO-ECONÓMICO Fact. Legislativos	280-350 MW
ENERGÍA PRODUCIDA	690-860 GWh/año
INCENTIVO (RD 661/07)	7,7471 c€/kWh
PAYBACK	7,8-9,5 años

### 2.1.1.6. Potencial Técnico-Económico a 2010

Después del análisis de potencial a través de los factores de corrección y de la evaluación de la rentabilidad económica realizado en los apartados anteriores, se trata de cuantificar el potencial realmente aprovechable a 2010.

Teniendo en cuenta los emplazamientos propuestos en el PTS 2002 y no descartados a lo largo del estudio, el Potencial Técnico-Económico está comprendido entre los 280-350 MW, de los cuales 152 MW ya han sido instalados durante el período 2002-2010.

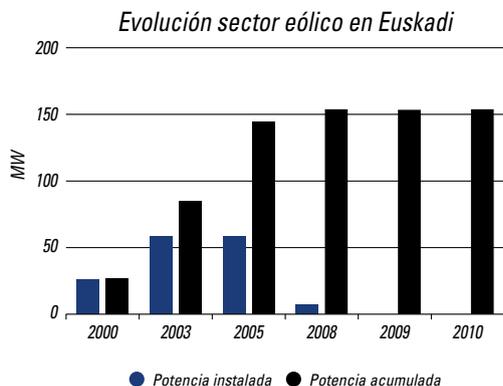
Si se analiza con detenimiento la evolución del sector eólico terrestre en Euskadi, desde la publicación del PTS (2002) hasta la actualidad, se observa que dicho desarrollo no ha sido gradual. A partir del año 2008 se dejan de instalar parques eólicos en la CAPV.

Los factores socio-económicos (oposición social) y medioambientales (afección al medioambiente), así

227

FIGURA 15. EVOLUCIÓN SECTOR EÓLICO EN LA CAPV

Años	Potencia instalada	Potencia acumulada
2000	27 MW <i>Elgea (27 MW)</i>	27 MW
2003	58 MW <i>Urquilla (32 MW) Oiz (26 MW)</i>	85 MW
2005	59 MW <i>Badaia (49 MW) Zierbena (9 MW)</i>	144 MW
2008	8 MW <i>Oiz (8 MW)</i>	152 MW
2010	0 MW	152 MW



como la influencia de la crisis económica, son los que han imposibilitado un progresivo aprovechamiento del recurso eólico en el territorio de la CAPV a partir del año 2008. Sin embargo, se espera que la situación cambie tras el Pacto Eólico acordado a principios del año 2010. Dicho Pacto establece desarrollar el potencial eólico en Euskadi, por tratarse de la fuente con más presente y más inmediato futuro entre las renovables, preservando en todo momento el medio natural (en concreto los espacios de la Red Natura 2000).

Junto con el Pacto Eólico, el siguiente paso que se espera es la publicación del nuevo Plan Territorial Sectorial de la Energía Eólica en el primer trimestre del año 2011, que definirá las nuevas pautas a seguir en la CAPV para el desarrollo de la energía eólica.

### 2.1.1.7. Previsión del Potencial Técnico-Económico a 2020

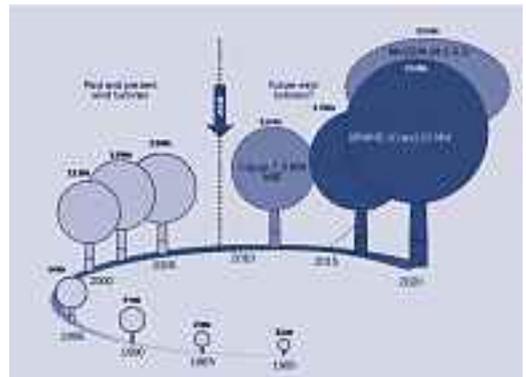
Para poder realizar una previsión de potencial de aprovechamiento del recurso eólico para el año 2020, se requiere analizar cada uno de los factores que puedan ejercer una influencia sobre dicho potencial, siguiendo para ello, la metodología empleada para el año 2010.

#### A. Factores Tecnológicos

El desarrollo tecnológico que se produzca durante la próxima década va a incidir positivamente incrementando el potencial teórico aprovechable a partir del recurso eólico. Las previsiones de evolución tecnológica en el sector eólico terrestre para 2020 se centran en los siguientes aspectos:

- Mejora de rendimientos de los aerogeneradores con posibilidad de aprovechamiento del recurso en condiciones más desfavorables.
- Sistemas de paso variable cada vez más eficientes, capaces de adecuar el ángulo de las palas de manera que, en función de la velocidad del viento, el ángulo de las palas se adapte para aprovechar la máxima energía.
- Diseño de palas más ligeras y resistentes.
- Tendencia hacia el incremento del tamaño y por lo tanto, de la potencia instalada por aerogenerador.

**FIGURA 16. AUMENTO DE TAMAÑO DE MÁQUINAS COMERCIALES**



Fuente: EWEA.

En la actualidad, se están empezando a montar las primeras máquinas de 4,5 MW a nivel experimental en España. Cabe esperar que en 2020, esta potencia haya alcanzado la madurez suficiente a nivel comercial.

Teniendo en cuenta todo lo anterior, el Potencial Teórico a 2020 quedaría afectado por el Factor Tecnológico que se ha estimado del orden del 46% adicional con respecto a 2010. Se ha considerado en el análisis que debido al avance tecnológico, la capacidad de aprovechamiento del recurso se ve incrementado en un 10% con respecto al 2010. Al potencial resultante se le ha afectado por el 46% del factor tecnológico, teniendo en cuenta el incremento de potencia por máquina (de 2 a 4,5 MW). El Potencial Teórico a 2020 se estima de aproximadamente 2.700 MW.

Para el análisis de costes, se realizan las siguientes consideraciones:

- Aunque en principio se podría esperar una reducción importante de costes de inversión de las instalaciones, al incrementarse la potencia de los aerogeneradores y estos representar un 75% del Coste de Capital, se supone que el coste por unidad producida se reduce solamente en un 4%. Con lo que el Coste de Capital resulta de 2,4 c€/kWh.

$$\text{Coste de Capital} = 1.200 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \times \frac{1}{20 \text{ años}} \times \frac{1}{2.455} \frac{\text{año}}{\text{h}} \times 100 = 2,4 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}}$$

- En cuanto a los costes de O&M, se establece en 1,4 c€/kWh.

- Se siguen considerando 2.455 horas de funcionamiento al año.
- El Coste 1 (Capital + O&M) será de 3,8 c€/kWh.

$$\text{Coste 1} = 2,4 \frac{\text{c}\text{€}}{\text{kWh}} + 1,4 \frac{\text{c}\text{€}}{\text{kWh}} = 3,8 \frac{\text{c}\text{€}}{\text{kWh}}$$

En resumen,

POTENCIAL TEÓRICO-Fact. Tecnológicos	~ 2.700 MW
ENERGÍA PRODUCIDA	~ 6.630 GWh/año
COSTE 1	3,8 c€/kWh

### B. Factores Técnico-Organizativos

Se estima una menor influencia de los factores técnicos-organizativos sobre el potencial de aprovechamiento, como consecuencia de una previsible mejora de las infraestructuras de evacuación de la electricidad generada y de un progreso en la gestión de la producción eléctrica de origen eólico. Asimismo, el diseño de los aerogeneradores evoluciona y tiene en cuenta la baja accesibilidad de algunos emplazamientos para optimizar y adecuar el montaje de las instalaciones.

En cuanto a los problemas de accesibilidad y dificultades técnicas existentes en ciertos emplazamientos poco se puede hacer por reducir los extracostes generados en las partidas de obra civil.

Por lo tanto, el Factor Técnico-Organizativo en 2020 pasa a generar un extracoste del 5% sobre el Coste de Capital, con lo que el Coste 2 es de 3,9 c€/kWh.

$$\text{Coste 2} = \left[ 2,4 \frac{\text{c}\text{€}}{\text{kWh}} \times (1 + 0,05) \right] + 1,4 \frac{\text{c}\text{€}}{\text{kWh}} = 3,9 \frac{\text{c}\text{€}}{\text{kWh}}$$

En cuanto al Potencial, se supone que la influencia de los factores técnico-organizativos en 2020 se reduce a la mitad con respecto al 2010.

En resumen,

POTENCIAL-Fact. Técnico-Organizativo	~ 2.300 MW
ENERGÍA PRODUCIDA	~ 5.645 GWh/año
COSTE 2	3,9 c€/kWh

### C. Factores Socio-económicos, Medioambientales y Administrativos

En 2020, este grupo de factores induce en un extracoste del 9% sobre el Coste 2, mismo incre-

mento en porcentaje que el considerado para 2010, al suponer que los costes asociados a los estudios y evaluaciones de impacto ambiental no van a sufrir una gran variación. Por tanto, el Coste 3 es aproximadamente 4,3 c€/kWh.

$$\text{Coste 3} = \text{Coste 2} \times 9\% \text{ Extracoste} = 3,9 \frac{\text{c}\text{€}}{\text{kWh}} \times (1 + 0,09) = 4,3 \frac{\text{c}\text{€}}{\text{kWh}}$$

Existen barreras que se mantendrán inalterables, tales como el rechazo social por el impacto visual, la afección al entorno, las alteraciones del hábitat, etc. Pero puede que algunas de las que aparecían anteriormente, se vean reducidas (por ejemplo, disminución de ruidos gracias a diseños más aerodinámicos).

En cuanto al Potencial, una vez afectado de los factores socio-económicos, medioambientales y administrativos, se estima que la influencia de los mismos en 2020 se reduce a la mitad con respecto al 2010.

En resumen,

POTENCIAL -Fact. Socio-económicos, medioambientales y administrativos	~ 1.500 MW
ENERGÍA PRODUCIDA	~ 3.680 GWh/año
COSTE 3	4,3 c€/kWh

### D. Factores Legislativos

Considerando las previsiones de evolución tecnológica y tras los análisis de viabilidad técnica y socio-medioambiental, se obtiene a un coste de la unidad producida a 2020 de aproximadamente 4,3 c€/kWh.

Para aplicar los Factores Legislativos en 2020 se hace la siguiente consideración:

- Dado que no hay una aparente disminución de los costes, se supone que el incentivo por kWh generado se mantiene constante con respecto al del año 2010, es decir, de 7,7471 c€/kWh a tarifa regulada.

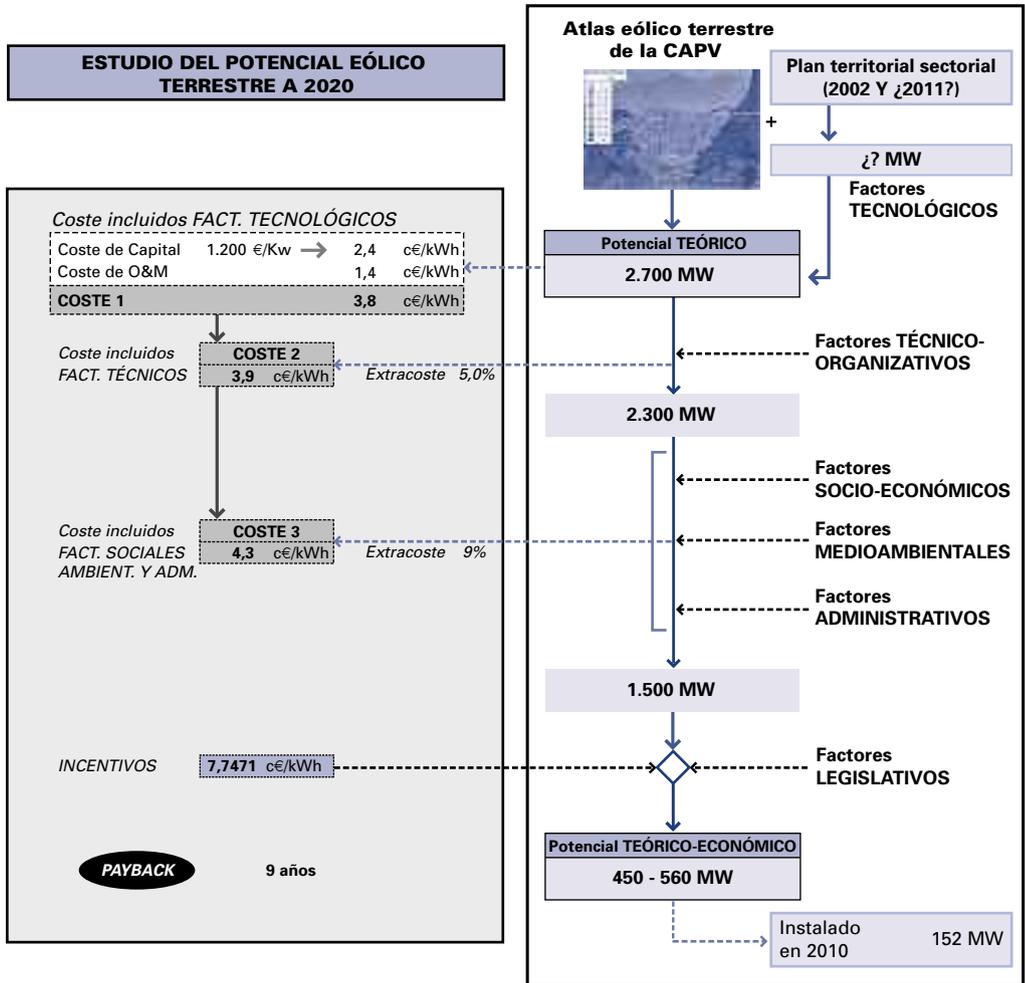
Si se recalcula el payback, este mantiene en unos valores aceptables (< 10 años) que permite que la inversión resulte atractiva.

$$\text{Payback} = \frac{\left\{ 1,227 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \times (1 + 0,05) \times (1 + 0,09) \times \frac{100 \text{ c}\text{€}}{\text{€}} \right\}}{\left\{ 7,7471 \frac{\text{c}\text{€}}{\text{kWh}} - \left[ 1,4 \frac{\text{c}\text{€}}{\text{kWh}} \times (1 + 0,09) \right] \right\} \times 2.455 \frac{\text{h}}{\text{año}}} \approx 9 \text{ años}$$

En la siguiente figura se recoge el esquema del razonamiento llevado a cabo para determinar la previsión de Potencial Técnico-Económico a 2020. Dicho potencial se encuentra comprendido entre

los 460 y 570 MW, suponiendo que, al ser atractiva económicamente la inversión, se mantendrá en 2020 la misma proporción que en 2010 en la viabilidad de potencial.

**FIGURA 17. PREVISIÓN DE POTENCIAL TÉCNICO-ECONÓMICO A 2020**



En resumen,

2020	
POTENCIAL TÉCNICO-ECONÓMICO	450-560 MW
ENERGÍA PRODUCIDA <sup>2</sup>	1.105-1.375 GWh/año
INCENTIVO (tarifa regulada)	7,7471 c€/kWh
PAYBACK	9 años

<sup>2</sup> A la hora de calcular la energía producida se ha tenido en cuenta que parte del potencial técnico-económico a 2020 incluye los 152 MW instalados antes de 2008, hecho que influye directamente en las horas anuales de funcionamiento consideradas.

### 2.1.2. Energía eólica marina

El recurso eólico en emplazamientos off-shore se caracteriza por ser de mayor intensidad y presentar menor turbulencia. Dichas cualidades permiten la existencia de vientos en condiciones muy interesantes de cara a su aprovechamiento.

Sin embargo, aunque el aprovechamiento de la energía eólica off-shore a día de hoy en el territorio de la CAPV es inexistente, se debe considerar tanto la disponibilidad de recurso, como el grado de madurez del sector eólico terrestre en Euskadi para desarrollar este tipo de energía. Asimismo, dadas las características particulares del territorio de la CAPV, con una superficie limitada, el disponer de emplazamiento en el mar es una opción más que interesante.

**2.1.2.1. Información de partida:**  
**Energía eólica marina**

Del mismo modo que en el caso del eólico terrestre, el punto de partida es el análisis de las condiciones de viento en la costa del País Vasco. Para ello, se han consultado las siguientes fuentes:

- “Atlas Eólico de España”, elaborado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).

Este mapa de recurso realiza una evaluación preliminar del recurso eólico existente en la costa vasca y por tanto, detecta las zonas con mayor recurso eólico.

- “Estudio Estratégico Ambiental del Litoral Español para la Instalación de Parques Eólicos Marinos, EEAL” (MITYC).

Se trata de un documento imprescindible, ya que establece una clasificación del litoral en zonas aptas, aptas con condicionantes ambientales o de exclusión del mar territorial para la instalación de instalaciones eólicas marinas.

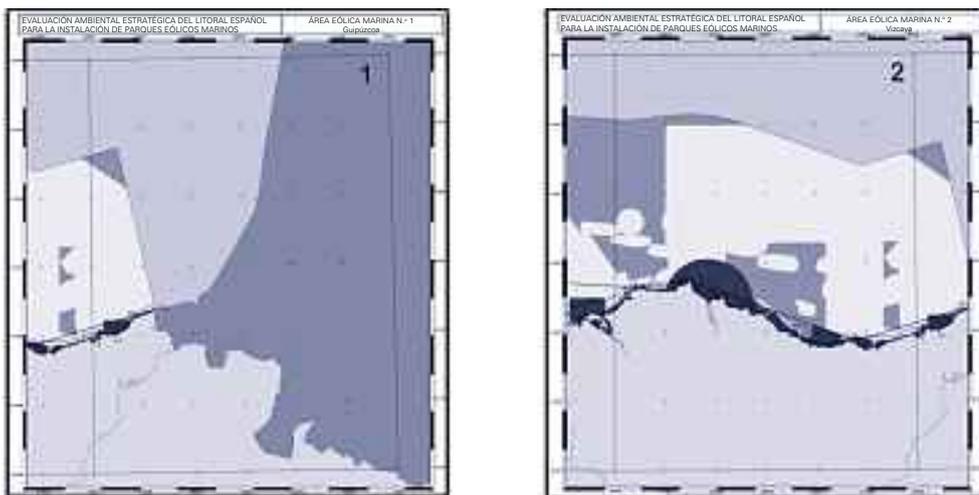
Concretamente el litoral de la CAPV se refleja en las áreas eólicas marinas n.º 1 y 2 de dicho estudio, que aparecen recogidas en la siguiente figura.

- Hasta el momento, el mayor crecimiento se ha experimentado en el norte de Europa, en donde la energía eólica off-shore es ya una realidad. Por ello, mucha de la información que se emplea en el estudio, se toma de las experiencias en proyectos desarrollados en países como Dinamarca y Gran Bretaña.

**2.1.2.2. Potencial Teórico-Factores Tecnológicos**

El potencial de generación de energía eólica off-shore susceptible de aprovechamiento en la CAPV es muy difícil de cuantificar y no hay ningún estudio que recoja ese dato. No por ello, es cuestionable la existencia de un gran potencial de aprovechamiento. Sin embargo, este potencial teórico está estrechamente relacionado con el nivel tecnológico existente, por medio del correspondiente factor tecnológico.

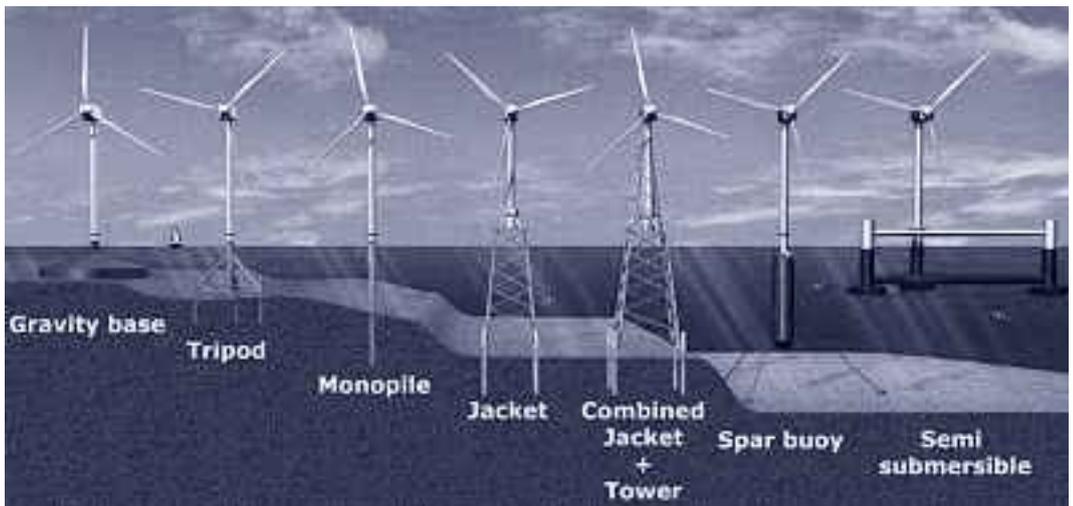
**FIGURA 18. ZONIFICACIÓN DEL LITORAL DE LA CAPV**



● Zonas de exclusión ● Zonas aptas ● Zonas con limitaciones

Fuente: MITYC.

**FIGURA 19. TECNOLOGÍAS OFFSHORE EN FUNCIÓN DEL TIPO DE CIMENTACIÓN**



Fuente: Carbon Trust.

La tecnología off-shore es relativamente reciente y se encuentra en continua fase de investigación y desarrollo. A pesar de la calidad del recurso eólico en emplazamientos off-shore, los retos a superar son numerosos:

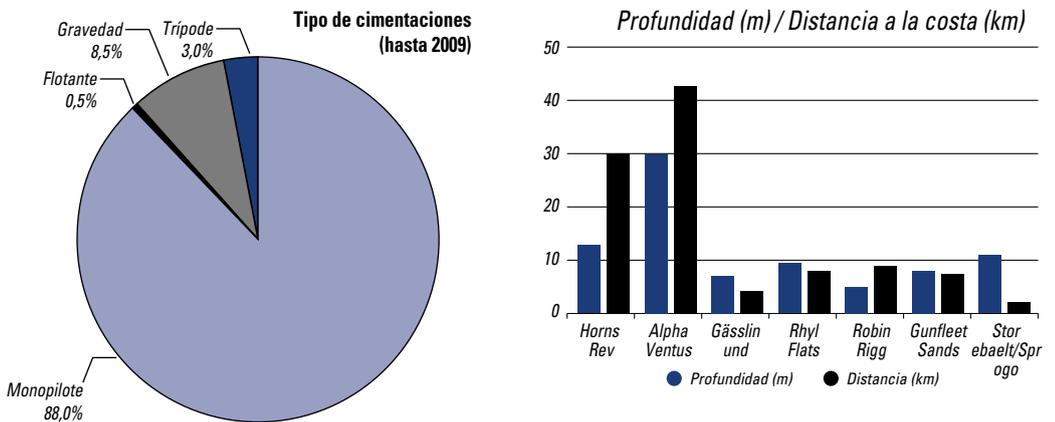
- La ubicación de los parques depende de la profundidad del mar y de la naturaleza del fondo marino para los anclajes.
- Se requieren adaptaciones de los aerogeneradores y componentes a las difíciles condiciones corrosivas en el entorno marino.

- Se tiene que solucionar el problema de evacuación de la energía producida, etc.

Por lo que el esfuerzo tecnológico a desarrollar es muy importante.

Hasta el momento, la mayoría de la capacidad de generación off-shore ha sido instalada en emplazamientos relativamente poco profundos y a poca distancia de la costa, siendo el monopilote el tipo de cimentación más empleada.

**FIGURA 20. CARACTERÍSTICAS DE VARIOS PROYECTOS OFF-SHORE EN EUROPA (2009)**



Fuente: EWEA

Sin embargo, en el caso concreto de la CAPV, la plataforma continental se caracteriza por ser muy estrecha y abrupta y por lo tanto, no se podrían instalar aerogeneradores con el tipo de cimentaciones comentadas anteriormente. La opción tecnológica en la costa vasca iría orientada hacia estructuras flotantes, las cuales no se encuentran en contacto con el lecho marino y son muy adecuadas para aguas profundas. Desgraciadamente, se encuentran en fase experimental y presentan aún grandes limitaciones (de peso, estabilidad, elevado coste, ...).

Por lo tanto, el factor tecnológico va a ejercer una gran influencia sobre el potencial teórico de aprovechamiento del recurso eólico off-shore en la CAPV, reduciéndolo hasta la mínima expresión. Por ello, se considera que el Potencial Teórico asociado a la tecnología actual con cierto grado de madurez es prácticamente nulo.

En paralelo, se va a realizar un análisis económico de costes para el año 2010 basándose en los datos recogidos de experiencias europeas. Aún siendo conscientes de que dichos datos podrían variar sensiblemente para el caso concreto de Euskadi, el objeto de dicho análisis es conocer la viabilidad económica de este tipo de instalaciones.

El Coste 1 por unidad producida, tal y como se ha definido en la introducción, vendría dado por los siguientes conceptos:

- 1) El Coste de Capital. El Coste de Capital está fuertemente ligado a un gran número de parámetros, tales como:

- El número de aerogeneradores que constituyen un parque y el tamaño de cada aerogenerador.
- Las condiciones climatológicas y de las olas.
- La profundidad de las aguas y la distancia a la costa.

Por ello, al tomarse como fuente de información la experiencia adquirida en diferentes proyectos europeos, existe una gran variabilidad de datos. Para el presente análisis, se han tomado como referencia valores medios.

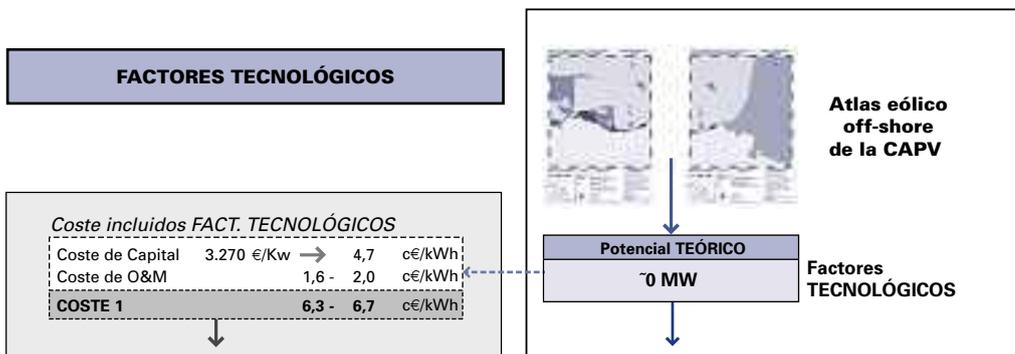
Es importante destacar la diferente distribución de costes existente en la energía eólica off-shore en comparación con la terrestre. En la eólica terrestre el aerogenerador representa un 75% del Coste de Capital, mientras que en el caso off-shore apenas llega al 50%. En este último caso, los conceptos relacionados con la instalación cobran una especial relevancia.

Para repercutir los Costes de Capital sobre la unidad producida (€/kWh) se toma como valor de funcionamiento 3.500 horas anuales, dato recogido de proyectos actualmente en operación. En comparación con las horas de funcionamiento de la eólica terrestre, este valor se ve incrementado en emplazamientos offshore por las mejores condiciones de recurso que se comentaban anteriormente. Se considera una vida útil de la instalación de 20 años.

Con todas estas consideraciones, el Coste de Capital es de 4,7 c€/kWh.

$$\text{Coste de Capital} = 3.270 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \times \frac{1}{20 \text{ años}} \times \frac{1}{3.500 \frac{\text{año}}{\text{h}}} \times 100 = 4,7 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}}$$

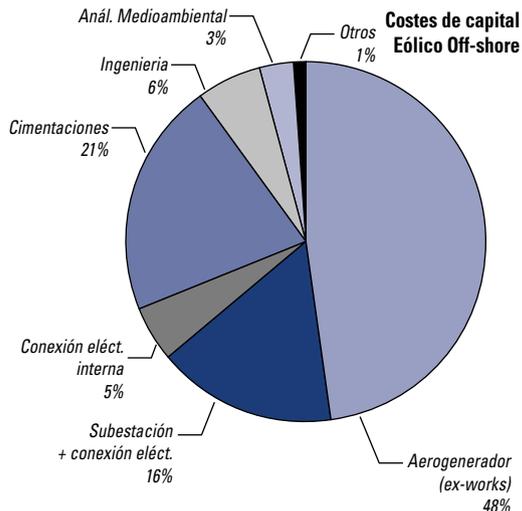
**FIGURA 21. POTENCIAL TEÓRICO - FACTORES TECNOLÓGICOS**



**FIGURA 22. COSTES DE CAPITAL**

Costes de inversión	€/kW	% coste de capital
Aerogenerador (ex-works)	1.602	49
Subestación eléctrica+conexión	523	16
Conexión interna	164	5
Cimentaciones	687	21
Ingeniería y dirección de obra	196	6
Análisis medioambiental	98	3
Otros	33	1
<b>Total</b>	<b>3.270 c€/kW</b>	<b>100</b>

Fuente: EWEA y BWEA



2) El Coste de O&M. Dado el grado de inmadurez de este tipo de instalaciones no existe mucha información relativa a su O&M. Además, es fuertemente variable en función de la ubicación física del aerogenerador, de ahí que se haya tomado una horquilla de costes de O&M.

El coste de O&M está comprendido entre 1,6 y 2,0 c€/kWh [Fuentes: ECN Energy Research Centre of Netherlands, Garad&Hassan y EWEA].

Teniendo en cuenta todo lo anterior, el Coste 1 (Coste de capital + Coste de O&M) de la unidad producida será aproximadamente 6,3 - 6,7 c€/kWh.

$$\text{Coste } 1_{\text{mín}} = 4,7 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} + 1,6 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} = 6,3 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}}$$

$$\text{Coste } 1_{\text{máx}} = 4,7 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} + 2,0 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} = 6,7 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}}$$

En resumen,

POTENCIAL TEÓRICO Fact. Tecnológicos	~ 0 MW
ENERGÍA PRODUCIDA	~ 0 GWh/año
COSTE 1	6,3-6,7 c€/kWh

### 2.1.2.3. Factores Técnico-Organizativos

En este caso, no tiene sentido someter al potencial teórico a un análisis de viabilidad técnica por

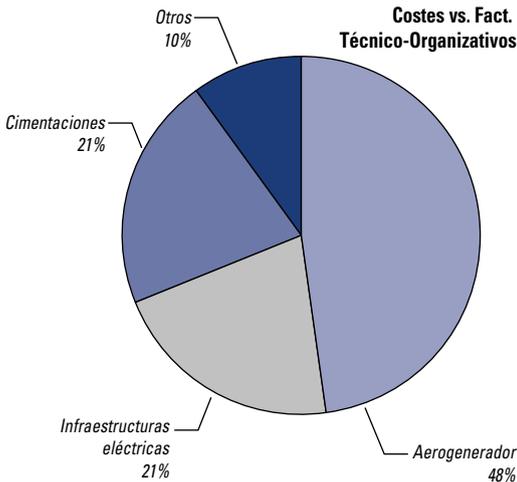
medio de los factores técnico-organizativos, puesto que es cero. Pero sí puede ser muy interesante identificarlos y estimar el peso que podrían tener en el coste de la unidad producida en base a las experiencias en otros proyectos.

Por tanto, los factores técnico-organizativos más importantes que anularían o reducirían la capacidad de aprovechamiento del recurso eólico (suponiendo la existencia de tecnología) en emplazamientos offshore son:

- Zonas de difícil accesibilidad, con una elevada dificultad durante el período de construcción y/o O&M de las instalaciones.
- Zonas muy profundas y lejanas a la costa.
- Zonas muy expuestas a condiciones meteorológicas y de oleaje adversas.
- Zonas con infraestructuras de evacuación insuficientes o inexistentes, que limitan o excluyen la posibilidad de aprovechamiento del recurso eólico.

Tal y como se ha expuesto anteriormente, el coste del aerogenerador en emplazamientos offshore representa el 49% del coste total de la inversión (3.270 €/kW). De las partidas restantes, las que están afectadas directamente por factores técnico-

**FIGURA 23. COSTES DE CAPITAL - FACTORES TÉCNICO-ORGANIZATIVOS**



Fuente: EWEA y BWEA

organizativos (básicamente, conexión eléctrica y cimentaciones) suponen el 42% del gasto total, casi la misma proporción que el propio aerogenerador.

Viendo esta estructura de costes, en función del emplazamiento seleccionado (más o menos profundo, más o menos accesible, más o menos distancia a la costa, etc.), los factores técnico-organizativos generarán un extracoste. Dicho extracoste se estima que encarece el coste de inversión hasta en un

20%. Sin embargo, es necesario tener en cuenta un extracoste también sobre el Coste de O&M del 15%, dadas las condiciones particulares en donde se van a tener que desarrollar las operaciones de operación y mantenimiento en el caso del eólico off-shore.

Por lo tanto, el Coste 2 quedaría comprendido entre 7,4 y 7,9 c€/kWh.

$$Coste2_{min.} = 4,7 \frac{c\text{€}}{kWh} \times (1+0,2) + 1,6 \frac{c\text{€}}{kWh} \times (1+0,15) = 7,4 \frac{c\text{€}}{kWh}$$

$$Coste2_{max.} = 4,7 \frac{c\text{€}}{kWh} \times (1+0,2) + 2,0 \frac{c\text{€}}{kWh} \times (1+0,15) = 7,9 \frac{c\text{€}}{kWh}$$

En resumen,

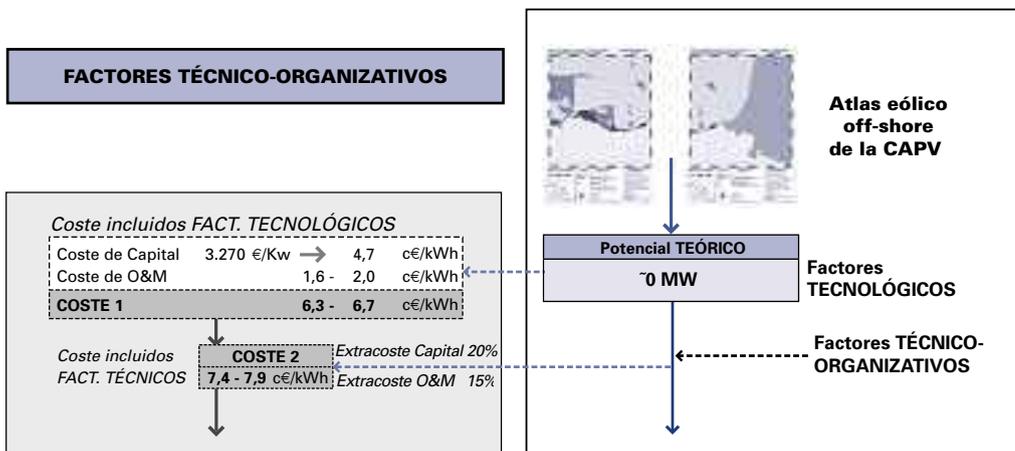
POTENCIAL TEÓRICO	~ 0 MW
Fact. Técnico-Organizativos	
ENERGÍA PRODUCIDA	~ 0 GWh/año
COSTE 2	7,4-7,9 c€/kWh

#### 2.1.2.4. Factores Socio-económicos, Medioambientales y Administrativos

Después de analizar la viabilidad técnica con la tecnología existente en la actualidad, el siguiente paso es realizar la evaluación de los factores socio-económicos, medioambientales y administrativos y su influencia sobre la capacidad de aprovechamiento del recurso eólico en emplazamientos off-shore.

Los factores socio-económicos y medioambientales más relevantes para la energía eólica offshore

**FIGURA 24. ANÁLISIS DE POTENCIAL - FACTORES TÉCNICO-ORGANIZATIVOS**



vienen contemplados en parte en el “*Estudio Estratégico Ambiental del Litoral Español para la Instalación de Parques Eólicos Marinos, EEAL*” (MITYC). En dicho estudio se clasifican las zonas teniendo en cuenta factores de ese tipo teniendo un carácter excluyente o limitativo.

### ZONAS DE EXCLUSIÓN

- Existencia de recursos y actividades pesqueras.
- Zonas de Dominio Público Marítimo-Terrestre (DPMT): Banda batimétrica entre la bajamar y -10 metros y yacimientos de arenas explotables.
- Áreas protegidas y biodiversidad: Red NATURA 2000, PORN, Humedales Ramsar, zonas marinas protegidas por normativa vigente y zonas con presencia de especies incluidas en el Catálogo Español de Especies Amenazadas.
- Por seguridad ambiental, zonas de acceso a puertos.
- Patrimonio cultural: yacimientos arqueológicos sumergidos (BICs).

### ZONAS CON LIMITACIONES

- Existencia de recursos y actividades pesqueras: Caladeros tradicionales de la flota pesquera.
- Zonas de Dominio Público Marítimo-Terrestre (DPMT): Banda batimétrica entre -10 y -15 metros y zonas de acondicionamiento marino (arrecifes artificiales).

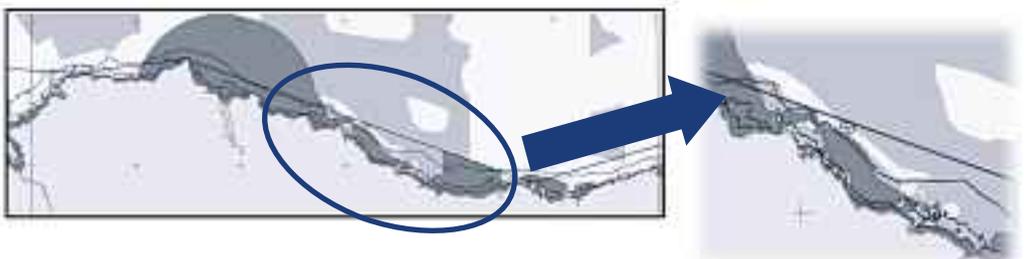
- Áreas protegidas y biodiversidad: Diferentes propuestas (para Inventario de Biodiversidad marino, Áreas importantes para aves, Áreas marinas protegidas) y zonas periféricas de protección.
- Por seguridad ambiental, zonas con servidumbres aeronáuticas.
- Patrimonio cultural: zona de servidumbre arqueológica y yacimientos no declarados.
- Protección del paisaje: banda de 8 km de distancia paralela a la línea de costa.

Es importante comentar que hay ciertos factores socio-económicos con una menor influencia que en el caso de eólica terrestre. Concretamente, los relacionados con la oposición social generada por las perturbaciones y molestias causadas por los aerogeneradores y por el impacto visual de los mismos. Al estar ubicados lejos de la costa, la afección es menor.

Y por último, los factores administrativos que limitan el aprovechamiento del recurso eólico están relacionados con lo excesivamente burocrática y tediosa que resulta la tramitación administrativa necesaria según el RD 1028/07. Según los casos, dicha tramitación previa al inicio del proyecto de construcción de la instalación puede extenderse hasta los 4-5 años.

Por lo tanto, aquellos factores socio-económicos, medioambientales y/o administrativos podrán tener un carácter excluyente o bien limitativo, es decir, siendo el emplazamiento viable se generará un extracoste. De todos los factores limitativos el administrativo será el que tenga un mayor peso sobre

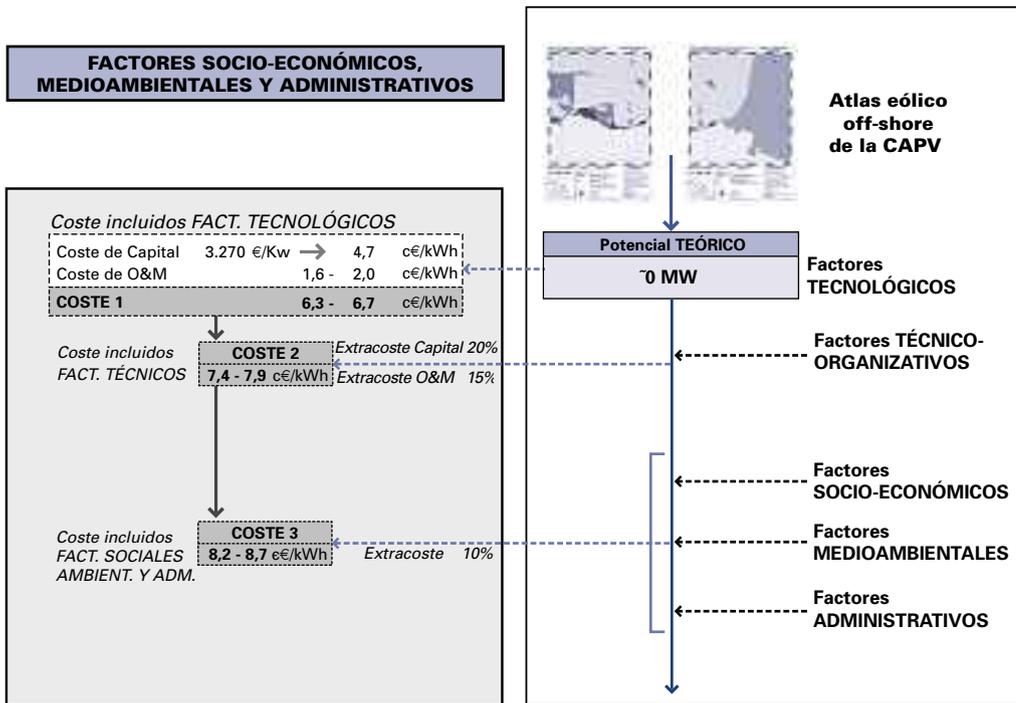
**FIGURA 25. ZONA APTA/DE EXCLUSIÓN/CON LIMITACIONES DE LA COSTA VASCA SEGÚN EL EEAL**



**FIGURA 26. PLANIFICACIÓN DE UN PROYECTO DE INSTALACIÓN OFFSHORE**



**FIGURA 27. ANÁLISIS DE POTENCIAL - FACTORES SOCIO-ECONÓMICOS, MEDIOAMBIENTALES Y ADMINISTRATIVOS**



el encarecimiento del coste de la unidad producida (Coste 2). Dicho extracoste se estima en un 10%.

De este modo, el Coste 3 quedará comprendido entre los 8,2 y 8,7 c€/kWh eólico offshore producido.

$$Coste_{3,min} = 7,4 \frac{c\text{€}}{kWh} \times (1+0,1) = 8,2 \frac{c\text{€}}{kWh}$$

$$Coste_{3,máx} = 7,9 \frac{c\text{€}}{kWh} \times (1+0,1) = 8,7 \frac{c\text{€}}{kWh}$$

En resumen,

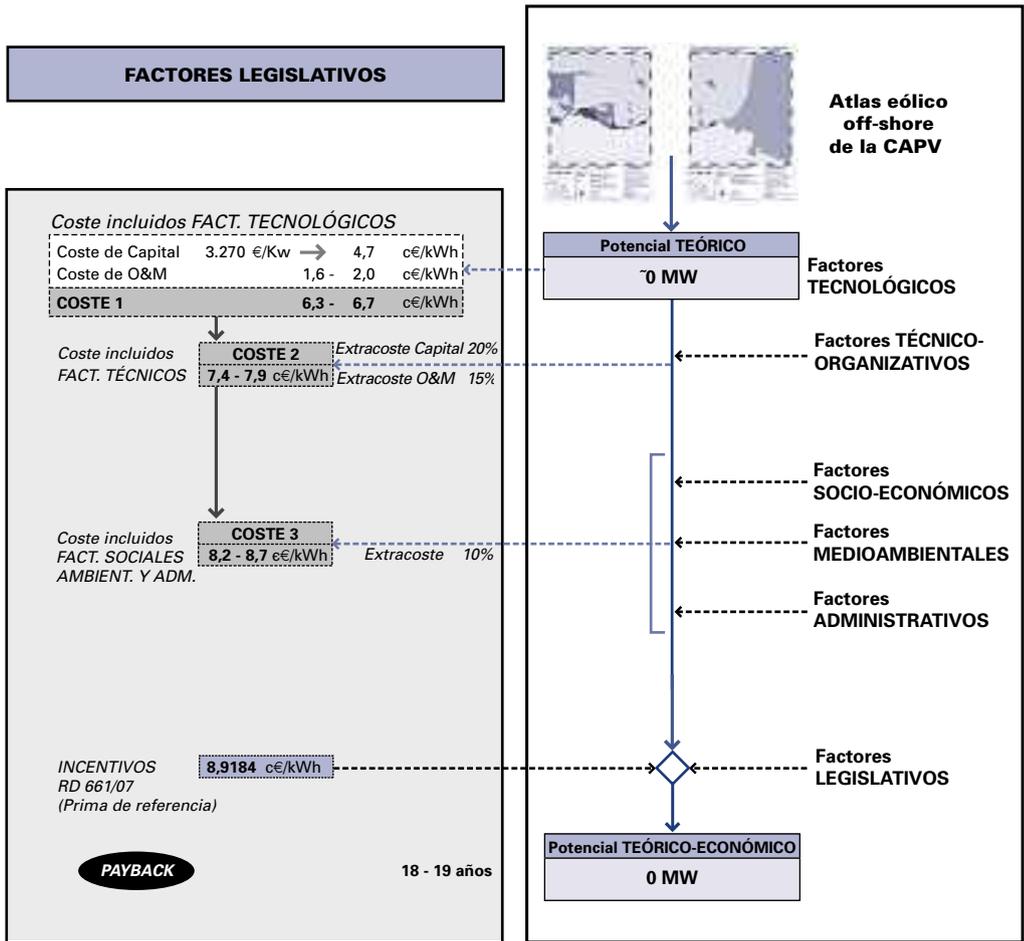
POTENCIAL-Fact. Socio-económicos, Medioambientales y Administrativos	~ 0 MW
ENERGÍA PRODUCIDA	~ 0 GWh/año
COSTE 3	8,2-8,7 c€/kWh

### 2.1.2.5. Factores Legislativos

Tras la evaluación de las diferentes barreras de la energía eólica off-shore aplicado al territorio de la CAPV, quedaría por analizar la viabilidad económica por medio de los factores legislativos.

- A. El coste del kWh producido mediante el recurso eólico en emplazamientos off-shore (Coste 3) calculado en los apartados anteriores, resulta ser de 8,2-8,9 c€/kWh.
- B. Los ingresos por la venta del kWh producido por el recurso eólico offshore según el RD661/07 ITC /3519/2009 es de 8,9184 c€/kWh (prima de referencia), con un límite

FIGURA 28. ANÁLISIS DE POTENCIAL - FACTORES LEGISLATIVOS



superior de 17,3502 c€/kWh. En este caso concreto, no se tiene precio a tarifa regulada, por lo que siguiendo un criterio conservador, se considerará como incentivo los 8,9184 c€/kWh<sup>3</sup> (es decir, se estima que el incentivo percibido coincide con la prima de referencia).

Para conocer la rentabilidad económica de la instalación se calcula el payback de la inversión resultando estar comprendida entre los 18 y 19 años. Un payback excesivamente elevado para que pueda resultar viable económicamente.

$$\text{Payback}_{\min} = \frac{3.270 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \times (1 + 0,2) \times (1 + 0,1) \times 100 \frac{\text{c€}}{\text{€}}}{\left\{ 8,9184 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} - \left[ 1,6 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \times (1 + 0,15) \times (1 + 0,1) \right] \right\} \times 3.500 \frac{\text{h}}{\text{año}}} \approx 18 \text{ años}$$

$$\text{Payback}_{\max} = \frac{3.270 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \times (1 + 0,2) \times (1 + 0,1) \times 100 \frac{\text{c€}}{\text{€}}}{\left\{ 8,9184 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} - \left[ 2,0 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \times (1 + 0,15) \times (1 + 0,1) \right] \right\} \times 3.500 \frac{\text{h}}{\text{año}}} \approx 19 \text{ años}$$

<sup>3</sup> Considerando precio de mercado igual a 0 €/kWh.

De manera orientativa, se ha realizado el cálculo del incentivo mínimo para que este tipo de instalaciones sean atractivas económicamente, es decir, para un obtener un payback menor o igual a 10 años. Dicho incentivo mínimo debe ser de aproximadamente 15,50 c€/kWh, para alcanzar periodos de retorno de al menos 10 años.

En resumen,

POTENCIAL-Fact. Legislativos	~ 0 MW
ENERGÍA PRODUCIDA	~ 0 GWh/año
INCENTIVO (RD 661/07)	8,9184 c€/kWh
PAYBACK	18-19 años

**2.1.2.6. Potencial Técnico-Económico a 2010**

Después de realizar todo el estudio a través de la identificación de los diferentes factores y la evaluación de la rentabilidad económica de la energía eólica offshore, parece clara la conclusión. A pesar de la existencia de recurso eólico en el territorio de la CAPV, su aprovechamiento en emplazamientos offshore se encuentra fuertemente limitado, dadas las características de la plataforma continental vasca, por el factor tecnológico.

A día de hoy, la tecnología que podría permitir el aprovechamiento del recurso se encuentra en fase experimental. Por lo que es, en este sentido, hacia donde deben orientarse todos los esfuerzos posibles.

