

MODELO ENERGÉTICO PARA EL DESARROLLO DE UN ENTORNO SOCIAL Y
ECONÓMICO SOSTENIBLE. BASES PARA UNA TRANSICIÓN ENERGÉTICA
SOSTENIBLE EN LA COMARCA DE DEBABARRENA.

JUAN ÁNGEL BALBÁS EGEA

Director de Tesis:

Dr. José Alberto Eguren Egiguren



Tesis dirigida a la obtención del título de
Doctor por Mondragon Unibertsitatea

Departamento de Mecánica y Producción Industrial
Mondragon Unibertsitatea

Junio 2020

DECLARACIÓN DE ORIGINALIDAD

Yo, Juan Ángel Balbás Egea,

Por la presente declaro que la investigación registrada en esta tesis y la tesis misma fueron desarrolladas en su totalidad por mí en el Departamento de Mecánica y Manufactura de Mondragón Unibertsitatea.

Certifico que el contenido intelectual de esta tesis es producto de mi propio trabajo y que toda la ayuda recibida y fuentes utilizadas en la preparación de esta tesis está reconocida.

Las ideas, formulaciones, imágenes, ilustraciones tomadas de fuentes ajenas han sido debidamente citadas y referenciadas.

Hereby I, Juan Ángel Balbás Egea

declare, that this paper is my original authorial work, which I have worked out by my own. All sources, references and literature used or excerpted during elaboration of this work are properly cited and listed in complete reference to the due source.

Propiedad intelectual y autorización de reproducción:

La propiedad intelectual de esta tesis es de Juan Ángel Balbás Egea, 2020.

Autorizo a Mondragon Unibertsitatea para reproducir esta tesis doctoral, en parte o en su conjunto, a petición de otras instituciones o personas para el único propósito de investigación académica.

DEDICACIÓN:

A quienes dedican su tiempo libre a abundar en el conocimiento científico, social y humano, prescindiendo de otros placeres de la vida.

A mi compañera de viaje por la vida, M^a Nieves, por su paciencia, comprensión, sacrificios, apoyo y estímulo, además de su colaboración. A mi hijo, Xabier, por haber entendido mi ausencia en momentos importantes para él y por su superación.

AGRADECIMIENTOS:

Cuando comenzaba esta aventura de tratar de dar forma a una preocupación sobre el modelo energético y tuve mi primer contacto con el director de la Tesis, entendí que la única manera de ordenar el puzle que tenía por delante era a través de la colaboración de muchas personas y entidades.

A todos ellos, que han venido ayudándome física, emocional y materialmente, quiero agradecerles su participación.

Pero de forma nominal, a quienes más próximos he tenido, - Aitziber, María Luisa, Andoni, Lorea, Iratxe, Ane, Noelia, David, Javier, Alex, Aratz, Xabier y Cristina- un especial agradecimiento. A colectivos y personas anónimas, que han colaborado en los trabajos de campo y que, gracias a su aportación, se ha conseguido recabar datos fundamentales para el trabajo. A DEBEGESA, por darme la oportunidad de realizar este trabajo y aportarme cuantiosa información.

A las empresas de Debabarrena, con quienes ha sido muy fácil trabajar y se han brindado a experimentar y a entrar en caminos a veces desconocidos. En especial a Iñigo, por su colaboración, aportaciones, buena disposición y su amistad.

A todos los que me han aportado su buen consejo cuando lo he necesitado, que ha habido muchos.

¡Gracias a todos!

Finalmente, al paciente director de esta Tesis, Dr. Alberto Eguren, por su motivación continua, su dedicación y su guía en este largo proceso.

RESUMEN

El modelo energético disponible en la actualidad está superado por diversas circunstancias, algunas tecnológicas, otras sociales, otras económicas y muchas, cada vez más, ambientales. Como consecuencia de ello, es necesario otro modelo energético en el que las fuentes renovables y de proximidad jueguen un papel primordial. Pero no sólo las fuentes son objeto de cambio, también el modelo de distribución y de explotación requieren una revisión adaptada a la evolución social y tecnológica. La búsqueda de un modelo alternativo supone disponer de referencias en otros países, además de conocimiento, experimentación y prueba en el entorno propio.

El cambio del modelo actual a otro alternativo deberá hacerse a través de un periodo de transición en el que vaya desarrollándose uno a la par que el anterior desaparece. Esta transición requiere una operativa planificada, que supone la identificación de energías disponibles, acciones de concienciación, formación y compromiso ciudadano, ajuste de la demanda (eficiencia), la movilización de recursos técnicos, tecnológicos y económicos de proximidad, la creación de un modelo de generación y la creación de un modelo de distribución. Todo ello con la garantía de que la energía, a lo largo de esa singladura de transición, no suponga incertidumbre alguna en cuanto a su disponibilidad y suficiencia.