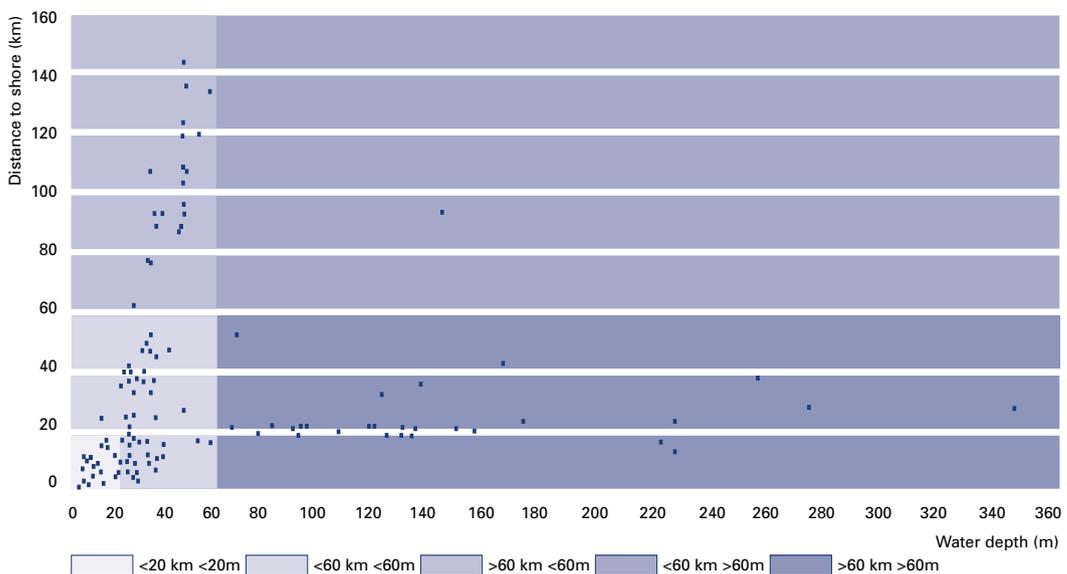
**2.1.2.7. Previsión del Potencial Técnico-Económico a 2020**

Para realizar una previsión de potencial de aprovechamiento para el año 2020 es necesario analizar los factores que ejercen más influencia y sin duda alguna, tal y como se ha observado en los apartados anteriores, el factor tecnológico es el que juega un papel protagonista.

El mayor reto con el que se tiene que enfrentar la energía eólica en Euskadi a 2020 es el tecnológico. Es preciso que se desarrolle la tecnología offshore para grandes profundidades. Hoy en día existen prototipos con tecnología flotante que es previsible que cuenten con un cierto grado de madurez para 2020.

Suponiendo que el factor tecnológico en 2020 ya no es excluyente, la siguiente barrera a eliminar es tratar de lograr la viabilidad económica de las instalaciones.

**FIGURA 29. EÓLICA OFFSHORE EN FUNCIÓN DE PROFUNDIDAD (M) Y DISTANCIA A LA COSTA (KM) EN 2025**



Fuente: EWEA

De acuerdo con la información existente y las previsiones de las plataformas y asociaciones europeas, se considera que de cara a 2020 se produce una reducción de costes de entorno a un 20%. Por tanto, el Coste de Capital pasaría a ser de aproximadamente 2.700 €/kW. Asimismo, el número de horas de funcionamiento se mantiene en 3.500 h/año. Con lo que el Coste de Capital resulta ser de 3,9 c€/kWh.

$$\text{Coste de Capital} = 2.700 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \times \frac{1}{20 \text{ años}} \times \frac{1}{3.500 \text{ h}} \times \frac{\text{año}}{\text{h}} \times 100 = 3,9 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}}$$

El Coste de Operación y Mantenimiento se estima comprendido entre 1,6 y 2,0 c€/kWh. Por otra parte, la influencia de los Factores Técnico-Organizativo y los Socio-económicos, Medioambientales y

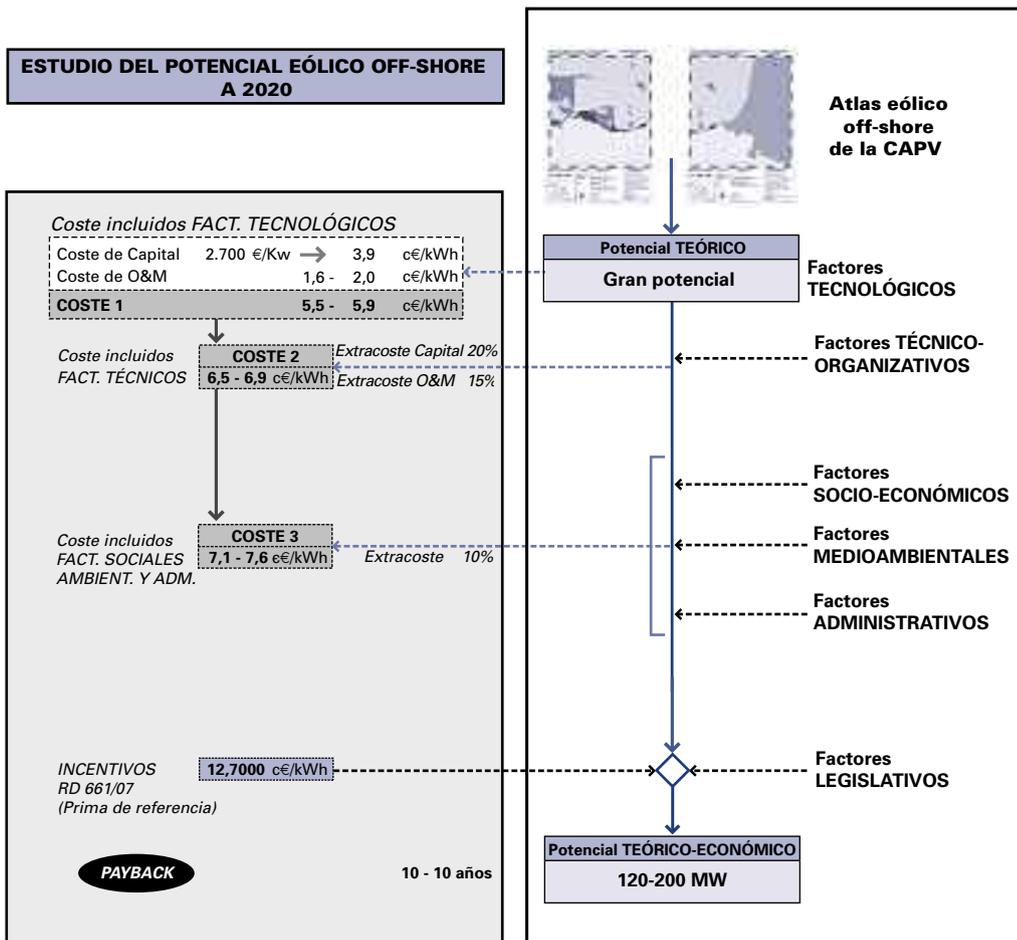
Administrativos se considera prácticamente invariable con respecto al 2010. Por lo tanto, los Costes 1, 2 y 3 respectivamente quedan tal y como se detalla a continuación:

$$\begin{aligned} \text{Coste 1} &= \text{Coste de Capital} + \text{Coste O\&M} = 3,9 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} + (1,6 - 2,0) \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} = \\ &= (5,5 - 5,9) \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Coste 2} &= \text{Coste Capital} \times 20\% \text{ Extracoste} + \text{Coste O\&M} \times 15\% \text{ Extracoste} \\ &= 3,9 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \times (1 + 0,2) + (1,6 - 2,0) \times (1 + 0,15) \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} = (6,5 - 6,9) \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Coste 3} &= \text{Coste 2} \times 10\% \text{ Extracoste} = (6,5 - 6,9) \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \times (1 + 0,1) \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} = \\ &= (7,1 - 7,6) \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \end{aligned}$$

FIGURA 30. PREVISIÓN DE POTENCIAL TÉCNICO-ECONÓMICO A 2020



Dado que se considera que un payback inferior a 10 años, haría atractiva la inversión, se calcula el incentivo mínimo necesario para ello, y se estima que del potencial teórico existente a 2020 sería viable la instalación de aproximadamente 120-200 MW (lo correspondiente a un parque de unas 30-50 máquinas, de 4 MW cada una).

Suponiendo todos los costes constantes\*, el incentivo mínimo requerido ascendería a 12,70 c€/kWh.

Payback =

$$\frac{2.700 \frac{\text{€}}{\text{kV}} \times (1 + 0,2) \times (1 + 0,1) \times 100 \frac{\text{c€}}{\text{€}}}{\left( \text{Incentivo} \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} - \left[ (1,6 - 2,0) \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \times (1 + 0,15) \times (1 + 0,1) \right] \right) \times 3.500 \frac{\text{h}}{\text{año}}} \leq 10 \text{ años}$$

$$\text{Incentivo mínimo} = 12,70 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}}$$

En resumen,

2020	
POTENCIAL TÉCNICO-ECONÓMICO	120-200 MW
ENERGÍA PRODUCIDA	420-700 GWh/año
Propuesta INCENTIVO mínimo <sup>4</sup>	12,70 c€/kWh
PAYBACK	10 años

## 2.2. Energía de la biomasa y residuos

En la Comunidad Autónoma del País Vasco, existen multitud de tipos diferentes de biomasa; sin embargo de todos ellos, es la biomasa forestal el residuo de mayor disponibilidad en Euskadi, ya que su situación geográfica y sus condiciones climáticas permiten un óptimo desarrollo del mismo. Es por este motivo, fundamentalmente, por lo que el presente estudio se centra en analizar las posibilidades de esta clase de biomasa en concreto dentro del territorio de la CAPV.

Los residuos sólidos urbanos (RSU) son otra de las fuentes importantes de biomasa disponible en Euskadi, pero no van a ser objeto de análisis en el presente estudio, por haberse evaluado ya las

diferentes posibilidades de aprovechamiento. Tal es el caso, que en la actualidad ya se han estudiado diferentes alternativas como la ampliación de Zabalgardi o la construcción de una planta en Guipúzcoa y otra en Álava, alguna de estas en proceso de tramitación.

En cuanto a los cultivos energéticos, existe escasa disponibilidad en comparación con la biomasa forestal, por esta razón, no se incluirá en este estudio.

### 2.2.1. Energía de la biomasa forestal

El aprovechamiento de la biomasa forestal para su valorización energética presenta un gran número de ventajas para el medio ambiente y para la sociedad, entre las que cabe destacar las siguientes:

- Favorece a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. En el caso concreto de CO<sub>2</sub>, el emitido en la combustión de la biomasa forestal es únicamente el que ha ido adquiriendo de la atmósfera la propia biomasa en su etapa de crecimiento, por lo tanto, el balance resulta cero. Si se considera el ciclo completo, el CO<sub>2</sub> emitido es el asociado a la manipulación de la biomasa (en el bosque, en su acopio y transporte). En ambos casos, el ciclo de emisiones de CO<sub>2</sub> es muy positivo.
- Se transforma un residuo en un recurso.
- Ayuda a un mayor desarrollo económico del medio rural en la CAPV al contribuir a la generación de empleo.
- Reduce el riesgo de incendios forestales al mantener limpios los bosques.

Por otro lado, la biomasa forestal admite la utilización de diversas tecnologías para su aprovechamiento como son la combustión directa, cogeneración, gasificación, co-combustión, etc. En el presente estudio se opta por la combustión directa por tratarse de la tecnología más desarrollada en la actualidad y de la que se posee un mayor grado tecnológico.

<sup>4</sup> El valor propuesto de incentivo es orientativo. Puede que peculiaridades de determinadas instalaciones hagan que dicho incentivo sea insuficiente.

**2.2.1.1. Información de partida:  
Energía de la Biomasa**

Como en los casos anteriores, el punto de partida del estudio de aprovechamiento energético de biomasa forestal, es el análisis de la disponibilidad de dicho recurso renovable en la CAPV. Sin embargo, no hay constancia de la existencia de ningún informe o estudio que cuantifique dicho potencial.

**2.2.1.2. Potencial Teórico-Factores Tecnológicos**

Ante la inexistencia de estudios específicos, el Potencial Teórico de la biomasa forestal susceptible de aprovechamiento energético en la CAPV se determina partiendo de los datos de disponibilidad facilitados por la Confederación de Forestalistas del País Vasco. Según dicha Confederación, se estima que en Euskadi hay aproximadamente 400.000 t/año de excedente de biomasa forestal. El balance quedaría de la siguiente manera:

- Crecimiento anual de biomasa forestal: 1.500.000 t/año.
- Biomasa empleada en el sector industrial (industria papelera, del mueble, etc.): 1.100.000 t/año.
- Crecimiento vegetativo neto (excedente de biomasa forestal): 400.000 t/año.

A partir del dato de 400.000 t/año de biomasa forestal sobrante se evalúa el Potencial Teórico de aprovechamiento, en términos de potencia y energía producida, analizando tres instalaciones de diferente potencia (2, 6 y 10 MW respectivamente) que aprovechan la biomasa mediante combustión directa para la generación de electricidad. Se hace esta diferenciación en función de la potencia instalada porque, como se verá más adelante, tiene una influencia decisiva en diversos aspectos del estudio.

El Potencial Teórico está estrechamente relacionado con el Factor Tecnológico, el cual viene representado, fundamentalmente, a través del rendimiento de la instalación. Las instalaciones con mayor potencia instalada presentan mayores rendimientos por un doble motivo:

- En primer lugar, porque el consumo de combustible por unidad de energía producida es menor.
- Y en segundo lugar, porque el consumo en equipos y componentes auxiliares tiene menor incidencia sobre el total generado.

Considerando la disponibilidad de 400.000 toneladas de biomasa forestal anuales y su utilización de manera íntegra en centrales térmicas individuales, el potencial resultante en función de la potencia instalada sería el indicado en la siguiente tabla:

	Instalación de 2 MW	Instalación de 6 MW	Instalación de 10 MW
Rendimiento NETO	18,3%	22%	23%
Potencial	36,3 MW	43,7 MW	45,7 MW

Para el cálculo del Potencial, en términos de potencia instalada, se toma el valor de poder calorífico inferior para la biomasa forestal publicado por el APPA (13.400 kJ/kg). Asimismo, se consideran 7.500 horas de funcionamiento anuales y una vida útil de 15 años, tal y como aparece recogido en el PER 2005-2010. De este modo, el cálculo se determina de la siguiente manera:

- Instalación de 2 MW (18,3 % de rendimiento)

$$400.000 \frac{t}{año} \times 1.000 \frac{kg}{t} \times 13.400 \frac{kJ}{kg} \times \frac{1}{3.600} \frac{kWh}{kJ} \times \frac{1}{7.500} \frac{año}{h} \times 0,183 \approx 36.330 kW = 36,3 MW$$

- Instalación de 6 MW (22,4 % de rendimiento)

$$400.000 \frac{t}{año} \times 1.000 \frac{kg}{t} \times 13.400 \frac{kJ}{kg} \times \frac{1}{3.600} \frac{kWh}{kJ} \times \frac{1}{7.500} \frac{año}{h} \times 0,22 \approx 43.674 kW = 43,7 MW$$

- Instalación de 10 MW (23 % de rendimiento)

$$400.000 \frac{t}{año} \times 1.000 \frac{kg}{t} \times 13.400 \frac{kJ}{kg} \times \frac{1}{3.600} \frac{kWh}{kJ} \times \frac{1}{7.500} \frac{año}{h} \times 0,23 \approx 45.660 kW = 45,7 MW$$

Por lo tanto, el Potencial Teórico que se obtiene a partir de las 400.000 t/año de biomasa forestal, en términos de potencia instalada, es variable en función del rango de potencia seleccionado para la instalación. Considerando un valor promedio, el Potencial Teórico a 2010 es de aproximadamente 42 MW.

**FIGURA 31. POTENCIAL TEÓRICO - FACTORES TECNOLÓGICOS**



Tomando como partida este Potencial Teórico, asociado a una determinada tecnología de aprovechamiento (combustión), se va a realizar un análisis de costes para el año 2010 para diferentes potencias instaladas, quedando tal y como se resume en la figura 31.

El Coste 1 por unidad producida, asociado al Factor Tecnológico, viene dado por los siguientes conceptos:

- 1) El Coste de Capital está fuertemente ligado a la potencia de la instalación, de manera que condiciona el peso de las diferentes partidas del coste con respecto al total. Este hecho se observa perfectamente en la figura 32.

Este Coste de Capital, en términos de energía producida, se calcula para cada caso tal y como se indica a continuación:

- Instalación de 2 MW

$$3.800 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \times \frac{1}{15 \text{ años}} \times \frac{1}{7.500 \frac{\text{año}}{\text{h}}} \times 100 \frac{\text{c€}}{\text{€}} = 3,4 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}}$$

- Instalación de 6 MW

$$3.500 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \times \frac{1}{15 \text{ años}} \times \frac{1}{7.500 \frac{\text{año}}{\text{h}}} \times 100 \frac{\text{c€}}{\text{€}} = 3,1 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}}$$

- Instalación de 10 MW

$$3.200 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \times \frac{1}{15 \text{ años}} \times \frac{1}{7.500 \frac{\text{año}}{\text{h}}} \times 100 \frac{\text{c€}}{\text{€}} = 2,8 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}}$$

Por lo tanto,

COSTE DE CAPITAL		
2 MW	6 MW	10 MW
3,4 c€/kWh	3,1 c€/kWh	2,8 c€/kWh

- 2) El Coste de O&M anual presenta una escasa variabilidad con respecto a la potencia de la

instalación. De este modo, aunque existe un ligero incremento de costes, como consecuencia fundamentalmente a los gastos asociados a consumibles y repuestos, en ningún caso dicho aumento es proporcional al incremento de potencia.

COSTE ANUAL DE O&M		
2 MW	6 MW	10 MW
1.300.000 €/año	1.600.000 €/año	1.700.000 €/año

Para el estudio se necesita disponer del Coste de O&M en términos de energía producida y para ello se emplea la siguiente expresión:

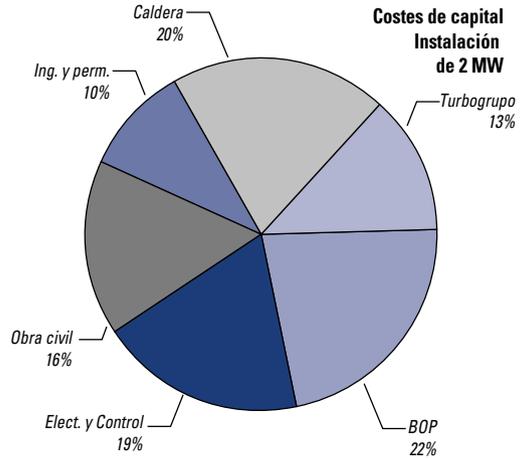
$$\text{Coste de O\&M} \left( \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \right) = \frac{\text{Coste O\&M anual} \left( \frac{\text{€}}{\text{año}} \right)}{\text{Potencia (kW)} \times \text{Horas funcionamiento} \left( \frac{\text{h}}{\text{año}} \right)}$$

Potencia instalada	Coste de O&M (c€/kWh)
2 MW	$\frac{1.300.000 \frac{\text{€}}{\text{año}}}{2.000 \text{ kW} \times 7.500 \frac{\text{h}}{\text{año}}} = 8,7 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}}$
6 MW	$\frac{1.600.000 \frac{\text{€}}{\text{año}}}{6.000 \text{ kW} \times 7.500 \frac{\text{h}}{\text{año}}} = 3,6 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}}$
10 MW	$\frac{1.700.000 \frac{\text{€}}{\text{año}}}{6.000 \text{ kW} \times 7.500 \frac{\text{h}}{\text{año}}} = 2,3 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}}$

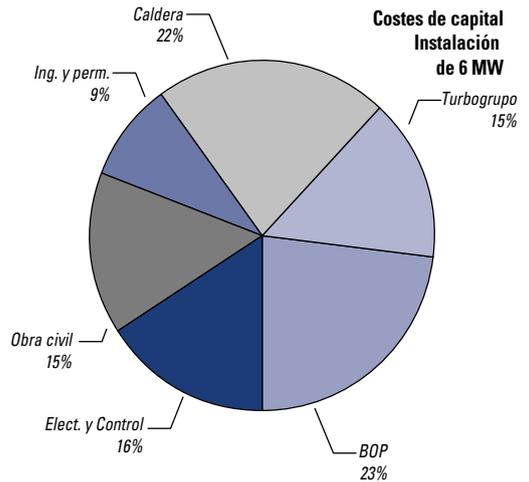
Es importante resaltar que, en el caso de expresar el Coste de O&M en términos de energía generada, existe una gran diferencia en función de la potencia de la instalación considerada. Un razón más que justifica la diferenciación realizada en el presente análisis.

**FIGURA 32. COSTE DE CAPITAL**

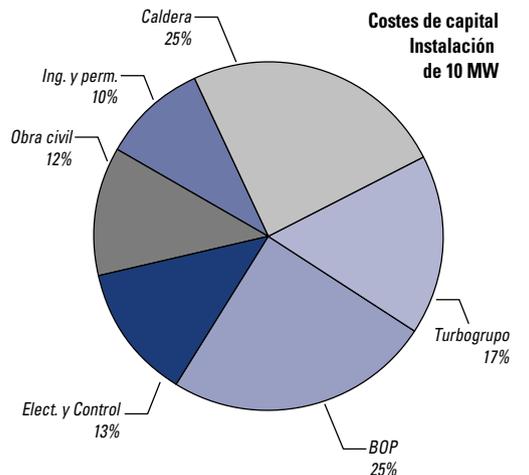
INSTALACIÓN 2 MW		
Costes de capital	€/kW	% coste de capital
Caldera	760	20
Turbogrupos	494	13
BOP (Auxiliares)	836	22
Electricidad y control	722	19
Obra Civil	608	16
Ingeniería y puesta en marcha	380	10
<b>TOTAL</b>	<b>3.800</b>	<b>100</b>



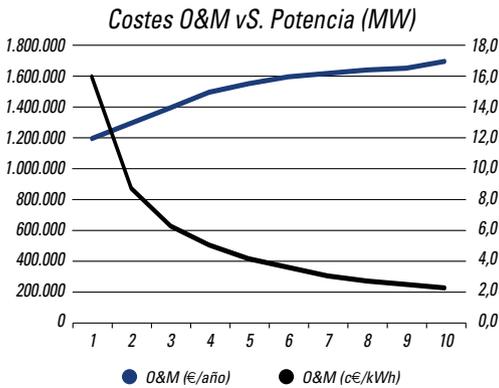
INSTALACIÓN 6 MW		
Costes de capital	€/kW	% coste de capital
Caldera	836	22
Turbogrupos	570	15
BOP (Auxiliares)	874	23
Electricidad y control	608	16
Obra Civil	570	15
Ingeniería y puesta en marcha	342	9
<b>TOTAL</b>	<b>3.500</b>	<b>100</b>



INSTALACIÓN 10 MW		
Costes de capital	€/kW	% coste de capital
Caldera	950	25
Turbogrupos	646	17
BOP (Auxiliares)	950	25
Electricidad y control	494	13
Obra Civil	456	12
Ingeniería y puesta en marcha	304	8
<b>TOTAL</b>	<b>3.200</b>	<b>100</b>



**FIGURA 33. COSTE O&M VS. POTENCIA INSTALADA**



Fuente: GRUPO TAMOIN

3) **Coste de Combustible:** Este término no aparecería en los casos estudiados hasta el momento. La diferencia está en que el aprovechamiento energético de la biomasa forestal no se puede llevar a cabo directamente, sino que requiere de una manipulación previa (recolección, limpieza, triturado, transporte, ...) del propio recurso. Este coste asociado a la gestión del propio residuo renovable viene representado por medio del Coste de Combustible.

Este Coste de Combustible presenta una alta variabilidad dependiendo de la mayor o menor complejidad en la logística de biomasa existente en el emplazamiento de la instalación. Aspectos muy importantes son la orografía de las zonas de recogida, la distancia desde los bosques hasta las instalaciones y su complejidad, etc. Para el desarrollo del análisis, y siguiendo un criterio conservador, se considera un Coste de Combustible de 50 € por tonelada, siendo la media de los valores recopilados por diferentes fuentes de información.

Para continuar con el estudio es necesario disponer del Coste de Combustible en términos de energía generada y de nuevo, se realiza el cálculo de dicho concepto para diferentes potencias instaladas. A mayor potencia, aunque las necesidades de combustible vayan también en aumento, el incremento del rendimiento y de la eficiencia de la instalación provocan que el coste de biomasa por unidad de energía disminuya. Asimismo, a mayores potencias se podría considerar la posibilidad de una reducción de costes

por unidad de biomasa comprada, por tratarse de mayores volúmenes de compra. En cualquier caso, esta última consideración no se tiene en cuenta debido al alto grado de indefinición al respecto.

A continuación, se determina el Coste de Combustible por unidad de energía producida tomando como valores de referencia los rendimientos brutos y los porcentajes de autoconsumo para las diferentes potencias.

	2 MW	6 MW	10 MW
Rendimiento bruto	22 %	26,3 %	27 %
Autoconsumo	17 %	16 %	15 %
Poder calorífico biomasa (según APPA)	13.400 kJ/kg		

- Instalación de 2 MW

$$50 \frac{\text{€}}{\text{t}} \times \frac{1}{1.000} \frac{\text{t}}{\text{kg}} \times \frac{1}{13.400} \frac{\text{kg}}{\text{kJ}} \times 3.600 \frac{\text{kJ}}{\text{kWh}} \times 100 \frac{\text{c€}}{\text{€}} \times \frac{1}{0,22} \times \frac{1}{(1-0,17)} = 7,4 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}}$$

- Instalación de 6 MW

$$50 \frac{\text{€}}{\text{t}} \times \frac{1}{1.000} \frac{\text{t}}{\text{kg}} \times \frac{1}{13.400} \frac{\text{kg}}{\text{kJ}} \times 3.600 \frac{\text{kJ}}{\text{kWh}} \times 100 \frac{\text{c€}}{\text{€}} \times \frac{1}{0,263} \times \frac{1}{(1-0,16)} = 6,1 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}}$$

- Instalación de 10 MW

$$50 \frac{\text{€}}{\text{t}} \times \frac{1}{1.000} \frac{\text{t}}{\text{kg}} \times \frac{1}{13.400} \frac{\text{kg}}{\text{kJ}} \times 3.600 \frac{\text{kJ}}{\text{kWh}} \times 100 \frac{\text{c€}}{\text{€}} \times \frac{1}{0,27} \times \frac{1}{(1-0,15)} = 5,9 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}}$$

Por lo tanto,

COSTE DE COMBUSTIBLE		
2 MW	6 MW	10 MW
7,4 c€/kWh	6,1 c€/kWh	5,9 c€/kWh

Teniendo en cuenta todo lo anterior, el Coste 1 (Coste de Capital + Coste de O&M + Coste de Combustible) en función de la potencia de la instalación está comprendido entre 11,0 y 19,4 c€/kWh.

	2 MW	6 MW	10 MW
Coste de Capital	3,4 c€/kWh	3,1 c€/kWh	2,8 c€/kWh
Coste de O&M	8,7 c€/kWh	3,6 c€/kWh	2,3 c€/kWh
Coste Combustible	7,4 c€/kWh	6,1 c€/kWh	5,9 c€/kWh
<b>COSTE 1</b>	<b>19,4 c€/kWh</b>	<b>12,7 c€/kWh</b>	<b>11,0 c€/kWh</b>

En resumen,

POTENCIAL TEÓRICO Fact. Tecnológicos	42 MW
ENERGÍA PRODUCIDA	315 GWh/año
COSTE 1	19,4 (2 MW)-12,7 (6 MW)- 11,0 (10 MW) c€/kWh

### 2.2.1.3. Factores Técnico-Organizativos

A continuación, se realiza el análisis de viabilidad técnica del potencial de aprovechamiento determinado en el apartado anterior por medio de los Factores Técnico-Organizativos.

Algunos de factores técnico-organizativos más importantes que anulan o reducen el potencial de aprovechamiento energético en un determinado emplazamiento son los que se comentan a continuación:

- La mecanización que requiere la biomasa forestal es particularmente compleja en el caso de la CAPV, debido a la propia orografía que presenta el territorio vasco (elevadas pendientes, accesibilidad reducida a las masas forestales, etc.).
- Es difícil asegurar una producción constante, tanto en cantidad como en homogeneidad, de la biomasa necesaria para la explotación de una instalación en una zona determinada, lo que obliga a disponer de almacenamientos de biomasa que se ven incrementados por el carácter estacional del propio recurso. Dicho almacenamiento implica la necesidad no sólo de espacio, sino también de personal y de una serie de instalaciones auxiliares para la gestión de la propia biomasa.

- La dispersión y pequeña escala de las explotaciones forestales en el territorio de la CAPV que generan los recursos forestales, lo cual no sólo dificulta la logística de aprovisionamiento, sino que también obliga a negociar con multitud de productores.
- No existen canales de comercialización de biomasa que permitan a los centros consumidores disponer de biomasa con regularidad y a un coste atractivo.

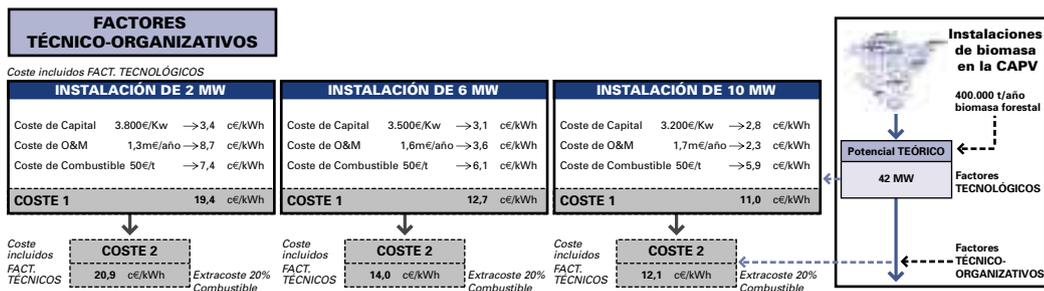
Aquellos factores técnico-organizativos que tienen un carácter excluyente, anulan potencial. En otros casos, los factores simplemente ejercen un determinado grado de influencia, el cual se ve reflejado en el análisis económico, con un aumento de los costes de referencia.

En general, los Costes de Capital y de Operación y Mantenimiento no se ven afectados por dichos factores. Cabría esperar una variabilidad en los costes relacionados con determinadas partidas constituyentes del Coste de Capital. Tal es el caso, del coste de obra civil el cual representa el 16%, 15% y 12% para instalaciones de 2, 6 y 10 MW respectivamente. Sin embargo, debido a su reducido peso en el coste total, la incidencia es poco significativa y se desprecia.

Por tanto, se considera que el efecto de los factores técnico-organizativos provoca un extracoste exclusivamente en el Coste de Combustible. Dicho valor se estima en un 20%.

Coste 2 =  
Coste de Capital + Coste de O&M + Coste de Combustible x Extracoste 20%

FIGURA 34. ANÁLISIS DE POTENCIAL - FACTORES TÉCNICO-ORGANIZATIVOS



Con todo lo anterior, el Coste 2 en función de la potencia de la instalación está comprendido entre 12,1 y 20,9 c€/kWh.

	2 MW	6 MW	10 MW
<b>COSTE 2</b>	<b>20,9 c€/kWh</b>	<b>14,0 c€/kWh</b>	<b>12,1 c€/kWh</b>

En resumen,

POTENCIAL-Factores Técnico-Organizativos	< 42 MW
ENERGÍA PRODUCIDA	< 315 GWh/año <sup>4</sup>
COSTE 2	20,9 (2 MW)-14,0 (6 MW)-12,1 (10 MW) c€/kWh

### 2.2.1.4. Factores Socio-económicos, Medioambientales y Administrativos

Una vez realizado el análisis de viabilidad técnica de las instalaciones de aprovechamiento de biomasa forestal, el siguiente paso en el estudio consiste en la evaluación de los factores socio-económicos, medioambientales y administrativos y su incidencia sobre el potencial.

Los factores socio-económicos más reseñables que ejercen una mayor influencia son:

- El desconocimiento generalizado de los beneficios que tiene el aprovechamiento de la

biomasa por parte de la sociedad y la tendencia errónea a equiparar esta tecnología con otras tecnologías contaminantes que emplean combustibles fósiles.

- La inexistencia de un precio estable y garantizado de suministro de biomasa forestal.
- La escasa garantía de suministro de la propia biomasa durante periodos largos de tiempo.

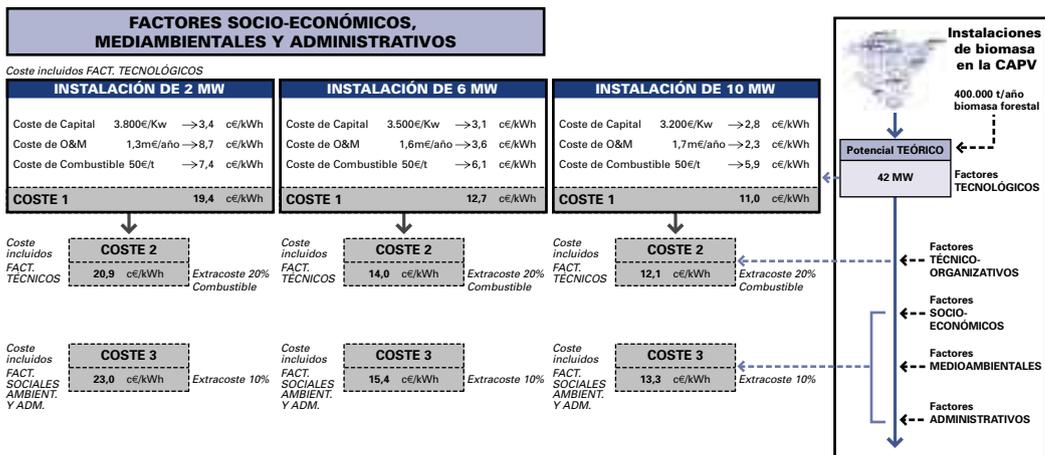
Para el presente estudio se considera despreciable el efecto de los factores medioambientales y administrativos sobre el potencial de aprovechamiento del recurso renovable.

Como con el resto de factores de corrección analizados hasta el momento, los factores socio-económicos pueden tener un carácter excluyente y reducir potencial, o bien, ejercer una influencia negativa y generar un sobrecoste. En este caso concreto, se estima del 10% con respecto al Coste 2.

De este modo, los costes por unidad de energía producida, es decir, el Coste 3 pasa a estar comprendidos entre 13,3 y 23,0 c€/kWh.

	2 MW	6 MW	10 MW
<b>COSTE 3</b>	<b>23,0 c€/kWh</b>	<b>15,4 c€/kWh</b>	<b>13,3 c€/kWh</b>

**FIGURA 35. ANÁLISIS DE POTENCIAL - FACTORES SOCIO-ECONÓMICOS, MEDIOAMBIENTALES Y ADMINISTRATIVOS**



<sup>4</sup> Dadas las incertidumbres existentes, no es posible cuantificar adecuadamente el potencial una vez corregido a través de los factores técnico-organizativos y en consecuencia, tampoco es posible determinar la energía producida. En cualquier caso, dicho potencial siempre será inferior al Potencial Teórico de 42 MW, al verse reducido por dichos factores de corrección.

En resumen,

POTENCIAL-Fact. Socio-económicos, Medioambientales y Administrativos	<< 42 MW
ENERGÍA PRODUCIDA	<< 315 GWh/año <sup>5</sup>
COSTE 3	23,0 (2 MW)-15,4 (6 MW)-13,3 (10 MW) c€/kWh

### 2.2.1.5. Factores Legislativos

Una vez identificadas las diferentes barreras existentes para el aprovechamiento del recurso de biomasa forestal en la CAP quedaría por estudiar la viabilidad económica por medio de los factores legislativos, comparando el coste de la energía generada y los ingresos obtenidos por unidad producida.

- Los costes de la unidad producida, tal y como se ha determinado en apartados anteriores,

está comprendido entre 13,3 y 23,0 c€/kWh. Concretamente:

2 MW	6 MW	10 MW
23,0 c€/kWh	15,4 c€/kWh	13,3 c€/kWh

- Los ingresos por unidad producida están registrados, en función de la potencia instalada, por el RD 661/2007, ITC 3519/2009 para biomasa forestal. Se ha considerado el incentivo obtenido de la venta de electricidad a tarifa regulada.

Potencia	Incentivo
≤ 2 MW	13,2994 c€/kWh
> 2 MW	12,5148 c€/kWh

Para conocer el atractivo económico de las instalaciones se calcula el payback de la inversión resultando tal y como se indica a continuación.

- Instalación de 2 MW

$$\text{Payback} = \frac{3.800 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \times (1 + 0,1) \times 100 \frac{\text{c€}}{\text{€}}}{\left(13,2995 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} - \left\{ \left[ 8,7 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \times (1 + 0,1) \right] + \left[ 7,4 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \times (1 + 0,1) \times (1 + 0,2) \right] \right\} \right) \times 7.500 \frac{\text{h}}{\text{año}}} \rightarrow \text{No resulta}$$

- Instalación de 6 MW

$$\text{Payback} = \frac{3.500 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \times (1 + 0,1) \times 100 \frac{\text{c€}}{\text{€}}}{\left(12,5148 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} - \left\{ \left[ 3,6 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \times (1 + 0,1) \right] + \left[ 6,1 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \times (1 + 0,1) \times (1 + 0,2) \right] \right\} \right) \times 7.500 \frac{\text{h}}{\text{año}}} = 88,9 \text{ años}$$

- Instalación de 10 MW

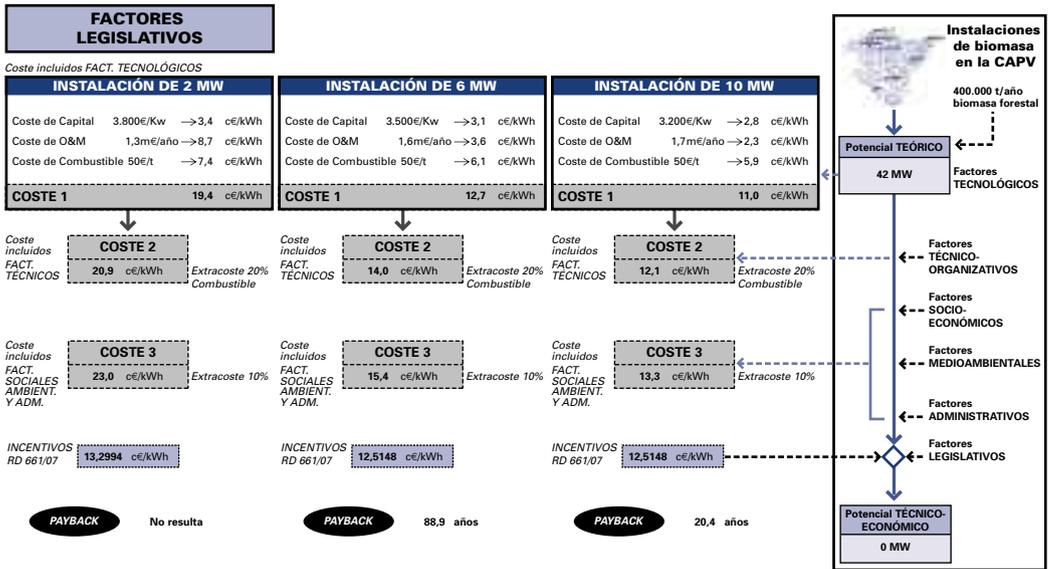
$$\text{Payback} = \frac{3.200 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \times (1 + 0,1) \times 100 \frac{\text{c€}}{\text{€}}}{\left(12,5148 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} - \left\{ \left[ 2,3 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \times (1 + 0,1) \right] + \left[ 6,0 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \times (1 + 0,1) \times (1 + 0,2) \right] \right\} \right) \times 7.500 \frac{\text{h}}{\text{año}}} = 20,4 \text{ años}$$

Por lo tanto,

PAYBACK		
2 MW	6 MW	10 MW
No resulta	88,9 años	20,4 años

<sup>5</sup> Al igual que en el apartado anterior, se considera que existe una reducción de potencial como consecuencia de los factores socio-económicos, medioambientales y administrativos pero no se puede cuantificar adecuadamente.

**FIGURA 36. ANÁLISIS DE POTENCIAL - FACTORES LEGISLATIVOS**



En ninguno de los tres casos objeto de estudio es viable la inversión, al obtenerse valores de payback realmente elevados. Sin embargo, es importante destacar cómo las instalaciones de mayor potencia presentan mejores periodos de retorno de la inversión, sobre todo como consecuencia de que los Costes de O&M son prácticamente independientes de la potencia instalada y al expresarlos en términos de energía producida la reducción es importante para las mayores potencias.

De manera aproximada, se ha calculado el incentivo mínimo necesario para que este tipo de instalaciones sean actualmente atractivas económicamente. Dicho incentivo mínimo debería ser de aproximadamente 24,8c€/kWh para 2 MW, 17 c€/kWh para 6 MW y 15 c€/kWh para 10 MW, alcanzando de esta manera valores de payback de al menos 10 años.

En resumen,

POTENCIAL-Fact. Legislativos	~ 0 MW
ENERGÍA PRODUCIDA	~ 0 GWh/año
INCENTIVO (RD 661/07)	13,2995 c€/kWh (≤ 2 MW) y 12,5148 c€/kWh (> 2 MW)
PAYBACK	No resulta (2 MW)-88,9 años (6 MW)-20,4 años (10 MW)

### 2.2.1.6. Potencial Técnico-Económico a 2010

Tras el análisis de potencial mediante el empleo de los factores de corrección y de la evaluación de la rentabilidad económica de apartados anteriores, se trata de determinar el potencial de aprovechamiento de la biomasa forestal a 2010.

El factor realmente excluyente es, sin ninguna duda, el Factor Legislativo, ya que el incentivo actual que se obtiene de la venta de electricidad mediante tarifa regulada es excesivamente reducido como para rentabilizar adecuadamente las inversiones requeridas para este tipo de instalaciones. Bien es cierto que la inexistencia de una red de abastecimiento y distribución de biomasa, que garantice la disponibilidad de recurso forestal y la estabilidad de su precio, es indudablemente otro importante freno para el desarrollo de esta tecnología.

Por todo lo anterior, el Potencial Técnico-Económico a 2010 de la energía de la biomasa forestal se considera prácticamente nulo (~ 0 MW), a pesar de disponer de un excedente de recurso de unas 400.000 t/año (según la Confederación de Forestalistas del País Vasco)<sup>6</sup>.

<sup>6</sup> En realidad, existe Potencial Técnico-Económico a 2010 de biomasa forestal en la CAPV. Lo que sucede es que se incluye dentro de las instalaciones del sector maderero y papeleras que actualmente ya se encuentran en funcionamiento. Según información suministrada por el Ente Vasco de la Energía, corresponde a 175 GWh/año de energía producida (Datos de 2008).

### 2.2.1.7. Previsión del Potencial Técnico-Económico a 2020

Para realizar una previsión de potencial de aprovechamiento de la biomasa forestal a 2020 se necesita analizar la influencia ejercida por cada uno de los factores de corrección sobre el potencial.

#### A. Factores Tecnológicos

El desarrollo tecnológico que se produzca durante la próxima década puede incidir de manera positiva sobre el potencial de aprovechamiento. Sin embargo, no se considera que las posibles mejoras puedan ser significativas, por lo que a efectos del presente análisis, los valores de rendimientos del ciclo termodinámico se mantienen invariables. Eso quiere decir que el Potencial Teórico a 2020 se mantendría en unos 42 MW, siempre tomando como partida 400.000 t/año de excedente de biomasa forestal.

Para el análisis de costes, se realizan las siguientes consideraciones:

- Igual que para 2010, se considera que las horas de funcionamiento anuales se mantienen constantes y ascienden a aproximadamente 7.500 h/año.
- Teniendo en cuenta que la biomasa forestal en 2010 es la gran asignatura pendiente en lo que a impulso de energías renovables se refiere no sólo en Euskadi, sino en todo el territorio nacional, se considera que el previsible desarrollo durante la próxima década permita una reducción significativa de costes.

En el caso del Coste de Inversión se estima una disminución del 10% y en el caso del Coste de Combustible se espera reducciones del entorno al 20% con respecto a los costes de 2010. El Coste de O&M se considera prácticamente constante.

$$\text{Coste 1} = \text{Coste Capital}_{2010} \times (1 - 0,1) + \text{Coste O\&M}_{2010} + \text{Coste Combustible}_{2010} \times (1 - 0,2)$$

Por lo que el Coste 1 estará comprendido entre 9,5 y 17,6 c€/kWh, en función de la potencia instalada.

	2 MW	6 MW	10 MW
Coste de Capital	3,0 c€/kWh	2,8 c€/kWh	2,6 c€/kWh
Coste de O&M	8,7 c€/kWh	3,6 c€/kWh	2,3 c€/kWh
Coste Combustible	5,9 c€/kWh	4,9 c€/kWh	4,7 c€/kWh
<b>COSTE 1</b>	<b>17,6 c€/kWh</b>	<b>11,2 c€/kWh</b>	<b>9,5 c€/kWh</b>

En resumen,

POTENCIAL TEÓRICO Fact. Tecnológicos	42 MW
ENERGÍA PRODUCIDA	315 GWh/año
COSTE 1	17,6 (2 MW)-11,4 (6 MW)-9,5 (10 MW) c€/kWh

#### B. Factores Técnico-Organizativos

Se estima una menor influencia de los factores técnico-organizativos sobre el potencial de aprovechamiento, debido a una previsible mejora en los sistemas de gestión y distribución de la biomasa forestal, que se traduzca, por ejemplo, en:

- Desarrollo de utillajes que faciliten las labores de recogida del recurso, adecuándose a la compleja orografía del País Vasco.
- Implantación de redes de distribución de biomasa que aseguren la regularidad del aprovisionamiento a unos costes competitivos.

Los factores técnico-organizativos a 2020 pasan a generar un extracoste del 10% (la mitad con respecto al año 2010), con lo que el Coste 2 estaría dentro de la horquilla de 10,0-18,2 c€/kWh.

$$\text{Coste 2} = \text{Coste 1} \times (1 + 0,1)$$

En cuanto al potencial, al igual que ocurría para el año 2010, no se dispone de información suficiente para cuantificarlo adecuadamente.

En resumen,

POTENCIAL TEÓRICO-Fact. Técnico-Organizativos	< 42 MW
ENERGÍA PRODUCIDA	< 315 GWh/año
COSTE 2	18,2 (2 MW)-11,7 (6 MW)-10,0 (10 MW) c€/kWh

#### C. Factores Socio-económicos, Medioambientales y Administrativos

En el año 2020, la influencia de este tipo de factores se reduce a la mitad con respecto a 2010

induciendo un extracoste de aproximadamente el 5%. Dicha reducción se debe a los esfuerzos desarrollados para dar a conocer, a la sociedad en general, las ventajas del empleo de la biomasa forestal para la generación de electricidad.

$$\text{Coste 3} = \text{Coste 2} \times (1 + 0,05)$$

Por lo tanto, el Coste 3 quedaría comprendido entre 10,5 y 19,1 c€/kWh.

En resumen,

POTENCIAL-Fact. Socio-económicos, Medioambientales y Administrativos	<< 42 MW
ENERGÍA PRODUCIDA	<< 315 GWh/año
COSTE 3	19,1 (2 MW)-12,3 (6 MW)-10,5 (10 MW) c€/kWh

- Instalación de 2 MW

$$\text{Payback} = \frac{3.420 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \times (1 + 0,05) \times 100 \frac{\text{c€}}{\text{€}}}{\left( 12,2995 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} - \left\{ \left[ 8,7 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \times (1 + 0,05) \right] + \left[ 5,9 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \times (1 + 0,05) \times (1 + 0,1) \right] \right\} \right) \times 7.500 \frac{\text{h}}{\text{año}}} \rightarrow \text{No resulta}$$

- Instalación de 6 MW

$$\text{Payback} = \frac{3.150 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \times (1 + 0,05) \times 100 \frac{\text{c€}}{\text{€}}}{\left( 12,5148 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} - \left\{ \left[ 3,6 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \times (1 + 0,05) \right] + \left[ 4,9 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \times (1 + 0,05) \times (1 + 0,1) \right] \right\} \right) \times 7.500 \frac{\text{h}}{\text{año}}} = 13,9 \text{ años}$$

- Instalación de 10 MW

$$\text{Payback} = \frac{2.880 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \times (1 + 0,05) \times 100 \frac{\text{c€}}{\text{€}}}{\left( 12,5148 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} - \left\{ \left[ 2,3 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \times (1 + 0,05) \right] + \left[ 4,7 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \times (1 + 0,05) \times (1 + 0,1) \right] \right\} \right) \times 7.500 \frac{\text{h}}{\text{año}}} = 8,5 \text{ años}$$

Por lo tanto,

PAYBACK		
2 MW	6 MW	10 MW
No resulta	13,9 años	8,5 años

Tal y como se puede observar solamente para el caso de la instalación de 10 MW la inversión resulta atractiva, ya que se obtienen periodos de retorno menores a 10 años.

#### D. Factores Legislativos

Una vez analizado el grado de influencia de los anteriores factores de corrección, queda por último estudiar la viabilidad económica de este tipo de instalaciones por medio de los factores legislativos.

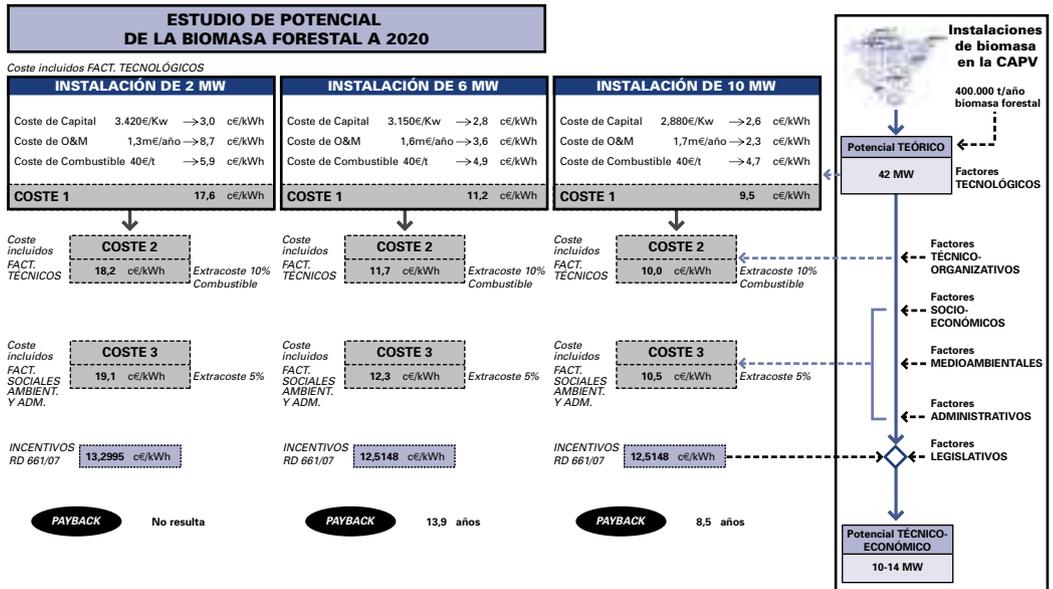
Teniendo en cuenta las mejoras tecnológicas, técnico-organizativas, socio-económicas, medioambientales y administrativas, el coste de la unidad de energía generada para el año 2020 oscilará entre 10,5 y 19,1 c€/kWh.

Si se recalcula el payback de las inversiones asociadas con los nuevos costes para 2020, manteniendo los incentivos actuales establecidos en el RD 661/07 (ITC 3519/2009), se obtienen los siguientes valores.

De manera orientativa, se ha calculado el incentivo mínimo requerido para que las instalaciones de menor potencia resulten rentables económicamente. Dicho incentivo mínimo debería ser de aproximadamente 20,7 c€/kWh para 2 MW y 13,8 c€/kWh para 6 MW, alcanzando de este modo un payback de al menos 10 años.

En la figura 37 se puede observar el razonamiento desarrollado para evaluar el Potencial Técnico-Económico a 2020. Dicho potencial quedaría definido

**FIGURA 37. PREVISIÓN DE POTENCIAL TÉCNICO-ECONÓMICO A 2020**



de acuerdo a una curva de aprendizaje según la cual se podría alcanzar la horquilla de entre un tercio y un cuarto el Potencial Teórico, es decir, entre 10 y 14 MW.

En resumen,

2020	
POTENCIAL TÉCNICO-ECONÓMICO	10-14 MW
ENERGÍA PRODUCIDA	75-105 GWh/año
INCENTIVO (RD 661/07)	13,2995 c€/kWh (≤ 2 MW) y 12,5148 c€/kWh (> 2 MW)
PAYBACK	No resulta (2 MW)- 13,9 años (6 MW)- 8,8 años (10 MW)
Propuesta INCENTIVO mínimo para PAYBACK de 10 años <sup>7</sup>	20,7 (2 MW) y 13,8 (6 MW) c€/kWh

### 2.3. Energía minihidráulica

#### 2.3.1. Energía minihidráulica

Las características particulares, tanto hidrográficas como topográficas, de las cuencas del territorio de la CAPV permiten que exista un importante poten-

cial de aprovechamiento de energía minihidráulica en Euskadi. Dicho aspecto no ha pasado desapercibido, razón por la cual existen un gran número de instalaciones minihidráulicas repartidas por todo el territorio.

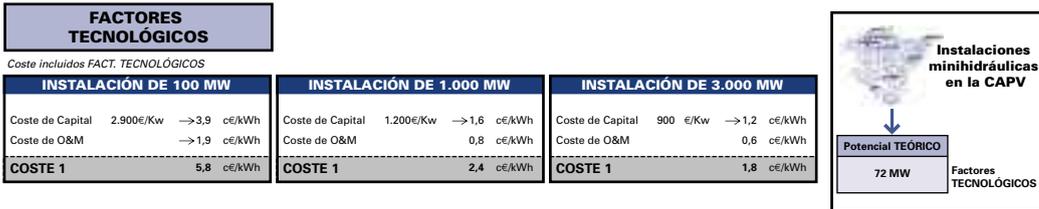
Si bien es cierto que en los años 60 se produjo una clara paralización en la construcción y explotación de este tipo de instalaciones, al ser sustituidas por centrales térmicas para la generación eléctrica. En las últimas décadas, como consecuencia básicamente del encarecimiento de los combustibles fósiles, se ha producido un resurgimiento de la energía minihidráulica, recuperándose viejas instalaciones ya abandonadas e incluso apareciendo nuevos emplazamientos.

#### 2.3.1.1. Información de partida: Energía minihidráulica

El punto de partida para el estudio del potencial de la energía minihidráulica es el análisis de la disponibilidad de dicho recurso renovable en la CAPV. Sin embargo, no se ha podido disponer de un mapa

<sup>7</sup> El valor propuesto de incentivo es orientativo. Pueden existir peculiaridades en determinadas instalaciones que hagan dicho incentivo insuficiente.

**FIGURA 38. ANÁLISIS DE POTENCIAL-FACTORES TECNOLÓGICOS**



específico de recurso hidrográfico con los datos necesarios para poder estimar en cada emplazamiento la posibilidad de aprovechamiento existente.

### 2.3.1.2. Potencial Teórico-Factores Tecnológicos

El Potencial de generación de la energía minihidráulica susceptible de aprovechamiento en la CAPV está íntimamente ligado al mapa de recurso hidrológico. Debido a que ha resultado imposible obtener dicha información, ha de referirse el Potencial Teórico en base a la información recogida en la Estrategia Energética vasca 3E-2010.

Por tanto, se considera que el Potencial Teórico minihidráulico en Euskadi a 2010 es de 72 MW. Para establecer dicho valor se ha recurrido al potencial aprovechable recogido en la 3E-2010, según la cual, en el año 2000 era de 18 MW. Teniendo en cuenta que el inventario de instalaciones existentes en el

año 2000 ascendía hasta los 54 MW, el potencial en el año 2000 era de 72 MW.

Como el potencial de aprovechamiento de cualquier recurso renovable está ligado al desarrollo tecnológico mediante el Factor Tecnológico, cabría esperar una corrección al alza de dicho potencial para el año 2010 debido a un aumento de eficiencia. Sin embargo, dicho incremento no es muy importante por tratarse de una tecnología suficientemente madura ya en el año 2000, por lo que a efectos del presente estudio se mantiene el valor de 72 MW como Potencial Teórico a 2010.

En paralelo al cálculo del potencial, a continuación se realiza un análisis de costes para el año 2010. (figura 38).

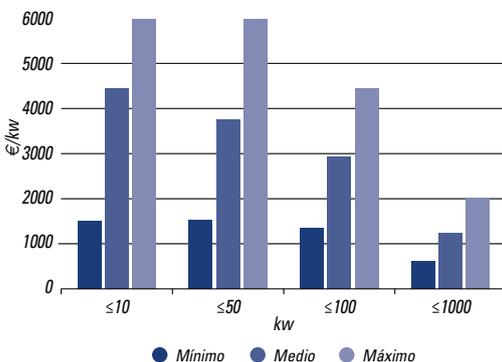
El Coste 1 del análisis viene dado por los siguientes conceptos:

- 1) El Coste de Capital está fuertemente condicionado por la potencia de la instalación minihidráulica considerada. En la figura 39, se recogen datos aportados por *European Small Hydro Association (ESHA)*, en los que se puede observar la variabilidad del Coste de Capital en función de la potencia instalada.

A continuación (figura 40), se indica el desglose de partidas que constituyen el Coste de Capital para tres casos diferentes: Instalación de 100 kW, de 1.000 kW y de 3.000 kW.

Para obtener dicho Coste de Capital en términos de energía producida (c€/kWh) se considera la media de horas de funcionamiento a potencia nominal de las instalaciones de la CAPV inventariadas, ascendiendo dicho valor a 3.000 horas/año. La vida útil de las instalación minihidráulicas para el estudio se considera de 25 años.

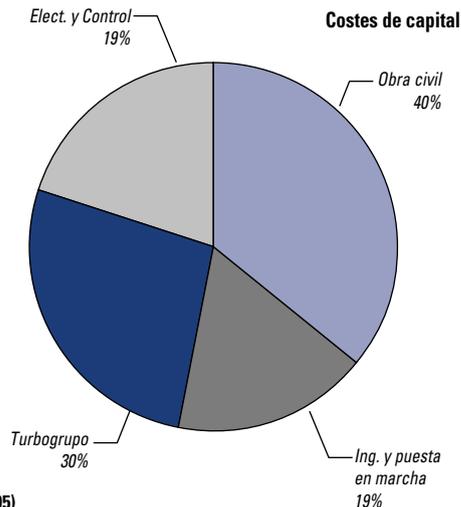
**FIGURA 39. COSTE DE CAPITAL**



Fuente: ESHA (2004)

**FIGURA 40. COSTE DE CAPITAL**

Costes de capital	INSTALACIÓN 100 kW		INSTALACIÓN 1.000 kW		INSTALACIÓN 3.000 kW	
	€/kW	% coste de capital	€/kW	% coste de capital	€/kW	% coste de capital
Turbogrupo	870	30	360	30	270	30
Electricidad y control	638	22	264	22	198	22
Obra Civil	1.160	40	480	40	360	40
Ingeniería y puesta en marcha	232	8	96	8	72	8
<b>TOTAL</b>	<b>2.900</b>	<b>100</b>	<b>1.200</b>	<b>100</b>	<b>900</b>	<b>100</b>



Fuente: ESHA (2004) y PER 2010 (2005)

Con todas estas consideraciones, el Coste de Capital está comprendido entre 1,2 y 3,9 c€/kWh, en función de la potencia instalada.

- Instalación de 100 kW

$$2.900 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \times \frac{1}{25 \text{ años}} \times \frac{1}{1.300} \frac{\text{año}}{\text{h}} \times 100 \frac{\text{c€}}{\text{€}} = 3,9 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}}$$

- Instalación de 1.000 kW

$$1.200 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \times \frac{1}{25 \text{ años}} \times \frac{1}{1.300} \frac{\text{año}}{\text{h}} \times 100 \frac{\text{c€}}{\text{€}} = 1,6 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}}$$

- Instalación de 3.000 kW

$$900 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \times \frac{1}{25 \text{ años}} \times \frac{1}{1.300} \frac{\text{año}}{\text{h}} \times 100 \frac{\text{c€}}{\text{€}} = 1,2 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}}$$

Por lo tanto,

COSTE DE CAPITAL		
100 kW	1.000 kW	3.000 kW
3,9 c€/kWh	1,6 c€/kWh	1,2 c€/kWh

- 2) El Coste de O&M, expresado en términos de unidad producida, depende de la potencia de la instalación minihidráulica al igual que sucede con el Coste de Capital. Este Coste de O&M es de aproximadamente 1,9 c€/kWh para instalaciones de 100 kW, de 0,8 c€/kWh para 1.000 kW y de 0,6 c€/kWh para 3.000 kW [Fuente: Unión Fenosa].

COSTE DE O&M		
100 kW	1.000 kW	3.000 kW
1,9 c€/kWh	0,8 c€/kWh	0,6 c€/kWh

Es evidente la gran diferencia de costes existente en función de la potencia de la instalación, de ahí la necesidad de evaluar diferentes casos en el análisis.

Por lo tanto, teniendo en cuenta todo lo anterior, el Coste 1 (Coste de Capital + Coste de O&M) en función de la potencia instalada está comprendido entre 1,8 y 5,8 c€/kWh.

	100 kW	1.000 kW	3.000 kW
Coste de Capital	3,9 c€/kWh	1,6 c€/kWh	1,2 c€/kWh
Coste de O&M	1,9 c€/kWh	0,8 c€/kWh	0,6 c€/kWh
<b>COSTE 1</b>	<b>5,8 c€/kWh</b>	<b>2,4 c€/kWh</b>	<b>1,8 c€/kWh</b>

En resumen,

POTENCIAL TEÓRICO Fact. Tecnológicos	72 MW
ENERGÍA PRODUCIDA	216 GWh/año
COSTE 1	5,8 (100 kW)-2,4 (1.000 kW)- 1,8 (3.000 kW) c€/kWh

### 2.3.1.3. Factores Técnico-Organizativos

El potencial de aprovechamiento obtenido en el apartado anterior se somete a un análisis de viabilidad técnica, mediante la aplicación de los Factores Técnico-Organizativos.

Algunos de los factores técnico-organizativos más relevantes, que ejercen una influencia (positiva o negativa) sobre el potencial de generación de la energía minihidráulica, son los que se indican a continuación:

- Dadas las características orográficas del territorio de la CAPV, existen emplazamientos en donde las condiciones hidrográficas (caudal y salto) son idóneas para el aprovechamiento del recurso, pero en los que, desde el punto de vista técnico, resulta muy complicado.
- No se disponen de estudios hidrológicos actualizados de las cuencas vascas. Sin embargo, para una correcta previsión de potencial sería muy interesante disponer de históricos de caudales que

caractericen los años de sequía, años normales, años húmedos, etc. en las diferentes cuencas.

Algunos de estos factores tienen un carácter excluyente y por tanto, eliminan la posibilidad de aprovechamiento en un emplazamiento determinado. En otros casos, simplemente ejercen una influencia negativa sobre el potencial, lo cual se refleja en el análisis económico con un encarecimiento de los costes de referencia.

Tras evaluar y analizar la influencia de los Factores Técnico-Organizativos no excluyentes, se consideran los siguientes extracostes:

- Un 20% sobre el Coste de Capital, como consecuencia de la variabilidad de costes en la partida de obra civil en función del emplazamiento seleccionado.
- Un 5% sobre el Coste de O&M, debido a la dificultad en la explotación y mantenimiento de aquellas instalaciones que presenten una escasa accesibilidad.

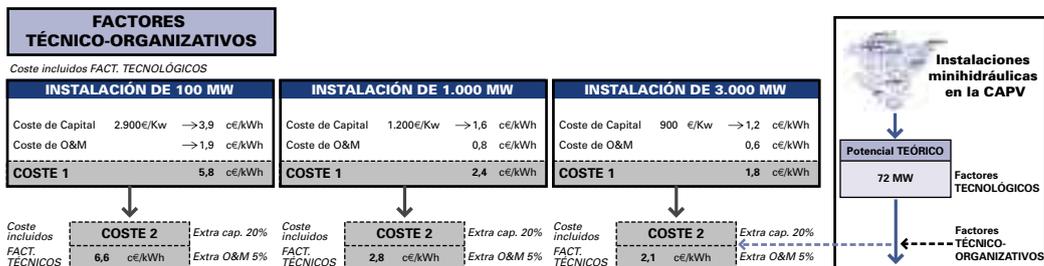
De acuerdo a lo anterior, el Coste 2 en función de la potencia instalada está comprendido entre 2,1 y 6,6 c€/kWh.

	100 kW	1.000 kW	3.000 kW
<b>COSTE 2</b>	<b>6,6 c€/kWh</b>	<b>2,8 c€/kWh</b>	<b>2,1 c€/kWh</b>

En resumen,

POTENCIAL Fact. Técnico-Organizativos	< 72 MW
ENERGÍA PRODUCIDA	< 216 GWh/año <sup>8</sup>
COSTE 2	6,6 (100 kW)-2,8 (1.000 kW)- 2,1 (3.000 kW) c€/kWh

FIGURA 41. ANÁLISIS DE POTENCIAL-FACTORES TÉCNICO-ORGANIZATIVOS



<sup>8</sup> Dadas la escasez de información, no es posible cuantificar adecuadamente el potencial una vez corregido a través de los factores técnico-organizativos y en consecuencia, tampoco es posible determinar la energía producida. En cualquier caso, dicho potencial siempre será inferior al Potencial Teórico de 72 MW, al verse reducido por dichos factores de corrección.

### 2.3.1.4. Factores Socio-económicos, Medioambientales y Administrativos

Después del análisis de viabilidad técnica, a continuación, se realiza la identificación y evaluación de los Factores Socio-económicos, Medioambientales y Administrativos y su incidencia sobre el potencial de aprovechamiento de la energía minihidráulica.

Los Factores Socio-económicos tienen que ver, fundamentalmente, con la oposición social de los ciudadanos y organizaciones ecologistas, como consecuencia de las afecciones medioambientales que provocan este tipo de instalaciones.

Entre los Factores Medioambientales más relevantes, se encuentran:

- La alteración de la fauna piscícola en las zonas de ubicación de las minicentrales.
- El deterioro general del entorno.

Por último, los Factores Administrativos que ejercen una mayor influencia sobre el potencial de aprovechamiento son los relacionados con los procedimientos de tramitación necesarios para la construcción de una instalación minihidráulica. A continuación, se indican varios ejemplos concretos:

- Los procesos son excesivamente burocráticos: El Organismo de Cuenca solicita los informes preceptivos de las Comisarías de Aguas de

las Confederaciones Hidrológicas y de la Dirección de Planificación y Obras Hidráulicas del Gobierno Vasco. En caso de que se emita algún informe negativo al proyecto, la tramitación queda paralizada.

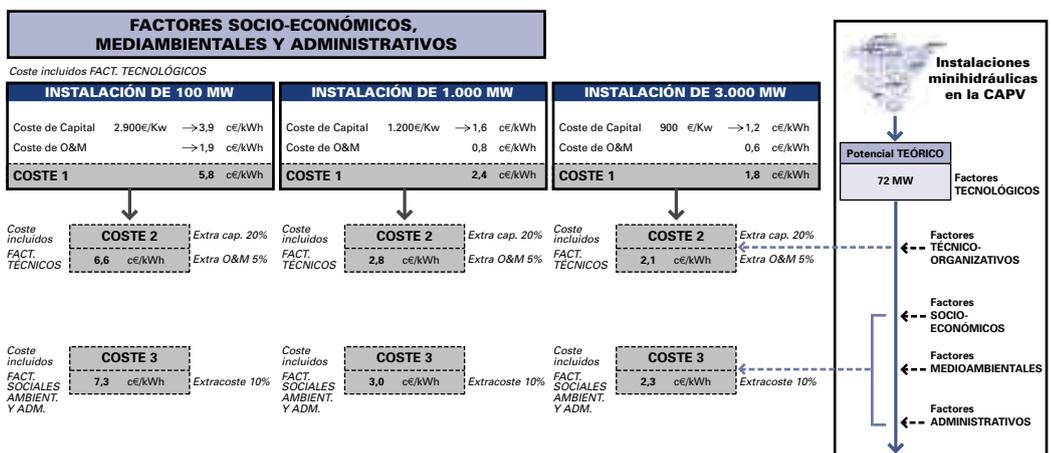
- Lentitud administrativa debido a la ausencia de plazos en el otorgamiento de autorizaciones.
- Conflictos con los ayuntamientos locales que deniegan las licencias de obras y/o permisos necesarios o aumentan progresivamente las exigencias económicas compensatorias por la implantación de las instalaciones.
- Demoras en las resoluciones de las Declaraciones de Impacto Ambiental.

Como en casos anteriores, estos factores de corrección pueden tener un carácter excluyente o bien generar un sobrecoste. En este caso concreto, el sobrecoste se estima del 10% con respecto al Coste 2.

Los costes por unidad producida tras la afección de los factores socio-económicos, medioambientales y administrativos, es decir, el Coste 3 está comprendido entre 2,3 y 7,3 c€/kWh.

	100 kW	1.000 kW	3.000 kW
<b>COSTE 3</b>	<b>7,3 c€/kWh</b>	<b>3,0 c€/kWh</b>	<b>2,3 c€/kWh</b>

**FIGURA 42. ANÁLISIS DE POTENCIAL-FACTORES SOCIO-ECONÓMICOS, MEDIOAMBIENTALES Y ADMINISTRATIVOS**



En resumen,

POTENCIAL-Fact. Socio-económicos, Medioambientales y Administrativos	<< 72 MW
ENERGÍA PRODUCIDA	<< 216 GWh/año <sup>9</sup>
COSTE 3	7,3 (100 kW)-3,0 (1.000 kW)-2,3 (3.000 kW) c€/kWh

### 2.3.1.5. Factores Legislativos

Una vez identificadas las diferentes barreras existentes para el aprovechamiento de la energía minihidráulica en el territorio de la CAPV, queda por estudiar la viabilidad económica de este tipo de instalaciones mediante el empleo de los Factores Legislativos. Para ello, se compara el coste de la energía producida (Coste 3) con los ingresos obtenidos por dicha unidad generada.

- Los costes de la unidad de energía producida, tal y como se ha determinado anteriormente, está comprendido entre 2,3 y 7,3 c€/kWh.

COSTE 3		
100 kW	1.000 kW	3.000 kW
7,3 c€/kWh	3,0 c€/kWh	2,3 c€/kWh

- Las instalaciones minihidráulicas se encuentran incentivadas por medio de subvenciones sobre el capital en función de la potencia instalada. Concretamente:
  - Las microcentrales hidroeléctricas de potencia inferior a 100 kW aisladas de la red pueden beneficiarse de ciertas ayudas a través de los programas que gestiona el Ente Vasco de la Energía con el Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (Programa EVE-IDAE). La cuantía de las ayudas es de 6 € por vatio (hasta los 10 kW) y para los kW adicionales hasta 1,5 € por vatio, con un importe máximo de 100.000 €. El estudio que se está realizando es para el caso de

instalaciones conectadas a la red, por lo que no disfrutarían de esta subvención.

- Las instalaciones minihidráulicas de potencia igual o superior a 100 kW y menores de 1 MW pueden recibir una subvención máxima del 40% del coste elegible (definido como el coste de la inversión necesaria excluidos los gastos de obra civil, tasas, permisos, gastos financieros, etc.) a través del programa de ayudas del Gobierno Vasco.

Para los casos tratados, este incentivo solamente es aplicable para las instalaciones de 100 kW, quedando la cuantía de las ayudas tal y como se indica a continuación.

INSTALACIÓN DE 100 kW		
SUBVENCIÓN DEL GOBIERNO VASCO	Máx. 40% de coste elegible	
	Coste de Capital	2.900 c€/kWh
	Gastos excluidos Coste Elegible <sup>10</sup>	1.740 c€/kWh
<i>Incentivo sobre el Coste Elegible</i>		696 c€/kWh

- Las instalaciones de mayores potencias (igual o superior a 1 MW) no perciben ningún tipo de incentivo.
- Los ingresos por unidad producida según lo establecido en el RD 661/2007, ITC 3519/2009 para energía minihidráulica con potencias menores a 10 MW (grupo b.4) para el caso de venta de la electricidad a tarifa regulada es de 8,2519 c€/kWh.

Para conocer la viabilidad económica de este tipo de instalaciones se calcula el *payback* de la inversión requerida para cada uno de los casos tratados.

- Instalación de 100 kW

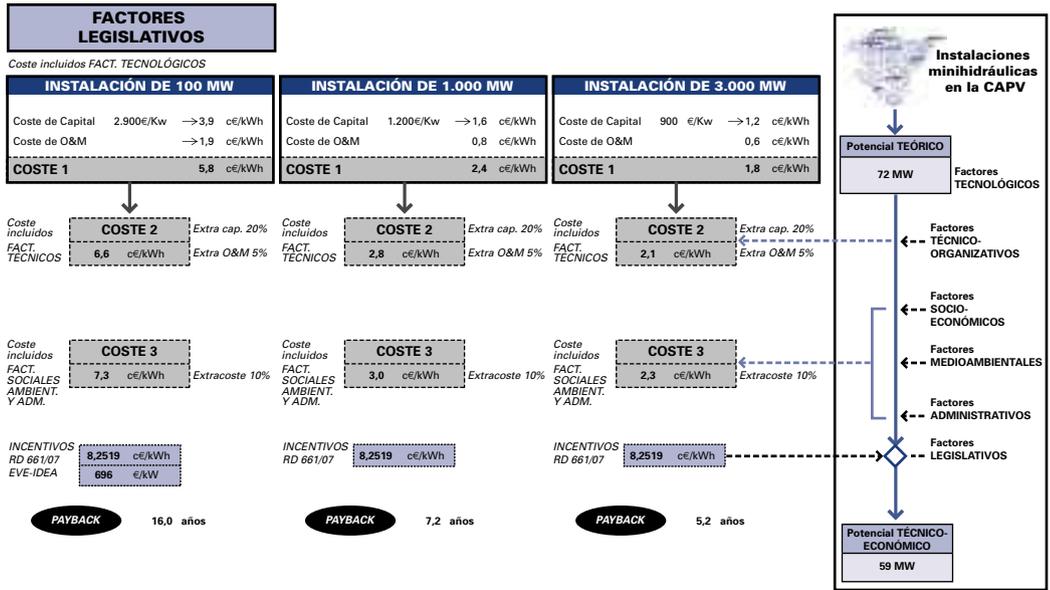
*Payback* =

$$\frac{\left(2.900 \frac{\text{€}}{\text{kW}} - 696 \frac{\text{€}}{\text{kW}}\right) \times (1 + 0,2) \times (1 + 0,1) \times 100 \frac{\text{c€}}{\text{€}}}{\left(8,2519 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} - \left[1,9 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \times (1 + 0,05) \times (1 + 0,1)\right]\right) \times 3.000 \frac{\text{h}}{\text{año}}} = 16 \text{ años}$$

<sup>9</sup> Al igual que en el apartado anterior, se considera que existe una reducción de potencial como consecuencia de los factores socio-económicos, medioambientales y administrativos pero no se puede cuantificar adecuadamente.

<sup>10</sup> A efectos de cálculo, se considera que los gastos excluidos del Coste de Capital son de aproximadamente un 40%, refiriéndose mayoritariamente a los costes de obra civil asociados (ver apartado 2.3.1.2).

**FIGURA 43. ANÁLISIS DE POTENCIAL - FACTORES LEGISLATIVOS**



- Instalación de 1.000 kW

Payback =

$$\frac{1.200 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \times (1 + 0,2) \times (1 + 0,1) \times 100 \frac{\text{€}}{\text{€}}}{\left( 8,2519 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} - \left[ 0,8 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \times (1 + 0,05) \times (1 + 0,1) \right] \right) \times 3.000 \frac{\text{h}}{\text{año}}} = 7,2 \text{ años}$$

- Instalación de 3.000 kW

Payback =

$$\frac{900 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \times (1 + 0,2) \times (1 + 0,1) \times 100 \frac{\text{€}}{\text{€}}}{\left( 8,2519 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} - \left[ 0,6 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \times (1 + 0,05) \times (1 + 0,1) \right] \right) \times 3.000 \frac{\text{h}}{\text{año}}} = 5,2 \text{ años}$$

Por lo tanto,

	PAYBACK		
100 kW	1.000 kW	3.000 kW	
16 años	7,2 años	5,2 años	

Tal y como se concluye del cálculo del payback, las instalaciones de mayor potencia resultan atractivas económicamente. En cambio, las centrales de menor potencia a pesar de disponer de subvención

sobre el coste de capital presentan periodos de retorno superiores a 10 años. Un ligero aumento de aproximadamente 3,75 c€/kWh sobre el incentivo establecido en el RD 661/2007 permitiría obtener valores de payback de 10 años.

En resumen,

POTENCIAL Fact. Legislativos	59 MW
ENERGÍA PRODUCIDA	177 GWh/año
INCENTIVO (RD 661/07)	8,2519 c€/kWh (≤ 10 MW)
PAYBACK	16 (100 kW)-7,2 (1.000 kW)-5,2 (3.000 kW) años

### 2.3.1.6. Potencial Técnico-Económico a 2010

A continuación, se determina el Potencial Técnico-Económico a 2010 después de la evaluación de los diferentes factores de corrección y de estudiar la viabilidad económica en los apartados anteriores.

Si se analiza la evolución del sector minihidráulico en Euskadi, los últimos datos disponibles de minicentrales instaladas en el territorio son los que se recogen en el siguiente cuadro.

**Inventario de instalaciones minihidráulicas en la CAPV**

	Instalaciones minihidráulicas	Potencia instalada (MW)
Álava	16	15,4
Vizcaya	28	10,5
Guipúzcoa	56	33
<b>TOTAL</b>	<b>100</b>	<b>59</b>

Fuente: Ente Vasco de la Energía

Por lo tanto, de los 72 MW de potencial teórico de aprovechamiento de energía minihidráulica a 2010, el Potencial Técnico-Económico asciende solamente a estos 59 MW. Los factores socio-económicos, medioambientales y administrativos son los que han impedido un mayor aprovechamiento del recurso hidrográfico en el territorio de la CAPV.

**2.3.1.7. Previsión del Potencial Técnico-Económico a 2020**

Para poder realizar la previsión de potencial de aprovechamiento de recurso minihidráulico para el año 2020 es necesario analizar cada uno de los factores que pueden ejercer alguna influencia sobre dicho potencial.

**A. Factores Tecnológicos**

No se espera que se produzcan mejoras tecnológicas significativas en la siguiente década que permitan incrementar el potencial teórico con respecto a los valores del año 2010 dado el grado actual de madurez tecnológica. Por ello, se estima que el Potencial Teórico a 2020 se mantiene en 72 MW.

Para el análisis de costes para el año 2020 se realizan las siguientes consideraciones:

- Se considera una reducción de costes de inversión de un 3%. Con lo que el Coste de Capital resulta comprendido entre los 1,2 y 3,8 c€/kWh, en función de la potencia instalada. El Coste de O&M se considera prácticamente constante con respecto a 2010.
- Se siguen considerando 3.000 horas de funcionamiento anuales y 25 años de vida útil de la instalación.
- El Coste 1 (Capital + O&M) en función de las potencias queda de la siguiente manera:

	100 kW	1.000 kW	3.000 kW
Coste de Capital	3,8 c€/kWh	1,6 c€/kWh	1,2 c€/kWh
Coste de O&M	1,9 c€/kWh	0,8 c€/kWh	0,6 c€/kWh
<b>COSTE 1</b>	<b>5,7 c€/kWh</b>	<b>2,4 c€/kWh</b>	<b>1,8 c€/kWh</b>

En resumen,

POTENCIAL TEÓRICO Fact. Tecnológicos	72 MW
ENERGÍA PRODUCIDA	216 GWh/año
COSTE 1	5,7 (100 kW)-2,4 (1.000 kW)- 1,8 (3.000 kW) c€/kWh

**B. Factores Técnico-Organizativos**

Dado el carácter de los factores técnico-organizativos, fundamentalmente referidos a problemas de accesibilidad por las características orográficas del territorio, se considera que para el año 2020 se mantienen invariables.

Por lo tanto, el extracoste generado por estos factores en 2020 sigue siendo del 20% sobre el Coste de Capital y del 5% sobre el Coste de O&M. Con lo que el Coste 2 está comprendido entre 2,0 y 6,5 c€/kWh.

	100 kW	1.000 kW	3.000 kW
<b>COSTE 2</b>	<b>6,5 c€/kWh</b>	<b>2,7 c€/kWh</b>	<b>2,0 c€/kWh</b>

En resumen,

POTENCIAL Fact. Técnico-Organizativos	< 72 MW
ENERGÍA PRODUCIDA	< 216 GWh/año
COSTE 2	6,5 (100 kW)-2,7 (1.000 kW)- 2,0 (3.000 kW) c€/kWh

**C. Factores Socio-económicos, Medioambientales y Administrativos**

En 2020, algunos de estos factores se mantendrán inalterados, tales como la afección al entorno, las alteraciones del hábitat, etc.. Sin embargo, se espera que, durante esta década, se tomen las medidas correctoras adecuadas y se reduzca la influencia de algunos otros, sobre todo en lo que se refiere a Factores Administrativos.

Por lo tanto, se estima que el extracoste inducido por este grupo de factores se ve reducido hasta

el 8% en 2020, resultando el Coste 3 comprendido entre 2,2 y 7,0 c€/kWh.

	100 kW	1.000 kW	3.000 kW
<b>COSTE 3</b>	<b>7,0 c€/kWh</b>	<b>2,9 c€/kWh</b>	<b>2,2 c€/kWh</b>

En resumen,

POTENCIAL-Fact. Socio-económicos, Medioambientales y Administrativos	<< 72 MW*
ENERGÍA PRODUCIDA	<< 216 GWh/año*
COSTE 3	7,0 (100 kW)-2,9 (1.000 kW)-2,2 (3.000 kW) c€/kWh

#### D. Factores Legislativos

Tras el análisis de la influencia de los diferentes factores de corrección se obtiene un coste de unidad generada a 2020 comprendida entre los 2,2 y 7,0 c€/kWh.

Para aplicar los Factores Legislativos a 2020 se supone que se mantiene constante el incentivo por kWh generado considerado en el año 2010, es decir, 8,2518 c€/kWh. Asimismo, para el caso de instalaciones con una potencia mayor o igual a 100 kW e inferior a 1 MW se sigue aplicando la subvención sobre la inversión asociada del Gobierno Vasco.

Si se recalcula el payback para las diferentes casos objeto de estudio, dicho parámetro queda comprendido entre los 5 y 15,1 años.

- Instalación de 100 kW

Payback =

$$\frac{\left(2.813 \frac{\text{€}}{\text{kW}} - 675,12 \frac{\text{€}}{\text{kW}}\right) \times (1 + 0,2) \times (1 + 0,08) \times 100 \frac{\text{c€}}{\text{€}}}{\left(8,2519 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} - \left[1,9 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \times (1 + 0,05) \times (1 + 0,08)\right]\right) \times 3.000 \frac{\text{h}}{\text{año}}} = 15 \text{ años}$$

- Instalación de 1.000 kW

Payback =

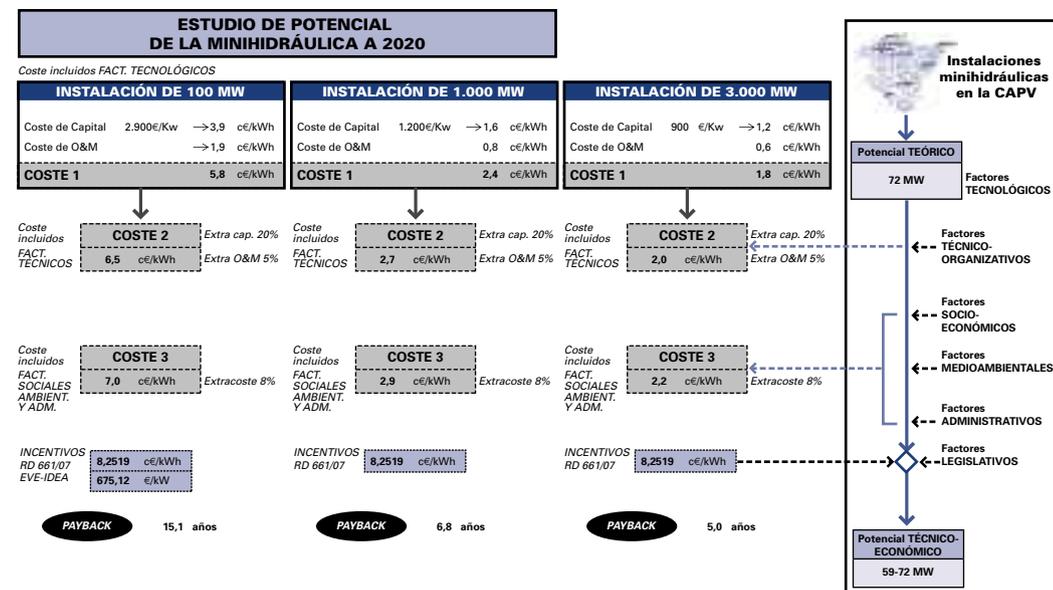
$$\frac{1.164 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \times (1 + 0,2) \times (1 + 0,08) \times 100 \frac{\text{c€}}{\text{€}}}{\left(8,2519 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} - \left[0,8 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \times (1 + 0,05) \times (1 + 0,08)\right]\right) \times 3.000 \frac{\text{h}}{\text{año}}} = 6,8 \text{ años}$$

- Instalación de 3.000 kW

Payback =

$$\frac{873 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \times (1 + 0,2) \times (1 + 0,08) \times 100 \frac{\text{c€}}{\text{€}}}{\left(8,2519 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} - \left[0,6 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \times (1 + 0,05) \times (1 + 0,08)\right]\right) \times 3.000 \frac{\text{h}}{\text{año}}} = 5,0 \text{ años}$$

FIGURA 44. PREVISIÓN DEL POTENCIAL TÉCNICO-ECONÓMICO A 2020



Por lo tanto,

PAYBACK con Incentivo RD 661/2007 8,2519 c€/kWh		
100 kW	1.000 kW	3.000 kW
15,1 años	6,8 años	5,0 años

El payback para instalaciones de 100 kW es demasiado elevado.

Como un payback inferior o igual a 10 años haría atractiva la inversión, se calcula de manera aproximada el incentivo mínimo necesario que haría viable económicamente las instalaciones de menor potencia (100 kW), resultando de unos 11,5 c€/kWh.

En resumen,

2020	
POTENCIAL TÉCNICO-ECONÓMICO	59-72 MW
ENERGÍA PRODUCIDA	177-216 GWh/año
Propuesta INCENTIVO mínimo <sup>11</sup> para instalaciones de 100 kW	11,5 c€/kWh
INCENTIVO RD 661/2007	8,2519 c€/kWh

## 2.4. Energía de los océanos

Los océanos presentan un gran potencial de aprovechamiento energético, a día de hoy, apenas sin explotar. La gran superficie ocupada por los océanos recibe la energía procedente del sol, en forma de calentamiento del agua, provocando el viento y generando las corrientes marinas y las olas. Asimismo, como consecuencia de la acción de la gravedad se generan las mareas. Por lo que las posibilidades de generación energética en los océanos son enormes.

Actualmente, aunque el aprovechamiento de la energía de los océanos, también en Euskadi, es prácticamente inexistente, se están desarrollando en la costa vasca diferentes proyectos para el desarrollar este tipo de energía. Prueba de ello, son las instalaciones de Oceantec, Mutriku y Bimep ya comentadas en capítulos anteriores.

### 2.4.1. Undimotriz

A pesar de la existencia de multitud de formas de aprovechamiento de la energía de los océanos: corrientes marinas, mareas, gradientes térmicos, olas, etc, teniendo en cuenta el estado actual de la tecnología para cada una de ellas, en el presente estudio solamente se analizará el potencial de aprovechamiento a partir de las olas, por considerarse que se trata de la alternativa con más posibilidades en Euskadi en un corto/medio plazo, en comparación con las demás.

#### 2.4.1.1. Información de partida: Energía de las Olas

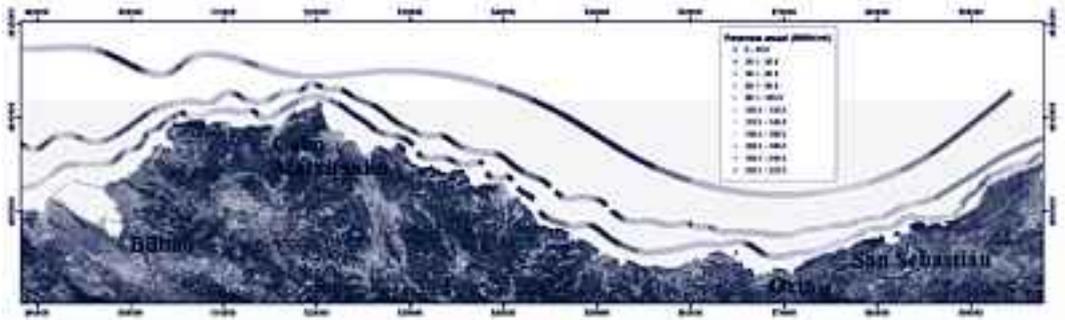
El punto de partida es el análisis de las condiciones de las olas en la costa del País Vasco y para ello se ha dispuesto de la información recogida en el artículo *“Atlas de energía del oleaje en la costa vasca. La planificación espacial marina como herramienta en la selección de zonas adecuadas para la instalación de captadores”* de Azti, Tecnalia. Este artículo recoge los resultados obtenidos a partir del Atlas del Oleaje que el Ente Vasco de la Energía encargó a la Universidad de Cantabria para caracterizar el recurso energético de las olas, al que no se ha tenido acceso.

La zona de estudio de este mapa de recurso comprende la plataforma continental vasca a diferentes profundidades, cubriendo una superficie total de 936 km<sup>2</sup>. Partiendo de los datos de altura y período de olas se estima la distribución del flujo de la energía del oleaje. Con el objeto de establecer las zonas más adecuadas para la instalación de captadores de energía de las olas, se establecen unos criterios técnicos, medioambientales y socioeconómicos con los que se define un índice de corrección (*Índice de Idoneidad*). Como conclusión de este análisis, se obtiene que los mayores valores medios de energía del oleaje se obtienen a 30, 60 y 100 metros de profundidad.

Según el anterior documento, dado el estado actual de la tecnología de los captadores de energía de las olas y los valores del Índice de Idoneidad para cada ubicación analizada, el potencial energético anual máximo accesible en la costa vasca equivale a 2 TWh en profundidades próximas a 60 metros.

<sup>11</sup> El valor propuesto de incentivo es orientativo para obtener un payback de 10 años. Puede que peculiaridades de determinadas instalaciones hagan que dicho incentivo sea insuficiente.

**FIGURA 45. DISTRIBUCIÓN ESPACIAL DEL ÍNDICE DE IDONEIDAD [AZTI-TECNALIA]**



#### 2.4.1.2. Potencial Teórico-Factores Tecnológicos

El Potencial Teórico de aprovechamiento de la energía de las olas, tal y como se ha definido en este estudio, es la capacidad de generación del recurso renovable sin ningún tipo de restricción. Dicho potencial está íntimamente ligado a la capacidad tecnológica de aprovechamiento existente, ya que si no fuese así, sería imposible cuantificarlo. Dicha relación entre potencial y tecnología se materializa a través del Factor Tecnológico.

La tecnología de aprovechamiento de la energía de las olas es incipiente y se encuentra en fase de investigación y desarrollo. A pesar de la existencia de captadores a nivel comercial gracias a proyectos subvencionados, existe una gran diversidad de tecnologías que no están suficientemente contrastadas, lo cual provoca que aunque exista el recurso renovable, su aprovechamiento comparativamente con otras energías no sea relevante.

Los retos tecnológicos a superar son numerosos, algunos de los cuales se indican a continuación:

- Como el aprovechamiento se lleva a cabo en alta mar, se debe disponer de tecnologías apropiadas capaces de resistir no solo las condiciones corrosivas del entorno marino, sino también los impactos de la meteorología. Asimismo, facilitando la explotación y minimizando el mantenimiento.

- Los rendimientos actuales de los sistemas de captación son muy bajos, llegando apenas al 15%.
- Se tiene que mejorar los sistemas de evacuación de la energía producida, etc

Por tanto, el esfuerzo tecnológico aún por desarrollar es muy importante.

Por todo lo anterior, el Potencial teórico a 2010, aunque indudablemente existente, es muy difícil de cuantificar y por ello, se estima importante<sup>12</sup> asociado exclusivamente a la tecnología actual con un cierto grado de madurez.

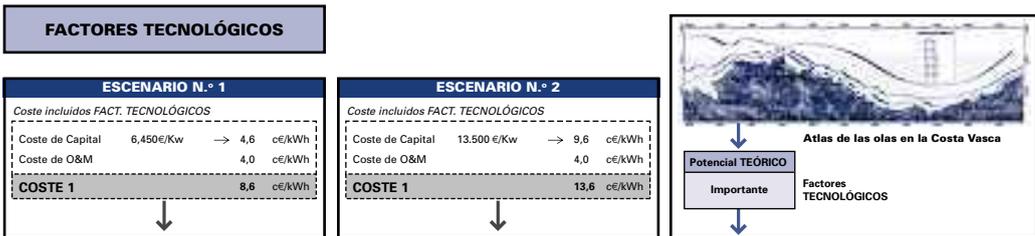
En paralelo, se realiza el análisis económico para el año 2010 basándose en los datos recogidos en experiencias europeas. Se es consciente que dicha información podría diferir sensiblemente con el caso concreto de Euskadi, sin embargo, el objetivo de este análisis es conocer la viabilidad económica de este tipo de instalaciones. Dada la gran diversidad de datos, se plantean dos posibles casos en función de los Costes de Capital de la instalación, uno mínimo (Caso n.º 1) y otro máximo (Caso n.º 2).

El Coste 1 de la energía producida viene dado por los siguientes conceptos:

- 1) El Coste de Capital para cada uno de los casos, se ha tomado de la información suministrada por SETIS (Strategic energy technology

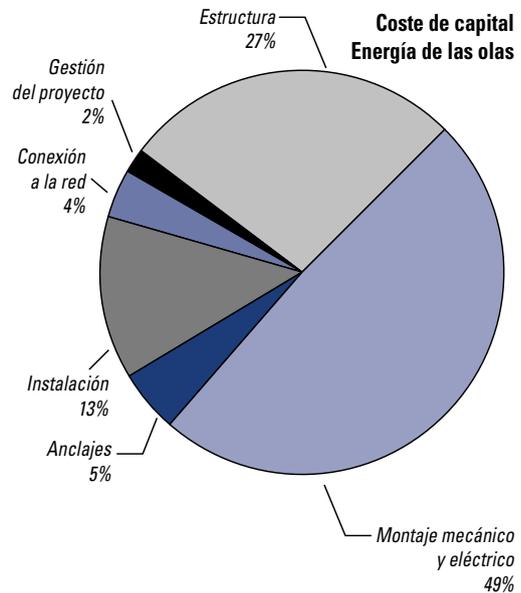
<sup>12</sup> El Potencial Teórico a 2010 de la energía de las olas en la CAPV no se considera nulo, como en el caso de la energía eólica marina, debido a que actualmente en el País Vasco ya existen proyectos en distintas fases (Oceantec, Bimep, Mutriku) que, aunque a nivel experimental, están tratando de desarrollar y optimizar este tipo de aprovechamiento.

**FIGURA 46. ANÁLISIS DE POTENCIAL - FACTORES TECNOLÓGICOS**



**FIGURA 47. COSTE DE CAPITAL**

Costes de capital	ESCENARIO N.º 1		ESCENARIO N.º 2	
	€/kW	% coste de capital	€/kW	% coste de capital
Estructura	1.742	27	3.645	27
Montaje mecánico y eléctrico	3.161	49	6.615	49
Anclajes	323	5	675	5
Instalación	839	13	1.755	13
Conexión a la red	258	4	540	4
Gestión del proyecto	129	2	270	2
<b>TOTAL</b>	<b>6.450</b>	<b>100</b>	<b>13.500</b>	<b>100</b>



plan information system), concretamente del documento “*Technological State of the Art and Anticipated Developments*” y de la plataforma EQUIMAR “*Summary of attributes of costs models used by different stakeholders*”.

Tal y como se observa en la siguiente figura, el Coste de Capital en instalaciones de aprovechamiento de la energía de las olas oscila en un rango de 6.450 €/kW (Caso n.º 1) y 13.500 €/kW (Caso n.º 2).

Para obtener dicho Coste de Capital en términos de energía producida (c€/kWh) se consideran 7.000 horas de funcionamiento anuales, y una vida útil de la instalación de 20 años.

Con todas estas consideraciones, el Coste de Capital está comprendido entre 4,6 y 9,6 c€/kWh.

Coste de Capital<sub>escenario n.º 1</sub> =

$$6.450 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \times \frac{1}{20 \text{ años}} \times \frac{1}{7.000 \frac{\text{año}}{\text{h}}} \times 100 = 4,6 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}}$$

Coste de Capital<sub>escenario n.º 2</sub> =

$$13.500 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \times \frac{1}{20 \text{ años}} \times \frac{1}{7.000 \frac{\text{año}}{\text{h}}} \times 100 = 9,6 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}}$$

- El Coste de O&M. Dado el grado de inmadurez de esta tipo de instalaciones no se dispone de información de O&M. Además, existe gran

diversidad de tecnologías de aprovechamiento con diferentes posibilidades de mantenimiento (mantenimiento in-situ o retirada de captadores para mantenimiento on-shore), lo cual contribuye a una mayor incertidumbre en cuanto a los recursos necesarios para su O&M.