Existen modelos energéticos alternativos llevados a cabo por parte de algunos países, que se han estudiado en el presente documento, y cuyas transiciones se han iniciado. Todos ellos, de larga tradición empresarial y de primera línea en desarrollo social. De dichos modelos estudiados, se ha obtenido la experiencia de que en todos ellos ha habido singularidades; en todos se ha dado la necesidad de definir su propio modelo, de adaptarlo a las condiciones económicas, sociales y tecnológicas de cada país. Una conclusión extraída del estudio de dichos modelos es que en todos ellos se ha querido replicar el modelo energético tradicional, pero con renovables, en ninguno de ellos se ha comenzado a trabajar por lo local, al contrario, se ha comenzado por lo macro. Finalmente, todos ellos han descendido a lo local, a ámbitos manejables.

Derivado del análisis de otras experiencias anticipadas en el tiempo, en esta tesis se ha elaborado un modelo energético sostenible (MES) aplicable en la comarca del Bajo Deba (Debarrena), habiendo experimentado la aplicación metodológica en el ámbito doméstico, industrial y público.

LABURPENA

Egun dagoen eredu energetikoa hainbat alorretan motz gelditu da, hala nola, alde teknologikoak, sozialak, ekonomikoak eta beste asko, geroz eta gehiago, ingurumenarekin harreman estua dute. Hori de la eta, ingurukoak diren energia iturriek funtsezko eginkizuna duten bestelako eredu energetikoak eraikitzeo beharra dago. Hala ere, iturriak ez dira aldaketaren energetiko berri honen xede bakarrak, banaketa eta ustiapen modeloek ere bilakaera sozial eta teknologikoari egokitutako berrikuspena behar dute. Eredu alternatibo honen bilaketak ordea, metodo baten beharra dauka. Esperimentazioa eta probak egitean oinarriturik egotez gain, gainontzeko herrialdeen trantsizio ereduaren bilakaeraren analisi bat egitea ere eskatzen du.

Egungo modelotik beste baterako aldaketa trantsizio denboraldi baten bidez egin behar da, non bata garatzen dioan heinean bestea desagertzen doan. Trantsizio honek erabilgarri dauden energiaren identifikazioa, kontzientziazio ekintzak eta hiritarren konpromezua, eskari energetikoaren egokitzapena (eraginkortasuna), gertuko baliabide teknikoaren, teknologikoaren eta ekonomikoaren mobilizazioa, sorkuntza eta banaketa modelo baten eraketa ekarriko dituen planifikatutako eragile baten beharra du. Guzti honek, energiak trantsizio ibilbide horretan erabilgarritasun eta nahikotasunari dagokionez ziurgabetasunik suposatuko ez dituela bermatuz.

Badira energia eredu alternatiboak burutu dituzten herrialderik, trantsizio energetiko hauek aztertu eta txostenean zehar azaldu dira. Denak tradizio handiko eta garapen sozialaren buruan dauden herrialdeak dira. Aztertu egin diren modelo guzti horietan berezitasunak egon direla erreparatu da, denek beraien modeloa definitzeko beharra izan dute herrialde bakoitzeko baldintza ekonomiko, sozial eta teknologikoetara egokitu ahal izateko. Modelo horien azterketaren ondorioa, lagin denetan tradiziozko eredu energetikoa ihardetsi nahi izan dela da. Beti ere energia berriztagarrien bidez eta hauetako bakar baten ere ez da tokiko aukerekin lan egiten hasi, kontrara makrotik hasi dira. Hala ere, azkenean denek tokikora jo dute, eremu “kudeagarrietara”.

Kasu honi dagokionez, denboran aurreikusiriko beste esperientzien analisi batetik, tesi honek aplikagarria den energia trantsizio modelo bat garatu du eskualde mailara egokitua dena, Debabarrenean zehazki. Eredu honen aplikagarritasuna industria, etxebizitza, hezkuntza eta arlo publikoetan esperimendatu izanez.

ABSTRACT

The current energetic model is completely out-of step due to several circumstances: some technologicals, others social-economicals, as well as environmental. As a result, it is crucial to design another (or others) model, where the closest energetic sources must play a priority role. However, not just the sources have to be changed: both the distribution and exploitation model require a deep inspection based on both social and technological evolution. In the search of an alternative model, it is fundamental to have a method. As for it, it means to experiment and try, besides of the analysis of the evolution of other models in other countries.

The change of the current model to an alternative one, it must be done through a period of transition in which both models develop in parallel, while the first one keeps developing, at the same time, the other one gradually disappears. This transition involves a planification: which involves the identification of the available energies, awareness actions and citizen commitment; the adjustment of the demand (efficiency), the closest technical, technological and economical resources demonstration and mobilization; the creation of both a generation model and a distribution model. All that, with the guarantee that the energy, all along this transitional voyage, it cannot suppose uncertainty regarding both availability and competence.