Al no disponer de fuentes concluyentes y siguiendo un criterio conservador, se estima que el Coste de O&M para la energía de las olas es el doble con respecto al gasto que supone en eólica marina. Es decir, el Coste de O&M, para ambos Casos, se estima en 4 c€/kWh.

Teniendo en cuenta todo lo anterior, el Coste 1 (Coste de Capital + Coste de O&M) de la unidad de energía producida está comprendida entre 8,6 y 13,6 c€/kWh.

$$\text{Coste 1}_{\text{escenario n.º 1}} = 4,6 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} + 4 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} = 8,6 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}}$$

$$\text{Coste 1}_{\text{escenario n.º 2}} = 9,6 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} + 4 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} = 13,6 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}}$$

En resumen,

POTENCIAL TEÓRICO Fact. Tecnológicos	Importante
COSTE 1	8,6-13,6 c€/kWh

### 2.4.1.3. Factores Técnico-Organizativos

Los Factores Técnico-Organizativos limitan la capacidad de aprovechamiento de la energía de las olas por razones de viabilidad técnica de las propias instalaciones. Dicha limitación se puede materializar mediante la anulación de potencial o bien ejerciendo una influencia sobre el mismo, fruto de la cual, se genera un extracoste sobre la unidad de energía producida.

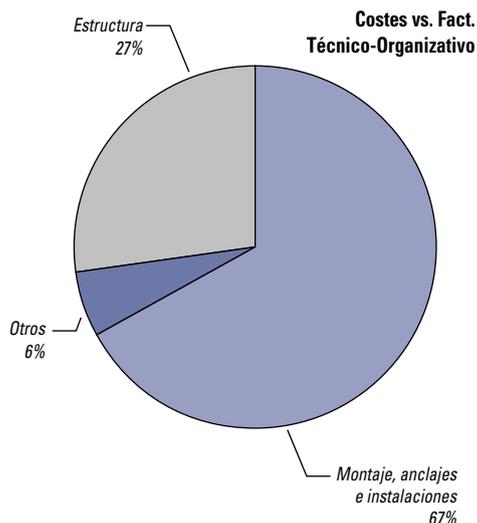
Algunos de los factores técnico-organizativos más relevantes, tal y como se recogen en el informe de AZTI-TECNALIA, son los que se detallan a continuación:

- El gran tránsito de buques en zonas cercanas a la costa, tanto mercantes como pesqueros, los cuales faenan en una parte significativa en la zona.

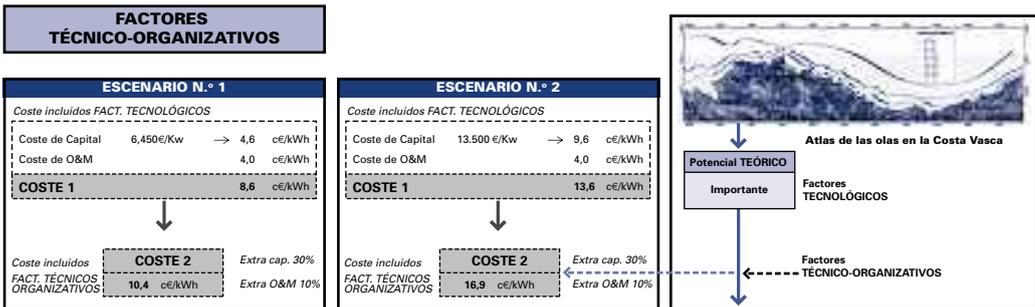
- Las zonas de fondeo y los canales de acceso al puerto de Bilbao y Pasajes que anulan la posibilidad de aprovechamiento de las olas. Además, a los otros puertos de la costa vasca se les considera con un canal de exclusión de 500 metros de ancho.
- Las zonas de cables y de conducciones submarinas que excluyen potencial.
- Las zonas de vertido de material dragado y de extracción de áridos.
- Existen limitaciones en función del tipo de fondo marino (arena o roca).
- La realización dificultosa de las estructuras de soporte de los sistemas de captación.
- Las limitaciones técnicas debidas a la caracterización de la propia costa vasca, con una plataforma continental estrecha y con la existencia de fuertes y frecuentes temporales, especialmente durante los meses de invierno.

Tal y como se ha comentado anteriormente, se trata ahora de conocer el grado de influencia de aquellos factores no excluyentes y por tanto, el extracoste que provocan. Para ello, se retoma el desglose

**FIGURA 48. COSTE DE CAPITAL  
FACTORES TÉCNICO-ORGANIZATIVOS**



**FIGURA 49. ANÁLISIS DE POTENCIAL - FACTORES TÉCNICO-ORGANIZATIVOS**



de partidas que constituyen el Coste de Capital. El coste de la estructura de captación representa el 27% del coste total de la inversión necesaria en ambos casos. De las conceptos restantes, los que se ven afectados directamente por los factores técnico-organizativos (fundamentalmente: montaje, anclajes e instalación) representan el 67% del coste total.

Con esta estructura de costes, los factores técnico-organizativos generan un extracoste que se estima del 30% sobre el Coste de Capital y del 10% sobre el Coste de O&M, dadas las condiciones en las que se van a tener que desarrollar las tareas de construcción, operación y mantenimiento de este tipo de instalaciones.

Por tanto, el Coste 2 queda comprendido entre 10,4 y 16,9 c€/kWh.

$$\text{Coste } 2_{\text{escenario n.º 1}} = 4,6 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \times (1 + 0,3) + 4 \times (1 + 0,1) \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} = 10,4 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}}$$

$$\text{Coste } 2_{\text{escenario n.º 2}} = 9,6 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \times (1 + 0,3) + 4 \times (1 + 0,1) \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} = 16,9 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}}$$

En resumen,

POTENCIAL - Factores Técnico-Organizativos	Importante
COSTE 2	10,4-16,9 c€/kWh

#### 2.4.1.4. Factores Socio-económicos, Medioambientales y Administrativos

Tras el análisis de la viabilidad técnica con la tecnología actual de las instalaciones de aprovecha-

miento de la energía de las olas, el siguiente paso es evaluar los factores socio-económicos, medioambientales y administrativos y su influencia sobre el potencial.

Los Factores Socio-económicos más importantes son los siguientes:

- La necesidad de concienciación ciudadana y de las autoridades competentes para el fomento de este tipo de instalaciones.
- La existencia de zonas de pesca tradicional y artesanal y zonas de baño que hacen incompatible el aprovechamiento del recurso.

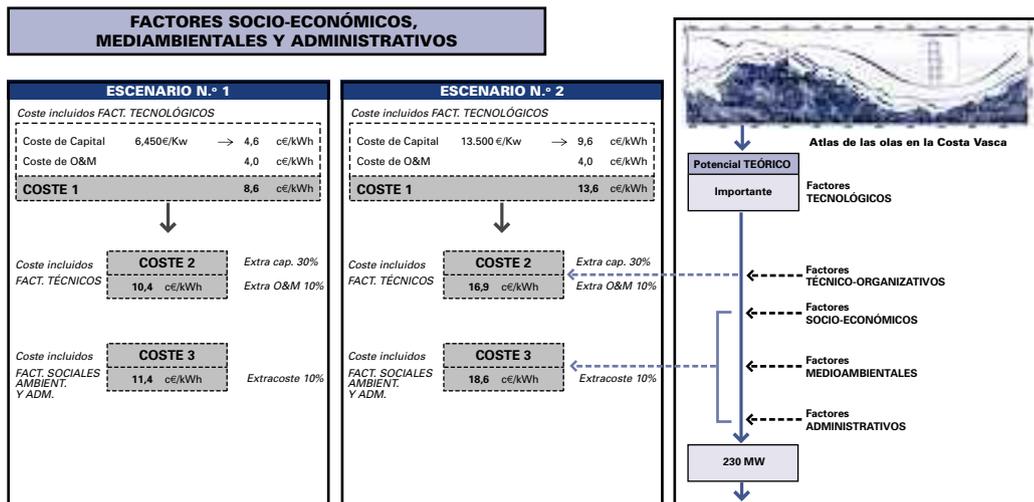
Los Factores Medioambientales provocan, fundamentalmente, la exclusión de potencial dada la existencia de áreas protegidas en donde no es posible modificación alguna del entorno natural. Algunos ejemplos son los que se indican a continuación:

- Espacios Naturales Protegidos (Biotopo de Gaztelugatxe).
- Plan de ordenación de recursos naturales del tramo litoral Deba-Zumaia.
- Zonas de Especial Protección, ZEP, tramo Cabo Ogoño y Gaztelugatxe.

En otros casos, los factores medioambientales limitan potencial como consecuencia de la afección que provocan los captadores de energía sobre la dinámica sedimentaria y morfología de las playas vascas.

En cuanto a los Factores Administrativos se encuentran:

**FIGURA 50. ANÁLISIS DE POTENCIAL - FACTORES SOCIOECONÓMICOS, MEDIOAMBIENTALES Y ADMINISTRATIVOS**



- El coste de las licencias y autorizaciones es muy elevado, pudiendo suponer 1.000.000 €. Además de ser muy dificultosa su adjudicación, pues se puede tardar en torno a 1 ó 2 años en obtenerla. (Fuente: *European Commission, "Report on the Workshop on Hydropower and Ocean Energy"*).

Por lo tanto, aquellos factores socio-económicos, medioambientales y administrativos que no anulan potencial, pero sí ejercen una influencia sobre el mismo, generan un extracoste. Se estima que dicho extracoste es del 10% con respecto al coste de la unidad generada.

El potencial de aprovechamiento de la energía de las olas disponible después de la evaluación de los factores de corrección se ve inevitablemente disminuido con respecto al Potencial Teórico.

Hasta este momento no se había podido cuantificar dicho potencial. Sin embargo, llegado a este punto del análisis se pueden emplear los datos recogidos en el informe de AZTI-TECNALIA relativo al Atlas de las Olas. Según esta fuente de información, el potencial de aprovechamiento en la CAPV es de 1,6 TWh/año una vez sometida dicha capacidad de aprovechamiento a criterios técnicos, medioambientales, socio-económicos y considerando los captadores de energía con mayor rendimiento existentes

en la actualidad. Aunque en diferente orden se ha desarrollado el mismo procedimiento de análisis que en este estudio.

Considerando un funcionamiento anual de 7.000 horas y un potencial de generación energética de 1,6 TWh/año, el potencial de aprovechamiento de la energía de las olas en la CAPV asciende aproximadamente a 230 MW.

De esta manera, el Coste 3 está comprendido entre 11,4 y 18,6 c€/kWh.

$$\text{Coste } 3_{\text{escenario n.º 1}} = 10,4 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \times (1 + 0,1) = 11,4 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}}$$

$$\text{Coste } 3_{\text{escenario n.º 2}} = 16,9 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \times (1 + 0,1) = 18,6 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}}$$

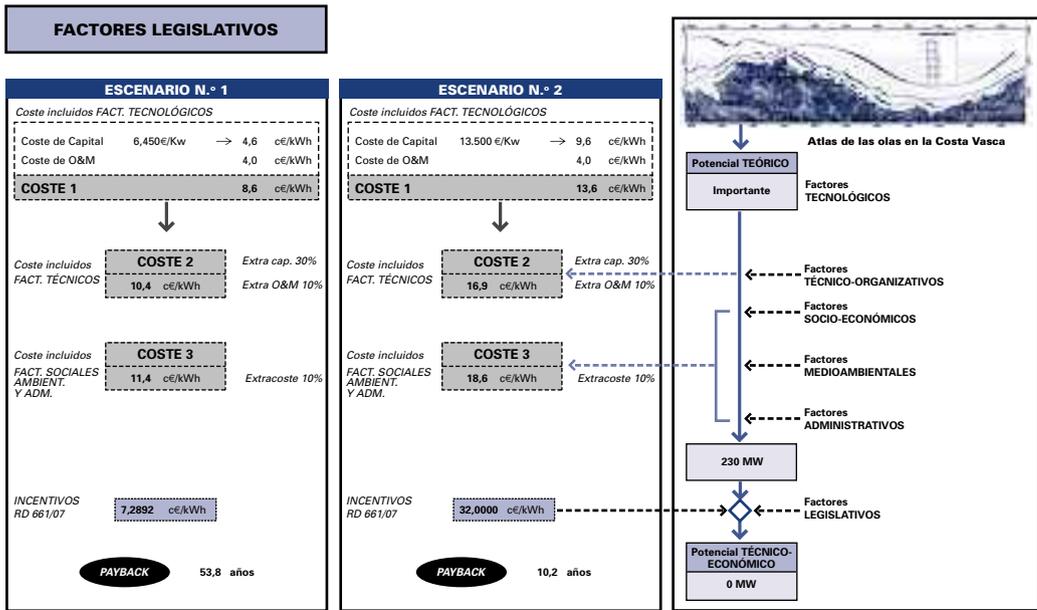
En resumen,

POTENCIAL - Fact. Socio-Económicos, Medioambientales y Administrativos	~ 230 MW
ENERGÍA PRODUCIDA	~ 1.600 GWh/año
COSTE 3	11,4-18,6 c€/kWh

#### 2.4.1.5. Factores Legislativos

Por último, tras la evaluación de los diferentes factores de corrección queda por analizar la viabili-

**FIGURA 51. ANÁLISIS DE POTENCIAL - FACTORES LEGISLATIVOS**



dad económica de este tipo de instalaciones a través de los Factores Legislativos.

- El coste del kWh producido a partir del recurso de las olas (Coste 3) está comprendido entre los 11,4 y 18,6 c€/kWh.
- Los ingresos por la venta del kWh generado a tarifa regulada según el Real Decreto 661/2007, ITC 3519/2009 es de 7,2892 c€/kWh.

Para conocer la viabilidad económica de las instalaciones se calcula el payback de la inversión necesaria. Dicho período de retorno se encuentra comprendido entre los 53 y 113 años, valores excesivamente elevados para resultar atractivos.

Payback<sub>escenario n.º 1</sub> =

$$\frac{6.450 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \times (1 + 0,3) \times (1 + 0,1) \times 100 \frac{\text{c€}}{\text{€}}}{\left\{ 7,2892 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} - \left[ 4 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \times (1 + 0,1) \times (1 + 0,1) \right] \right\} \times 7.000 \frac{\text{h}}{\text{año}}} \approx 53 \text{ años}$$

Payback<sub>escenario n.º 2</sub> =

$$\frac{13.500 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \times (1 + 0,3) \times (1 + 0,1) \times 100 \frac{\text{c€}}{\text{€}}}{\left\{ 7,2892 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} - \left[ 4 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \times (1 + 0,1) \times (1 + 0,1) \right] \right\} \times 7.000 \frac{\text{h}}{\text{año}}} \approx 113 \text{ años}$$

De manera orientativa, se ha realizado el cálculo del incentivo mínimo necesario para que este tipo de instalaciones sean viables económicamente, es decir, para obtener valores de payback de 10 años. El incentivo mínimo sería de 18 c€/kWh en el Caso nº 1 y de 32 c€/kWh en el Caso nº 2.

En resumen,

POTENCIAL Fact. Legislativos	~ 0 MW
ENERGÍA PRODUCIDA	~ 0 GWh/año
INCENTIVO RD 661/2007	7,2892 c€/kWh
PAYBACK	53-113 años

#### 2.4.1.6. Potencial Técnico-Económico a 2010

La conclusión a la que se llega, después de evaluar los diferentes factores de corrección y analizar la viabilidad económica de las instalaciones de aprovechamiento de la energía de las olas, es clara. A pesar de la existencia de recurso renovable y teniendo en cuenta las limitaciones comentadas, el factor que anula totalmente la capacidad de generación es la falta de viabilidad económica de este tipo de instalaciones. Por ello, el Potencial Técnico-Económico a 2010 es nulo.

Sin embargo, a pesar de que sean los factores legislativos los responsables finales de la anulación del potencial, no son los únicos. El resto de factores de corrección generan extracostes que empeoran la rentabilidad de las instalaciones. Por ello, se ha de trabajar conjuntamente tanto en conseguir la viabilidad económica, como en minimizar el efecto del resto de factores de corrección.

Por último, es importante destacar la necesidad de orientar todos los esfuerzos posibles a la investigación y el desarrollo tecnológico para alcanzar mayores eficiencias y la conveniencia de tratar de "ordenar" el I+D en los ámbitos autonómico, nacional, europeo, que, a su vez, repercutan en un incremento del potencial de aprovechamiento en el futuro.

### 2.4.1.7. Previsión del Potencial Técnico-Económico a 2020

Para realizar la previsión de potencial de aprovechamiento de la energía de las olas a 2020 es necesario evaluar los factores de corrección y su influencia, siguiendo la metodología empleada para el año 2010.

#### A. Factores Tecnológicos

El desarrollo tecnológico que se produzca durante la próxima década va a provocar una mejora significativa, con el consiguiente aumento del potencial teórico de aprovechamiento. Las previsiones de evolución tecnológica para el año 2020 en este sector se centran en la mejora de rendimientos de los captadores, diseño de sistemas de captación con posibilidad de aprovechamiento en condiciones más desfavorables, etc.

Para el análisis de costes a 2020 se realizan las siguientes consideraciones:

- La vida útil de la instalación es de 20 años con un funcionamiento anual de 7.000 horas.
- Según previsiones europeas, de cara a 2020 se considera una reducción del Coste de Capital del 30% como consecuencia del desarrollo tecnológico durante esta década. Por tanto, el Coste de Capital estará comprendido entre 4.515 €/kW (Caso n.º 1) y 9.450 €/kW (Caso n.º 2). En términos de energía producida será de la siguiente manera:

Coste de capital	€/kW	c€/kWh
Caso n.º 1	4.515	$4.515 \frac{€}{kW} \times \frac{1}{20 \text{ años}} \times \frac{1}{7.000 \frac{\text{año}}{h}} \times 100 = 3,2 \frac{c€}{kWh}$
Caso n.º 2	9.450	$9.450 \frac{€}{kW} \times \frac{1}{20 \text{ años}} \times \frac{1}{7.000 \frac{\text{año}}{h}} \times 100 = 6,8 \frac{c€}{kWh}$

- Asimismo, se considera una disminución de los Costes de O&M del 10% con respecto a los valores de 2010.

$$\text{Coste de O\&M} = 4 \frac{c€}{kWh} \times (1 - 0,1) = 3,6 \frac{c€}{kWh}$$

- Por lo tanto, el Coste 1 (Capital + O&M) estará comprendido entre los 6,8 y 11,5 c€/kWh.

$$\text{Coste 1}_{\text{escenario n.º 1}} = 3,2 \frac{c€}{kWh} + 3,6 \frac{c€}{kWh} = 6,8 \frac{c€}{kWh}$$

$$\text{Coste 1}_{\text{escenario n.º 2}} = 6,8 \frac{c€}{kWh} + 3,6 \frac{c€}{kWh} = 10,4 \frac{c€}{kWh}$$

En resumen,

POTENCIAL TEÓRICO Fact. Tecnológicos	Muy Importante
COSTE 1	6,8-10,4 c€/kWh

#### B. Factores Técnico-Económico

Los factores técnico-económicos tendrán una menor influencia sobre el potencial de aprovechamiento gracias, por ejemplo, a la definición de zonas de tránsito marino que permitan compatibilizar las diversas actividades en el mar con este tipo de instalaciones.

El Factor Técnico-Organizativo en 2020 pasa a generar un extracoste del 15% sobre el Coste de Capital y del 5% sobre el Coste de O&M, con lo que el Coste 2 se encuentra comprendido entre 7,5 y 11,5 c€/kWh.

$$\text{Coste 2}_{\text{escenario n.º 1}} = 3,2 \frac{c€}{kWh} \times (1+0,15) + 3,6 \times (1+0,05) \frac{c€}{kWh} = 7,5 \frac{c€}{kWh}$$

$$\text{Coste 2}_{\text{escenario n.º 2}} = 6,8 \frac{c€}{kWh} \times (1+0,15) + 3,6 \times (1+0,05) \frac{c€}{kWh} = 11,5 \frac{c€}{kWh}$$

En resumen,

POTENCIAL Fact. Técnico-Organizativos	Importante
COSTE 2	7,5-11,5 c€/kWh

**C. Factores Socio-económicos, Medioambientales y Administrativos**

En 2020, este conjunto de factores induce un extracoste del 8% sobre el Coste 2, siendo prácticamente constante con respecto a 2010, al suponer que la concienciación ciudadana y la agilización de los trámites administrativos, permitirán reducir la influencia de los factores socio-económicos y administrativos. Sin embargo, existen barreras que se mantendrán inalterables, tales como la afición al entorno, las alteraciones del hábitat, etc.

El Coste 3 sería de aproximadamente 8,1-12,5 c€/kWh.

$$\text{Coste } 3_{\text{escenario n.º 1}} = 7,5 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \times (1 + 0,08) = 8,1 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}}$$

$$\text{Coste } 3_{\text{escenario n.º 2}} = 11,5 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \times (1 + 0,08) = 12,5 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}}$$

En resumen,

POTENCIAL -Factores Socio-Económicos, Medioambientales y Administrativos	Importante
COSTE 3	8,1-12,5 c€/kWh

**D. Factores Legislativos**

Si se analiza la viabilidad económica de las instalaciones de aprovechamiento en el año 2020 por medio de los Factores Legislativos, se siguen obteniendo valores de payback excesivamente altos. Para dicho cálculo se ha tenido en cuenta lo siguiente:

- El coste del kWh producido a partir del recurso de las olas (Coste 3) en 2020 está comprendido entre los 8,1 y 12,5 c€/kWh.
- Los ingresos por la venta del kWh generado a tarifa regulada se mantienen constantes con respecto a 2010, es decir, de 7,2892 c€/kWh, tal y como establece el RD661/2007.

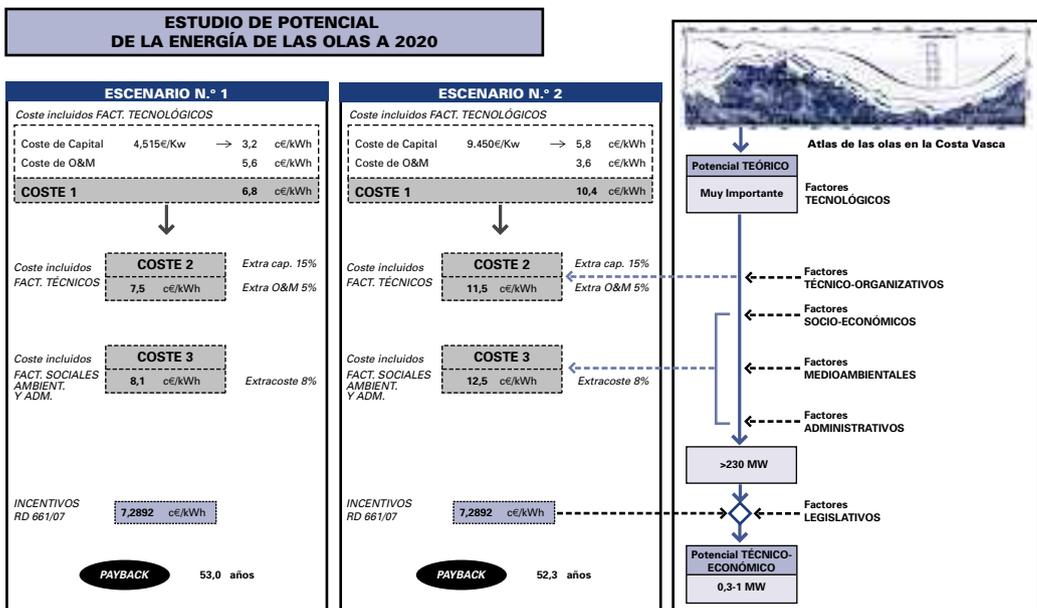
$$\text{Payback}_{\text{escenario n.º 1}} =$$

$$\frac{4.515 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \times (1 + 0,15) \times (1 + 0,08) \times 100 \frac{\text{c€}}{\text{€}}}{\left\{ 7,2892 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} - \left[ 3,6 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \times (1 + 0,05) \times (1 + 0,08) \right] \right\} \times 7.000 \frac{\text{h}}{\text{año}}} \approx 25 \text{ años}$$

$$\text{Payback}_{\text{escenario n.º 2}} =$$

$$\frac{9.450 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \times (1 + 0,15) \times (1 + 0,08) \times 100 \frac{\text{c€}}{\text{€}}}{\left\{ 7,2892 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} - \left[ 3,6 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \times (1 + 0,05) \times (1 + 0,08) \right] \right\} \times 7.000 \frac{\text{h}}{\text{año}}} \approx 52 \text{ años}$$

**FIGURA 52. PREVISIÓN DE POTENCIAL TÉCNICO-ECONÓMICO A 2020**



En la figura 52 se recoge en forma de esquema el razonamiento llevado a cabo para la realización del análisis económico y de potencial.

Dado que se considera que un payback próximo a 10 años, haría viable la instalación de aprovechamiento de energía de las olas. Se ha calculado, de manera aproximada, el incentivo mínimo necesario para ello, resultando ser de 12 c€/kWh para el Caso nº 1 y de 20,5 c€/kWh.

En condiciones de viabilidad económica y teniendo en cuenta el importante papel que juega el nivel tecnológico en el caso del aprovechamiento de la energía de las olas, se estima que el Potencial Técnico-Económico a 2020 es de aproximadamente 0,3-1 MW. Dicho potencial tiene en cuenta el hecho de que para el año 2020 la instalación de Mutriku estará en servicio, lo cual supondrá una potencia de 0,3 MW. No se prevé que durante esta década exista un incremento importante del potencial instalado, dado el estado prematuro en el que se encuentra esta energía. Sin embargo, sí que se asentarán las bases para que a partir de entonces se produzca una verdadera "revolución" undimotriz.

En resumen,

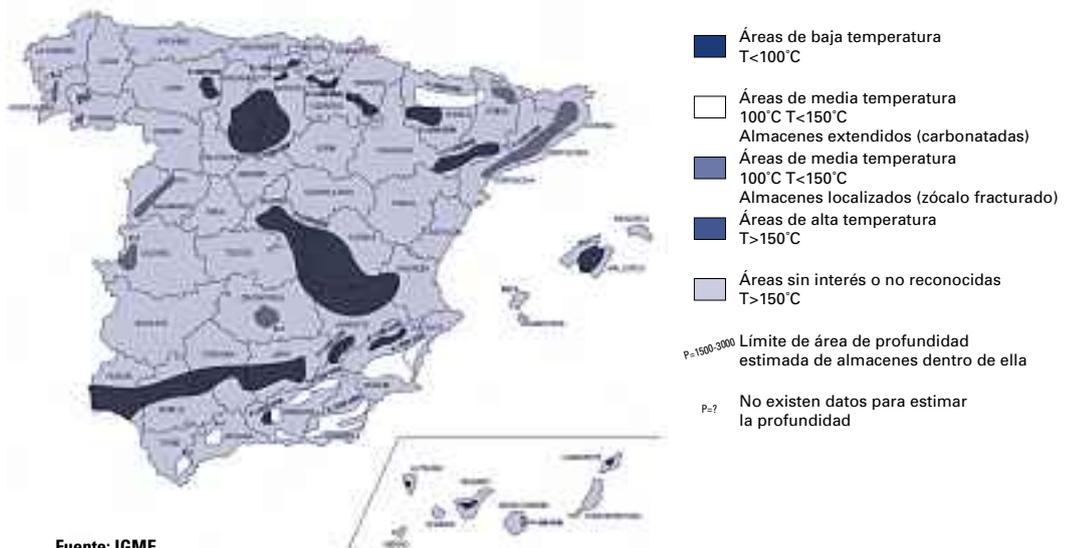
2020	
POTENCIAL TÉCNICO-ECONÓMICO	0,3-1 MW
ENERGÍA PRODUCIDA	2,10-7 GWh/año
Propuesta INCENTIVO mínimo <sup>13</sup>	12 (Caso nº 1) y 20,5 (Caso nº 2) c€/kWh
INCENTIVO RD 661/2007	8,2519 c€/kWh

### 2.5. Energía geotérmica

Los recursos geotérmicos cuyo aprovechamiento permite la generación de electricidad deben disponer de una elevada temperatura (más de 150°C para instalaciones geotérmicas de alta temperatura o entre los 100°C y 150°C para las de media temperatura), encontrándose a grandes profundidades.

En el territorio de la CAPV existe un gran desconocimiento con respecto a la disponibilidad del recurso geotérmico para la generación de electricidad. Los sondeos requeridos a gran profundidad son muy costosos y las investigaciones llevadas a cabo hasta el momento, fundamentalmente por el Instituto

FIGURA 53. ÁREAS GEOTÉRMICAS EN ESPAÑA



Fuente: IGME

<sup>13</sup> El valor propuesto de incentivo es orientativo para obtener un payback de 10 años. Puede que peculiaridades de determinadas instalaciones hagan que dicho incentivo sea insuficiente.

Geológico y Minero de España (IGME), no auguran un gran potencial de geotermia de alta-media temperatura en Euskadi.

De acuerdo con el mapa del Instituto Geológico y Minero (IGME), el potencial de aprovechamiento de recursos geotérmicos en la CAPV es reducido y se centra en la energía de baja temperatura (<< 100°C) o somera para generación de calor (frío). Por lo que será tratado en el apartado correspondiente.

2020	
POTENCIAL TÉCNICO-ECONÓMICO	~ 0 MW
ENERGÍA PRODUCIDA	~ 0 GWh/año

## 2.6. Energía solar

### 2.6.1. Solar termoeléctrico

Como se ha comentado en el capítulo 2, la energía solar termoeléctrica es una tecnología que no tiene aplicación a corto-medio plazo en la CAPV y debido a esta razón no se procederá al estudio de potencial. Las razones por las cuales no es aprovechable son las siguientes:

- Para tener un mínimo de aprovechamiento de esta tecnología es necesario un valor mínimo de energía solar incidente de 1.500 kWh/año y 2.500 horas/año. Ninguna de ellas se cumplen en la CAPV.

- Según el Instituto Madrileño de Estudios Avanzados, todo el sur peninsular situado por debajo del paralelo 40º, así como amplias zonas de las cuencas del Ebro y del Duero, presentan excelentes condiciones para el aprovechamiento de radiación solar. El punto más meridional de la CAPV es aproximadamente 42,47º estando situado el paralelo de 40º aproximadamente en el sur de la Comunidad de Madrid.

2020	
POTENCIAL TÉCNICO-ECONÓMICO	~ 0 MW
ENERGÍA PRODUCIDA	~ 0 GWh/año

### 2.6.2. Solar fotovoltaica

#### 2.6.2.1. Información de partida: Energía solar

El punto de partida para el estudio del potencial de la energía solar fotovoltaica es el análisis de la disponibilidad de dicho recurso renovable en la CAPV. Se han confeccionado diversos mapas por parte de diferentes organismos, en los cuales se refleja la información relativa a parámetros de interés desde el punto de vista de la tecnología fotovoltaica.

- “Mapa de Irradiación Solar de Europa” European Commission-DG Joint Research Centre, Institute for Environment and Sustainability Renewable Energies Unit (2006).

271

**FIGURA 54. IRRADIACIÓN MEDIA ANUAL Y HORAS DE SOL EN ESPAÑA POR PROVINCIAS**



Fuente: CENSOLAR

**FIGURA 55. DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DE LAS ZONAS SOLARES DE LA CAPV**



Instrucción Anual (horas)  
 Zonas:  
 Costera 1.500-1.700  
 Intermedia 1.700-2.200  
 Rioja Alavesa 2.200

Fuente: EVE

Representa la irradiación global a lo largo de un año en los países europeos.

- “*Mapa Irradiación Solar de España por Zona Climática*”, Instituto Nacional de Meteorología (INM).

Proporciona la irradiación media diaria en España según zonas climáticas. Se trata de un mapa generado a partir de las isolíneas de radiación global anual sobre superficie horizontal.

- “*Mapa Provincial Irradiación Solar de España*”, Centro de Estudios de la Energía Solar (Censolar).

Muestra la irradiación media anual y horas de sol en España por provincias.

- “*Mapa Irradiación Solar de Euskadi por Zona Solar*”, Ente Vasco de Energía (EVE, 1998).

Este mapa refleja la Distribución geográfica de las zonas solares de la CAPV, la cual está condicionada por las características geográficas y climatológicas de la región.

En principio, el promedio de horas de sol en las tres provincias vascas es de 1.705 h/año según el mapa de Censolar. No obstante, existen condicionantes como la orientación de la instalación, la existencia de sombras en el emplazamiento etc., que reducen las horas de sol equivalentes en numerosos casos. Por todo ello y con el fin de dar un tratamiento global al estudio, se adopta un criterio conservador, limitando las horas equivalentes a valores en torno al 75 % de las 1705 inicialmente planteadas, de modo que resultan aproximadamente 1.280 horas equivalentes al año en la CAPV.

### 2.6.2.2. *Potencial Teórico-Factores Tecnológicos*

A continuación, se determina el potencial de generación de energía solar fotovoltaica susceptible de aprovechamiento en la CAPV. Para dicho desarrollo se parte de la información proporcionada por las diferentes fuentes ya, comentadas en el apartado anterior, además de estudios existentes, fundamentalmente la Estrategia Energética de Euskadi 2010 3E-2010.

En dicho informe, se cuantifica el potencial solar teórico para generación de electricidad, valorando en  $100 \text{ MW}_p$  la máxima potencia técnica instalable. Además, en el mismo documento se plantea como objetivo a 2010 alcanzar una potencia instalada de  $10,7 \text{ MW}_p$ . Tal y como se ha expuesto en capítulos anteriores, esta cifra ya se ha superado con creces, concretamente, en la actualidad hay  $18,3 \text{ MW}_p$  instalados. Los atractivos incentivos económicos de los que han gozado este tipo de instalaciones en los últimos años han contribuido al gran desarrollo experimentado.

La cuantificación del Potencial Teórico a 2010 se ha tomado de los resultados recogidos para la energía solar fotovoltaica en la estrategia 3E-2010. Como el Potencial Teórico está fuertemente ligado al desarrollo tecnológico deberá ser corregido mediante el Factor Tecnológico.

En el análisis que se lleva a cabo en el presente apartado, se toma como tecnología de referencia la basada en módulos de silicio cristalino debido a su madurez tecnológica, gran implantación y elevado rendimiento.

De acuerdo con lo publicado en el Informe Anual 2005 elaborado por la Asociación de la Industria Fotovoltaica (ASIF), los módulos fabricados en España, dependiendo de la tecnología y de la potencia de las células fotovoltaicas que lo componen tienen un rendimiento entre los valores del 13,5 y el 11,5 %. Sin embargo, según el informe anual 2009 de la misma asociación, los valores de rendimiento para silicio cristalino oscilan entre el 13 y el 19 %, tal y como se observa en la tabla siguiente.

Como base para la estimación del factor de corrección, se ha tomado como referencia el promedio de los valores de rendimiento que recoge ASIF en los informes anteriormente citados. Con lo que se estima que el aumento del rendimiento de la tecnología de silicio cristalino acontecido durante estos años, dé como resultado un incremento de potencial de aprovechamiento del orden del 28% una vez corregido por el factor tecnológico.

Por lo tanto, el Potencial Teórico a 2010 asciende a  $128 \text{ MW}_p$ , asociado a la tecnología referida (módulos de silicio cristalino).

**CARACTERÍSTICAS DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS FOTOVOLTAICAS**

	TECNOLOGÍA				
	CRISTALINA ESTÁNDAR	SILICIO AMORFO		CdTe	CIGS
		a-Si	a-Si/μ-Si		
Eficiencia actual de los módulos	13%-19%	5,5%-6,5%	9%-11%	10%-11%	8%-11%
Precio de los módulos (€/Wp)	2,2-2,6	1,8-2	1,9-2,1	1,5-2	1,9-2,1
Cuota de mercado actual	90%	3,9%		2,7%	0,2%
Principales ventajas	Tecnología madura	Tecnología con experiencia		Eficiencia relativamente alta	Fácilmente implementable en sustratos flexibles
	Cadena de suministro establecida	Similar a procesos probados de producción de dispositivos TFT&LCD		Bajos costes de producción	
	Alta eficiencia	Buen comportamiento frente a temperatura		Buen comportamiento frente a la temperatura	Eficiencia relativamente alta
Principales inconvenientes	Alta dependencia de los precios de materias primas	Baja eficiencia	Menores expectativas de mejora de eficiencia a largo plazo	Potencial toxicidad del Cd	Alto crecimiento de pérdidas por temperatura
			Experiencia limitada	Déficit potencial de telurio	Déficit potencial y elevado coste del indio
				Experiencia limitada	Experiencia limitada

Fuente: Garrigues Medio Ambiente

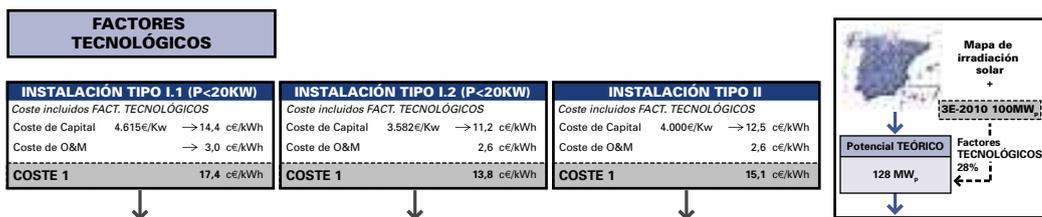
A continuación, se va a realizar un análisis de costes para el año 2010.

Dicho análisis de costes se va a desarrollar para cada uno de los tipos de instalaciones que define el Real Decreto 1578/2008<sup>14</sup> para el caso de gen-

eración de electricidad mediante tecnología solar fotovoltaica.

El Coste 1, asociado a los factores tecnológicos, por unidad de energía producida viene dado por los siguientes conceptos:

**FIGURA 56: POTENCIAL TEÓRICO - FACTORES TECNOLÓGICOS**



<sup>14</sup> Artículo 3 del RD 1578/2008. Tipología de las instalaciones:

A efectos de lo dispuesto en el presente real decreto las instalaciones del subgrupo b.1.1 del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, se clasifican en dos tipos:

a) Tipo I. Instalaciones que estén ubicadas en cubiertas o fachadas de construcciones fijas, cerradas, hechas de materiales resistentes, dedicadas a usos residencial, de servicios, comercial o industrial, incluidas las de carácter agropecuario. O bien, instalaciones que estén ubicadas sobre estructuras fijas de soporte que tengan por objeto un uso de cubierta de aparcamiento o de sombreado, en ambos casos de áreas dedicadas a alguno de los usos anteriores, y se encuentren ubicadas en una parcela con referencia catastral urbana.

Las instalaciones de este tipo se agrupan, a su vez, en dos subtipos:

Tipo I.1: instalaciones del tipo I, con una potencia inferior o igual a 20 kW

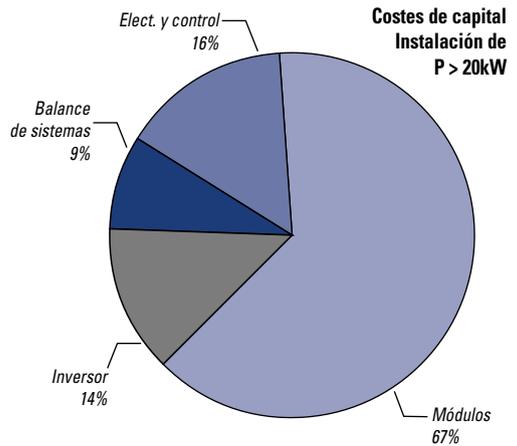
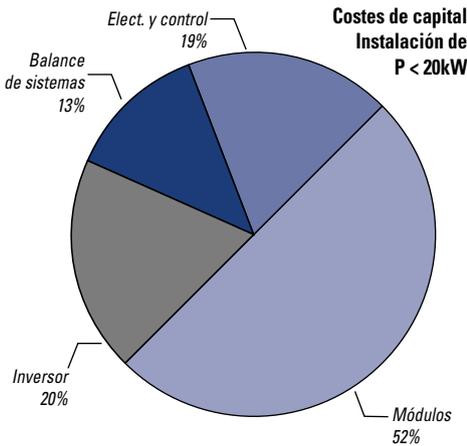
Tipo I.2: instalaciones del tipo I, con una potencia superior a 20 kW

b) Tipo II. Instalaciones no incluidas en el tipo I anterior.

**FIGURA 57. COSTES DE CAPITAL**

INSTALACIÓN P < 20 KW	
Costes de capital	% coste de capital
Módulos	52
Inversor	20
Balance de sistemas	13
Instalación	15
<b>TOTAL</b>	<b>100</b>

INSTALACIÓN P > 20 KW	
Costes de capital	% coste de capital
Módulos	67
Inversor	14
Balance de sistemas	9
Instalación	10
<b>TOTAL</b>	<b>100</b>



Fuente: "Solar Technologies Program-2008-2012 MYPP"-DOE

1) El Coste de Capital. La inversión asociada a la instalación solar fotovoltaica varía en función de la potencia instalada. En la figura 57 se muestra el peso, en porcentajes, de los diversos componentes del sistema.

Asimismo, para obtener el coste de inversión en términos de energía producida (c€/kWh) se consideran las 1.280 horas de funcionamiento anuales anteriormente comentadas, y una vida de la instalación de 25 años, por ser el periodo estimado de vida útil empleado en el PER 2005-2010.

El coste de los módulos está comprendido entre 2,2 y 2,6 €/W<sub>p</sub> (según el Informe Anual 2009, de ASIF), por lo que se asigna a éstos un coste promedio de 2,4 €/W<sub>p</sub>. De acuerdo con lo expuesto, los módulos representan entre el 52 % y el 67 % del precio total de la instalación, por lo que la instalación completa oscila entre 4,62 y 3,58 €/W<sub>p</sub>.

En el caso de instalaciones Tipo II, en las que no se hace distinción en función de la potencia, se estima que el coste de los módulos representa el 60 % del precio total de la instalación, ascendiendo ésta a 4,00 €/W<sub>p</sub>.

De esta forma el Coste de Capital está comprendido entre los 11,2 y 14,4 c€/kWh.

$$\text{Coste de Capital} = 4.615 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \times \frac{1}{25 \text{ años}} \times \frac{1}{1.280 \frac{\text{año}}{\text{h}}} \times 100 = 14,4 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}}$$

$$\text{Coste de Capital} = 3.582 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \times \frac{1}{25 \text{ años}} \times \frac{1}{1.280 \frac{\text{año}}{\text{h}}} \times 100 = 11,2 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}}$$

$$\text{Coste de Capital} = 4.000 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \times \frac{1}{25 \text{ años}} \times \frac{1}{1.280 \frac{\text{año}}{\text{h}}} \times 100 = 12,5 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}}$$

COSTE DE CAPITAL		
Tipo I.1 (P<20 kW)	Tipo I.2 (P>20 kW)	Tipo II
14,4 c€/kWh	11,2 c€/kWh	12,5 c€/kWh

2) El Coste de O&M engloba todos los gastos asociados a la explotación del recurso. Según datos del PER 2005-2010, el coste de O&M de una instalación solar fotovoltaica se sitúa entre 2,56 y 3 c€/kWh. Teniendo en cuenta que este valor no ha experimentado una variación significativa en los últimos años, se consideran válidos en el momento presente. Así se indica en la siguiente tabla:

COSTE DE O&M		
Tipo I.1 (P<20 kW)	Tipo I.2 (P>20 kW)	Tipo II
3,0 c€/kWh	2,56 c€/kWh	2,56 c€/kWh

Teniendo en cuenta estos costes anteriores, el Coste 1 (Coste de Capital + Coste de O&M) en función de la potencia de la instalación está comprendido entre 13,8 y 17,4 c€/kWh.

	Tipo I.1 (P<20 kW)	Tipo I.2 (P>20 kW)	Tipo II
Coste de Capital	14,4 c€/kWh	11,2 c€/kWh	12,5 c€/kWh
Coste de O&M	3,0 c€/kWh	2,56 c€/kWh	2,56 c€/kWh
<b>COSTE 1</b>	<b>17,4 c€/kWh</b>	<b>13,8 c€/kWh</b>	<b>15,1 c€/kWh</b>

En resumen,

POTENCIAL TEÓRICO Fact. Tecnológicos	128 MW <sub>p</sub>
ENERGÍA PRODUCIDA	~ 164 GWh/año
COSTE 1	13,8 – 17,4 c€/kWh

### 2.6.2.3. Factores Técnico-Organizativos

A continuación, se analiza la viabilidad técnica del potencial de aprovechamiento solar fotovoltaico del apartado anterior. Para ello, se recurre a los Factores Técnico-Organizativos.

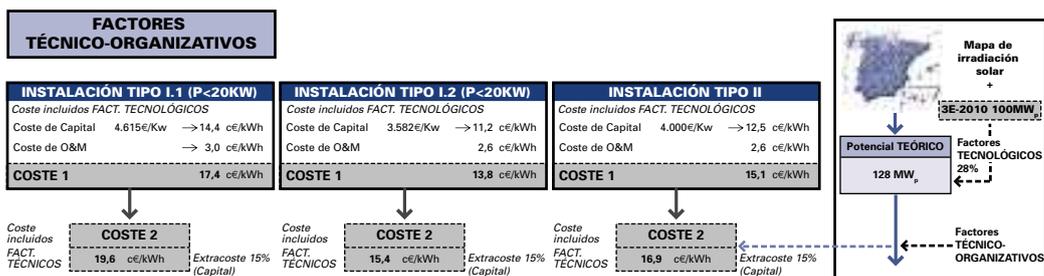
El efecto de estos factores de corrección sobre el potencial puede contribuir a la reducción del mismo, o bien, generar una influencia dando lugar a un extracoste sobre el coste de referencia.

A continuación, se detallan algunos de los principales factores técnico-organizativos considerados:

- **Orografía:** Dadas las características orográficas del País Vasco, la presencia de sombras debido a los accidentes naturales limita el número de horas de sol teóricas.
- **Orientación de las cubiertas:** La orientación de las estructuras sobre las cuales asientan los módulos, frecuentemente no coincide con la dirección óptima para la captación de la radiación por las células fotovoltaicas.
- **Capacidad de evacuación:** Toda planta fotovoltaica tiene que estar conectada a red. En ocasiones, la infraestructura necesaria para llegar al punto de enganche propuesto por la compañía eléctrica correspondiente tiene un coste elevado, que hace inviable el proyecto.
- **Cubiertas con poca soportabilidad estructural:** En este caso, para obtener el máximo rendimiento posible se debe hacer refuerzos con un coste elevado, lo que disuade a muchos inversores. Cabe la posibilidad de recurrir a soluciones de módulos con menores exigencias estructurales, pero a costa de sacrificar el rendimiento.
- **Material de las cubiertas:** Cuando se trata de instalaciones sobre cubierta, si son de fibrocemento se presenta el riesgo de que en el futuro tenga que ser sustituido, luego habría un período en el cual la instalación no estaría en

275

FIGURA 58. ANÁLISIS DE POTENCIAL - FACTORES TÉCNICO-ORGANIZATIVOS



funcionamiento con la consiguiente pérdida de beneficios. A este hecho habría que añadir el coste de desmontaje y montaje de los módulos fotovoltaicos. Esta eventualidad incide de forma negativa en la disposición de los dueños a implantar módulos en las cubiertas.

El extracoste que generan los factores técnicos-organizativos se estima que encarece el coste de inversión hasta en un 15%. Se considera que dada la naturaleza de los factores, este extracoste no incide sobre el Coste de O&M.

De acuerdo con lo indicado, el Coste 2, teniendo en cuenta los factores técnico-organizativos y en función del tipo de instalación, está comprendido entre los 15,4 y 19,6 c€/kWh.

$$\text{Coste 2} = \text{Coste 1} \times (1 + 0,15)$$

	Tipo I.1 (P<20 kW)	Tipo I.2 (P>20 kW)	Tipo II
<b>COSTE 2</b>	<b>19,6 c€/kWh</b>	<b>15,4 c€/kWh</b>	<b>16,9 c€/kWh</b>

En resumen,

POTENCIAL - Fact. Técnico-Organizativos	< 128 MWp
ENERGÍA PRODUCIDA	< 164 GWh/año
COSTE 2	15,4 – 19,6 c€/kWh

#### 2.6.2.4. Factores Socio-económicos, Medioambientales y Administrativos

Después de analizar la viabilidad técnica con la tecnología existente en la actualidad, el siguiente paso es realizar la evaluación de los Factores Socio-económicos, Medioambientales y Administrativos y su influencia sobre la capacidad de aprovechamiento del recurso.

Dentro de los Factores Socio-económicos más importantes se encuentran los siguientes:

- *Concienciación ciudadana y de los agentes implicados*: El ahorro en energías convencionales obtenido, asociado a efectos medioambientales positivos, induce una disposición favorable por parte de los ciudadanos.
- *Necesidad de una mayor preparación de los promotores y arquitectos, el desarrollo de herramientas para diseño de instalaciones fotovoltaicas, así como el conocimiento de los incentivos y bonifi-*

*caciones aplicables* (impuesto de construcciones, impuesto sobre bienes inmuebles (IBI), impuesto sobre actividades económicas (IAE), impuesto sobre valor añadido (IVA)) favorecen la introducción de captadores fotovoltaicos en los proyectos.

- *Concienciación de las autoridades competentes*: La falta de conocimiento de las administraciones locales ha sido uno de los motivos de la escasa implantación inicial de la tecnología fotovoltaica. Afortunadamente, se ha experimentado un importante progreso en la formación de técnicos municipales en esta materia.
- *Situación empresarial*: La crisis en la que se encuentra sumida la industria en este momento ha llevado al cierre a numerosas empresas. Una consecuencia directa es que la implantación de módulos en los tejados sufre una drástica paralización.

Sin embargo, por otra parte, el alquiler de cubiertas de naves industriales para promotores fotovoltaicos se ha convertido en un negocio activo.

- *Situación de la construcción para uso residencial*: La drástica caída en el sector de la construcción conlleva la paralización de los proyectos fotovoltaicos en tejados de las edificaciones.

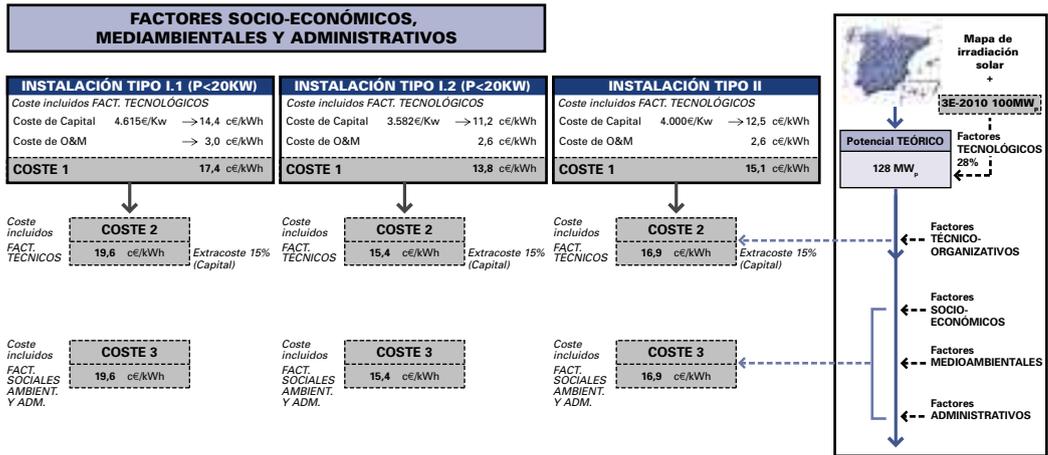
Dentro de los Factores Medioambientales más reseñables se encuentran:

- *El efecto visual sobre el paisaje*: El impacto visual es el efecto de mayor repercusión en el entorno. No obstante, se puede lograr una integración paisajística adecuada, tanto en edificios como en emplazamientos sobre el suelo. Las afecciones sobre fauna y flora son escasas y no se producen emisiones de gases ni se genera ruido que altere el ambiente durante la vida útil de la instalación fotovoltaica.

Por último, los Factores Administrativos más importantes son:

- Falta de existencia de una normativa técnica completa sobre instalaciones, debido a que las instalaciones fotovoltaicas no se contemplan en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión RD 842/2002.

**FIGURA 59. ANÁLISIS DE POTENCIAL - FACTORES SOCIO-ECONÓMICOS, MEDIOAMBIENTALES Y ADMINISTRATIVOS**



Se considera que el conjunto de estos factores socio-económicos, medioambientales y administrativos tiene un impacto neutro sobre el coste de energía producida, aunque limita el potencial instalable. Por lo tanto, el Coste 3 serán idéntico al Coste 2.

19,6 c€/kWh. Concretamente, en función del tipo de instalación:

COSTE DE CAPITAL		
Tipo I.1 (P<20 kW)	Tipo I.2 (P>20 kW)	Tipo II
19,6 c€/kWh	15,4 c€/kWh	16,9 c€/kWh

	Tipo I.1 (P<20 kW)	Tipo I.2 (P>20 kW)	Tipo II
<b>COSTE 3</b>	<b>19,6 c€/kWh</b>	<b>15,4 c€/kWh</b>	<b>16,9 c€/kWh</b>

En resumen,

POTENCIAL Fact. Socio-económicos, Medioambientales y Administrativos	<< 128 MWp
ENERGÍA PRODUCIDA	<< 164 GWh/año
COSTE 3	15,4 – 19,6 c€/kWh

### 2.6.2.5. Factores Legislativos

Una vez identificadas y evaluadas las diferentes barreras existentes para el aprovechamiento del recurso solar fotovoltaico en la CAPV queda por analizar la viabilidad económica a través de los Factores Legislativos. Para ello, se compara el coste de la unidad eléctrica generada y los ingresos obtenidos por la venta de la electricidad.

- Los costes de la unidad producida, es decir, el Coste 3 está comprendido entre los 15,4 y

- Las instalaciones solares fotovoltaicas se encuentran incentivadas por medio de subvenciones sobre el capital en función de la potencia instalada.
  - Las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red eléctrica de hasta 20 kW de potencia nominal (Tipo I.1) pueden beneficiarse de una ayuda de hasta 1 €/W<sub>p</sub> concedida por el Programa de subvenciones del EVE-IDAE, siempre y cuando su instalación no sea de obligado cumplimiento según el Código Técnico de la Edificación. La cuantía máxima de la ayuda asciende a 100.000 €. Se supone que esta subvención es aplicable para el caso de instalaciones del tipo I.1.
  - Las instalaciones fotovoltaicas de potencia mayor a 20 kW y menor de 100 kW pueden recibir una subvención máxima del 40% del coste elegible (coste de la inversión necesaria excluidos los gastos de civil, tasas, permisos, etc.<sup>15</sup>) a través del programa de ayudas del Gobierno Vasco.

<sup>15</sup> Se estima que el Coste Elegible asciende al 70% del Coste de Capital de la instalación.

Para los casos tratados, se considera que este incentivo es aplicable para las instalaciones Tipo I.2 y Tipo II, quedando las ayudas tal y como se indica a continuación.

SUBVENCIÓN DEL GOBIERNO VASCO		
INSTALACIÓN TIPO I.2	Coste de Capital	3.582 €/kW
	Coste Elegible	2.507 €/kW
	Incentivo (40% C.E)	1.003 €/kW
INSTALACIÓN TIPO II	Coste de Capital	4.000 €/kW
	Coste Elegible	2.800 €/kW
	Incentivo (40% C.E)	1.120 €/kW

- Los ingresos por la venta de la electricidad producida a tarifa regulada y en función del tipo de instalación fotovoltaica vienen definidos por el RD 1578/2008. Concretamente, el incentivo actualizado para el tercer trimestre del 2010 son los que se indican en la siguiente tabla:

TIPO		POTENCIA	INCENTIVO (c€/kWh)
I	I.1	P < 20 kW	33,0597
	I.2	20 kW < P < 2 MW	29,5200
II		—	26,5509

Para conocer el atractivo económico que pueden tener este tipo de instalaciones fotovoltaicas se calcula el payback directo de la inversión.

- Instalación Tipo I.1:

$$Payback = \frac{\left(4.615 \frac{\text{€}}{\text{kW}} - 1.000 \frac{\text{€}}{\text{kW}}\right) \times (1 + 0,15) \times \frac{100 \text{ c€}}{\text{€}}}{\left(33,0597 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} - 3,00 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}}\right) \times 1.280 \frac{\text{h}}{\text{año}}} = 10,8 \text{ años}$$

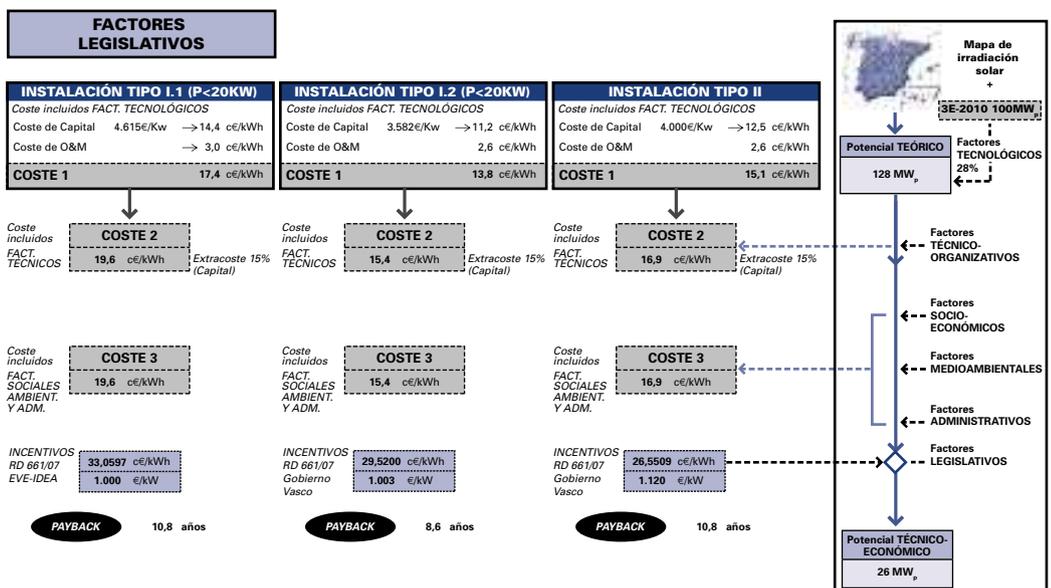
- Instalación Tipo I.2:

$$Payback = \frac{\left(3.582 \frac{\text{€}}{\text{kW}} - 1.003 \frac{\text{€}}{\text{kW}}\right) \times (1 + 0,15) \times \frac{100 \text{ c€}}{\text{€}}}{\left(29,5200 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} - 2,56 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}}\right) \times 1.280 \frac{\text{h}}{\text{año}}} = 8,6 \text{ años}$$

- Instalación Tipo II:

$$Payback = \frac{\left(4.000 \frac{\text{€}}{\text{kW}} - 1.120 \frac{\text{€}}{\text{kW}}\right) \times (1 + 0,15) \times \frac{100 \text{ c€}}{\text{€}}}{\left(26,5509 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} - 2,56 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}}\right) \times 1.280 \frac{\text{h}}{\text{año}}} = 10,8 \text{ años}$$

FIGURA 60. ANÁLISIS DE POTENCIAL - FACTORES LEGISLATIVOS



Por lo tanto,

PAYBACK		
Tipo I.1 (P<20 kW)	Tipo I.2 (P>20 kW)	Tipo II
10,8 años	8,6 años	10,8 años

Tal y como se observa del cálculo del payback, las instalaciones solares fotovoltaicas resultan viables económicamente gracias a las ayudas sobre el coste de capital que reciben.

En resumen,

POTENCIAL Fact. Legislativos	26 MW <sub>p</sub>
ENERGÍA PRODUCIDA	~ 33 GWh/año
INCENTIVO RD 1578/2008	33,0597 (I.1)-29,52 (I.2)- 26,5509 (II) c€/kWh
PAYBACK	~ 10 años

### 2.6.2.6. Potencial Técnico-Económico a 2010

Después del análisis de los factores de corrección y de la evaluación de la rentabilidad económica, se estima que el Potencial Técnico-Económico a 2010 es del orden de 26 MW<sub>p</sub>, habida cuenta de que a fecha de hoy se han construido 18,3 MW<sub>p</sub> en la CAPV.

### 2.6.2.7. Previsión del Potencial Técnico-Económico a 2020

Para poder realizar la previsión de potencial de aprovechamiento solar fotovoltaico a 2020 se requiere evaluar la influencia sobre dicho potencial de cada uno de los factores de corrección.

#### A. Factores Tecnológicos

El desarrollo tecnológico que se produzca durante la próxima década va a permitir un incremento del potencial teórico de aprovechamiento. Así, como el rendimiento de los módulos fotovoltaicos se encuentra en continua mejora, se estima que alcanzará una eficiencia promedio de aproximadamente 20% para tecnología cristalina a fecha de 2020.

Teniendo en cuenta lo anterior, el Potencial Teórico a 2020, una vez afectado del Factor Tecnológico, asciende a aproximadamente 160 MW<sub>p</sub>.

Para hacer el análisis de costes, se hacen las siguientes consideraciones:

- Se considera que en 2020 se produzca una reducción importante de costes de inversión de las instalaciones de aproximadamente el 50% con respecto a 2010. Con lo que los costes de inversión en función de la tipología de las instalaciones quedaría de la siguiente manera:

COSTE DE CAPITAL		
Tipo I.1 (P<20 kW)	Tipo I.2 (P>20 kW)	Tipo II
7,2 c€/kWh	5,6 c€/kWh	3,59 c€/kWh

- Los costes de O&M se suponen prácticamente constantes.
- Se siguen considerando 1.280 horas anuales.

#### B. Factores Técnico-Organizativos

Los proyectos de módulos en tejado se integrarían en el diseño inicial, por lo que las cubiertas estarían acondicionadas desde un principio, sin necesidad de acometer cambios a posteriori. El extracoste quedaría reducido del 15 % al 10 %.

#### C. Factores Socio-económicos, Medioambientales y Administrativos

Se prevé que se habrá superado la situación de crisis actual, la actividad industrial se habrá recuperado y el sector de la construcción recobrará un ritmo razonable.

La curva de aprendizaje de esta tecnología habrá alcanzado un nivel que permita sustituir piezas arquitectónicas por placas solares. Las instalaciones fotovoltaicas estarán contempladas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

#### D. Factores Legislativos

Se estima que la prima debe ser la necesaria para recuperar la inversión en un periodo de 10 años.

Los precios de la tarifa regulada para el 2020 son los considerados en el nuevo RD1565/2010 y son los siguientes:

TIPO	POTENCIA	INCENTIVO (c€/kWh)
I.1	P < 20 kW	30,5869
I.2	20 kW < P < 2 MW	21,5133
II	—	14,2231

Estas nuevas tarifas han supuesto un recorte del 5% en el tipo I.1, del 25% en el tipo I.2 y del 45% en el tipo II respecto a las anteriores tarifas.

Teniendo en cuenta únicamente las mejoras técnico-organizativas, reduciendo así los extracostes asociados a las mismas del 15 % al 10 %, con las reducciones mencionadas en los costes de capital, la mejora de la eficiencia y sin incluir las subvenciones anteriormente consideradas se obtendrían los siguientes valores de payback:

PAYBACK		
Tipo I.1 (P<20 kW)	Tipo I.2 (P>20 kW)	Tipo II
7,2 años	8,1 años	8,5 años

Tal y como se puede observar, en todos los casos se obtienen rentabilidades positivas que harían

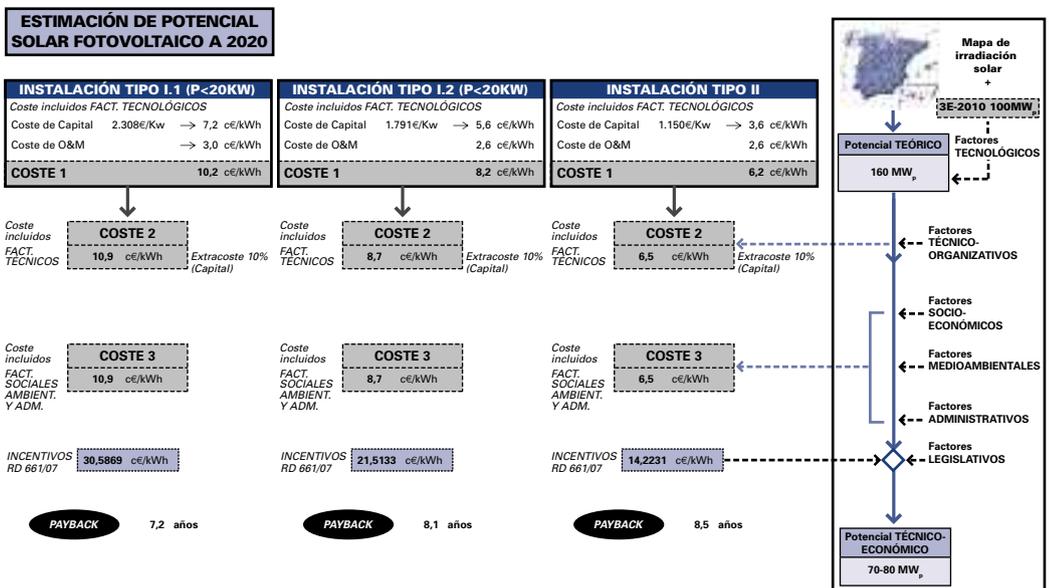
atractivo económicamente el aprovechamiento del recurso solar fotovoltaico en la CAPV en el año 2020.

Una vez calculado el incentivo necesario para lograr la viabilidad económica de las instalaciones, se considera que, del Potencial Técnico-Económico a 2020, sería viable la instalación de aproximadamente 70-80 MW<sub>p</sub>. En este caso no ha habido cálculo de incentivo al haberse concluido que el existente hace atractivos los proyectos.

En resumen,

2020	
POTENCIAL TÉCNICO-ECONÓMICO	70-80 MW
ENERGÍA PRODUCIDA	89,6-102,4 GWh/año
INCENTIVO RD 1578/2008	30,5869 (I.1)-21,5133 (I.2)-14,2231 (II) c€/kWh

FIGURA 61. PREVISIÓN DE POTENCIAL TÉCNICO-ECONÓMICO A 2020



### 3. Fuentes renovables para producción de calor (y frío)

Tal y como se ha comentado en apartados anteriores, la nueva Directiva Europea de Energías Renovables favorece el desarrollo de la energía térmica a partir de energías renovables, ya que tiene en cuenta las energías procedentes de fuentes renovables para la calefacción y refrigeración para el cálculo de la cuota de energía renovable a cumplir por cada Estado Miembro en el año 2020 (fijada como media en un 20% de la energía total para la UE). En el caso concreto del Estado Español, esta cuota ya ha sido indicada por el gobierno en un 22,7%.

También es importante tener presente en el estudio la Directiva de Edificios reformada (publicada en el DOUE en junio de 2010) en la que se indica que en 2020 los edificios nuevos y renovados deberán consumir muy poca energía convencional, es decir, se espera en ellos una gran contribución de las EERR, electricidad y calor y/o frío (solar, biomasa y geotermia). Asimismo, la Directiva de Cogeneración da pie al uso de la biomasa. Por todo esto, la contribución de las fuentes renovables para generación de calor, que se analizará en los próximos apartados, se verá mayorada en un 15% por este concepto. Esta mayoración basada en ambas directivas introduce la hibridación de fuentes como una posibilidad más rentable: solar/biomasa, solar/geotermia, geotermia/biomasa.

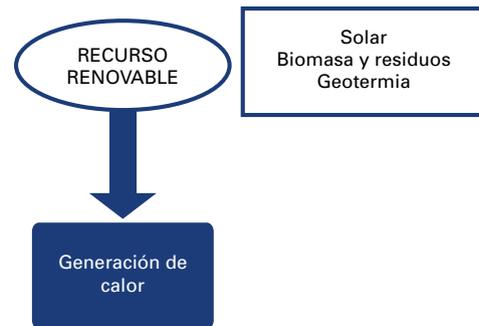
En este apartado se profundizará en los recursos renovables susceptibles de aprovechamiento en la CAPV para la generación de calor (y frío). Para todos los casos, el potencial se expresa en ktep/año.

#### 3.1. Energía solar térmica

##### 3.1.1. Información de partida: Energía solar

Tal y como ya se ha comentado en el apartado de energía solar fotovoltaica, existen numerosos mapas de recurso que suministran información de interés

**FIGURA 62. FUENTES RENOVABLES PARA PRODUCCIÓN DE CALOR (Y FRÍO)**



para el estudio del potencial de aprovechamiento de la energía solar térmica. Algunos de los cuales se enumeran a continuación:

- *"Mapa Irradiación Solar de Europa"*, European Commission-DG Joint Research Centre, Institute for Environment and Sustainability Renewable Energies Unit, 2006.
- *"Mapa Irradiación Solar de España por Zona Climática"*, Instituto Nacional de Meteorología (INM).
- *"Mapa Provincial Irradiación Solar de España"*, Centro de Estudios de la Energía Solar (CENSOLAR).
- *"Mapa Irradiación Solar de Euskadi por Zona Solar"*, Ente Vasco de Energía (EVE), 1998.

#### 3.1.2. Potencial Teórico-Factores Tecnológicos

En primer lugar, para determinar el potencial de generación de energía solar térmica se parte de la información proporcionada por las diferentes fuentes comentadas en el apartado anterior además de otros estudios existentes, fundamentalmente la Estrategia Energética de Euskadi 2010 3E-2010.

**FIGURA 63. IRRADIACIÓN MEDIA ANUAL Y HORAS DE SOL EN ESPAÑA POR PROVINCIAS**

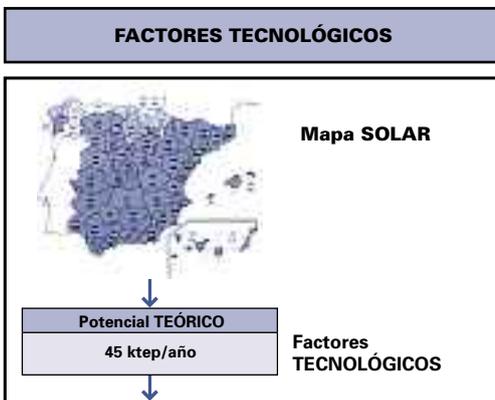


Fuente: CENSOLAR

En dicho documento, se valora el potencial solar térmico para generación de calor, cuantificándose en 750.000 m<sup>2</sup> la superficie de captación máxima. De acuerdo con la equivalencia superficie/potencia establecida por el EVE (20 m<sup>2</sup> = 14 kW<sub>t</sub>), en la CAPV el potencial asciende a 525 MW<sub>t</sub>. Considerando 1.000 horas de funcionamiento al año, la energía total generada ascendería a 525 GWh/año, lo cual equivale a unos 45 ktep/año.

Además, en el mismo documento se plantea como objetivo a 2010 alcanzar una superficie solar térmica instalada de 151.567 m<sup>2</sup>, equivalente al día de hoy a 106,1 MW<sub>t</sub>.

**FIGURA 65. ANÁLISIS DE POTENCIAL FACTORES TECNOLÓGICOS**



**FIGURA 64. DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DE LAS ZONAS SOLARES DE LA CAPV**



Fuente: EVE

A continuación se pasan a describir el resto de factores de corrección. A diferencia de las instalaciones destinadas a generación eléctrica, las instalaciones térmicas son más modulares y no se estima que estos factores generen variabilidades en los costes. Los factores de corrección incidirán directamente sobre la exclusión de potencial. Por esta razón, para fines térmicos, se evaluarán independientemente los factores y el análisis económico, considerando el factor legislativo como un factor final y decisivo para valorar la posibilidad real y económica del aprovechamiento del potencial resultante.

En resumen,

POTENCIAL TEÓRICO Fact. Tecnológicos	~ 525 MWt
ENERGÍA PRODUCIDA	525 GWh/año
COSTE 1	45 ktep/año

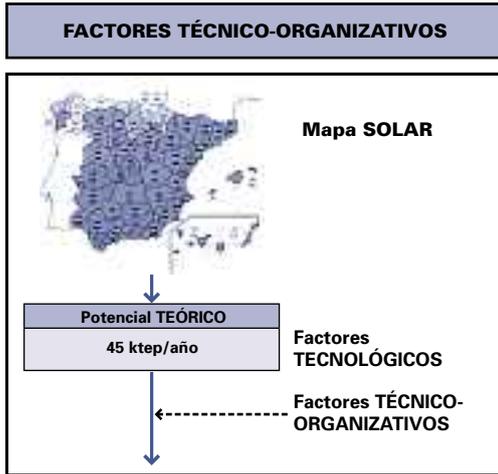
### 3.1.3. Factores Técnico-Organizativos

Algunos de los Factores Técnico-Organizativos que tienen una mayor influencia sobre el potencial de aprovechamiento del recurso solar para generación térmica son los que se citan a continuación:

- Orografía

Dadas las características del relieve del País Vasco, la presencia de sombras debido a los accidentes naturales limita el número de horas de sol teóricas.

**FIGURA 66. ANÁLISIS DE POTENCIAL FACTORES TÉCNICO-ORGANIZATIVOS**



- Orientación de las cubiertas  
La orientación de las estructuras sobre las cuales asientan los paneles, frecuentemente no coincide con la dirección óptima para la captación de la radiación.

**3.1.4. Factores Socio-económicos, Medioambientales y Administrativos**

Después de analizar la viabilidad técnica con la tecnología existente en la actualidad, el siguiente paso es realizar la evaluación de los Factores Socio-económicos, Medioambientales y Administrativos y su influencia sobre la capacidad de aprovechamiento del recurso.

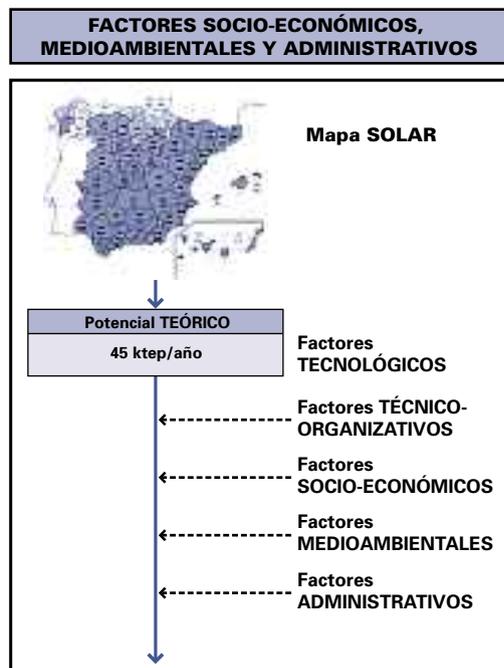
Algunos de los Factores Socio-económicos con una mayor influencia sobre el aprovechamiento del recurso renovable son los que se indican a continuación:

- Concienciación ciudadana y de los agentes implicados.  
El ahorro en energías convencionales obtenido, asociado a efectos medioambientales positivos, induce una disposición favorable por parte de los ciudadanos.
- Necesidad de una mayor preparación de los promotores y arquitectos, el desarrollo de

herramientas para diseño de instalaciones térmicas, así como el conocimiento de los incentivos y bonificaciones aplicables (Real Decreto Legislativo 2/2004, de 5 de marzo: impuesto de construcciones, impuesto sobre bienes inmuebles (IBI), impuesto sobre actividades económicas (IAE), IVA) favorecen la introducción de captadores solares térmicos en los proyectos.

- Concienciación de las autoridades competentes  
La falta de conocimiento de las administraciones locales ha sido uno de los motivos de la escasa implantación inicial de la tecnología solar térmica. Afortunadamente, se ha experimentado un importante progreso en la formación de técnicos municipales en esta materia.
- Situación de la construcción para uso residencial

**FIGURA 67. ANÁLISIS DE POTENCIAL FACTORES SOCIO-ECONÓMICOS, MEDIOAMBIENTALES Y ADMINISTRATIVOS**



La drástica caída en el sector de la construcción conlleva la paralización de los proyectos solares térmicos en tejado para las nuevas edificaciones.

En cuanto a los Factores Medioambientales más importantes se encuentran:

- El impacto visual generado en el paisaje es el efecto de mayor repercusión en el entorno. No obstante, se puede lograr una integración paisajística adecuada en edificios.
- No se producen emisiones de gases ni se genera ruido que altere el ambiente durante la vida útil de la instalación solar térmica.

El conjunto de estos Factores Socio-económicos, Medioambientales y Administrativos limita el potencial instalable.

### 3.1.5. Factores Legislativos

Una vez identificadas las diferentes barreras existentes para el aprovechamiento del recurso solar con fines térmicos en el territorio de la CAPV, queda por estudiar su viabilidad económica por medio de los Factores Legislativos.

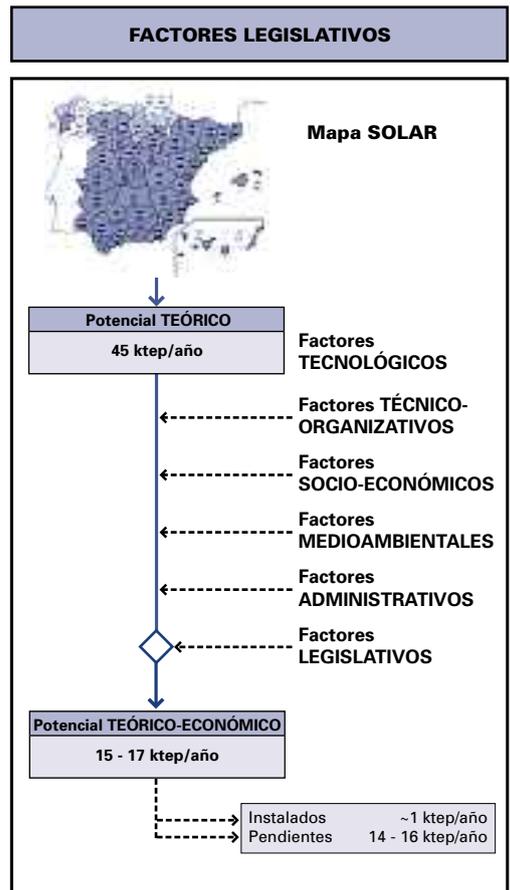
Se centra el estudio en el análisis del caso del empleo de la energía solar térmica para producción de agua caliente sanitaria (ACS) para uso doméstico. Y para ello, se plantean dos casos diferentes:

- CASO Nº 1: Vivienda unifamiliar de 4 personas con una caldera de gas natural de 35 kW.
- CASO Nº 2: Bloque de 20 viviendas de 4 personas cada una con una caldera comunitaria de gas natural de 460 kW.

Para cada uno de los casos se valora el beneficio anual obtenido por el hecho de haber instalado paneles solares térmicos además de instalar una caldera de gas natural.

El coste de instalación es mayor en el caso de los módulos de captación, ya que no se reemplaza la caldera de gas natural, sino que se mantiene como suministro de apoyo para las situaciones en las que no es posible satisfacer la demanda de calor exclusivamente por medio de los paneles solares.

**FIGURA 68. ANÁLISIS DE POTENCIAL FACTORES LEGISLATIVOS**



Debido a las subvenciones existentes para Coste de Capital y a la inexistencia de gastos en concepto de combustible en la instalación solar, se obtiene un ahorro respecto de la instalación tradicional basada únicamente en caldera de gas natural.

Como referencia para el precio del combustible, se emplean las disposiciones del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, en particular la Resolución de 25 de junio de 2010 y la Resolución de 28 de diciembre de 2009, por las que se hace pública la tarifa de último recurso de gas natural:

- En su virtud, esta Dirección General de Política Energética y Minas dicta los precios que estarán en vigor desde las cero horas del día 1 de julio de 2010, estableciendo:

*Primero— Los precios sin impuestos de la tarifa de último recurso de suministro de gas natural, serán los indicados a continuación:*

TARIFA		TÉRMINO	
		FIJO (€/Cliente)/mes	VARIABLE cent/kWh <sub>t</sub>
TUR. 1	Consumo inferior o igual a 5.000 kWh/año	3,90	4,759404
TUR. 2	Consumo superior a 5.000 kWh/año e inferior o igual a 50.000 kWh/año	7,84	4,195204

- En su virtud, esta Dirección General de Política Energética y Minas dicta los precios que estarán en vigor desde las cero horas del día 1 de enero de 2010, estableciendo:

*Segundo— Según la disposición transitoria única de la Orden ITC/1660/2009, en caso de que un consumidor, suministrado a presiones iguales o inferiores a 4 bar, con consumo anual superior a 50.000 kWh/año e inferior a 3 GWh/año, no haya negociado con un comercializador un precio de suministro, el comercializador de último recurso le aplicará el precio que se indica en la siguiente tabla:*

TARIFA		TÉRMINO	
		FIJO (€/Cliente)/mes	VARIABLE cent/kWh <sub>t</sub>
TUR. 1	Consumo superior a 50.000 kWh/año e inferior o igual a 100.000 kWh/año	50,87	4,103238
TUR. 2	Consumo superior a 100.000 kWh/año	75,84	3,801337

Se considera que la inversión en concepto de instalación de caldera de gas natural es la misma tanto en el caso de la instalación tradicional como en la dotada de paneles solares, por lo cual, no se contempla este término en los cálculos efectuados.

Se adopta como el Coste de Capital de la instalación solar para el año 2010 el coste de referencia indicado en el "Programa de Ayudas públicas a inversiones en energías renovables" del EVE, que asciende a 812 €/m<sup>2</sup>.

Se dispone de una subvención del EVE-IDAE de hasta el 35 % para instalaciones solares térmicas, siempre que su realización no sea de obligado cumplimiento tras la entrada en vigor del Código Técnico de la Edificación,

según se expresa en el documento mencionado. Este valor se deduce del Coste de Capital.

Además, se tiene en cuenta el Coste de O&M de los paneles solares, estimando un importe de 0,88 c€/kWh<sub>t</sub> en 2010, con un aumento del coste anual del 2 %.

Para cada uno de los casos, en los cuales se plantea la instalación de gas natural frente a la que, además, incorpora paneles solares térmicos, se efectúa el análisis de viabilidad económica.

**CASO Nº 1:** Vivienda unifamiliar de 4 personas con una caldera de 35 kW.

Tipo de vivienda	Vivienda unifamiliar
Nº personas	4
Combustible empleado	Gas Natural
Potencia instalada	35 kW
Rend. caldera de GN	90 %
Nº horas funcionamiento	1000 h
Consumo anual	38.889 kWh <sub>t</sub>
Precio Gas Natural	4,195204 c€/kWh <sub>t</sub> 7,84 €/mes y cliente

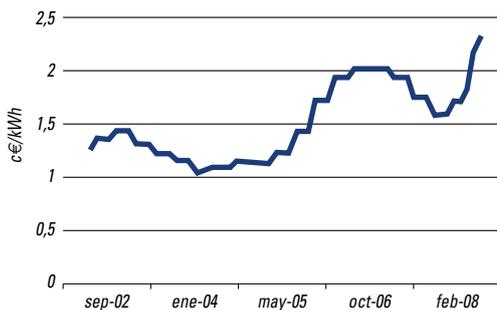
Datos nueva instalación solar térmica	
Nº paneles	3
Superficie	6 m <sup>2</sup>
Potencia paneles	2 kW
Precio instalación solar	812 €/m <sup>2</sup>
Subvención EVE-IDAE	35 %

**CASO Nº 2:** Bloque de 20 viviendas de 4 personas cada una con una caldera comunitaria de 460 kW.

Tipo de vivienda	Bloque 20 viviendas
Nº personas	4 por vivienda
Combustible empleado	Gas Natural
Potencia instalada	460 kW
Rend. caldera de GN	90 %
Nº horas funcionamiento	1000 h
Consumo anual	511.111 kWh <sub>t</sub>
Precio Gas Natural	3,801337 c€/kWh <sub>t</sub> 75,84 €/mes y nº de clientes

Datos nueva instalación solar térmica	
Nº paneles	41
Superficie	83 m <sup>2</sup>
Potencia paneles	29 kW
Precio instalación solar	812 €/m <sup>2</sup>
Subvención EVE-IDAE	35 %

**FIGURA 69. EVOLUCIÓN DEL PRECIO DEL GAS NATURAL**



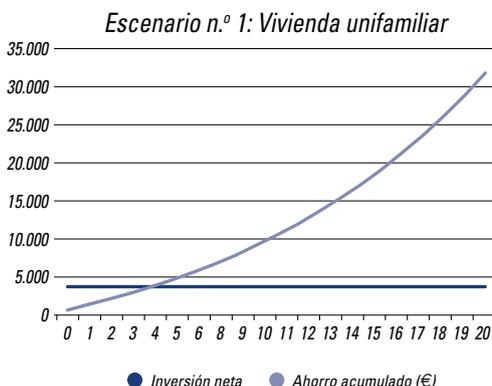
Se estima un incremento en la evolución de los precios de combustibles en base a la experiencia de los últimos años:

- % Aumento anual del Coste del gas natural: 8,0119 %

El payback se calcula valorando como ingreso anual el ahorro debido a la existencia de paneles solares térmicos respecto de la instalación tradicional basada únicamente en caldera de gas natural. Tras este análisis se obtienen los siguientes valores de payback para cada uno de los casos:

CASOS	PAYBACK
1.- Vivienda unifamiliar de 4 personas	4 años
2.- Bloque de 20 viviendas de 4 personas cada una	5 años

**FIGURA 70. PAYBACK A 2010 DE INSTALACIÓN SOLAR TÉRMICA: CASOS Nº 1 Y 2**



### 3.1.6. Potencial Técnico-Económico a 2010

Después del análisis de potencial a través de los factores de corrección y de la evaluación de la viabilidad económica realizado en los apartados anteriores, el Potencial Técnico-Económico a 2010 de la energía solar térmica está comprendido entre los 180 y 200 MW<sub>t</sub>, valor que traducido en términos de energía primaria equivale a 15-17 ktep/año.

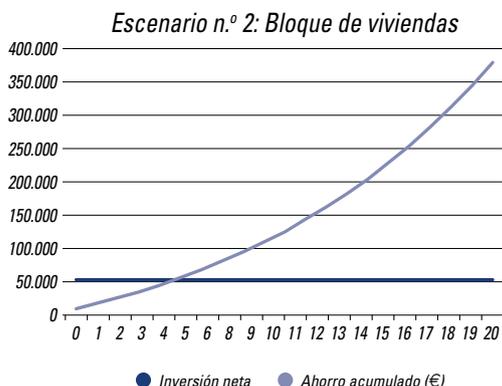
La mayor parte de potencial excluido se debe al efecto de los Factores Socio-económicos, Medioambientales y Administrativos. Por lo que será sobre ellos que haya que trabajar en el futuro.

En resumen,

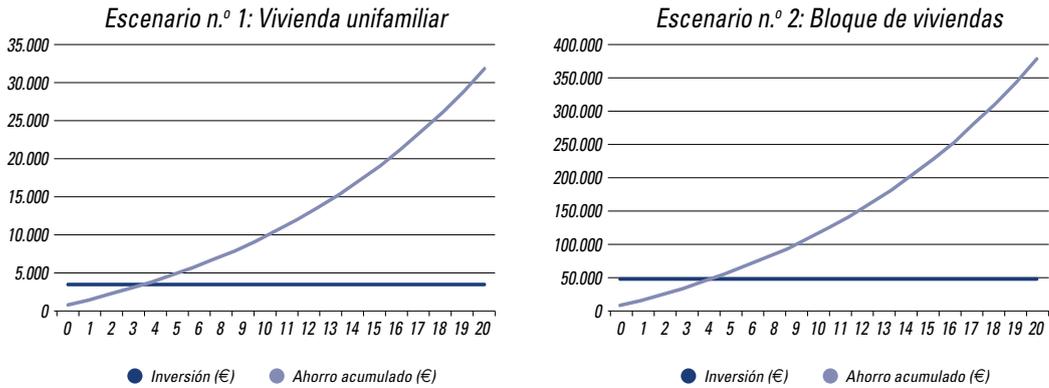
POTENCIAL TÉCNICO-ECONÓMICO a 2010	180-200 MWt
ENERGÍA PRODUCIDA	180-200 GWht/año 15-17 ktep/año

### 3.1.7. Previsión del Potencial Técnico-Económico a 2020

La plataforma europea *European Solar Thermal Technology Platform (ESTTP)*, indica en su documento "Solar heating and cooling for a sustainable energy future in Europe" que en 2030 se supone que el progreso tecnológico y las economías de escala permitirán obtener aproximadamente una reducción del 60 % de los costes para este tipo de instalaciones. Adoptando este razonamiento a los casos objeto de estudio, se estima que al año 2020 los costes se habrán reducido en un 30 %.



**FIGURA 71. PAYBACK A 2020 DE INSTALACIÓN SOLAR TÉRMICA: CASOS Nº 1 Y 2**



Las consideraciones tomadas a 2020 son las siguientes:

- El precio del gas seguirá aumentando en una media del 8,0119 % anual
- En el año 2020 no habrá subvenciones para este tipo de instalaciones por parte del EVE-IDAE.
- La inversión en la instalación solar térmica se reduce en un 30 % respecto del importe del año 2010, con lo cual, se estima del orden de 568 €/m<sup>2</sup>.

Con la evolución de los precios estimada, se recalculan los casos definidos anteriormente y se obtienen los siguientes valores de payback:

CASOS 2020 (sin subvención)	PAYBACK
1.- Vivienda unifamiliar de 4 personas	4 años
2.- Bloque de 20 viviendas de 4 personas cada una	4,5 años

En los dos casos se logran paybacks inferiores a los 10 años, con lo que su instalación resulta atractiva.

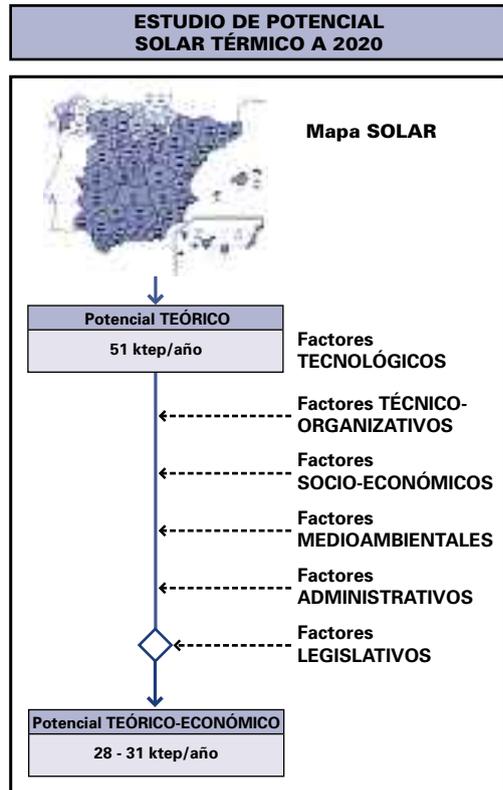
Para poder realizar la previsión de potencial a 2020 se analiza la influencia generada por los diferentes factores de corrección.

Respecto a los Factores Tecnológicos:

Se trata de una tecnología muy madura por lo que se prevén ligeros cambios en el diseño con

ciertas mejoras en el rendimiento de los paneles solares térmicos a fecha de 2020.

**FIGURA 72. PREVISIÓN DE POTENCIAL TÉCNICO-ECONÓMICO A 2020**



Respecto a los Factores Técnico-Organizativos:

A 2020 se habrán desarrollado programas que simulen diferentes tipos de configuraciones que se integren en el diseño inicial de las viviendas y/o edificios los proyectos de módulos en tejado.

Respecto a los Factores Socio-económicos, Medioambientales y Administrativos:

Se prevé que se habrá superado la situación de crisis actual, la actividad industrial se habrá recuperado y el sector de la construcción recobrará un ritmo razonable.

Además del empleo de la energía solar térmica para producción de agua caliente sanitaria (ACS) para uso doméstico, existen otras posibilidades de aprovechamiento, como son la calefacción y el agua caliente para uso industrial, que en 2020 se estima que hayan empezado a desarrollarse.

Como resultado del análisis realizado, el Potencial Técnico-económico a 2020 se estima que esté comprendido entre los 322 y 356 MW<sub>t</sub>, es decir, entre 27,7 y 30,6 ktep/año.

En resumen,

POTENCIAL TÉCNICO-ECONÓMICO a 2020	28-31 ktep/año
------------------------------------	----------------

### 3.2. Biomasa forestal térmica

Otro de los usos de la biomasa forestal, además de su utilización para generación eléctrica, es para aplicaciones térmicas.

La generación térmica de la biomasa entra en competencia directa con la generación térmica a partir de otros combustibles, principalmente el gas natural.

#### 3.2.1. Información de partida:

##### **Energía de la biomasa forestal**

Tal y como se ha comentado para la biomasa forestal de uso eléctrico, no hay constancia de la existencia de un mapa de recurso de biomasa forestal del que se pueda partir para realizar un análisis

de estudio sobre el potencial, por lo que resulta difícil iniciar un análisis sin un punto de partida.

#### 3.2.2. Potencial Teórico-Factores Tecnológicos

A la hora de definir un potencial teórico y considerando la anterior circunstancia, el estudio se remite a datos de disponibilidad de biomasa forestal. La Confederación de Forestalistas del País Vasco estima que existen 400.000 t/año de excedente de biomasa forestal, debido al crecimiento vegetativo de los bosques no utilizado por la industria:

- Crecimiento anual de biomasa forestal: 1.500.000 t/año
- Utilización para diferentes usos (papelera, industria del mueble y otras...): 1.100.000 t/año
- Crecimiento vegetativo neto de los bosques: 400.000 t/año

De las 400.000 t/año del punto de partida para el análisis de biomasa con fines de generación de energía eléctrica, se dio como resultado las siguientes potencias instaladas (teniendo en cuenta 7.500 horas de funcionamiento al año):

- Año 2010: 0 MW
- Año 2020: 10-14 MW

No se dará prioridad al uso térmico o al uso eléctrico y para el cálculo de potencial teórico se considera tanto para el año 2010 como para el año 2020 una cantidad de biomasa disponible de 400.000 t/año tal y como se definió en la biomasa eléctrica.

A continuación se detallan las características con las que se define el potencial teórico. El principal factor tecnológico, al igual que para su uso eléctrico, es el rendimiento de la instalación que, a diferencia del ciclo Rankine, tiene un rendimiento similar para uso térmico que las calderas convencionales de gas natural.

En conclusión, si el recurso disponible (400.000 t/año) fuera utilizado íntegramente para su uso en instalaciones de calderas térmicas individuales de biomasa para producción de calor, generaría un potencial de aproximadamente 128 ktep/año.

El cálculo del potencial se determina de la siguiente manera:

$$400.000 \frac{t}{año} \cdot \frac{1.000 \text{ kg}}{1 t} \cdot \frac{13.400 \text{ kcal}}{1 \text{ kg}} \cdot \frac{1 \text{ kJ}}{4,18 \text{ kcal}} \cdot \frac{1 \text{ tep}}{10^7 \text{ kcal}} = 128.230 \frac{\text{tep}}{\text{año}}$$

Por tanto, si las 400.000 t/año se destinaran exclusivamente para uso térmico se dispondrían de 128 ktep/año, considerando un PCI de 13.400 kcal/kg.

Además de las 400.000 t/año, en la actualidad también se da un uso térmico, según EVE, de aproximadamente 226 ktep/año, valor que deriva en parte a las 1.100.000 t/año empleadas en la industria papelera, industria del mueble, etc, que para el presente estudio no han sido tenidos en cuenta.

Por lo tanto, el Potencial Teórico a 2010 expresado en términos de energía asciende a 128 ktep/año.

En resumen,

POTENCIAL TEÓRICO a 2010	128 ktep/año
--------------------------	--------------

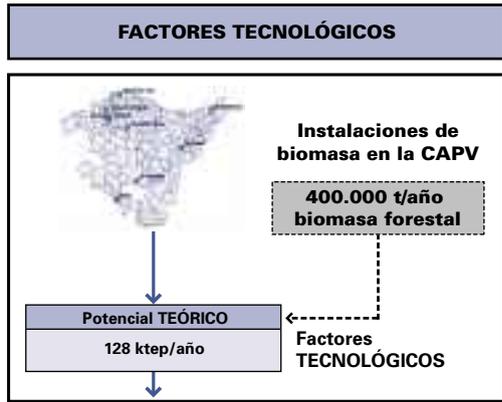
### 3.2.3. Factores Técnico-Organizativos

A continuación se citan los diferentes factores técnico-organizativos. Su incidencia se contrastará, en los casos en los que se permita, utilizando como referencia el gas natural, que es el combustible de mismos fines más común.

Los principales Factores Técnico-Organizativos considerados son:

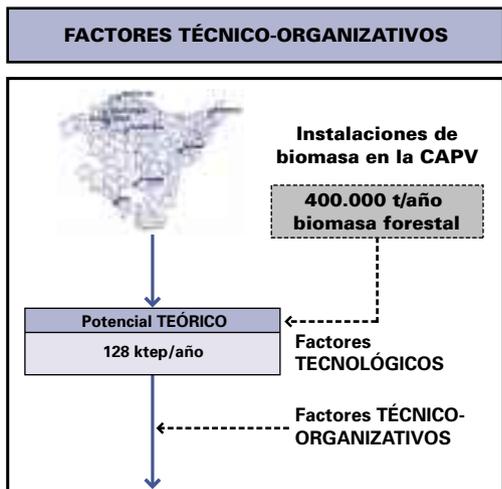
- A diferencia del gas natural, la alimentación de biomasa requiere de una dosificación de producto sólido.  
El gas natural parte con una ventaja respecto a la forma de alimentación, pues es mucho más sencilla y económica una instalación de un producto gaseoso que de uno sólido. Sin embargo, se ha avanzado mucho en el uso de pellets con calderas totalmente automatizadas.
- La existencia de una red de distribución de gas natural.  
El gas natural, debido a su facilidad de transporte, llega a la mayoría de los hogares por una red de distribución de tuberías.

**FIGURA 73. POTENCIAL TEÓRICO FACTORES TECNOLÓGICOS**



- Problema de almacenamiento de combustible en cuanto a espacio.  
Implícitamente al factor anterior, se requiere un almacenamiento de biomasa en el punto de consumo que implica la necesidad de disponer de una zona habilitada para ello.
- Inexistencia de garantía tanto del suministro como del coste de biomasa.  
Al ser una tecnología que no se encuentra suficientemente desarrollada en la actualidad,

**FIGURA 74. ANÁLISIS DEL POTENCIAL FACTORES TÉCNICO-ORGANIZATIVOS**



no existe todavía una garantía de suministro como ocurre en el caso del gas natural.

En lo referente al coste, la biomasa es más barata que el gas natural y se prevé un incremento anual del coste menor, como se comentará posteriormente en detalle en el análisis económico.

El grado de exclusión de potencial debido a los factores técnico-organizativos es elevado debido a la problemática existente comentada.

### 3.2.4. Factores Socio-económicos, Medioambientales y Administrativos

En esta tecnología se consideran de menor incidencia los factores socio-económicos, medioambientales y administrativos que los anteriores, pero cabe reseñar los siguientes:

Factores socioeconómicos:

- Desconocimiento de esta tecnología por parte de la sociedad y errónea equiparación a otras

tecnologías contaminantes de combustible fósil.

- Disponer de un precio garantizado de la biomasa.

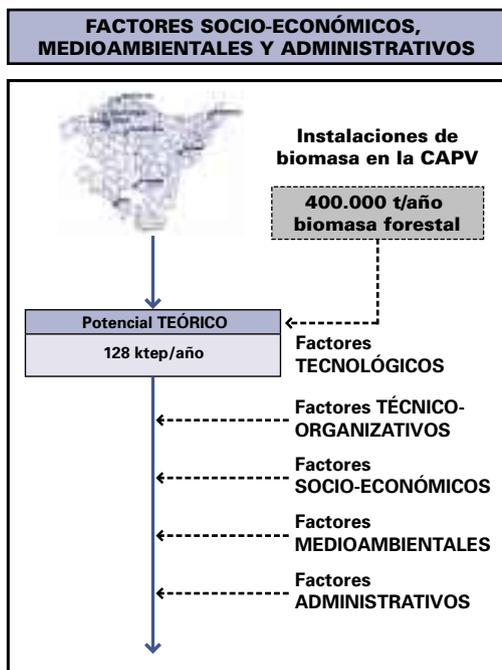
Factores medioambientales:

- Limpieza de bosques, con la ventaja asociada de la reducción de peligro de incendios.

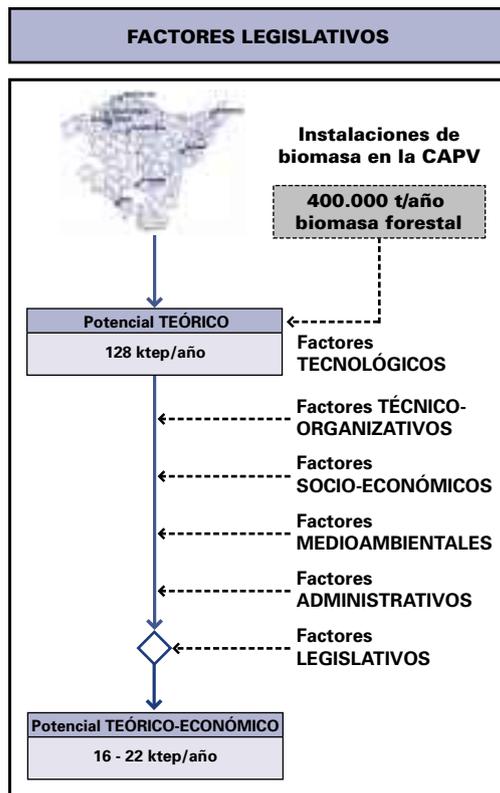
### 3.2.5. Factores Legislativos

Una vez identificadas las diferentes barreras existentes para el aprovechamiento del recurso de biomasa con fines térmicos en el territorio de la CAPV, queda por estudiar la rentabilidad económica de los proyectos. De esta forma se decidirá sobre la exclusión o no de esta tecnología y/o la valoración del actual incentivo para su utilización.

**FIGURA 75. ANÁLISIS DEL POTENCIAL FACTORES SOCIO-ECONÓMICOS, MEDIOAMBIENTALES Y ADMINISTRATIVOS**



**FIGURA 76. ANÁLISIS DEL POTENCIAL FACTORES LEGISLATIVOS**



Se procede a plantear dos casos diferentes:

- CASO Nº 1: Vivienda unifamiliar de 4 personas con una caldera de 35 kW.
- CASO Nº 2: Bloque de 20 viviendas de 4 personas cada una con una caldera comunitaria de 460 kW.

Para cada uno de los casos se valora el beneficio anual obtenido por el hecho de haber instalado una caldera de biomasa en lugar de instalar una caldera de gas natural.

Este estudio también es válido para el caso de cambio de la caldera de gas natural de que se dispone, por una caldera de biomasa, pues este estudio no contempla gastos generados anteriormente y considera la situación inicial ajena a la existencia o no de una caldera previa.

El coste de instalación es mayor en el caso de la caldera de biomasa, pero debido a las subvenciones existentes para la inversión y a un menor precio de combustible se obtiene un payback valorando como ingreso anual lo ahorrado debido al cambio de combustible realizado.

Para cada uno de los casos se consideran los siguientes valores comparando la instalación de gas natural frente a la de biomasa:

**CASO Nº 1:** Vivienda unifamiliar de 4 personas con una caldera de 35 kW.

Tipo de vivienda	Vivienda unifamiliar
Nº personas	4
Combustible empleado	Gas Natural
Potencia instalada	35 kW
Rend. caldera de GN	90 %
Nº horas funcionamiento	600 h
Consumo anual	23.333 kWh <sub>t</sub>
Precio Gas Natural	4,195204 c€/kWh <sub>t</sub>
Coste caldera de gas	7,84 €/mes y cliente
	3.000 €

Datos nueva instalación biomasa	
Tipo de combustible	pellets granel
Potencia caldera biomasa	35 kW
Precio biomasa	3,3 c€/kWh
Rendimiento	90 %
Subvención EVE-IDAE	35 %

**CASO Nº 2:** Bloque de 20 viviendas de 4 personas cada una con una caldera comunitaria de 460 kW.

Tipo de vivienda	Bloque 20 viviendas
Nº personas	4 por vivienda
Combustible empleado	Gas Natural
Potencia instalada	460 kW
Rend. caldera de GN	90 %
Nº horas funcionamiento	900 h
Consumo anual	460.000 kWh
Precio Gas Natural	3,801337 c€/kWh
Coste caldera de gas	75,84 €/mes y nº de clientes
	56.900 €

Datos nueva instalación biomasa	
Tipo de combustible	pellets granel
Potencia caldera biomasa	35 kW
Precio biomasa	3,3 c€/kWh
Rendimiento	90 %
Subvención EVE-IDAE	35 %

Tal y como se muestra en las tablas se dispone de una subvención del EVE-IDAE del 35%.

Se estima un incremento en la evolución de los precios de combustibles en base a la experiencia de los últimos años.

- % Aumento anual del coste de gas natural: 8,0119 %
- % Aumento anual del coste de pellets: 4,054 %

Tras este análisis se obtienen los siguientes valores de payback para cada uno de los dos casos:

CASOS	PAYBACK
1.- Vivienda unifamiliar de 4 personas	11 años
2.- Bloque de 20 viviendas de 4 personas cada una	8 años

### 3.2.6. Potencial Técnico-Económico a 2010

Tras analizar los factores y comprobar que el estudio económico determina viabilidad (payback ≤ 10 años) se estima que no ha de existir diferencia entre el potencial antes y después de haber realizado el estudio económico.

La exclusión de potencial se centra principalmente en los factores técnico-organizativos. La pro-

blemática creada por la no existencia de un sistema de gestión adecuado de la biomasa es común para las aplicaciones eléctricas y térmicas. Esta carencia ralentiza en gran medida la implantación, que está siendo lenta, y se espera que en unos años progrese de forma creciente, estimándose que a medida que se vayan realizando instalaciones el crecimiento ira siendo exponencial.

Se considera que el potencial técnico-económico a 2010 está comprendido entre los 16 y 22 ktep/año.

En resumen,

POTENCIAL TÉCNICO-ECONÓMICO a 2020	16-22 ktep/año
------------------------------------	----------------

### 3.2.7 Previsión del Potencial Técnico-Económico a 2020

La previsión para el 2020 tendrá relación directa con la evolución de los precios tanto de la biomasa como del gas natural.

Las hipótesis aceptadas a 2020 son las siguientes:

- El precio del gas seguirá aumentando su precio en una media del 7,32 % anual
- El precio de los pellets seguirá aumentando su precio en una media del 4,05 % anual
- Los rendimientos de las calderas de gas natural y de pellets será similar, es decir, si hubiera un aumento de rendimiento en las calderas de gas también lo habrá en las de pellets.
- El coste de la caldera de gas aumentará proporcionalmente a la variación del IPC (se supone un incremento medio anual del 2,5 %).
- Para obtener el coste de las calderas de pellets se ha realizado de la siguiente manera:
  - Aumento del coste anual proporcional al incremento del IPC (2,5 % anual).
  - Reducción del coste final en un 15 % debido a:
    - Mayor grado de madurez de la tecnología
    - Lotes de fabricación más elevados (disminuye precio unitario de fabricación)

- Automatización de los procesos de fabricación
- Aumento de competencia entre fabricantes (reducción de precios de venta)
- Mayor conocimiento y menores riesgos en la inversión (referido a los fabricantes)
- Mayor conocimiento y especialización (referente a los instaladores)

– Se considera nuevamente el incentivo a la inversión.

- Los precios de los combustibles a 2020 con las estimaciones consideradas son:

– Precio Gas Natural: 9,3279 c€/kWh (TOTAL)

– Precio biomasa: 4,9103 c€/kWh

Con la evolución estimada de los precios se calculan para los dos casos definidos unos paybacks para instalaciones realizadas en 2020 y se obtienen los siguientes paybacks.

CASOS A 2020	PAYBACK
1.- Vivienda unifamiliar de 4 personas	6 años
2.- Bloque de 20 viviendas de 4 personas cada una	4 años

La previsión a 2020 pasa por evaluar la reducción de las connotaciones negativas de los diferentes factores.

Respecto a los Factores Tecnológicos:

El rendimiento termodinámico de las calderas es una limitación presente e infranqueable y que está suficientemente alcanzada, por lo que no se producirá una mejora significativa a 2020.

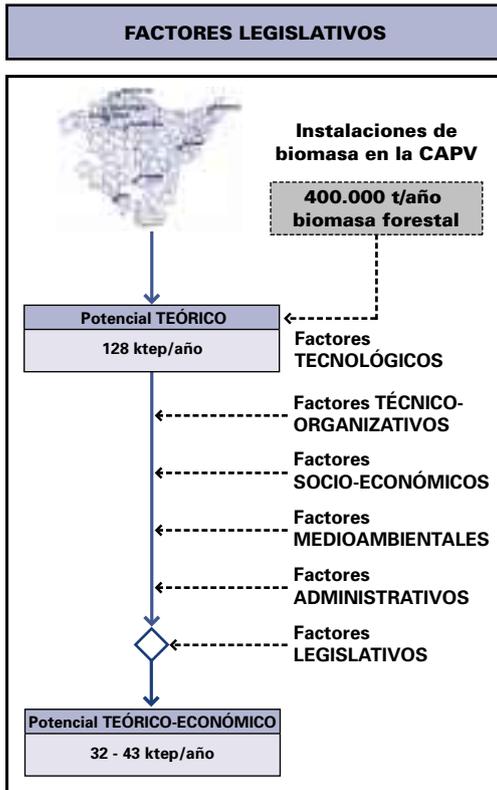
Respecto a los Factores Técnico-Organizativos:

Se estima una reducción de costes debida a una mejora en la gestión y almacenamiento de biomasa.

Respecto a los Factores Socio-económicos:

Se estima una mejora en la distribución y una garantía de suministro que junto con una reducción

**FIGURA 77. ANÁLISIS DE POTENCIAL TÉCNICO-ECONÓMICO A 2020**



de precios genere una mayor implantación de esta tecnología.

Respecto a los Factores Legislativos:

Debido a las consideraciones tomadas, se aprecia que para 2020 sin subvención se obtienen valores de payback reducidos.

Tras este análisis, el potencial económico para el año 2020 quedaría definido según una curva de aprendizaje en donde el potencial final se encuentra en una horquilla aproximada de 1/4 a 1/3 del potencial aún no aprovechado correspondiente a las 400.000 t/año (es decir, del potencial teórico de 128 ktep/año).

Por lo tanto para el 2020, en función de la afectación de los factores y de la estimación de la tarifa regulada, es previsible que el potencial, expresado en términos de energía, se encuentre entre 32 ktep/año y 43 ktep/año.

### 3.3. Geotermia térmica

#### 3.3.1. Información de partida: Energía geotérmica

La mayor aplicación del recurso geotérmico en el territorio de la CAPV, dadas las características del mismo, se encuentra en instalaciones de baja temperatura o baja entalpía, donde se aprovecha la diferencia de temperatura existente entre el aire y la tierra a pocos metros de profundidad.

A diferencia del recurso geotérmico de alta temperatura, el potencial de aprovechamiento de la geotermia de baja temperatura se da en todos los lugares y terrenos. Por lo que en principio, no es necesario comenzar el estudio con un mapa del recurso.

#### 3.3.2. Potencial Teórico-Factores Tecnológicos

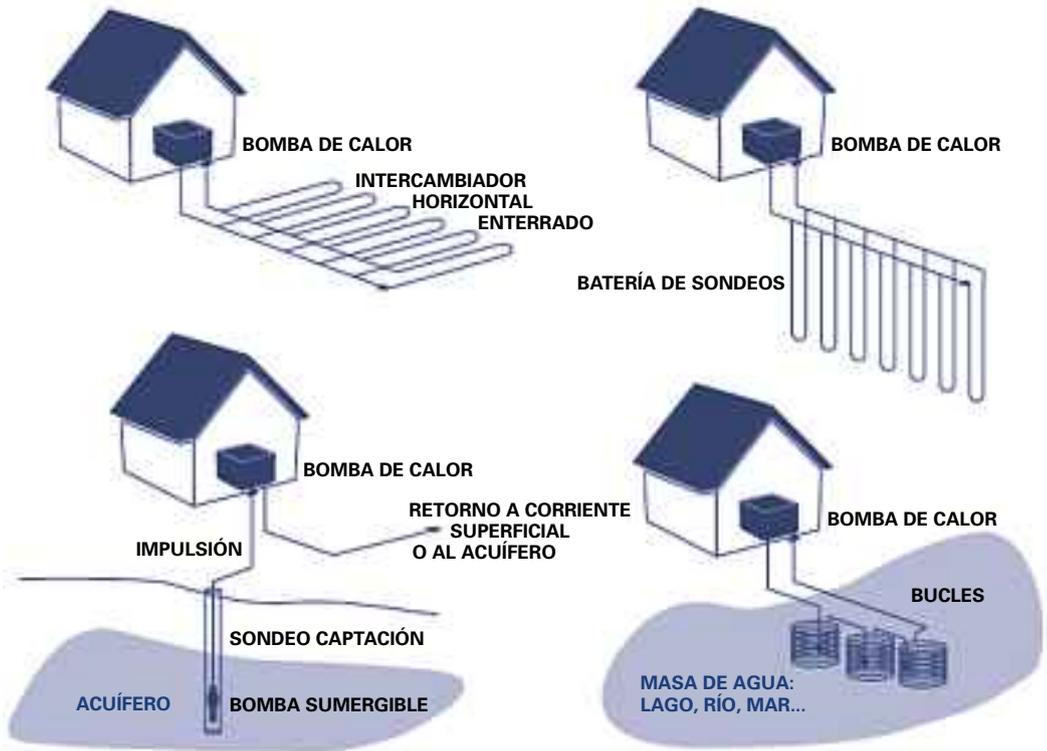
En el País Vasco, el aprovechamiento del recurso geotérmico de baja temperatura es relativamente reciente pero ha experimentado un importante desarrollo en los últimos años, a pesar de no estar contemplado en la Estrategia Energética de Euskadi 3E-2010.

Cuando la temperatura del recurso, como sucede en Euskadi, es de muy baja temperatura, el aprovechamiento requiere, en la mayoría de los casos, la instalación de un equipo auxiliar, la bomba de calor. Esta bomba de calor en invierno aprovecha el calor del subsuelo para calefacción del edificio y/o vivienda, mientras que en verano, cambiando el sentido de circulación, toma el calor del edificio y/o vivienda y lo cede al terreno.

En función de la accesibilidad del recurso geotérmico se han desarrollado diversas tecnologías para aprovechar el calor del subsuelo. Siendo los más empleados en el País Vasco los que se pueden apreciar en la siguiente figura.

Los principales retos tecnológicos con los que se está encontrando el aprovechamiento del recurso geotérmico se puede resumir en la integración de la energía geotérmica en la edificación mediante una estandarización de los sistemas, especialmente los que combinan calefacción y refrigeración, que permitan un mejor aprovechamiento.

**FIGURA 78. INSTALACIONES DE GEOINTERCAMBIO MÁS COMUNES**

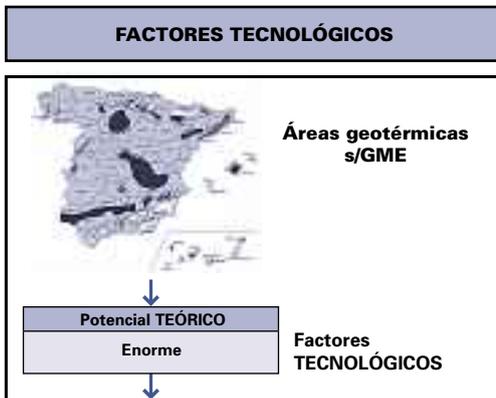


Fuente: GEOPLAT

Tal y como ya se ha comentado, el recurso geotérmico de baja temperatura presenta una gran capacidad de aprovechamiento al ser susceptible de

ser empleado en todos los lugares. Los factores tecnológicos descritos no tienen un importante grado de incidencia sobre el aprovechamiento de dicho recurso, por lo que se considera que el Potencial Teórico a 2010 es enorme, por lo que no tiene sentido cuantificarlo.

**FIGURA 79. POTENCIAL TEÓRICO FACTORES TECNOLÓGICOS**



### 3.3.3. Factores Técnico-Organizativos

El gran potencial de aprovechamiento identificado en el apartado anterior debe ser sometido a un análisis de viabilidad técnica mediante la aplicación de los factores técnico-organizativos.

Los factores técnico-organizativos más relevantes que anulan o reducen el aprovechamiento del recurso geotérmico de baja temperatura en un determinado emplazamiento son:

- Zonas excluyentes o limitantes por las características del propio emplazamiento: zonas montañosas o con fuerte pendiente.

- Para el caso concreto de instalaciones horizontales de geointercambio, se requiere de una mayor disponibilidad de terreno para su instalación, lo cual puede ser limitante en el caso de áreas urbanas y/o montañosas.
- Exclusividad de la superficie empleada para el aprovechamiento del recurso. El terreno ocupado por la instalación geotérmica no es compatible con un gran número de instalaciones que se quieran realizar en un futuro.
- Instalaciones difícilmente ampliables en el tiempo. Se deben diseñar basándose en un conocimiento preciso de cargas y demandas térmicas del edificio y/o vivienda y de las características geológicas del terreno porque son difícilmente ampliables en un futuro tiempo, en caso de experimentar un incremento de las exigencias térmicas que implique cualquier modificación.

Aquellos factores técnico-organizativos excluyentes reducen directamente el potencial teórico de aprovechamiento. Sin embargo, resulta muy complicado cuantificarlo como en casos anteriores, al no disponer de suficiente información.

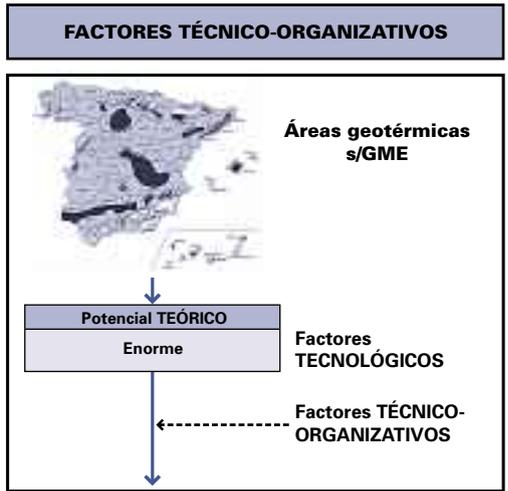
### 3.3.4. Factores Socio-económicos, Medio-ambientales y Administrativos

Una vez analizada la viabilidad técnica de aprovechamiento del recurso geotérmico de baja temperatura en la CAPV con la tecnología disponible en la actualidad, el siguiente paso a realizar es el estudio y evaluación de los factores socio-económico, medioambientales y administrativos y su influencia en el potencial disponible hasta el momento.

Los factores socio-económicos con mayor capacidad de influencia sobre el potencial de aprovechamiento del recurso geotérmico de baja temperatura son:

- Inexistencia de políticas y estrategias de comunicación focalizadas en que todos los agentes involucrados en el desarrollo del sector.
- Desconocimiento general de los usos y posibilidades de la energía geotérmica.

**FIGURA 80. ANÁLISIS DE POTENCIAL FACTORES TÉCNICO-ORGANIZATIVOS**



Los factores medio-ambientales más importantes son:

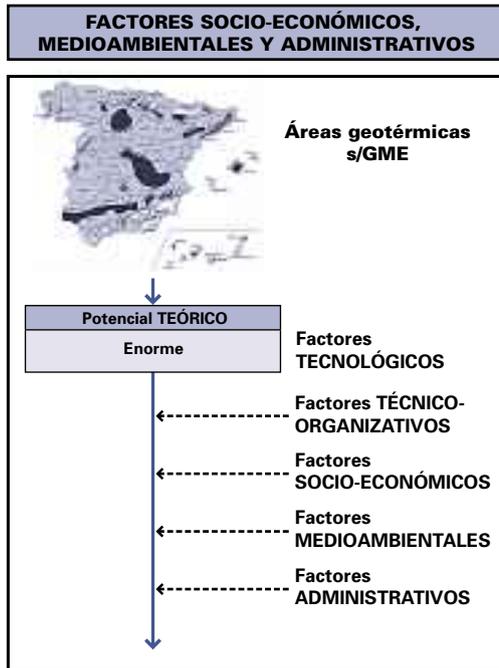
- Zonas excluyentes por tratarse de áreas protegidas por la existencia de yacimientos arqueológicos.

Por último, los factores administrativos que reducen el potencial son:

- La normativa que regula la geotermia de baja temperatura se encuentra muy poco desarrollada, prácticamente inexistente.
- Necesidad de armonización del marco regulatorio entre los distintos ámbitos involucrados (aguas, energía, ) de forma estable, consistente y coordinada entre las administraciones locales, autonómicas y nacionales.
- En numerosas fases de investigación, es necesario realizar estudios de impacto ambiental con plazos de tramitación excesivamente largos.

Igual que en el caso de los factores técnico-organizativos, los factores socio-económicos, medioambientales y administrativos podrán tener una influencia excluyente o limitativa. Pero su afeción sobre el potencial de geointercambio es difícilmente cuantificable.

**FIGURA 81. ANÁLISIS DE POTENCIAL  
FACTORES SOCIO-ECONÓMICOS,  
MEDIOAMBIENTALES Y ADMINISTRATIVOS**



### 3.3.5. Factores Legislativos

Por último, una vez identificadas las distintas barreras existentes para el aprovechamiento del recurso geotérmico de baja temperatura en la CAPV, quedaría estudiar la viabilidad económica a través de los factores legislativos.

Es importante comentar la existencia de un programa de ayudas públicas a las inversiones en instalaciones para el aprovechamiento de energía geotérmica gracias al convenio IDAE-EVE 2010 y al Programa EVE 2010, cuya cuantía varía en función del tipo de instalación (circuito abierto, circuito cerrado horizontal o vertical y redes de distrito).

Para ver claramente la viabilidad o no de una instalación de geointercambio, se va a analizar un caso concreto sencillo: Una vivienda unifamiliar de 4 personas con una determinada demanda térmica. Se compara satisfacer dichas necesidades con una caldera de gas de natural y con una bomba geotérmica.

- Datos principales de la vivienda:

Superficie de vivienda	200 m <sup>2</sup>
Tipo de vivienda	Adosada
Nº de personas	4
Tª exterior/interior	0 °C/20 °C
Modo calor	Suelo radiante
Demanda térmica	25.000 kWh/año

- Instalación geotérmica:

Tª terreno		10 °C
Coste de Capital (tipo de instalación)	Horizontal	20.000 €
	Vertical	38.000 €
Coste de O&M		300 €/año
Consumo eléctrico (bomba de calor)		10.000 kWh/año
Potencia Bomba de calor		16 kW
Vida útil		20 años
COP bomba de calor		4,1
Subvenciones y ayudas		30% resp. coste de referencia

- Caldera de gas natural:

Coste de Capital	8.000 €
Coste de O&M	1.042 €/año
Consumo gas	12.500 kWh/año
Precio del gas natural	4,1952 c€/kWh
Vida útil	12 años
Consumo de gas natural	1.072 €/año

A priori, el coste de instalación de un sistema geotérmico, independientemente de la disposición seleccionada, es mucho más caso que el coste de capital de una caldera de gas natural. Las subvenciones y ayudas, en el caso concreto objeto de estudio con una potencia instalada menor a 200 kW, tendrá una aportación máxima del 30% con respecto al coste de referencia. En función de la disposición seleccionada dicho coste de referencia es:

- Instalación en circuito cerrado con intercambio vertical con sondeos, se establece como coste de referencia 1.250 €/kW.
- Instalación en circuito cerrado con intercambio horizontal con sondeos, se establece como coste de referencia 1.000 €/kW.

Se estima un incremento en la evolución de los precios del gas natural del 8,0119% y de la electricidad del 3,50% en base a la experiencia de los últimos años

Con todo lo anterior, se obtiene el payback de la inversión para los dos tipos de instalaciones tratadas:

- PAYBACK para Instalación en circuito cerrado con intercambio enterrado horizontal = 7 años.
- PAYBACK para Instalación en circuito cerrado con intercambio vertical con sondeos = 14 años.

Por lo tanto, se observa que las instalaciones con intercambio horizontal resultan rentables económicamente, en contraposición a lo que ocurre en sistemas de intercambio vertical en donde los extracostes generados, fundamentalmente relacionados con factores técnico-organizativos, merman su viabilidad económica.

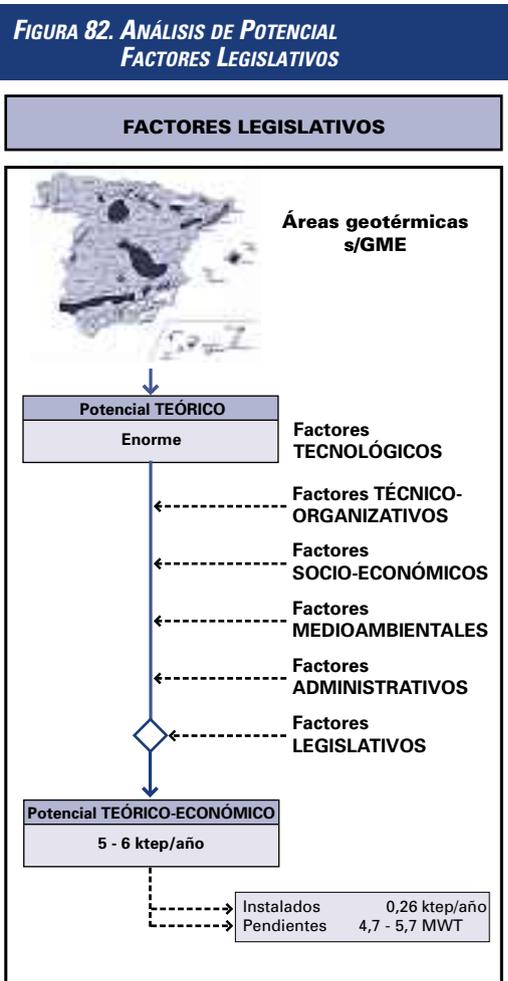
El estudio de potencial quedaría de la siguiente manera: (ver figura 82).

### 3.3.6. Potencial Técnico-Económico a 2010

Después de estudiar la viabilidad técnica y económica a partir de la tecnología existente por medio de los diferentes factores de corrección, ahora se trata de cuantificar el potencial de aprovechamiento realmente aprovechable a 2010.

Si se analiza la evolución del sector geotérmico de baja temperatura en la CAPV, se observa que su desarrollo es relativamente reciente y en los últimos años se ha visto incrementado de manera sustancial.

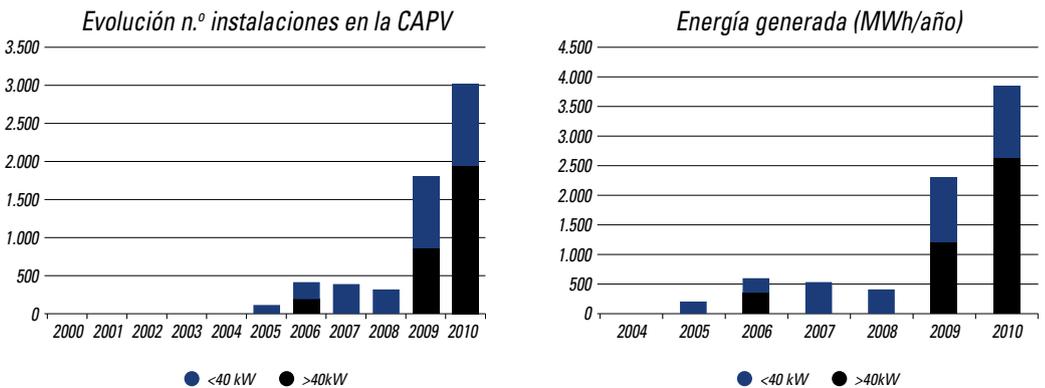
Hasta el momento actual, el gran desconocimiento acerca de las enormes ventajas que presenta la energía geotérmica de baja temperatura y los elevados costes asociados a la propia instalación han sido los verdaderos motivos que han ralentizado el desarrollo de este recurso renovable en Euskadi. Prácticamente hasta el año 2006 no se aprovecha dicha energía geotérmica y es a partir de 2009 cuando se produce el verdadero despegue. Los datos correspondientes al año 2010, que aparecen en las gráficas, corresponden a las previsiones realizadas



a principios del mismo año por TELUR Geotermia y Agua, S.A. En el momento de la elaboración del presente estudio, el Ente Vasco de la Energía tiene contabilizada una potencia total instalada de 1.850 kW<sub>t</sub>.

La mayoría de las previsiones de potencial realizadas por diversas fuentes se realizan de acuerdo con el desarrollo experimentado en algunos países próximos. Considerando la influencia de los diferentes factores de corrección comentados anteriormente, parece razonable considerar que para 2010 el Potencial Técnico-Económico es de 20 MW<sub>t</sub>/millón de habitantes. Teniendo en cuenta la información recopilada de Eustat (2009), el Potencial Técnico-Económico a 2010 está comprendido entre 39 y 48 MW<sub>t</sub>.

**FIGURA 83. EVOLUCIÓN DEL SECTOR GEOTÉRMICO DE BAJA TEMPERATURA EN LA CAPV**



Fuente: TELUR

En resumen,

POTENCIAL TÉCNICO-ECONÓMICO	39 - 48 MW <sub>t</sub>
ENERGÍA PRODUCIDA	58,5 - 72 GW <sub>h</sub> /año 5 - 6 ktep/año

### 3.3.7. Previsión del Potencial Técnico-Económico a 2020

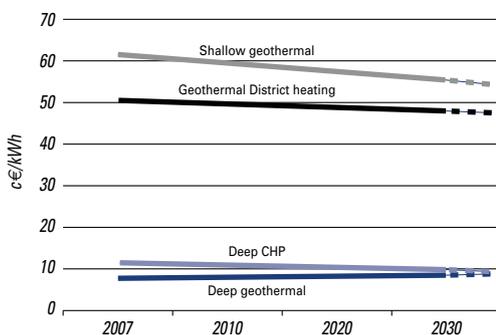
Para poder realizar una previsión de potencial de aprovechamiento del recurso geotérmico de baja temperatura para el año 2020 se precisa analizar cómo afectarán los diferentes factores de corrección a dicho potencial en el año 2020. Tal y como se ha podido observar en el análisis realizado para el año 2010, los factores de corrección que tienen un mayor peso limitante sobre el potencial de aprovechamiento

del recurso geotérmico son el factor tecnológico, el administrativo y el socio-económico y para determinadas instalaciones también el factor legislativo. A continuación se estudia la previsión de evolución para 2020 para cada uno de ellos.

En lo que a Factores Tecnológicos se refiere, todos los esfuerzos deben ir orientados a conseguir que en la próxima década el desarrollo tecnológico afecte positivamente, incrementando el potencial aprovechable a partir del recurso geotérmico. Las previsiones para 2020 se centran en los siguientes aspectos:

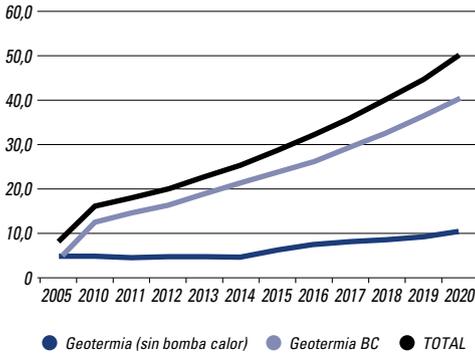
- Evolución en la curva de aprendizaje que permita la reducción de costes de diseño y ejecución de este tipo de instalaciones geotérmicas. Las previsiones según EGEC (European Geothermal Energy Council) son las que se indican en la figura 84.
- Desarrollo de herramientas de apoyo a la perforación que, procedentes del sector de los hidrocarburos, se adapten y mejoren para el caso de la geotermia.
- Impulso tecnológico para incrementar la eficiencia de los equipos constituyentes de la instalación (bombas de calor y auxiliares).
- Integración de la capacidad de almacenamiento térmico del subsuelo y de las instalaciones geotérmicas con otras energías renovables.

**FIGURA 84. PREVISIÓN DE COSTES 2008-2030**



Fuente: "Research Agenda for Geothermal Energy. Strategy 2008 to 2030". EGEC

**FIGURA 85. EVOLUCIÓN PREVISTA HASTA 2020 SEGÚN PANER**



Los Factores Administrativos en 2020 tendrán un grado de influencia menor en la medida en el que durante esta década se realicen verdaderos esfuerzos que permitan minimizar el carácter limitante de los mismos sobre el potencial de aprovechamiento.

- Establecimiento de un régimen especial de suministro térmico a partir de energías renovables, concretamente en el caso de la geotermia para generación de calor.
- Desarrollo de un marco regulatorio propio para el sector térmico geotérmico: introducción de la geotermia en el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE), Código Técnico de la Edificación (CTE), programas de calificación energética, etc.
- Adecuación de la normativa minera para facilitar la investigación y explotación de los recursos geotérmicos en aquellos lugares donde puedan existir. Para el caso de recursos geotérmicos someros se debe establecer un sistema de tramitación y régimen concesional más sencillo y homogéneo.
- En el borrador del Plan Nacional de Acción de EERR (PANER, 11 de junio de 2010) se analiza la evolución de la geotermia para usos térmicos, separándolo en dos tipos de aplicaciones:
  - Energía geotérmica, excluyendo el calor geotérmico de temperatura baja en aplicaciones de bomba de calor.

**FIGURA 86. PREVISIÓN DE POTENCIAL TÉCNICO-ECONÓMICO A 2020**



La estimación para aplicaciones de usos directos (balnearios, invernaderos,) es que no va a crecer en los próximos años. A partir de 2015 se prevé un desarrollo de proyectos de district heating geotérmicos.

- Energía renovable a partir de bombas de calor geotérmicas.

Dado el mercado emergente existente de geotermia somera o de muy baja temperatura para climatización y ACS mediante bomba de calor, se estima un crecimiento anual superior al 30% hasta 2015 y a partir de ese año, que se mantenga una tasa de crecimiento del 10-12%.

En cuanto a los Factores Socio-económicos, dada el desconocimiento general existente acerca de las posibilidades de la energía geotérmica es

necesario desarrollar líneas de trabajo que permitan la difusión de dichas posibilidades, colaborando con centros formativos de enseñanza para dar a conocer los recursos geotérmicos y sus posibilidades de uso.

Por último, en lo que se refiere a Factores Legislativos es necesario desarrollar programas de ayudas y reducción de riesgo para la perforación de sondeos.

Del mismo modo que para el año 2010, para el cálculo del Potencial Técnico-Económico a 2020 se toma como referencia diversas fuentes (EGEC,

GEOPLAT, PANER, etc.) que recogen previsiones de potencial de aprovechamiento. Tomándose un valor intermedio, resulta un Potencial Técnico-Económico a 2020 de aproximadamente 250-300 MW<sub>t</sub>, el cual es coherente con las estimaciones de crecimiento marcadas en el borrador del Plan Nacional de EERR.

En resumen,

POTENCIAL TÉCNICO-ECONÓMICO	250 - 300 MW <sub>t</sub>
ENERGÍA PRODUCIDA	375 – 450 GW <sub>t</sub> /h/año 32,25-38,7 ktep/año

## 4. Estimación de la potencialidad a 2050

### 4.1. Introducción y metodología

#### 4.1.1. Introducción

En el presente capítulo se desarrolla la estimación de la potencialidad de las energías renovables al año 2050. Las proyecciones al 2050 representan el futuro de largo plazo y son indicaciones que ayudan a dar respuesta a la pregunta de "hacia donde se podrían desarrollar las energías renovables en años posteriores al 2020".

Esta proyección de potencialidad se realiza sin valorar específicamente los apartados políticos, administrativos o sociales, ya que se pretende omitir el efecto de éstos, y ofrecer una visión de la capacidad potencial de producir energía mediante fuentes renovables, en base a la disponibilidad de recurso en la CAPV y la previsión tecnológica al 2050.

Los apartados políticos, administrativos y sociales son elementos de gran variabilidad, tal y como se observa en los continuos (e importantes) cambios producidos en los últimos 10 años en temas como: los esquemas tarifarios y subvenciones de las energías renovables (caso de la fotovoltaica), las apuestas políticas por tecnologías específicas, o los cambios en la percepción y concienciación social sobre temas medioambientales y de energías renovables. El efecto y relación de las potencialidades con estos temas, queda expuesto en los siguientes capítulos, concretamente en el apartado de "desarrollo de escenarios al 2050".

Debido a la gran variedad de fuentes de información en la que se basa este estudio (estudios de investigación, referencias de desarrollos tecnológicos y estados de avance facilitados tanto por el sector público como el privado), todas las proyecciones son siempre contrastadas con expertos en cada una de las materias. Como la información existente en lo referido a cálculos de los recursos energéticos

existentes en la CAPV es limitada, la metodología empleada se adapta a la información disponible para cada uno de los recursos.

### 4.2. Fuentes de energía para producción de electricidad

#### 4.2.1. Energía eólica

##### 4.2.1.1. Eólico terrestre

###### 4.2.1.1.1. Descripción

En lo referido a la eólica onshore, se prevé que la potencia instalada aumentará debido al incremento de tamaño de las máquinas. En el 2050, se estima que la potencia de los aerogeneradores pueden superar incluso valores de entorno a 7,5-10 MW.

No obstante, es importante considerar el enorme tamaño de estos sistemas, lo que dificulta (incluso determina) su instalación. Este factor es de especial relevancia considerando la orografía abrupta de la CAPV y la disposición de los aerogeneradores en puntos altos y de menor accesibilidad, por lo que puede ser un factor límite a la hora de aumentar el tamaño de dichos sistemas.

Por todo ello, a día de hoy ya se están considerando soluciones tecnológicas que ayuden en el proceso de instalación como desarrollar estructuras y plataformas de hormigón in situ o diseñar palas y torres más divisibles que permitan acceder al lugar con elementos de menor tamaño. Otra solución consistiría en hacer uso de helicópteros grúa (Gamesa, 2010), evitando el dificultoso acceso por tierra.

Considerando tanto las limitaciones descritas como las soluciones planteadas, se considera que los aerogeneradores utilizados en tierra en la CAPV serán de entorno a los 4,5 MW de potencia.

Por otro lado, se prevé que los nuevos desarrollos tecnológicos hagan factible aprovechar vientos de

menor velocidad, cercanas a 4 m/s. Ello, supone que además de las zonas reconocidas como aptas, se pudieran sumar nuevas ubicaciones no contabilizadas hasta la fecha por estar por debajo de los valores actualmente reconocidos como límites.

Así mismo, se prevé existirá una potencialidad de miniaerogeneradores, aunque de claramente de menor relevancia que los sistemas grandes.

#### 4.2.1.1.2. Estimación de la potencialidad a 2050

Debido a la falta de estudios que ayuden en la evaluación de la potencialidad eólico total en la CAPV, en el presente estudio, se utilizarán los datos de ubicaciones reconocidos en el Plan Territorial Sectorial eólico (PTS) aprobado en el 2002 y actualizado al 2010, donde se reconocen los enclaves principales para conjuntos de instalaciones (o parques) con potencias totales superiores a 10MW, y otros de menor tamaño. Sin embargo es importante remarcar que el PTS, está siendo una vez más revisado, debido a los diferentes condicionantes técnicos y medioambientales reconocidos, y reclamaciones presentadas por parte de diferentes actores sociales y administrativos. Por ello se prevé existan modificaciones en la estimación de la potencialidad identificado en dicho documento.

Cabe subrayar así mismo que, además de lo estimado en este apartado, se reconoce podría existir un potencial eólico adicional en otras localizaciones no descritas en el PTS de 2002. Estas ubicaciones podrían ser enclaves dispersos que permitieran instalaciones de menor tamaño (a los reconocidos en el PTS), o nuevas zonas que pudieran pasar a ser potencialmente interesantes por cumplir con velocidades de viento mínimas que actualmente no se consideran como aptas según el PTS (localizaciones con vientos mínimos menores a los 6 m/s, explotables con nuevas tecnologías).

Para la estimación de la potencialidad a 2050 y partiendo de los emplazamientos propuestos en el Plan Territorial Sectorial de la energía eólica (PTS 2002), se desestiman las ubicaciones descartadas por razones medioambientales, así como las que presentan características técnicas de gran dificultad.

En base a todo lo expuesto anteriormente y tomando como referencia que a 2050 el tamaño de los

aerogeneradores utilizados será de 4,5 MW, se estima que solo con los enclaves reconocidos en el PTS, su potencialidad puede llegar a valores de hasta 700 MW. En base a factores de carga reconocidos en las instalaciones en funcionamiento en la CAPV, de entorno a 25%-28%, se estima que la energía producida podría llegar hasta valores de 1.700 GWh/año.

#### Proyección de la potencialidad generación eléctrica de la eólica terrestre al 2050

ESTIMACIÓN	VALOR
Potencialidad a 2050 [MW]	704
Producción energética utilizable al 2050 [GWh/año]	1.700

#### 4.2.1.2. Eólico off-shore

##### 4.2.1.2.1. Descripción

En el caso de la tecnología eólica marina “off-shore”, se estima que tiene una potencialidad importante de cara al 2050 debido a la gran disposición de vientos continuos en el mar y la superficie disponible en la Costa Vasca.

En el 2050 se prevé que existirá una maduración de los sistemas flotantes mediante la evolución de las tecnologías existentes o nuevos conceptos, lo que hará posible su explotación en las aguas profundas, predominantes en la Costa Vasca.

Además de ello, el incremento del tamaño de la eólica marina se creó que todavía será importante, donde ya se reconocen tamaños de aerogeneradores de hasta 10 MW, (Sway 2010, empresa noruega).

La combinación de estos factores hace posible que se planten parques eólicos a distancias de varios kilómetros de la costa, empezándose a reconocer alternativas de instalar parques eólicos hasta 40-50 kilómetros dentro del mar (Sway).

##### 4.2.1.2.2. Estimación de la potencialidad a 2050

Con el objetivo de valorar la potencialidad y, en base a lo descrito anteriormente, se desarrollan algunas estimaciones de instalación de aerogeneradores en el mar.

Para ello, se realiza el análisis considerando los datos del “Estudio estratégico ambiental del litoral

español para la instalación de parques eólicos marinos 2009” del Gobierno Español el cual se representa a continuación. Según ello, se estima la posible instalación de aerogeneradores en las primeras 24 millas marinas (entorno a 45 Km) desde la costa, y a lo largo de algo más de 100 km de costa vasca. El estudio divide dicha superficie entre zonas aptas (en verde), zonas con limitaciones (en amarillo y representan la necesidad de realizar estudios de impacto en mayor detalle) y zonas de exclusión (representadas en rojo). Considerando estos factores, se asume que se podría utilizar hasta un 70% de la superficie apta y un 30% de la superficie con limitaciones, lo que supondría una superficie disponible de 2.250 km<sup>2</sup> (el 40% del total).

En base al tamaño de los aerogeneradores de 10 MW (entorno a los 150 metros de diámetro) y con distancias entre ellas en todas direcciones de 10 veces el diámetro del rotor (supuesto conservador), es estima que pueden ser instaladas hasta un total de 1.000 aerogeneradores, lo que supondría hasta 10.000 MW de potencia instalada.

Para la estimación de producción, se considera un valor de 3.500 horas equivalentes de uso (40% de factor de planta), aunque se cree que este valor podría ser superado gracias a las mejoras esperadas en el desarrollo de los aerogeneradores. En base a este dato, se estima que se podría llegar hasta los 35.000 GWh al año de producción eléctrica.

**Proyección de la generación eléctrica de la eólica marina al 2050**

ESTIMACIÓN	VALOR
Potencialidad a 2050 [MW]	10.000
Producción energética utilizable al 2050 [GWh/año]	35.000

**4.2.2. Energía de la biomasa y residuos**

**4.2.2.1. Descripción**

La estimación de la potencialidad de biomasa al 2050 es una tarea compleja debido al gran número de variantes existentes en su producción y posterior transformación en energía.

**FIGURA 87. PLANO DE LA COSTA VASCA Y CLASIFICACIÓN DE LAS ZONAS PARA LA INSTALACIÓN DE PARQUES EÓLICOS MARINOS**



Fuente: “Estudio estratégico ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos 2009. Plano nº 2.

Por una parte, la disponibilidad de recursos de biomasa puede sufrir gran variabilidad, dependiendo de las decisiones que se tomen en las actividades relacionadas. En dichas actividades cabe recordar que, el uso de la biomasa para producción energética en la mayoría de casos, no es la actividad principal, sino que es una utilización secundaria de los residuos generados.

Debido a la variabilidad existente en la biomasa, se realizan consideraciones específicas para cada recurso, las cuales quedarán descritas a continuación en la proyección al 2050

**4.2.2.2. Estimación de la potencialidad a 2050**

**CÁLCULO DE LA POTENCIALIDAD DE BIOMASA DISPONIBLE DE RESIDUOS FORESTALES, AGRÍCOLAS Y DE ACTIVIDADES MADERERAS**

En la siguiente tabla se desarrolla una estimación de los potenciales de biomasa de residuo forestal, agrícola y de actividades madereras disponibles en la actualidad, al 2020 y al 2050. Estos cálculos se han desarrollado por los autores en base a diferentes referencias como el EVE, la asociación de forestalistas del País Vasco, el Ministerio de Medioambiente, IDAE, medio rural y marino, Renewable and Sustainable Energy reviews, Global change Biology, Plan

Nacional de Residuos Urbanos el Plan Integral de residuos de Gipuzkoa, y empresas como Vicedex, Evelop, Enersilva, Zabalgarbi, y un largo etcétera.

En lo referido a su evolución al 2050, se plantea que se mantendrá la superficie de producción forestal, lo que supone el 55% de la superficie de la CAPV. Así mismo, se considera que la producción agrícola no sufrirá grandes variaciones durante estos años, en base a una política de conservación del medio y de producción local de los alimentos. De ello, se utilizarían los residuos de la actividad y no se realizaría una producción de cultivos energéticos significativa. En los datos de producción, se considera que pueda existir un ligero aumento en la potencialidad de producción de dichos residuos biomásicos de entorno al 10%, debido a una profesionalización en la gestión y explotación de los recursos en los sectores agrícolas y forestales.

Asimismo, la energía potencial disponible se estima en base a características específicas de la biomasa como la humedad y el contenido celulósico, lo que determinan el poder calorífico (PCI), expresados en la tabla "Estimación de los recursos de biomasa disponibles en la CAPV".

En el caso de estas fuentes biomásicas, hay que subrayar que son varios los usos o formas de explotación energética que pueden seguir dichos recursos, ya sea mediante tecnologías de combustión, gasificación, incineración o incluso transformación en

biocombustibles (no evaluado en el presente trabajo). La elección de cómo se utilizarán dichos recursos, es una decisión estratégica, que dependerá de diversos factores, tales como; las necesidades energéticas, el interés de producir electricidad, calor/frío, o una combinación de ellos (cogeneración), al desarrollo tecnológico de cada propuesta, o las características concretas de los recursos disponibles en cada región, los planes de fomento y decisiones políticas, etc.

A continuación, se estiman 3 opciones de utilización de los recursos (todas ellas de combustión), solo con la intención de reconocer la cantidad de energía que puede ser producida, de cara al cálculo de aportación de las renovables al consumo total de la CAPV:

- Producción de electricidad mediante planta de biomasa de generación eléctrica, con un factor de planta de 85% y una eficiencia del 35%.
- Producción de calor mediante uso de calderas de biomasa, con un factor de planta de 85% y una eficiencia del 90%.
- Caso de selección de producción de electricidad y calor mediante cogeneración, con un factor de planta del 85% y una eficiencia del 20% eléctrico y un 70% térmico.

A continuación se resume la proyección de la producción energética esperada al 2050, de cada tipo de biomasa, en los 3 casos mencionados. La

**Estimación de los recursos de biomasa disponibles en la CAPV**

TIPO DE RESIDUOS	2010		2020		2.050		Carácter de biomasa	
	Máx. disponible	Máx. energía	Máx. disponible	Máx. energía	Máx. disponible	Máx. energía	Humedad	PCI
	[ton <sub>wb</sub> /año]	[GWh/año]	[ton <sub>wb</sub> /año]	[GWh/año]	[ton <sub>wb</sub> /año]	[GWh/año]	[% <sub>wb</sub> ]	[GJ/ton]
R. Agrícolas	239.565	1.034	239.586	1.034	263.545	1.138	10%	15,54
R. Ind. Madera	183.335	682	187.002	696	205.702	766	30%	13,40
R. forestales	400.000	1.489	400.000	1.489	440.000	1.638	30%	13,40

producción eléctrica se estima en base a la cantidad de energía contenida en la biomasa (descrita en la tabla anterior) y la eficiencia de los sistemas definidos. Para el cálculo de la potencia instalada, se ha estimado la cantidad de potencia a ser instalada para producir dicha cantidad de energía, en base al factor de planta del 85%.

Hasta ahora, se ha realizado una estimación de la potencialidad de tres tipos de fuentes de biomasa. Además de estos, se reconocen en el presente cálculo otros tipos de fuentes de biomasa como son: Los residuos sólidos urbanos, los biogases de vertedero, las leñas negras de la industria papelera y las harinas animales (residuo ganadero). Aunque en

**Proyección de la potencialidad de generación energética de biomasa al 2050 en la CAPV.**

**Producción ELECTRICIDAD Y CALOR**

Caso de Producción Cogeneración	Potencia Eléctrica [MW]	Producción Eléctrica [GWh/año]	Potencia Calor [MW]	Producción Calor [GWh/año]	Potencia Total [MW]
R. Agrícolas	31	228	107	796	138
R. Ind. Madera	25	183	86	640	111
R. forestales	53	391	184	1.369	236

**Proyección de la potencialidad de generación energética de biomasa al 2050 en la CAPV. Producción ELÉCTRICA**

Caso Planta Eléctrica	Potencia Eléctrica [MW]	Producción Eléctrica [GWh/año]
R. Agrícolas	53	398
R. Ind. Madera	43	320
R. forestales	92	684

**Proyección de la potencialidad de generación energética de biomasa al 2050 en la CAPV. Producción de CALOR**

Caso Caldera de Biomasa (calor)	Potencia Eléctrica [MW]	Producción Eléctrica [GWh/año]
R. Agrícolas	138	1.024
R. Ind. Madera	111	823
R. forestales	236	1.760

la actualidad no se ha dispuesto de datos de cuanto recurso existirá potencialmente al año 2050, a continuación se realizan algunas estimaciones en base a producciones energéticas actuales provenientes de estas fuentes de biomasa.

**ESTIMACIÓN DE LA POTENCIALIDAD DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA EN BASE A RSUs Y BIOGAS DE VERTEDERO**

En el caso de los residuos sólidos urbanos (RSUs), se tiene como referencia los datos utilizados en la planta de Zabargarbi, Bilbao. En ella, aún siendo un sistema complejo donde se utilizan diferentes recursos energéticos, se estima una producción eléctrica actual de origen renovable, de 43,5 Ktep/año eléctricos (EVE, 2010), instalación que se está planificado duplicar en breve (87 Ktep/año)

Los supuestos al 2050, serían los siguientes:

- Se realiza una estimación de la producción para el resto de la CAPV, en base a una relación poblacional, con lo que se estima que la disponibilidad de recurso en primaria sería de hasta 163,5 Ktep/año.

- Se estima que los residuos sólidos urbanos mantendrán la producción actual en términos generales, debido a que, por un lado se espera un ligero aumento de población (de 2,1 mill. habitantes a 2,3 mill. Habitantes (Eustat, 2010)), mientras que por el otro, se estima una mejora en la gestión de dichos residuos. En base a ello, se considera se mantendrán valores similares a los del 2010.

- Dicho recurso primario, se plantea se utilice mediante sistemas de cogeneración, con eficiencias del 20% eléctrico y 70% térmico.
- Cabe destacar la variabilidad existente en este dato, debido al actual debate sobre el uso de incineradoras para el tratamiento de los RSUs, en base a estudios de impacto ambiental y de salud y su consiguiente oposición por parte de un sector de la sociedad.

En lo referido al biogás de vertedero actualmente se reconoce una producción eléctrica de 10,8 Ktep/año en primaria (EVE, 2010). Considerando que para el 2050 se implementaría totalmente la directiva europea de gestión de residuos actual, se prevé se

**Proyección de la producción energética mediante el uso de RSUs y biogás**

RSUs y Biogás	Energía Primaria [ktep/año]	Producción Eléctrica [GWh/año]	Producción Térmica [GWh/año]
Biogás de vertedero	0	0	0
Residuos Sólidos Urbanos	185,1	405	1.419

**Proyección de la producción energética mediante el uso de lejías negras y residuos ganaderos**

Lejías negras y residuos ganaderos	Energía Primaria [ktep/año]	Producción Eléctrica [GWh/año]	Producción Térmica [GWh/año]
Lejías negras del sector papelero	169	264	1.698
Residuos ganaderos (harinas)	14	405	1.419

separarán correctamente los residuos orgánicos, de forma que en los vertederos solo entrarían residuos inertes, desapareciendo la fracción orgánica de los vertederos. En base a esta afirmación, la producción de biogás de vertedero desaparecería. Cabe destacar que la biomasa separada sí sería utilizada en un proceso de gasificación, junto con los RSUs, por lo que la cantidad producida actualmente en biogás, pasaría a contabilizarse en la gestión de RSUs.

Con todo ello se estima que la energía primaria disponible para la producción de energía sería de hasta 185 Ktep/año, con unas producciones de 400 GWh/año eléctricos y más de 1.400 GWh/año térmicos.

**USO DE LEJÍAS NEGRAS Y HARINAS ANIMALES**

En la actualidad existe una producción de energía en base a las lejías negras de la industria papelera de 22,7 Ktep/año eléctricos y 146 Ktep/año térmicos (EVE, 2010). Debido a que actualmente no existen indicios de que la producción de papel vaya a cambiar se mantienen los datos actuales válidos para el 2050.

Por otro lado, se reconoce una producción de energía térmica (principalmente en cementeras) mediante el uso de residuos ganaderos en forma de harinas animales y mediante procesos de incineración. En la actualidad, se reconoce una capacidad energética de 14 Ktep/año.

**RESUMEN DE LOS DATOS DE BIOMASA**

A continuación, en forma de resumen, se facilitan los datos de la proyección energética realizada para la biomasa, tanto en energía primaria como en energía final producida.

- Los datos de proyección energética para biomasa de residuos forestales, agrícolas y de la industria maderera, representan la disponibilidad de recurso para su explotación. El cálculo de la proyección de generación energética, se realiza mediante un sistema de cogeneración.
- La producción energética mediante RSUs se realiza en base a los datos de producción de Zabalgardi, posteriormente interpolándolos al total de la CAPV. Por otro lado, basado en las justificaciones descritas en el apartado de biogás, se suma la producción actual de biogás de vertedero a dicha producción. El cálculo de energía producida se realiza en base a un sistema de cogeneración.
- Las estimaciones de producción energética de lejías negras de la industria papelera y de los residuos ganaderos (harinas cárnicas de uso en cementeras) se mantienen sin variaciones respecto a los datos actuales, al no existir indicios de que existirán variaciones significativas.

**Resumen de proyección de la generación energética de biomasa a 2050**

GENERACIÓN ENERGÉTICA	Energía primaria [ktep/año]	Producción Eléctrica [GWh/año]	Producción térmica [GWh/año]
Residuos forestales	141	328	1.146
Industria maderera	66	153	536
Residuos agrícolas	98	228	796
Biogás de vertedero	0	0	0
RSU	174	405	1.419
Lejías negras (papeleras)	169	264	1.698
Residuos ganaderos (harinas)	14	0	147
<b>TOTAL</b>	<b>661</b>	<b>1.378</b>	<b>5.742</b>

### 4.2.3. Energía hidráulica

#### 4.2.3.1. Descripción

En la actualidad no se dispone de estudios o datos de la potencialidad hidrológica para producción energética en la CAPV. Debido a ello, se procede a la utilización de los datos facilitados por el EVE (*mantenimiento 2008 del inventario de minicentrales hidrológicas de la CAPV. Agosto, 2008*).

Tomando como base la experiencia y los datos facilitados por el EVE, se estima que el incremento de potencia instalable es relativamente reducido, y que puede ser instalado en los siguientes 10 años.

Cabe destacar además que en la actualidad se está en proceso de demolición de presas de instalaciones no activas actualmente, por lo que la tendencia no está siguiendo un aumento de potencia instalada.

#### 4.2.3.2 Estimación de la potencialidad a 2050

En base a los elementos asumidos anteriormente, se estima que no existirán variaciones importantes entre el 2020 y el 2050, al entender que para el 2020 estará instalada la potencia total reconocida para la CAPV. Esto significa que se añadirán entorno a 10-15MW de potencia a la existente en el 2010, lo que supone aumentar la producción eléctrica reconocida en la actualidad, de entorno a 175 GWh/año, a un valor estimado de 227 GWh/año.

**Proyección de la potencialidad de generación eléctrica minihidráulica al 2050**

Descripción	VALOR
Potencia instalable a 2050 [MW/año]	72
Producción energética 2050 [GWh/año]	227

### 4.2.4 Energía de los océanos

#### 4.2.4.1. Descripción

La tecnología undimotriz o de olas, aparece como la tecnología principal de aprovechamiento energético marino de cara al año 2050 en la CAPV.

Aún no existiendo estudios específicos del potencial de los recursos marinos en la CAPV, se

estima un potencial teórico importante, de entorno a 12 TWh/año (12.000 GWh/año) según fuentes del EVE.

Para su explotación se prevé la utilización de sistemas flotantes y en un estado de maduración importante, en base al gran potencial que se está reconociendo en varios puntos del mundo.

En lo referido al potencial de producción mareomotriz es mucho menor que la esperada mediante el potencial undimotriz. Además, aunque se estima que existe algunas zonas de interés, el potencial en la costa vasca se considera nulo, debido al fuerte impacto medioambiental esperado en zonas consideradas de alto valor ecológico.

Así, con la tecnología que se está desarrollando actualmente, se estima que puede llegar a una producción estimada de 1200-1600 GWh/año, (EVE, 2010), suponiendo áreas marinas que se han considerado aptas para su explotación, sin detrimento de otras actividades que pudieran existir (pesca, rutas de navegación, etc.).

#### 4.2.4.2. Estimación de la potencialidad a 2050

Para el cálculo de la potencialidad al 2050, se asume se podrá hacer uso del potencial reconocido de 1.200-1.600 GWh/año, al hacer referencia a áreas cuyo uso no interfiere con otras actividades, y está basado en la maduración de tecnologías ya existentes. Considerando un factor de planta del 80% (7.000 horas de uso), al entender que el efecto de las olas es continuo, se contempla una capacidad instalada aproximada de 170-230 MW.

**Proyección de la potencialidad generación eléctrica undimotriz al 2050**

Descripción	VALOR
Potencia instalada [MW]	170-230
Potencialidad energética estimado al 2050 [GWh/año]	1.200-1.600

### 4.2.5. Energía geotérmica

#### 4.2.5.1. Descripción

El potencial energético teórico de la energía geotérmica profunda, a efectos prácticos se puede

ser considerar ilimitado, debido a la enorme cantidad de calor que existe en las profundidades de la tierra.

Actualmente todavía no hay estudios de potencial específicos que ayuden a reconocer el potencial de producción eléctrica en base a los recursos existentes en la CAPV.

En lo referido a la tecnología para su explotación, el desarrollo principal concierne a los dispositivos de perforación y a los sistemas de explotación para sustraer dicho calor de una forma eficaz y utilizable (gases a una gran presión y temperatura).

En lo referido a su desarrollo, se estima que se comience por las regiones que ya son reconocidas por su potencial geotérmico al ser zonas de gran actividad geotérmica, donde posteriormente se procederá a zonas con un recurso más limitado.

#### 4.2.5.2. Estimación de la potencialidad a 2050

De cara a la proyección de potencialidad al 2050, al igual que en el caso de la geotermia somera, no existen estudios de potencial específicos para la CAPV.

Sin embargo, a nivel internacional se reconoce que de cara a las previsiones al 2050, la geotermia profunda puede suponer entre un 2% del consumo eléctrico europeo (Roadmap 2050) o un 3% del consumo eléctrico mundial (Energy Technology perspectives, International Energy Agency).

Considerando estos valores, se estima que en la CAPV, la producción energética mediante geotermia profunda podría rondar valores de entre 230 y 280 GWh, lo que supondría una potencia instalada estimativa de unos 30-35 MW (en base a un 90% de factor de planta).

**Proyección de la potencialidad generación eléctrica geotermia al 2050**

Descripción	VALOR
Estimación de potencia instalada [MW]	29-35
Potencialidad energética estimada al 2050 [GWh/año]	235-280

## 4.2.6. Energía solar

### 4.2.6.1. Solar termoelectrico

#### 4.2.6.1.1. Descripción

Las instalaciones solares termoelectricas se estima que irán adquiriendo mayor relevancia en la producción eléctrica mundial en las próximas décadas, mediante el desarrollo y optimización de las tecnologías presentes.

Debido a que una de las principales características de esta tecnología es la necesidad de altos niveles de radiación solar directa, además de que de forma general demandan una gran superficie disponible, no se considera que existirá un desarrollo notable de plantas solares termoelectricas en la CAPV.

Considerando que se desarrollen sistemas modulares de menor tamaño hacia el futuro, se plantea que pudiera existir alguna instalación de pequeño tamaño en la zona de la rioja alavesa, zona con mayor radiación solar y espacios de llanura de mayor tamaño, siempre considerando su posible impacto en suelos actualmente utilizados para la actividad agrícola. Dichas instalaciones parece más probable que puedan ser proyectos de demostración de empresas relacionadas con la tecnología termoelectrica ya existentes en la CAPV, con producciones poco representativas.

#### 4.2.6.1.2. Estimación de la potencialidad a 2050

En base a los criterios dispuestos anteriormente, se estima que prácticamente no existirá producción solar termoelectrica en la CAPV.

### 4.2.6.2. Solar fotovoltaica

#### 4.2.6.2.1. Descripción

En el caso de la energía solar, cabe recordar que el recurso disponible consiste en toda la radiación solar que llega a los territorios de la CAPV, y que su utilización dependerá de la superficie de captación utilizada, así como de la eficiencia en el uso de dicha radiación. Como dato de referencia, se estima que la utilización del total de la superficie de la CAPV para producción fotovoltaica superaría el millón de GWh/año producidos, lo que supondría más de 10 veces el consumo energético estimado en la CAPV.

Al 2050 se prevé un fuerte aumento de instalación en la CAPV, al igual que en el resto de Europa. Por una parte, las previsiones de reducción de coste hacen presagiar que la energía fotovoltaica será económicamente competitiva con las energías fósiles probablemente no muy lejos del 2020, lo que favorecerá su expansión. Por otro, las mejoras importantes en eficiencia harán que los dispositivos puedan aumentar su producción así como ser instalados en emplazamientos con menores radiaciones.

Además de ello, se prevé un fuerte impulso de sistemas de integración en edificios y otros elementos construidos, lo que permitirá disponer de mayores áreas de instalación de sistemas fotovoltaicos en zonas donde actualmente no son consideradas como aptas.

#### 4.2.6.2.2 Estimación de la potencialidad a 2050

Para el cálculo de la proyección de la potencialidad de solar fotovoltaica, un factor fundamental consiste en definir la superficie disponible para la instalación de los sistemas. Siendo éste un factor muy variable según los criterios y supuestos adoptados, para el presente cálculo se plantea la hipótesis de utilizar el 5% de la superficie construida, definido solo por los espacios actualmente utilizados como residencial y para actividades económicas (como la industria y el sector terciario) y no considerando suelos no urbanizables que no hayan sido ejecutados. Esto supone el 0,16% de la superficie de la CAPV, lo que rondaría los 12 millones de metros cuadrados de paneles instalables en la CAPV (Fuente: Eustat, 2.010).

Asumiendo que la ubicación de estas placas se realiza de forma horizontal (no óptima), y que la eficiencia de las placas puede llegar de forma relativamente sencilla a eficiencias del 25% a 40 años vista, se estima que se podría instalar una potencia acumulada de cerca de 2.500 MW<sub>p</sub>, lo que supondría una producción eléctrica de entorno a 2.480 GWh al año, en base a una estimación de producción de 995 kWh/kW instalado y año (PVGIS, JRC, 2.10).

#### Proyección de la potencialidad generación eléctrica de la fotovoltaica al 2050

Descripción	VALOR
Potencialidad instalable 2050 [MW <sub>p</sub> ]	2.500
Producción energética utilizable al 2050 [GWh/año]	2.480

### 4.3. Fuentes renovables para producción de calor

#### 4.3.1. Energía solar térmica

##### 4.3.1.1. Descripción

En lo referido a los sistemas solares térmicos, se plantea principalmente una reducción de costes importante, lo que facilitará un aumento de sistemas instalados.

Tecnológicamente, se prevé que se dispongan de nuevos sistemas y aplicaciones como puede ser la refrigeración solar o el uso de concentradores solares térmicos (CSH), aunque todavía no se tienen datos reales de estos sistemas.

Otro de los aspectos que afectará en su grado de implantación es la mejora de la integración y compactación de los sistemas, en lo que sí se esperan grandes avances.

En el caso de la solar térmica (al igual que la fotovoltaica) la potencialidad dependerá de la superficie de captación y la eficiencia.

##### 4.3.1.2. Estimación de la potencialidad a 2050

Se plantea que al 2050 se aumentará la potencialidad de una forma importante, convirtiéndose en una tecnología altamente reconocida.

Debido a la diversidad de aplicaciones de dichos sistemas y variabilidad de rendimientos y producciones que ello conlleva, para el presente caso se hace referencia a sistemas residenciales, en base a tecnologías similares a las actuales. Aunque se subraya la fuerte evolución que pueda existir en el uso de la energía solar térmica en base a las tecnologías mencionadas, aún siendo ésta una incógnita.

Para el cálculo de la proyección de potencialidad de energía solar térmica, al igual que en el caso de la solar fotovoltaica, se realiza una estimación en base al análisis de superficies en la CAPV. En este caso, y basado en una mayor complejidad de integración arquitectónica que en el caso de la solar fotovoltaica, y en los factores conocidos de sombreado, superposición, pérdidas de inclinación y orientación, se estima el uso del 2% de la superficie construida actualmente. Ello, supone una superficie de colecto-

res de casi 5 millones de metros cuadrados, lo que supone entorno a 3.350 MW instalados.

En lo referido a su potencialidad energético, y en base a sistemas solares térmicos actuales, se estima que esta cifra de metros cuadrados instalados podría sustituir hasta 3.370 GWh térmicos de las necesidades de calefacción o agua caliente en las viviendas.

**Proyección de la potencialidad generación solar térmica al 2050**

Descripción	VALOR
Potencialidad 2050 [m <sup>2</sup> de colectores solares]	3.350
Producción energética utilizable al 2050 [GWh/año]	3.370

**4.3.2. Energía geotérmica**

**4.3.2.1. Descripción**

El potencial energético teórico de la energía geotérmica somera es amplísimo, debido a que la diferencia de temperatura en el suelo está prácticamente disponible en el total de la superficie de la CAPV.

En este caso, se estima que los principales desarrollos se enfocarán en cubrir las necesidades de calor (y frío) de los edificios de forma parcial o total, mediante sistemas de bombeo y bombas de calor, aunque realmente existen otras actividades industriales donde se reconoce un potencial importante.

Es una tecnología que al 2050 se cree estará fuertemente implementada en los desarrollos urbanos, donde los sistemas de calor y refrigeración de distrito pueden ayudar de una forma importantísima a su desarrollo. Aún no existiendo un gran control sobre las instalaciones geotérmica de baja entalpía, se estima un crecimiento anual acumulativo de entorno al 30% en los primeros años y de entorno al 10-15% a partir del 2015. En el caso de la CAPV, y en base a referencias del EVE y la Plataforma Tecnológica Española de Geotermia (GEOPLAT), se reconoce en la CAPV una iniciativa sólida en cuanto a realización de instalaciones de geotermia somera.

En lo referido a la tecnología, no es de gran complejidad y en la actualidad se está estudiando su comportamiento en las condiciones específicas de la Comunidad Autónoma del País Vasco.

**4.3.2.2. Estimación de la potencialidad a 2050**

En cuanto a la proyección de potencialidad al 2050, no existen estudios de potencial específicos para la CAPV. Para el presente estudio, se hace referencia al documento desarrollado por la Plataforma Tecnológica Española de Geotermia GEOPLAT, "Visión al 2030". En este caso, se asume que los datos de perspectivas para el 2030 pueden ser atribuibles al 2050, por su condición de proyecciones a largo plazo en materias de experiencia reducida, como es la energía geotérmica.

Considerando lo estipulado en dicho documento, se estima que entre el 6,5 y 8% de la energía consumida en edificios podría ser suministrada mediante sistemas geotérmicos de baja entalpía más allá de 2020. Suponiendo que se cumpliera para el año 2050, en la CAPV supondría una producción energética de entorno a 180 - 220 GWh/año, lo que supondría una potencia instalada de 90-110MW térmicos instalados (en base un factor de planta de 20 - 25%).

Otra hipótesis plantearía que para el año 2050 (40 años vista) se pudieran alcanzar valores similares a los recogidos en la actualidad en países maduros en la tecnología geotérmica, como Suecia. Así, en base al dato de 270 MW<sub>t</sub> instalados por millón de habitantes en el país nórdico y considerando una población al 2050 de entorno a 2,3 millones de habitantes (Eustat), se estima que la potencia instalada en la CAPV podría llegar a valores de 620 MW.

Estas instalaciones, en base a un factor de planta de entorno al 15-20% (1.500 horas), podrían llegar a una producción térmica de hasta 930 MWh<sub>t</sub>/año. Sin embargo, cabe destacar que el factor de planta utilizado podría aumentar de forma considerable, no solo en base a mejoras tecnológicas, sino también como consecuencia de una mejor gestión de la demanda térmica de edificios e industria, basado en sistemas de calefacción y refrigeración centralizados.

**Proyección del potencialidad generación térmica de geotermia de baja entalpía al 2050**

Descripción	VALOR
Potencia instalada al 2050 [MW/año]	620
Producción energética 2050 [GWh/año]	930

***ANEXO II.  
IDENTIFICACIÓN  
DE LOS ELEMENTOS  
FRENO Y MOTORES EN  
EL DESARROLLO DE LAS  
ENERGÍAS RENOVABLES  
EN LA CAPV***



Este apartado ha tenido como objetivo identificar aquellos elementos internos, que existen en la CAPV, y externos que inciden en el desarrollo de las energías renovables en nuestra comunidad. Estos elementos pueden actuar de forma positiva facilitando su desarrollo y su implantación, o por el contrario, pueden alzarse como barreras que lo limitan, y las cuales habrá que intentar superar para incrementar la capacidad de generación de energía renovable.

En el proceso de identificación de las barreras y de los motores se han realizado un total de 19 entrevistas a distintos agentes sociales, económicos, e institucionales vinculados con el sector de las energías renovables en Euskadi. En la siguiente tabla se muestra las personas que han participado en este proceso.

PERSONA	EMPRESA/ENTIDAD
Josu Jon Imaz	Petronor, Repsol
Antxon Reparaz	Orion Solar Proyectos SL
Javier Sotil	Mondragon Energy
Juan José Alonso	Cluster de Energía
Josu Aizpitarte	Asociación de forestalistas
Iñigo Arrizabalaga	Telur Geotermia y Agua SA
Luís Pedrosa	Corporación Tecnalia
Jesús Goiri	CIC energigune
Xabier Esteban	Fund. Kutxa y profesor de Usurbilgo Institutua
Javier Marques	EVE
Ignacio Quintana	Ihobe
Iñaki Puga	Diputación Foral de Gipuzkoa
María Uribe	Diputación Foral de Bizkaia
Elena Gómez	Diputación Foral de Álava
Ana Aizpuru	Fomento de San Sebastián
Andrés Alonso	Ayuntamiento de Vitoria-Gasteiz
Estibaliz Sanz	Ayuntamiento de Bilbao
Marisa Castro	Ekologistak martxan
Iratxe de Aguirre	BBK

Estas entrevistas se han realizado a partir de un guión estructurado que se recoge seguidamente.

Las conclusiones que se han obtenido de este proceso se han incluido resumidamente en el apartado 4.6 del capítulo IV del cuerpo principal del estudio en forma de DAFO, según actúen como una Debilidad, Amenaza, Fortaleza o Oportunidad.

### Cuestionario tipo utilizado en las entrevistas

Como parte de las actividades que los equipos consultores llevaron a cabo a petición del **CES Vasco**, para la realización de su Estudio sobre el desarrollo de las energías renovables en la CAPV, se realizaron una serie de entrevistas a agentes cualificados, empresas productoras, organizaciones, centros tecnológicos, Administraciones Públicas responsables o movimientos sociales. Con las debidas adaptaciones al caso de cada agente, el hilo conversacional giró en torno a las cuestiones siguientes.

*Los objetivos de la actual Estrategia Energética vasca en materia de logro un determinado % de suministro energético proveniente de EERR, aún siendo razonables, no se han cumplido. Sin embargo, se ha conseguido alcanzar un desarrollo tecnológico y empresarial importante, sobre todo en energía eólica.*

#### 1. Valore el grado de desarrollo actual de las EERR en la CAPV (i) en cuanto a la generación; (ii) en cuanto a la capacidad tecnológica y empresarial

- En relación con otras Comunidades Autónomas españolas y países.
- ¿Podríamos haber avanzado más?
- ¿A qué lo atribuye?

*La sustitución de las EEFF es necesaria tanto por su previsible encarecimiento y eventual agotamiento, como por los efectos nocivos sobre el cambio climático. Estamos manejando un objetivo del 20/30% de origen renovable al 2020. ¿Suena posible plantearnos un 100% de renovable en 40 años? ¿Será posible sin recurrir a la energía nuclear?*

**2. ¿Cómo visualiza las perspectivas de desarrollo de las EERR a 10 años vista (2020)? ¿a 40 años (2050)?**

- Desde el punto de vista tecnológico.
- Desde el punto de vista económico.
- Desde una perspectiva de aceptación/cambio social.

*Se ha dicho que las infraestructuras eólicas o la solar fotovoltaica en España están ya suficientemente desarrolladas y que ahora “toca” desarrollar otras energías (eólica marina, mareomotriz, termo-solar, geotérmica...).*

**3. ¿Qué EERR considera merecen una atención prioritaria en los próximos 10 años? ¿40 años? ¿Por qué?**

**4. ¿Qué aspectos considera claves para avanzar más rápidamente en el desarrollo del potencial de energías renovables? (en el País Vasco o en su ámbito de actuación o de competencia), vg.**

- *Avances tecnológicos (invertir en I+D).*
- *Viabilidad económica (incentivos para alcanzar economías de escala, avanzar en la curva de aprendizaje...).*
- *Apoyos financieros.*
- *Cambio en los precios relativos.*
- *Marco regulatorio.*

- *Obligatoriedad.*
- ...

**5. ¿Qué aspectos están frenando el avance en el desarrollo del potencial de energías renovables? (en el País Vasco o en su ámbito de actuación o de competencia), vg.,**

- *Dificultades tecnológicas (vg., gestión de las redes eléctricas, almacenamiento, regularidad, seguridad en el suministro...).*
- *Aspectos de viabilidad económica (rentabilidad de las inversiones, precios/costes no competitivos de las EERR, falta de interés de las compañías de energías fósiles, oposición de las comunidades locales (efecto “not in my back yard”)...).*
- *Aspectos regulatorios (marco regulatorio ambiguo, poco fiable; falta de incentivos; falta de directrices; mayor interés por desarrollar capacidades empresariales que infraestructuras productivas locales...).*
- *Aspectos sociales (falta de aprobación social, falta de información de la situación energética...).*

**6. ¿Qué iniciativas debería adoptar el Gobierno Vasco y las AAPP en general para espolear el desarrollo de las EERR en los próximos años en términos de...**

- *Generación de energías renovables.*
- *Capacidad tecnológica/empresarial.*
- *Demanda social?*

**7. ¿Está de acuerdo con la idea de que “En Euskadi lo importante es desarrollar capacidad tecnológica en EERR y no tanto producir EERR siempre que resulte más barato importarla”?**

***ANEXO III.  
EXPERIENCIAS  
INTERNACIONALES PARA  
LA PROMOCIÓN DE LAS  
ENERGÍAS RENOVABLES***



### 1. Introducción

El presente apartado parte de la previa realización de un estudio de identificación de las principales barreras y oportunidades existentes en lo referido al despliegue de las energías renovables en Euskadi. Sobre esta base, a continuación se

presentan diferentes experiencias que se estima podrían servir de referencia para la superación de algunas de las barreras identificadas. La siguiente tabla resume la lista de barreras analizadas y las posibles soluciones que se observan en el panorama internacional.

Barrera	Posible solución
1. Oposición local frente a la energía eólica terrestre	Proyectos eólicos de propiedad comunitaria
2. Espacio limitado debido a la alta densidad poblacional	Uso del concepto de cascada energética
3. Limitada disponibilidad de capital para inversiones en energías renovables	Fondos en innovación para acelerar las inversiones en energías renovables
4. Falta de coordinación entre los diferentes niveles administrativos/gubernamentales	“One-stop shop”: una entidad única para la gestión de licencias y permisos que mejora las condiciones de inversión
5. Reducido conocimiento de los agricultores y propietarios de tierras (land owners) sobre las oportunidades de la energía de la biomasa	Campañas informativas y herramientas de cálculo de beneficios para “educar y activar” a agricultores y propietarios de tierras en la producción energética
6. Bajo desarrollo del potencial energético existente en la agricultura	Fondos económicos para el desarrollo de un tercer agente que explote el potencial energético existente en agricultura
7. Las inversiones realizadas en energía del mar (marina y eólica marina) no coinciden con la apuesta política a favor de dichas energías	Estrategia integral para atraer inversores en energías renovables procedentes del mar
8. Interés reducido de los inversores como resultado de un marco regulatorio inestable	Mejorar la consistencia del marco legal para promover el interés de los inversores

En esta sección se presentan y analizan varios ejemplos de mejores prácticas a nivel internacional, que han demostrado contribuir a superar barreras específicas. Por cada ejemplo se facilita una breve descripción de la política, el estado de su implemen-

tación y los impactos observados. Además de ello, se discute brevemente su aplicabilidad en la CAPV en base a sus características específicas. El análisis de cada caso se presenta en el formato mostrado a continuación.

Barrera	Posible solución
Breve descripción de la barrera	Tipo, limitaciones específicas, agentes relacionados, etc.
Ejemplo de “mejores prácticas” seleccionado	Nombre y tipo de solución (intervención política, plan, estructura del proyecto)
Breve descripción del ejemplo seleccionado	Objetivo y estado actual, localización geográfica, área/agentes objetivo, agentes principales afectados, detalles del plan de actuación
Selección de otros ejemplos	Breve mención de otros ejemplos que tienen como objetivo dar respuesta a la barrera analizada
Impactos	Impacto de la solución, en lo referido a la reducción o eliminación de la barrera, incremento de la actividad del mercado, reducción de costes para el desarrollo de las energías renovables, etc.
Aplicabilidad	Aplicabilidad del ejemplo de mejores prácticas para tratar la barrera definida en la CAPV

## 2. Energía eólica de propiedad local comunitaria

**TABLA 1. ENERGÍA EÓLICA DE PROPIEDAD LOCAL/COMUNITARIA PARA TRATAR LA OPOSICIÓN SOCIAL AL DESPLIEGUE DE LA ENERGÍA EÓLICA TERRESTRE. "COMMUNITY WIND POWER"**

1. Breve descripción de la barrera	Es relativamente común que la opinión pública local se oponga a la instalación de parques eólicos en su zona. Esto trae como consecuencia largos procesos administrativos, rechazar planes de desarrollo eólico, mayores costes de desarrollo de proyectos y un bajo nivel de aprobación pública, lo que además afecta de forma negativa a la reputación de la empresa/promotora a cargo de dichos proyectos, o la misma administración.
2. Ejemplo seleccionado de mejores prácticas	La energía eólica de propiedad comunitaria o "community wind power" es una tendencia al alza en la cual la oposición local a los parques eólicos se convierte en estimulador de la economía local. Los habitantes locales participan en la inversión de pequeños parques eólicos y, por supuesto, también en los beneficios (véase apartado de impacto más abajo). La energía eólica de propiedad comunitaria puede surgir como propiedad de los ayuntamientos, como modelos comunales (normalmente propietarios de las tierras y otros miembros locales) o en forma de cooperativa donde uno puede comprar sus participaciones accionariales de la empresa mediante inversiones de pequeño tamaño. El caso más ejemplarizante se encuentra en Dinamarca, donde más de 100.000 hogares participan con propiedad en las acciones de los proyectos locales.
3. Breve descripción del ejemplo seleccionado	Desde 1980 la legislación Danesa promueve la propiedad compartida de aerogeneradores mediante la aplicación de exención de impuestos a los propietarios. La exención de impuestos se realiza de forma proporcional al consumo eléctrico del hogar que deja de producirse mediante combustibles fósiles. Esta medida ha supuesto un retorno de la inversión de entorno al 15-25%. En el año 2000 el 85% de los aerogeneradores eran propiedad de cooperativas y granjeros locales. Desde el 1 de enero del 2010 la legislación Danesa obliga a que todos los parques eólicos permitan que, por lo menos, un 20% de la inversión del proyecto pueda estar participada por agentes locales.
4. Selección de otros ejemplos	En otros países como Alemania, Reino Unido, Estados Unidos y Holanda el modelo de inversiones locales es una práctica común. El primer proyecto de estas características en Holanda se inició en 1986 y desde entonces ha crecido hasta suponer el 6% del total del mercado eólico terrestre del país. Además, en los últimos años está ganando fuerza una vez más, gracias al aumento de interés en las empresas locales de servicios energéticos. En Alemania el 50% de la capacidad total instalada está participada por granjeros y cooperativas locales, inicialmente promovido por una combinación de deducción de impuestos y altas tarifas especiales. El Reino Unido ofrece subvenciones para financiar proyectos comunitarios locales y asesoramiento para su organización y gestión. Australia y Canadá son países donde el concepto de propiedad comunitaria o "community ownership" también está cogiendo fuerza. En España, el concepto de copropiedad en este tipo de proyectos es muy reciente. Hasta la fecha se ha reconocido una sola iniciativa, impulsada por Eurosolar España, con ocasión del 25.º aniversario de la puesta en marcha del primer aerogenerador (15kW) conectado a red (marzo 1984). El proyecto está en fase de planificación y ya cuenta con más de 100 copropietarios interesados en invertir. Información detallada en: <a href="http://www.energiasostenible.org/sec4.asp?id_link=25">http://www.energiasostenible.org/sec4.asp?id_link=25</a>
5. Impactos	El modelo de co-propiedad tiene los siguientes beneficios: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Los propietarios locales comparten directamente los beneficios económicos del proyecto.</li> <li>• Los propietarios de tierras pueden encontrar nueva utilidad a la productividad de sus terrenos.</li> <li>• Creación de puestos de trabajo locales; apoyo a la industria local<sup>1</sup>.</li> <li>• Disminución de la migración a núcleos urbanos alta densidad poblacional desde pequeñas localidades.</li> <li>• Mayor participación y control local en la toma de decisiones.</li> <li>• Estos proyectos tienden a ser de menor tamaño que los parques eólicos comerciales, lo que supone un menor impacto visual y menor ruido.</li> </ul>
6. Aplicabilidad	España es un país con menor densidad poblacional que otros países como Dinamarca, Alemania y Holanda. Sin embargo, en Euskadi la densidad poblacional es comparable (incluso superior) a la de estos países, por lo que la falta de espacio para diferentes actividades es un problema reconocido que limita el desarrollo de la eólica terrestre. Por lo contrario, el hecho de que exista todavía una actividad agraria considerable y la existencia de núcleos poblacionales de pequeño tamaño con necesidad de nuevos incentivos para la economía local, pueden suponer un marco adecuado que permita la proliferación de proyectos eólicos de ámbito local.

<sup>1</sup> Un estudio estadounidense sobre proyectos eólicos comunitarios "community wind projects" concluye que los beneficios en el ámbito laboral son de cuatro a seis puestos de trabajos anuales por MW instalado durante la construcción y de 0,3 - 0,6 puestos de trabajo durante el periodo operacional (largo plazo). [E. Lantz and S. Tegen, "Economic Development Impacts of Community Wind Projects: A Review and Empirical Evaluation", NREL report NREL/CP-500-45555].

3. Cascada energética en zonas de alta densidad poblacional

TABLA 2. CASCADA ENERGÉTICA EN ZONAS DE ALTA DENSIDAD DE POBLACIÓN	
1. Breve descripción de la barrera	Para la energía renovable la alta densidad de población es causa de limitación de espacio. Las fuentes y combustibles renovables utilizados para el transporte y electricidad renovable requieren, ante todo, bastante espacio, en comparación a la generación de energía convencional. La alta densidad de población es una barrera, así como el escaso espacio disponible para el uso del terreno.
2. Ejemplo seleccionado de mejores prácticas	La concentración espacial junto con la existencia de industria es una oportunidad para la cascada energética. Una cascada energética se produce al unirse varios productores de energía y diferentes tipos de consumidores. Primero la energía se utiliza con alta calidad (electricidad o alta temperatura) y después se transfiere al siguiente usuario que solicita energía con una calidad más baja (calor a menor temperatura). De esta forma, el flujo del vapor o el agua caliente obtenido en el proceso se utiliza para proporcionar calefacción, refrigeración, y/o presión para otro proceso. Por ejemplo, el calor residual de la industria puede utilizarse para calentar una piscina, refrigerar un supermercado, o como calefacción en zonas residenciales. La cascada energética en zonas industriales también se conoce con el nombre de parques eco-industriales, un concepto basado en compartir varios recursos.
3. Breve descripción del ejemplo seleccionado	La mayoría de los ejemplos seleccionados de mejores prácticas para la cascada energética se encuentran en parques eco-industriales con amplios sistemas de calefacción centralizada. Uno de los ejemplos más destacados que se encuentra en Europa es el sistema de calefacción urbana en la ciudad de Aalborg, Dinamarca. Este sistema municipal de calefacción urbana es suministrado por <i>Denmark Portland Cement</i> (25%), la planta de incineración de residuos de la ciudad (20%), una planta de combustión de carbón propiedad de <i>Vattenfall</i> que combina calor y energía, y otros pequeños proveedores. Este sistema municipal de calefacción supone el 90% de la demanda calorífica de la ciudad.
4. Selección de otros ejemplos	<p>Como se ha mencionado anteriormente, se pueden encontrar muchos más ejemplos de cascada energética en parques industriales. El primer parque eco-industrial se creó en Kalundborg, Dinamarca, en 1995. Como se muestra en la Figura 1, las industrias en este parque comparten muchos recursos, entre los que destacaría la energía.</p> <p><b>FIGURA 1. COMPARTICIÓN DE RECURSOS EN EL PARQUE INDUSTRIAL DE KALUNDBORG</b></p> <p>En Kalundborg, la estación de energía de DONG abastece la planta farmacéutica de Novo Nordisk y la refinería de aceite de Statoil. También abastece calefacción a una piscifactoría cercana y a la municipalidad de Kalundborg. La planta de energía se refrigera, entre otros, con el agua refrigerada que proviene de la refinería Statoil.</p>
5. Impactos	La cascada energética obviamente puede conllevar a una reducción considerable de costes y de generación de energía. El calor residual de un lugar, que normalmente suele descargarse en el ambiente, pasa a reemplazar el calor que por regla general se produciría, por ejemplo, con un generador de vapor, con una caldera o con una planta de cogeneración.
6. Aplicabilidad	Las grandes oportunidades para la cascada energética se encuentran en los diferentes tipos de demanda energética dentro de unos límites de proximidad. En Euskadi esta probabilidad se daría en industrias cercanas a áreas municipales con intensidad energética. Además de la proximidad, otros factores de éxito para la cascada energética serían; fuertes vínculos informales entre los líderes de la zona y realizar los menores cambios en la infraestructura existente. En caso de que no haya que realizar nuevas edificaciones y no esté disponible el sistema de calefacción urbana, la cascada energética podría suceder entre dos actividades industriales cercanas, o entre una actividad industrial y un servicio energético público o comercial intensivo, tales como; piscinas, oficinas, supermercados o colegios. Para aumentar las posibilidades de la cascada energética, ésta debería integrarse con la planificación urbanística de las nuevas zonas a construir.

#### 4. Fondos de innovación para fomentar las inversiones

**TABLA 3. FONDOS DE INNOVACIÓN PARA ACELERAR LAS INVERSIONES EN ENERGÍAS RENOVABLES**

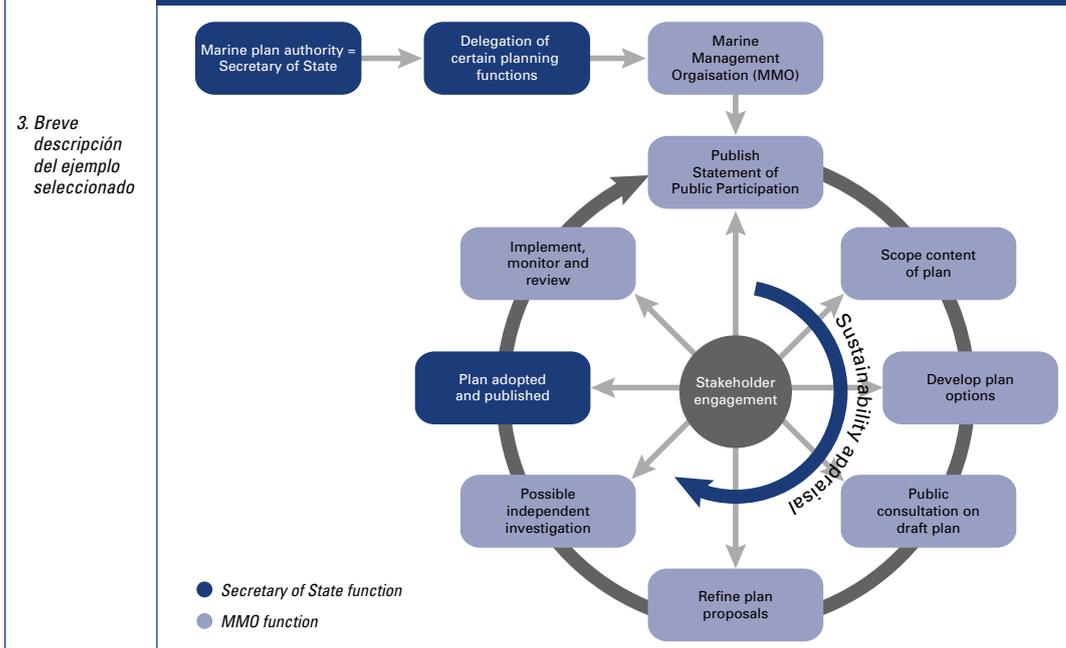
<p>1. Breve descripción de la barrera</p>	<p>La innovación en energías renovables es sabido que requiere de importantes inversiones de capital, además de que a menudo son consideradas más arriesgadas que otras, ya que el retorno de la inversión depende directamente de las políticas energéticas de gobierno y la tendencia del precio de la energía. La situación actual de la innovación en energías renovables supone adentrarse continuamente en campos relativamente novedosos y, por ello desconocidos. En este sentido, la falta de estructura y organización en las diferentes fases del proceso innovativo, crean una situación en la que los inversores no pueden detectar los pasos específicos en los que les interesará invertir o le es difícil reconocer los progresos realizados a partir de la inversión realizada. Actualmente se tiende a crear fondos comunes de inversión, sin especificar las diferentes fases del proceso y los fondos necesarios en su consecución. Además de este desconocimiento, la crisis económica global actual, hace que la financiación de proyectos sea todavía más difícil y más costosa.</p>
<p>2. Ejemplo seleccionado de mejores prácticas</p>	<p>Los programas de innovación del gobierno destinados a las energías renovables pueden acelerar el desarrollo tecnológico y el despegue del mercado, así como atraer la inversión privada. Un ejemplo es el ERS (Energy Research Subsidy, EOS en holandes), un programa exitoso del Ministerio de Economía holandés que ofrece estímulos financieros para innovaciones en energía renovable desde que surge la propuesta hasta su implementación en el mercado paso a paso. Los agentes implicados con una idea relevante en cualquier fase de la investigación pueden recibir asesoramiento sobre la viabilidad técnica-económica y la opción de subvención libre de cargos y confidencial. La industria es el principal objetivo, aunque también se puede aplicar en el área científica. El ERS ante todo, permite estructurar las inversiones, definida en diferentes líneas de actuación, según la fase de desarrollo.</p>
<p>3. Breve descripción del ejemplo seleccionado</p>	<p>El programa, que pretende ayudar al mercado, contempla innovaciones en energía renovable, más allá del asesoramiento. El siguiente paso consiste en cuatro líneas de financiación diferentes, pretendidas en diversas áreas del mercado de innovación energético.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>ERS: New Energy Research</i> es una subvención destinada a la investigación pública y privada, dirigida a la primera fase de la cadena innovadora; desarrollando nuevas e innovadoras ideas. Un ejemplo reciente: concentración de energía solar a través de espejos y lentes que rotan libremente para alcanzar la máxima productividad en cualquier solsticio.</li> <li>• <i>ERS: Long term</i> es una subvención destinada a investigar, a largo plazo (&gt;10 años), tecnología sostenible dirigida a instituciones del conocimiento y a empresas relacionadas con la industria. (Ejemplo reciente: rápido crecimiento de algas como materia prima para la producción de biodiésel)</li> <li>• <i>ERS: Short Term Energy Research</i> es una subvención destinada a proyectos tipo Innovación y Desarrollo (esto incluye un primer prototipo) y estudios de viabilidad, dirigidos a entidades privadas-privadas o privadas-públicas. (Caso reciente: el silicio cristalino tiene un rendimiento mayor, aunque el silicio amorfo tiene costes de producción más bajos. El proyecto desarrolló células solares más eficientes con silicio amorfo a costes bajos para su producción masiva.</li> <li>• <i>ERS: Demonstration</i>. Subvención destinada a probar nuevas tecnologías de energía en el medio en que posteriormente se prevé tendrían demanda, y a una escala realista. Esta subvención está concretamente destinada a empresas e instituciones industriales. (Caso reciente: construcción de un barco que funciona mediante células de combustible de hidrógeno y una estación de suministro de hidrógeno en el mar, siendo explotados comercialmente en la actualidad).</li> </ul> <p>Uno de los muchos casos de éxito de ERS es la producción de biometanol a partir del glicerol, una tecnología exclusiva, completamente desarrollada y comercializada en los Países Bajos. Comenzó como una propuesta en una universidad holandesa, y con la ayuda de los programas de ERS (entre otros) se convirtió en todo un éxito comercial. El servicio completo se abrió en junio de 2.010, llegando a ser la planta de biocombustible de segunda generación más grande del mundo.</p>
<p>4. Selección de otros ejemplos</p>	<p>Existen diversos ejemplos de fondos de gobierno para la innovación de la energía renovable en la UE, a niveles nacionales y regionales (como en el caso de Escocia), ambos a través de programas dedicados y centrados en temas específicos, o a través de programas generales en los que se pueden proponer proyectos energéticos. Sin embargo, en la mayoría de los casos, estos son propuestas abiertas realizadas libremente a iniciativa de las empresas mientras que en el ERS estos proyectos se complementan con análisis independientes y confidenciales de propuestas, y asesoramiento sobre las subvenciones disponibles dentro y fuera del programa ERS.</p>
<p>5. Impactos</p>	<p>El ejemplo de mejores prácticas inicia y apoya los procesos necesarios de innovación y ofrece fondos para proyectos de innovación, durante todo el proceso, desde que surge la propuesta hasta su introducción al mercado. Al mismo tiempo, reconoce y estimula el rol del mercado (en particular el de industrias existentes) para desarrollar estas tecnologías innovadoras y de energías renovables. Así, las barreras financieras y otras en general se reducen a la hora de entrar en un nuevo campo industrial.</p>
<p>6. Aplicabilidad</p>	<p>El acercamiento a los fondos para la innovación integral de la energía renovable puede aplicarse en Euskadi, pudiéndose realizar a menor escala. Una opción se centraría en la contratación de asesores que evalúen si realmente las propuestas innovadoras reducirían las barreras a la hora de desarrollarlas y con ello, elegir proyectos de energía renovable que tendrían más éxito para los fondos posteriores. Un criterio adicional a la hora de conceder fondos sería que los proyectos refuerzan la posición de conocimiento de Euskadi y proporcionen a la economía regional un empuje económico poderoso y sostenible (como sucede con el ERS holandés).</p> <p>Euskadi tiene muchos sectores industriales destacados como la ingeniería mecánica, electrónica y transporte. Si se crean fondos de innovación para apoyar actividades de energía renovable, no solo fomentados mediante los centros tecnológicos, sino contando a su vez con el sector industrial privado, esto podría suponer un golpe de efecto positivo en los sectores destacados, lo que podría ser polo de atracción de empresas, instituciones y expertos de calidad contrastada a la CAPV.</p>

5. "One-stop shop" para la gestión de permisos y licencias

**TABLA 4. "ONE-STOP SHOP" PARA LA GESTIÓN DE PERMISOS Y LICENCIAS MEJORANDO EN LAS CONDICIONES DE INVERSIÓN**

<p>1. Breve descripción de la barrera</p>	<p>Una de las barreras más repetida por diferentes agentes del sector es la falta de coordinación entre varios estamentos gubernamentales a la hora de autorizar y conceder licencias. Hay que reseñar, por tanto que existen ciertas diferencias entre el gobierno nacional, los autonómicos, los provinciales y los locales, no solo en competencias sino que también en los objetivos planteados. Esto provoca largos plazos de entrega, responsabilidades no definidas, procesos confusos y frustración por parte de los promotores del proyecto que incluso puede conllevar a la cancelación de proyectos.</p>
<p>2. Ejemplo seleccionado de mejores prácticas</p>	<p>En el Reino Unido, el proceso de formalización de permisos para proyectos de energía eólica marina se ha organizado como <i>one-stop shop</i> (o atención en una parada) en los formularios de la Organización Marítima Marina (OMM), que coordina el proceso regulado por la <i>Marine Policy Statement</i>. (Declaración de Política Marítima). El <i>one-stop shop</i> hace que el proceso sea más sencillo para las autoridades y el promotor a la hora de identificar requisitos y tener, en general, un proceso de toma de decisiones más estructurado. Es obvio que un <i>one-stop shop</i> es más fácil en este caso, donde las principales competencias las asume esta organización. Un entorno legal/competencial complejo donde intervienen diferentes autoridades en el despegue de las energías renovables en España y Euskadi, hace que un proceso <i>one-stop shop</i> sea más complejo. Sin embargo, la creación de un espacio de decisión neutral, podría ser la base de un sistema funcional y atractivo.</p>
	<p>La Organización Marítima Marina del Reino Unido (MMO en inglés)<sup>2</sup> se encarga de autorizar instalaciones que generan energía marina incluyendo parques eólicos, mecanismos de olas y mareas que generan entre 1 y 100MW. La MMO decide e informa sobre la planificación, regulaciones, licencias y entregas. Las decisiones se toman en base a la <i>Marine Policy Statements</i> (Declaración de Política Marítima): Marcos de trabajo a nivel de Reino Unido basados en un proceso de decisión de elementos consistentes y basados en evidencias. Este tipo de estructura, busca a su vez garantizar cierta certeza sobre las intenciones en materia de política pública. Previamente, las decisiones eran tomadas por un grupo de organizaciones que ocasionaban inconsistencia y dudas a los inversores. Los Planes Marítimos Nacionales o Regionales interpretan la <i>Marine Policy Statement</i> (Declaración de Política Marítima) y es una fuente de información que los agentes y promotores "marítimos" pueden utilizar en sus procesos de decisión. Los planes pretenden pasar de un enfoque reactivo de los desarrollos individuales de licencias a un enfoque proactivo y estratégico que considera las necesidades de todo el ecosistema. Estos procesos se basan en informar a la gente sobre la zona y sus recursos, contar la verdad sobre las intenciones del gobierno, ofrecer un punto focal para el debate y proporcionar a los promotores un sistema transparente en la toma de decisiones. La figura siguiente ilustra el modelo de <i>planning marítimo</i> y toma de decisiones de la MMO.</p>

**FIGURA 2. THE MMO'S ROLE IN THE MARINE PLANNING PROCESS**



<sup>2</sup> Defra: Gestión de nuestros recursos marítimos: the Marine Management Organisation, en: <http://www.defra.gov.uk/environment/marine/documents/legislation/mmo-brochure.pdf>, y <http://www.marinemangement.org.uk/works/licensing/index.htm>

**TABLA 4. "ONE-STOP SHOP" PARA LA GESTIÓN DE PERMISOS Y LICENCIAS MEJORANDO EN LAS CONDICIONES DE INVERSIÓN (CONTINUACIÓN)**

<p>4. <i>Selección de otros ejemplos</i></p>	<p>En Dinamarca, todas las funciones principales relacionadas con el sector de la energía las organiza el Ministerio de Clima y Energía. La Agencia de Energía se encarga de todos los temas relacionados con la producción y suministro de energía así como con el transporte y consumo del mismo, incluyendo la eficiencia energética. La consolidación de los mandatos ha facilitado enormemente la implementación de regulación de permisos en tecnologías renovables, incluyendo planificación, regulación y procedimientos, reglas de acceso a redes e incentivos financieros. Este año Grecia adoptó una nueva ley sobre energía renovable que, entre otras novedades, presenta un servicio independiente para RES (Renewable Energy Systems) en el Ministerio de Medio Ambiente, Energía y Cambio Climático que actuará como un <i>one-stop shop</i> y se encargará de proporcionar información a todos los inversores interesados en RES. La ley pretende reducir el tiempo empleado en el proceso de gestión de licencias de 3-5 años a 8-10 meses.</p>
<p>5. <i>Impactos</i></p>	<p>Un <i>one-stop-shop</i> con un proceso sólido, transparente y rápido mejorará las condiciones de los promotores de proyectos, por lo que se reduce los riesgos del proyecto (incertidumbre) y plazos de entrega y, reduciendo así mismo los costes del proyecto. Estas ventajas finalmente atraerán a más inversores y hará que se reconozca a Euskadi como una región donde se garantiza el clima de inversión.</p>
<p>6. <i>Aplicabilidad</i></p>	<p>En general coordinar diferentes autoridades competentes y ejecutar un proceso coordinado en su totalidad es un proceso político complicado. Sin embargo, una región autónoma relativamente pequeña y con autonomía como Euskadi debería ser capaz de organizar el proceso de solicitud de energías renovables de una forma rápida y sólida, colocando al solicitante en el centro de la atención. Esto puede provocar en ciertas administraciones pérdida de responsabilidades primarias, pero al mismo tiempo podría traer beneficios económicos y eficiencia en los departamentos.</p>

## 6. Campañas informativas

**TABLA 5. CAMPAÑAS INFORMATIVAS Y HERRAMIENTAS DE CÁLCULO PARA "EDUCAR Y ACTIVAR" A AGRICULTORES Y PROPIETARIOS DE TIERRAS EN PRODUCCIÓN ENERGÉTICA**

<p>1. <i>Breve descripción de la barrera</i></p>	<p>El sector agrícola de la Europa Occidental ha sufrido un descenso económico en las últimas décadas, al mismo tiempo que han disminuido las ayudas al sector. Euskadi no es una excepción, aunque este sector todavía es un elemento importante en términos de economía y empleo para la región. Aunque no se espera un crecimiento considerable del sector agrícola, hay que tener en cuenta que la generación de energía renovable como una forma de explotar la tierra puede originar un nuevo negocio en el sector. El sector agrícola en Euskadi, por contra, no tiene experiencia en detectar oportunidades de energía renovable, y por tanto genera dudas el tener que cambiar sus actividades de negocio y miedo a pérdidas económicas al realizar nuevas inversiones.</p>
<p>2. <i>Ejemplo seleccionado de mejores prácticas</i></p>	<p>El NNFC o <i>National Non-Food Crops Centre</i> (Centro Nacional de Cultivos no Alimenticios) del Reino Unido ha producido calculadoras<sup>3</sup> que permiten a los agricultores calcular si es económicamente factible producir su propio combustible, invertir en digestión anaeróbica, o pasar de tener cultivo de cereales a cultivos no alimentarios. Estas herramientas proporcionan a los agricultores locales una visión tipo <i>due-diligence</i> sobre los tipos de energía renovable disponibles, que se adaptan a cada caso, sobre todo por la duración de cada inversión. Los resultados pueden unirse para conseguir las opciones más sostenibles económicamente y factibles a través de subvenciones, en caso de que estas opciones todavía no sean viables por sí mismas.</p>
<p>3. <i>Breve descripción del ejemplo seleccionado</i></p>	<p>Basado en 1) las condiciones climáticas prevaletientes de la zona (el viento, radiación solar, escasez de lluvias), 2) parámetros agronómicos tales como la producción energética de cultivos y cría de ganado, 3) mezclado con detalles específicos agrícolas como el tamaño y el volumen de las aguas residuales, se pueden calcular escenarios comprensibles que expresen el impacto económico producido al cambiar la gestión y producción habitual, a una nueva situación que considera la producción energética como elemento estructural, ya sea como electricidad renovable, calefacción, combustibles líquidos o gaseosos, etc. Ejemplos de mejores prácticas en el Reino Unido son la implementación de cultivos energéticos, producción de biogás a partir de aguas residuales, o producción de materia prima para biocombustible (es factible que estos ejemplos se produjeran con alternativas a la hora de elaborar energía eólica, solar, solar-térmica) y se pueden calcular a nivel particular o de cooperativas. Al proveer al agricultor de información y conocimiento en los aspectos económicos y financieros existentes para el sector energético en el medio rural, ellos mismos pueden comprobar directamente cuales serán los beneficios conseguidos. Además, los modelos de ayuda financiera por parte del gobierno también son más fáciles de determinar. Un ejemplo de este acoplamiento se da en el Reino Unido con una subvención del 50% del coste actual de la inversión realizada en la preparación del terreno, de la planta y a los cultivos energéticos como el cultivo de biomasa sólida. Tales cultivos energéticos pueden utilizarse in situ. (Ejemplo; Una granja con grandes instalaciones que utiliza aproximadamente 6.5 ha de miscanto para calentar su espacio).</p>
<p>4. <i>Selección de otros ejemplos</i></p>	<p>El propósito de estas herramientas es mostrar los beneficios financieros al incorporar energía sostenible en el marco agrícola, lo cual será el factor más relevante a la hora de invertir en renovables. Las herramientas NNFC son únicas por su depuración y complejidad, pero también hay otras herramientas como la Due Diligence Medioambiental que sirve para evaluar sistemas solares, solares térmicos, biogás, sistemas de biomasa basados en desechos agrícolas y forestales, sistemas de biomasa basados en cultivos energéticos, geotérmicas e hidroeléctricas, y son proporcionadas por UNEP y BASE<sup>4</sup>.</p>

<sup>3</sup> Visitar <http://biogas-info.co.uk/index.php/ad-calculator>

<sup>4</sup> Pautas para la Due Diligence Medioambiental, <http://www.unep.fr/energy/activities/ddg/>

**TABLA 5. CAMPAÑAS INFORMATIVAS Y HERRAMIENTAS DE CÁLCULO PARA "EDUCAR Y ACTIVAR" A AGRICULTORES Y PROPIETARIOS DE TIERRAS EN PRODUCCIÓN ENERGÉTICA (CONTINUACIÓN)**

<p>5. <i>Impactos</i></p>	<p>La viabilidad económica de las múltiples alternativas de energía renovable disponibles es un primer paso crítico en la puesta en marcha de estas iniciativas en zonas agrícolas. Por ello, las opciones planteadas reducirían considerablemente dicha barrera, ampliando el conocimiento sobre los posibles beneficios y riesgos. Además, en base a estas herramientas, el gobierno puede optar por ofrecer incentivos financieros que permitan la viabilidad económica del proyecto, aunque parece probable que algunas opciones serán en el futuro auto-sustentables. Un cambio dirigido a la generación de energía podría disponer de gran potencial para aumentar la economía, estabilizar el sector agrícola y generar oportunidades de empleo.</p>
<p>6. <i>Aplicabilidad</i></p>	<p>Las tarifas reguladas en España están cambiando rápidamente, lo que crea cierta incertidumbre a la hora de invertir. Además la natural dispersión en el territorio de muchas zonas rurales de Euskadi, hace que existan zonas que podrían producir potencialmente más energía renovable de la que pudieran consumir localmente. Este factor sería de estudiar en la viabilidad o no de plantas centralizadas de biogás o biodiésel y/o en la creación de sistemas calefacción sostenible en la región. Por último, una herramienta diseñada para el cálculo económico de la producción de energía renovable y diseñada para considerar las condiciones locales existentes en Euskadi puede estimular considerablemente el consumo de tecnologías renovables en el sector agrícola, a su vez, fortaleciendo su posición económica y de empleo.</p>

**7. Fondos económicos para el desarrollo de un tercer agente que explote el potencial energético en la agricultura**

**TABLA 6. FONDOS ECONÓMICOS PARA EL DESARROLLO DE UN TERCER AGENTE QUE EXPLOTE EL POTENCIAL ENERGÉTICO EXISTENTE EN AGRICULTURA**

<p>1. <i>Breve descripción de la barrera</i></p>	<p>Invertir en energía renovable en entornos agrícolas es una opción que puede resultar económicamente interesante (como se ha comprobado mediante el uso de calculadoras en el Reino Unido). Sin embargo los agentes implicados, (como los propietarios de terrenos) no siempre tienen la intención de invertir debido a varias razones: (1) no tienen los suficientes recursos financieros o necesitan estos recursos para otras inversiones, (2) simplemente no están interesados en adentrarse en un campo totalmente nuevo, desconocido para ellos y que les supone tener que formarse en un nuevo ámbito), (3) la necesidad de llegar a acuerdos con gran número de agentes no formados en la materia.</p>
<p>2. <i>Ejemplo seleccionado de mejores prácticas</i></p>	<p>En Holanda y Alemania las compañías energéticas y promotores de proyectos comerciales han buscado activamente oportunidades de bioenergía a menor escala, especialmente en zonas rurales, basadas en estiércol animal o residuos de cosecha. La empresa energética o el promotor del proyecto, lideran el proyecto compartiendo los beneficios (o energía generada) con el propietario del terreno.</p>
<p>3. <i>Breve descripción del ejemplo seleccionado</i></p>	<p>La empresa energética o el promotor del proyecto utilizan un nuevo modelo de negocio. Tradicionalmente una empresa energética posee y explota completamente su proyecto. Por otro lado, el promotor del proyecto crea un proyecto y lo vende. Sin embargo, en este nuevo enfoque, el promotor desarrolla el proyecto y se hace dueño del proyecto. La energía se vende al agricultor propietario del terreno, y a las casas cercanas o empresas. Los ingresos provienen de los beneficios generados en el proyecto, no por vender el proyecto. Esto significa que el plazo de devolución del pago para el promotor será (mucho) más largo y por tanto más arriesgado comparado con "el desarrollo normal del proyecto", pero esta demora será compensada con ingresos más altos a lo largo de la vida del proyecto y con un contrato de ventas seguro a largo plazo. Para una empresa energética esta situación abre un rango más amplio de oportunidades para el desarrollo del proyecto y una relación estable con los consumidores finales de energía. Lo más llamativo de la inversión puede estar en el estímulo creado a través de políticas de gobiernos, por ejemplo proporcionando préstamos a bajos intereses, cubriendo parte de los riesgos de inversión, o asumiendo el riesgo financiero del proyecto. En muchos casos este enfoque será un estímulo y al mismo tiempo puede suponer beneficios considerables a largo plazo para el gobierno. De la misma manera es un modelo fácilmente aceptado por parte del cliente ya que se desvincula de los riesgos de inversión de los sistemas y simplemente cede la explotación.</p>
<p>4. <i>Selección de otros ejemplos</i></p>	<p>Otros ejemplos basados en los nuevos y alternativos modelos de negocio son, los modelos ESCO (Energy Service Company) en sus diferentes vertientes. El concepto básico es que la ESCO selecciona, instala, mantiene medidas de reducción energética en una propiedad, pero en lugar de ser pagadas por la propiedad reciben (una buena parte del) dinero ahorrado en gastos energéticos obtenidos mediante las medidas implementadas. En este caso, hay que considerar que determinar el verdadero ahorro energético es muy complejo, y calcular el equipamiento requerido para medir los diferentes usos de la energía supone un coste extra de inversión. Sin embargo, supone no tener la dificultad de compartir los beneficios obtenidos por la generación de energía renovable con los propietarios del terreno o el pago del alquiler del terreno.</p>

**TABLA 6. FONDOS ECONÓMICOS PARA EL DESARROLLO DE UN TERCER AGENTE QUE EXPLOTE EL POTENCIAL ENERGÉTICO EXISTENTE EN AGRICULTURA (CONTINUACIÓN)**

<p>5. Impactos</p>	<p>Mediante la entrada de terceras partes interesadas en la inversión y promoción de proyectos de generación energética renovable en la agricultura, se pueden superar varias de las barreras detectadas en el sector, acelerando el crecimiento de proyectos sostenibles, produciendo algunos beneficios: Para la parte inversora y promotora, los costes del desarrollo del proyecto bajarán al realizar varios proyectos pequeños, en comparación con el caso en que cada agricultor desarrollase su propio proyecto. Para el gobierno: el comunicado de los permisos etc. puede hacerse también para proyectos múltiples con la misma tercera parte, en lugar de hacerlo de forma individualizada para cada proyecto. Se puede esperar que esta tercera parte tenga más conocimiento sobre la materia por lo que necesitaría menos ayuda, y habrá una similitud en la solicitud de permisos para sus múltiples proyectos, pudiéndose evaluar con más eficacia. Por otro lado, cabe destacar que un riesgo relacionado con acelerar la implementación de energías renovables es que el uso de cualquier medida/ayuda financiera unida a la cantidad de energía producida (como son las tarifas reguladas o ayudas a la inversión) aumentaría a su vez proporcionalmente los gastos, lo cual podría superar fácilmente los costes en el presupuesto destinados a esta ayuda (creando una situación de sobre financiación).</p>
<p>6. Aplicabilidad</p>	<p>En principio, el enfoque propuesto puede funcionar en cualquier mercado económico libre. Sin embargo, llevar a la práctica este nuevo modelo de negocio puede requerir de algunas pautas y estímulos. Un aspecto clave para la presentación exitosa de este concepto es la minimización de riesgos por parte del inversor, durante el periodo de tiempo de la inversión (normalmente 15-20 años). Probablemente en Euskadi, los candidatos que asuman el rol de promotor como tercera parte en el proyecto sean departamentos especializados en grandes corporaciones, con experiencia en inversiones de capital y con actividades relacionadas con la energía renovable. Otra opción consistiría en empresas público-privadas que pudieran gestionar la producción como "tercer agente implicado". También es un plus adicional tener vínculos existentes con las comunidades agrícolas regionales.</p>

## 8. Estrategia integral para atraer inversores en energías renovables procedentes del mar

**TABLA 7. ESTRATEGIA INTEGRAL PARA ATRAER INVERSORES EN ENERGÍAS RENOVABLES PROCEDENTES DEL MAR**

<p>1. Breve descripción de la barrera</p>	<p>Los esfuerzos realizados en energía del mar (marina y eólica) desde el ámbito institucional y empresarial no coinciden con la apuesta política a favor de dichas energías que se promulga por parte del gobierno. Ello hace que este sector, reconocido como uno de los de mayor potencial en el futuro, no se desarrolle todo lo rápido que se podría esperar.</p>
<p>2. Ejemplo seleccionado de mejores prácticas</p>	<p>Ejemplo de mejores prácticas seleccionado Una estrategia integrada para energías procedentes del mar en Euskadi no sólo promovería energía marina sino también ayudaría a la industria local. Parte de esta estrategia empezaría por promover un <i>test field</i> o prueba en campo. La prueba de campo del proyecto Alpha Ventus en Alemania sirve de ejemplo para la investigación. Los programas de innovación y desarrollo atraen posteriormente a la industria y a escuelas de investigación. Esto significa que la ayuda financiera no sólo llegará a través de programas nacionales de ayuda, como las tarifas, sino también a través de otras fuentes de la investigación. La <i>Biscay Marine Energy Platform</i><sup>5</sup> dedicada a la energía marina ya está encaminada en ésta dirección.</p>
<p>3. Breve descripción del ejemplo seleccionado</p>	<p>Alpha Ventus es el primer parque eólico marino en las aguas territoriales alemanas, a 45 Km. de la costa. Un consorcio de EWE, EOM y Vattenfall Europe han invertido unos 250 millones de euros en 12 turbinas con una capacidad de 60 MW. Aunque las inversiones serán principalmente cubiertas por las tarifas reguladas alemanas, Alpha Ventus también sirve como ejemplo para proyectos de investigación relacionados con la conservación del medio ambiente, que son gestionados por el Ministerio Federal de Medio Ambiente. Esto facilita el intercambio de información y experiencia entre los constructores de la planta, empresas implicadas, proveedores, compañías de gestión portuaria, constructores de buques y especialistas en logística. El parque eólico sirvió para desarrollar el conocimiento y la infraestructura, y proporcionará nuevas visiones sobre la utilización y desarrollo de la energía eólica marina. Además, las ciudades portuarias Emden, Cuxhaven Bremerhaven se están convirtiendo en los principales puertos de la industria marina apoyados por el gobierno de la región de Lower Saxony (Baja Sajonia)</p>
<p>4. Selección de otros ejemplos</p>	<p>En enero de 2010 se anunció una iniciativa de 30 millones de euros para ayudar a la investigación y definición de las energías marinas en España. Un consorcio de 19 empresas y 15 centros de investigación apoyarán la iniciativa de <i>Ocean Lider</i><sup>6</sup> a tres años vista. Esta iniciativa fue recuperada por el Ministerio de Ciencia e Innovación de España y ha recibido una subvención del Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI) y el Fondo Patrimonial destinada a la inversión local. Pretende ser el proyecto de innovación y desarrollo en energía del mar más grande del mundo. La iniciativa pretende desarrollar instalaciones de energía marina, incluyendo la combinación de ésta con fuentes de energía ya probadas tales como la energía eólica marina. Irlanda es uno de los países de Europa que ha puesto en marcha un plan estratégico exhaustivo de energía undimotriz y mareomotriz. Irlanda potencialmente podría abastecerse totalmente de energía undimotriz y un 6% de energía mareomotriz. El libro blanco Irlandés sobre política energética del 2007 establece una meta de 500 MW de energía undimotriz y mareomotriz para el 2020. Esta meta ha sido confirmada recientemente por el Gobierno Irlandés. El gobierno Irlandés aprobó una estrategia de cuatro fases, cubriendo la innovación y el desarrollo, pasando por proyectos demostrables y hasta su operatividad comercial a partir de 2016<sup>7</sup>. Actualmente la fase 1 ya está concluida y la fase 2 en proceso.</p>

<sup>5</sup> Visitar [http://www.eve.es/energia\\_marina/index\\_cas.htm](http://www.eve.es/energia_marina/index_cas.htm)

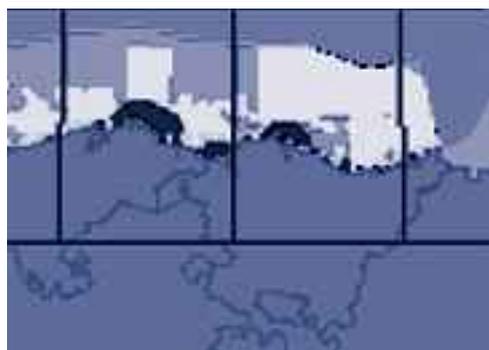
<sup>6</sup> Más información en <http://www.oceanlider.org/>

<sup>7</sup> Para más información visitar: [http://www.seai.ie/Renewables/Ocean\\_Energy/Ocean\\_Energy\\_Development\\_Unit/](http://www.seai.ie/Renewables/Ocean_Energy/Ocean_Energy_Development_Unit/)

**TABLA 7. ESTRATEGIA INTEGRAL PARA ATRAER INVERSORES EN ENERGÍAS RENOVABLES PROCEDENTES DEL MAR (CONTINUACIÓN)**

<p>4. Selección de otros ejemplos</p>	<p>Fase 1: Desarrollo (2006-2008): Desarrollo de capacidades institucional e industrial en Irlanda. Apoyo al diseño y la construcción de prototipos que puedan confirmar las predicciones de rendimiento de los equipos.</p> <p>Fase 2: Primera instalación pre-comercial (2008-2012); Construcción de la primera instalación precomercial capaz de suministrar electricidad a la red eléctrica. Los resultados de esta fase servirán para evaluar la viabilidad comercial de la tecnología.</p> <p>Fase 3: Configuración pre-comercial de 10 MW: Esta es la configuración elegida para disminuir los costos de instalación y producción. Esta fase permitirá estimar correctamente los costos comerciales reales asociados a una planta undimotriz o mareomotriz.</p> <p>Fase 4: Desarrollo comercial: Desarrollo de medidas de apoyo para asegurar el continuo crecimiento y desarrollo de sistemas marinos.</p> <p>Para realizar estas fases con éxito, se estableció en el 2008 la Unidad para el desarrollo de las energías del océano (OEDU por sus siglas en inglés) como parte del SEAI (Sustainable Energy Authority of Ireland). Esta oficina recibe el apoyo de Instituto Marino y está a cargo de coordinar actividades como:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• El desarrollo industrial,</li> <li>• La mejora de la infraestructura para la investigación,</li> <li>• La construcción de plantas piloto,</li> <li>• La revisión de los procedimientos de permisos y concesiones,</li> <li>• El desarrollo de la red eléctrica, y</li> <li>• La coordinación entre todas las entidades publicas.</li> </ul> <p>Otra forma de atraer la inversión en energía marina es la estrategia del Reino Unido (objetivo de 14GW de eólica marina y 2GW de undimotriz y mareomotriz para 2020) que se basa en asegurar la ayuda financiera destinada a las inversiones: la ayuda financiera la proporciona <i>Renewables Obligation (RO)</i>, que concede dos Certificados de Obligaciones de Renovables (CORs) por cada MWh de electricidad generada a partir de un mecanismo de energía marina. Además hay planes de subvención de capital que incluye el "UK Government's Marine Renewable Deployment Fund" (o Fondo de Desarrollo de Energía Marina del gobierno británico), donde el 25% de la subvención del capital se destinan a proyectos cualificados y una subida de pagos de 10p/kWh (11 €cent/kWh) además del pago normal de los COR. Este modelo sirve como ejemplo a otros países como, por ejemplo, Holanda que están actualmente considerando esta opción.</p> <p>Aunque este ejemplo se ha desarrollado a nivel nacional, permite obtener una idea de las posibilidades que hay para convertir una estrategia en medidas tangibles y de las posibilidades financieras que producen dichas medidas.</p>
<p>5. Impactos</p>	<p>Al presentar una clara estrategia marina basada en la Innovación y Desarrollo y/o planes de ayudas adicionales, el interés de los inversores en instalar turbinas eólicas marinas en las aguas de Euskadi aumentará, especialmente si se asegura una legislación estable que pueda reducir la incertidumbre y riesgos.</p> <p>También el impacto sobre la industria renovable puede ser muy importante: la empresa alemana Bard que construirán diversos parques eólicos en el Mar del Norte, ha preparado su propia plataforma marina y ha revisado su flota para poder abastecer a los parques eólicos durante la operación. Lo mismo sucederá si las turbinas eólicas u otros mecanismos marinos son expedidos en los puertos de Euskadi donde el mercado local puede beneficiarse (ver también abajo). En la Baja Sajonia de Alemania la industria eólica marina creará hasta el 2020 unos 10-15.000 puestos de trabajo más unos 4.000 puestos para operaciones<sup>8</sup>.</p>
<p>6. Aplicabilidad</p>	<p>Euskadi dispone de potencial para energías renovables marinas, (ver mapa). Los mares del norte de España también experimentan una buena disposición de olas con intensidades entre los 30 y 60 kW/m. La plataforma <i>Biscay Marine Energy</i> comenzará a operar en 2011 y ya está promoviendo su interés.</p> <p>Euskadi también tiene un buen sector marítimo. Hay una cantidad limitada de barcos disponibles para dedicación en actividades de energía marina (totalmente reservados) y un mercado emergente en este sector. Si hay demanda, Euskadi podría posicionarse en los puestos más altos del desarrollo y construcción de estos barcos.</p> <p>Otra propuesta podría ser aumentar el crecimiento de las tarifas reguladas para la energía eólica marina en Euskadi. Por cada MWh producido, el Gobierno Vasco podría garantizar un incentivo adicional. Este dinero podría recuperarse con una tasa adicional de energía para los consumidores y la industria de Euskadi. Esto todavía no se ha hecho en España por lo que se tiene que aprobar legalmente, aunque se espera que no existieran inconvenientes importantes.</p>

**FIGURA 3. ZONIFICACIÓN PARA EL DESARROLLO DE PARQUES MARINOS EÓLICOS. ELÉCTRICO**



● Zonas de exclusión    ● Zonas con condicionantes    ● Zonas aptas

Fuente: Estudio estratégico para la instalación de parques eólicos marinos. 2009

<sup>8</sup> [http://www.umwelt.niedersachsen.de/live/live.php?navigation\\_id=2180&article\\_id=6741&psmand=10](http://www.umwelt.niedersachsen.de/live/live.php?navigation_id=2180&article_id=6741&psmand=10)

9. Mejora de la consistencia del marco legal

**TABLA 8. MEJORAR LA CONSISTENCIA DEL MARCO LEGAL PARA PROMOVER EL INTERÉS DE LOS INVERSORES**

<p>1. Breve descripción de la barrera</p>	<p>La mayoría de tecnologías en energía renovable son relativamente nuevas y confrontan gran número de barreras para entrar en los mercados tradicionales de energía que se establecieron hace tiempo y que son relativamente inflexibles. Con ello, los proyectos de energías renovables son particularmente vulnerables a la noción del riesgo. Uno de los grandes riesgos para los promotores de proyectos son las complejas y cambiantes regulaciones ya que pueden cambiar considerablemente las reglas del juego y hacer que gran parte de los ingresos dependa de la regulación. Esto conduce a que no haya ninguna inversión o que haya inversiones a alto coste, ya que todas las partes implicadas tratan de cubrir sus riesgos en la mayor medida posible.</p>
<p>2. Ejemplo seleccionado de mejores prácticas</p>	<p>El gobierno federal alemán ha proporcionado ayudas financieras a la generación de energía renovable durante varios años. El sistema de Tarifa Regulada fue copiado por numerosos países, entre ellos España. Son conocidas las ayudas a la energía eólica y solar, aunque también hay una promoción exitosa del biogás: fijando un objetivo del 10% de biogás en la red de gas natural para el 2030 y la respectiva legislación que promueve un boom en la producción de biogás. Aunque esto es un ejemplo a nivel nacional, muestra que es posible si hay reglas claramente definidas.</p>
<p>3. Breve descripción del ejemplo seleccionado</p>	<p>El gobierno federal permitió que el biogás se inyectara a la red de gas natural y fija un objetivo del 6% de biogás en la red de gas nacional para 2020, aumentando a un 10% para 2030. Actualmente, 20 plantas de biogás inyectan biogás a la red nacional mientras que otros 20 proyectos más están en desarrollo.</p> <p>En respuesta a las quejas de la industria del biogás de que la regulación existente en el sector del gas evita el abastecimiento de biogás a la red, la Agencia Alemana de Energía (DENA) ha desarrollado el proyecto de “Asociación de Biogás” en colaboración con diversas asociaciones de los sectores agrícolas y de la ingeniería.</p> <p>El propósito de este proyecto es crear una importante plataforma para la inyección de biogás a la red de gas natural y la utilización del biometano inyectado. El proyecto reúne a los agentes involucrados en la cadena de valor de la producción del biometano y les ofrece soporte en sus actividades para que activamente modelen el mercado.</p> <p>El rol de DENA en el proyecto consiste en actuar como facilitador neutral, proporcionar una plataforma para la adquisición y preparación de información, y para su distribución en Alemania y en el extranjero. El enfoque del proyecto, orientado al mercado, funcionará como suplemento a los esfuerzos del gobierno alemán en fijar la inyección de biogás a la red de gas natural como un componente fijo en el mix energético futuro.</p>
<p>4. Selección de otros ejemplos</p>	<p>En Dinamarca el gobierno negoció un acuerdo para instruir a dos grandes productores de energía e implementar una planta de biomasa a nivel nacional. El hecho de que el acuerdo fuera apoyado por la mayoría de los partidos políticos en el parlamento creó confianza en la duración de la regulación. El acuerdo empujó el desarrollo industrial de nuevas tecnologías para la combustión de astillas de madera, pellets de madera y paja en grandes plantas de energía. Hoy día, Dinamarca es líder mundial en la fabricación de grandes hornos de biomasa y de sistemas de co-combustión para la producción de energía.</p>
<p>5. Impactos</p>	<p>Un marco legal estable es clave para invertir en cualquier negocio, pero especialmente lo es más para las nuevas tecnologías como las renovables. Si el marco existe, los ejemplos muestran que se puede desarrollar una industria firme y estable, ya que los agentes del mercado entienden los riesgos y oportunidades que hay. El debate sobre los ajustes retroactivos de las tarifas reguladas y las siempre cambiantes regulaciones, han dañado de forma importante la imagen de confianza que España daba en otros países y por tanto ha influido negativamente en las inversiones en el sector.</p>
<p>6. Aplicabilidad</p>	<p>El marco legal en España no sólo depende de las Comunidades Autónomas, sino que en la actualidad existen responsabilidades (y obligaciones) a nivel nacional. Sin embargo, en muchos casos - y especialmente en Euskadi - las comunidades tienen bastantes competencias transferidas. Se requeriría un estudio para determinar en detalle hasta que punto Euskadi puede definir un marco legal propio para las renovables, especialmente si se consideran nuevas e innovadoras actuaciones.</p> <p>En la actualidad, se reconoce como esencial hacer “lobbying” de cara a obtener un marco legal estable, cosa que, por ahora se sitúa principalmente bajo responsabilidad del gobierno central. Por ello, en el marco actual se estima necesario realizar dicha presión junto con otras comunidades e industrias representativas de tecnologías de energías renovables, pudiendo tener gran impacto a la hora de adoptar políticas concretas (ya que el gobierno central no podría cumplir sus obligaciones sin la implicación de las comunidades autónomas). Por último, una mayor transparencia en las regulaciones, donde se proporciona apoyo legal e información a los promotores de proyecto puede ayudar a reducir el riesgo de cambio de regulaciones y aceptación de ellas.</p>

**10. Programas para promover la aceptación social de las energías renovables**

**TABLA 9. PROGRAMAS PARA PROMOVER LA ACEPTACIÓN SOCIAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES**

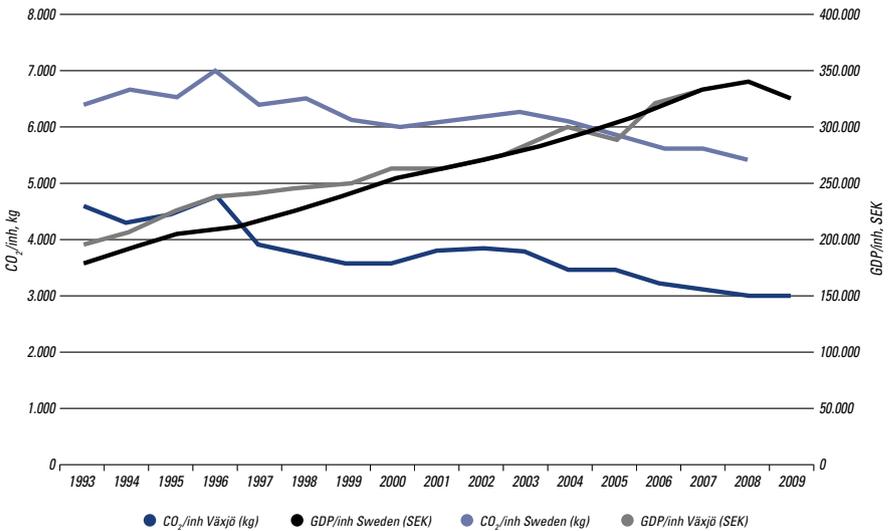
<p>1. Breve descripción de la barrera</p>	<p>El despliegue de las energías renovables confronta un gran número de barreras para entrar en los mercados tradicionales de energía y ser aceptadas e incluso preferidas por la sociedad. La sostenibilidad de la provisión y el uso de energía requieren algunos cambios de hábitos de la sociedad y de voluntad para priorizarlas sobre las energías tradicionales por sus beneficios medio ambientales. La falta de consciencia sobre los impactos reales del actual modelo energético y la poca información sobre los posibles aspectos positivos de las energías renovables ha sido reconocida como una de las grandes barreras a superar a la hora de poder generalizar el uso de las energías renovables en nuestro territorio.</p>
<p>2. Ejemplo seleccionado de mejores prácticas</p>	<p>El programa de “Växjö, ciudad libre de combustibles fósiles” está compuesto por un amplio espectro de actividades de promoción a nivel social y político con la finalidad de mejorar la eficiencia energética e incrementar el suministro de energía de fuentes limpias en la ciudad. El programa tiene como finalidad apoyar la generación de electricidad y calefacción distrital (district heating) en base a biomasa, refrigeración distrital (district cooling), calderas de biomasa domésticas, iluminación pública eficiente, paneles solares, carriles bici y edificios energéticamente eficientes hasta lograr una ciudad 100% libre combustibles fósiles.</p>
<p>3. Breve descripción del ejemplo seleccionado</p>	<p>La Municipalidad de Växjö es conocida por su consenso político en sostenibilidad. Las emisiones de dióxido de carbono Växjö se han reducido en un 34% per capita entre 1993 y 2009. Esto significa que cada habitante en Växjö emite solo 3 toneladas de CO<sub>2</sub> al año, muy por debajo del promedio Europeo (8 CO<sub>2</sub>/a) y del mundial (4 CO<sub>2</sub>/a). La ciudad ha alcanzado estos logros a través de planeamiento riguroso y medición estricta de todas las emisiones de CO<sub>2</sub>. Con estos resultados, la ciudad de Växjö puede muy bien ser la primera del mundo en convertirse en una ciudad totalmente libre de combustibles fósiles. Las autoridades políticas de la Municipalidad decidieron por unanimidad en 1996 que Växjö debiera apuntar a ser una ciudad totalmente libre de combustibles fósiles para el 2030. Como metas parciales están el reducir las emisiones en 55% al 2015, utilizando el año 1993 como año base. Todos los partidos políticos han dado su voto unánime a este programa, que incluye también a la industria, ONGs y a los ciudadanos.</p> <p>El programa se inició en 1995 con un convenio de cooperación entre la Municipalidad y la ONG Swedish Society for Nature Conservation (SSNC). Durante esta cooperación se realizó un gran número de cursos y seminarios. Hubo un diálogo intenso entre la SSNC, los empleados de la municipalidad y los políticos. También se realizaron muchísimas mesas redondas con la participación de compañías privadas, otras ONGs y por sobre todo, la ciudadanía, la cual podía acudir libremente para contribuir con sus ideas. Se considera que fue con la participación ciudadana como se forjó este exitoso programa.</p> <p>En lo referido a las actuaciones, la reducción de emisiones ha sido alcanzada básicamente por la sustitución del gasoil por biomasa en la calefacción. Actualmente más del 80% de la energía para calor es renovable. La mayor cantidad de emisiones se produce en el transporte, sector donde también ha habido una disminución de emisiones. Esta reducción es el resultado de la presencia masiva de coches de mayor eficiencia y bajo consumo y del uso mayoritario de mezclas de biocombustibles.</p> <p>Algunas de las medidas presentes y futuras del programa incluyen:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• El programa de la ciudad de Växjö comprende 150 comercios de la ciudad, los mismos que han iniciado un programa de eficiencia energética para reducir su consumo.</li> <li>• En el primer semestre del 2010, la Municipalidad creó el programa “Climate Idols” que premió a las personas que habían logrado reducir en mayor número sus emisiones de CO<sub>2</sub>. Los “Climate Idols” del 2010 entrenan a 1200 personas actualmente en cómo reducir sus emisiones de CO<sub>2</sub>.</li> <li>• La Municipalidad ha creado un pequeño sistema de comercio de emisiones. En Växjö, todas las instituciones públicas y la mayoría de las compañías privadas reportan sus emisiones de CO<sub>2</sub> a la Municipalidad y pagan una pequeña cuota por cada tonelada de CO<sub>2</sub> generado. Las emisiones pueden ser comercializadas internamente.</li> <li>• La Municipalidad apoya diversos programas de reducción de residuos urbanos y reciclaje. Algunos de estos programas incluyen el trueque de cosas en desuso por parte de los ciudadanos en eventos organizados por la Municipalidad.</li> <li>• Elevar de 13% a 30% la superficie de agricultura ecológica en la región. La Municipalidad se compromete a utilizar productos ecológicos para la preparación de alimentos en todas las escuelas y hospitales de la ciudad.</li> <li>• Creación del Centro Ambiente y Clima, constituido por la Universidad de Växjö, la Municipalidad y varias empresas locales. Este Centro tiene como finalidad promover y vender “know-how” para la reducción de emisiones en comunidades y ciudades.</li> <li>• Poner en la web a disposición de la ciudadanía la herramienta informática “Energikollen” para que los ciudadanos puedan monitorizar ellos mismos su consumo energético y costos. Esta herramienta permite comparar el consumo diario, semanal y mensual con periodos anteriores del mismo ciudadano o con el consumo promedio del Växjö. El uso de esta herramienta es visto como necesario para continuar con el cambio de hábitos de la sociedad.</li> <li>• Compartir el conocimiento de construcción de edificios pasivos con la sociedad. En la actualidad el promedio de consumo por área edificada en Växjö es de 60-90 kWh/m<sup>2</sup>/año comparado con los 110 kWh/m<sup>2</sup>/año establecido en la legislación Sueca. Se contempla también imponer límites más estrictos para edificios a construir en terrenos de propiedad de la Municipalidad.</li> <li>• Se prevé promover la instalación de turbinas eólicas urbanas en los techos de los edificios.</li> <li>• Se prevé ofrecer bicicletas a los empleados de la Municipalidad para su uso en lugar del uso de coches. Así mismo se prevé una campaña para medir los kilómetros recorridos en bicicleta y premiar a quienes obtengan la mayor reducción de CO<sub>2</sub> y calorías.</li> </ul>

**TABLA 9. PROGRAMAS PARA PROMOVER LA ACEPTACIÓN SOCIAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES (CONTINUACIÓN)**

<p>3. Breve descripción del ejemplo seleccionado</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se prevé ofrecer transporte público gratis por un mes a aquellos conductores de coches de difícil cambio de hábitos.</li> <li>• Algunas compañías de Växjö promocionarán la compra de coches híbridos eléctricos y la Municipalidad se ha comprometido en instalar puntos de carga de baterías en lugares claves de la ciudad.</li> </ul> <p>El éxito del programa se basa en cuatro pilares fundamentales:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. El consenso político independientemente de qué partido gane las elecciones.</li> <li>2. La fuerte participación ciudadana alentada por las organizaciones comunales y ONGs, lo que ha originado una altísima concienciación de todas las partes interesadas.</li> <li>3. Cooperación de todos los entes involucrados en las actividades del programa. En el 2007, se creó una comisión local para identificar más acciones necesarias para lograr el objetivo de la ciudad. Esta comisión consistió en representantes de los partidos políticos, la Municipalidad, la Universidad de Växjö, la compañía energética Växjö, la Agencia para el Desarrollo del Sudeste Sueco y tres compañías locales. Los resultados de esta comisión fueron ampliamente publicitados entre todo el resto de la sociedad civil.</li> <li>4. Växjö ha sido exitosa en lograr el financiamiento de diversas instituciones Suecas y Europeas a lo largo de todos estos años, gracias a la unidad de su sociedad civil y el compromiso de sus diferentes gobiernos locales. Juega a favor de Växjö que la ciudad siempre ha sido capaz de mostrar resultados concretos cuando se trata de reducción de emisiones</li> </ol>
<p>4. Selección de otros ejemplos</p>	<p>Uno de los ejemplos más conocidos es la campaña organizada por el Gobierno Alemán denominada “Solar na klar” (solar ¡sí claro!) que ambicionaba alcanzar la cifra de 55 millones de metros cuadrados de paneles solares al final del año 2010. Otro caso es el de la isla Danesa de Samsø, que en solo 10 años alcanzó su meta de convertirse en una isla neutra en emisiones de carbono. Los residentes de la Isla utilizan energía del viento, solar y aceite de canola como combustible para sus casas y coches.</p> <p>Otros casos de programas que promueven las energías renovables y su aceptación social son por ejemplo los apoyados por el SESAC Pan-Europeo (Sustainable Energy Systems in Advanced Cities), que ayuda a las comunidades en una serie de innovaciones para el ahorro de energía y el uso de energías renovables. Caben destacar los programas establecidos en las ciudades de Delft (Países Bajos) y Grenoble (Francia).</p>
<p>5. Impactos</p>	<p><b>En la sociedad:</b> Este programa fue acordado después de una serie de mesas redondas que involucraron a muchas partes interesadas, pero especialmente a los ciudadanos. Como resultado, la influencia de los ciudadanos y de los grupos comunales es una parte vital para la toma de decisiones locales en todo lo que respecta a las energías renovables y el consumo energético eficiente. El enfoque de convertir a la ciudadanía en socia del Municipio ha contribuido a incrementar la cooperación de la comunidad en su conjunto en las actividades de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>. En la actualidad el nivel de participación individual y de pequeñas empresas en el programa es muy alto y hay más de 200 pequeñas instituciones representadas en la red que contribuyen con el programa.</p> <p><b>En la economía:</b> Durante los primeros tres años del programa, el Consejo Municipal introdujo medidas de sostenibilidad financiera vía subsidios para el uso de la energía solar y la calefacción con pellets para usuarios domésticos. La compañía de energía local (Växjö Energy) y seis firmas privadas formaron el “Bioenergy Group in Växjö” con la misión de fomentar e incrementar el uso de las energías renovables en la población y la industria local.</p> <p><b>Medio ambiente:</b> Las emisiones per cápita de CO<sub>2</sub> se han reducido en 34% entre 1993 y 2009 hasta el equivalente a 3 t/año de CO<sub>2</sub>. La distribución de estas emisiones es aproximadamente: 68 % provenientes del transporte, 10% del sector residencial y 22% del sector comercio, industrial y público. El 84% de la energía utilizada para calefacción proviene de energías renovables (principalmente biomasa) Se ha logrado que el 56% de suministro de energía proviene de las energías renovables (mayoritariamente biomasa) Una característica importante de hacer notar sobre Växjö es que la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> no ha afectado al crecimiento económico de la ciudad tal como se puede apreciar en la siguiente figura:</p>

**TABLA 9. PROGRAMAS PARA PROMOVER LA ACEPTACIÓN SOCIAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES (CONTINUACIÓN)**

**FIGURA 2. ECONOMIC GROWTH AND CO<sub>2</sub>**



5. Impactos

6. Aplicabilidad

Los aspectos más importantes para la aplicabilidad de un programa de este tipo en la Comunidad Autónoma del País Vasco son el compromiso y la unidad política y social.

Por un lado, es necesario que todos los partidos políticos lleguen a acuerdos políticos sobre aspectos ambientales, las energías renovables y el cambio climático para que un programa de este tipo tenga éxito. El acuerdo a conseguir debe ser sobre metas claras y de largo plazo, que hagan factible la implementación de las acciones del programa sin importar quién gobierna. Para lograr la aplicabilidad de este caso es necesario que las políticas ambientales no dependan de quien gana las elecciones.

Por otro lado, el fomento de la participación social en la toma de decisiones hace que las actuaciones políticas cuenten con un amplio respaldo a la hora de su ejecución. Además de ello, nutrir a los ciudadanos del conocimiento y las herramientas de cálculo para reconocer el impacto de los hábitos de uso energético actuales, y los aspectos positivos de las energías renovables y otras tecnologías de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, facilitará que el ciudadano actúe en primera persona, es decir, que coja iniciativa sobre sus propios hábitos y actúe acordemente en sus decisiones. La motivación adicional mediante competiciones o reconocimientos sociales (individuales o colectivos), pueden valer de incentivos adicionales a la hora de reconocer la Comunidad Vasca como precursora de las iniciativas energéticamente sostenibles.