There are already, energy alternative models that are being carried out by some countries, which have been analyzed in this document, whose transitions have already begun. All of those countries have a large business tradition, as well as are in the front row in terms of social development. From all of those analyzed models, has been deduced some peculiarities. In all of them has been necessary to define their own model, to adapt them to each countries' economic, social and technological conditions. One of the conclusions that has been deduced from the study of all those models is that all of them reflect the attempt to copy the traditional energy model but using renewable energy. None of them have started working in local terms; quite the opposite; the start has been contemplated in a macro-scenario. Finally, they all have descended to local, to "malleable" spheres. Derived from the analysis of other anticipated experiences over time, this thesis has developed a sustainable energy model (MES) applicable in the region of Debabarrena, having experienced methodological application in the domestic, industrial and public sphere.

PUBLICACIONES

Esta Tesis ha tenido el respaldo de las siguientes publicaciones científicas:

Paper I

Bases for a sustainable energy model. Case study: Basque autonomous community.
Juan Ángel Balbás Egea & Jose Alberto Eguren Eiguren.

International Journal of Sustainable Energy.

DOI: 10.1080/14786451.2019.1609474

Paper II

Model for a sustainable energy transition in Spain. Case study in a district of the
Basque Country. Juan Ángel Balbás & José Alberto Eguren. International Journal of
Energy Production and Management. Volume 3, Issue 4. Page Range: 325-337

DOI: 10.2495/EQ-V3-N4-325-337

<http://hdl.handle.net/20.500.11984/1518>

Publicaciones adicionales y/o conferencias

- “La importancia de las energías renovables y la situación actual de la tecnología mini-eólica”. Jornadas de energía eólica. UPV-EHU. (Eibar, 2014)
- “Municipio y energía”. I Jornadas Técnicas del Colegio de Geógrafos de España. Universidad de Alicante. (Alicante, 2014)
- “Estrategias energéticas comarcales en el Bajo Deba”. Jornada Universidad-Empresas. UPV-EHU. (Eibar, 2015)
- Poster “Modelo energético comarcal”. 8th European Conference on Sustainable Cities & Towns. (Bilbao, 2016)

- “Ciudades en transición energética”. Congreso Nacional de Medioambiente (CONAMA). (Madrid, 2018)
- “La energía en el nuevo modelo de ciudad”. Jornada Ciudades con talento, nuevos modelos urbanos. Redel. (Murcia, 2018)
- “Gestión energética municipal, ¿Por dónde empezamos?”. II Jornadas de Entidades Locales y Energía. Navarra Energía. (Puente la Reina – Gares, 2018)
- “Acción comarcal en materia de energía”. Mesa Territorial de energía sostenible y pobreza energética de Gipúzkoa. DFG. (Donostia-San Sebastián, 2019)
- “Model for a sustainable energy transition in Spain. Case study in a district of the Basque Country”. 8th International Conference on Energy and Sustainability (Coimbra, 2019)

I.- ÍNDICE

Página

DECLARACIÓN DE ORIGINALIDAD	ii
AGRADECIMIENTOS.....	iii
RESUMEN.....	iv
LABURPENA.....	v
ABSTRACT.....	vi
PUBLICACIONES.....	viii
I.- ÍNDICE.....	ix
II.- ÍNDICE DE FIGURAS.....	xiii
III.- ÍNDICE DE TABLAS.....	xiv
IV.- ÍNDICE DE GRÁFICAS.....	xvi
V.- ÍNDICE DE ECUACIONES.....	xviii
VI.-LISTA DE ACRÓNIMOS.....	xix
Bloque 1. MARCO DE LA INVESTIGACIÓN	26
1. INTRODUCCIÓN	27
1.1. Marco de investigación	27
1.2. Identificación del problema.....	33
1.3. Propósito de la investigación	35
1.4. Estructura del documento.....	36
2. OBJETIVOS Y PREGUNTAS DE LA INVESTIGACIÓN	41
2.1. Objetivos de la Investigación.....	41
2.2. Preguntas de la investigación	42
Bloque 2. DEFINICIÓN Y DISEÑO	46

3.	METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN	47
3.1.	Diseño de la investigación	47
3.2.	Estrategia de investigación.....	49
3.2.1.	Propósito de la investigación	51
3.2.2.	Unidad de análisis.....	52
3.3.	Táctica de la investigación.....	54
3.3.1.	Conceptualización.....	54
3.3.2.	Métodos utilizados para la recogida, análisis y evaluación de los datos	55
3.4.	Síntesis del modelo metodológico	58
3.5.	Esquema metodológico de la investigación	60
4.	ESTRUCTURA DEL MODELO ENERGÉTICO ACTUAL.....	62
4.1.	Breve historia de la energía	62
4.2.	Modelo energético actual en España	65
4.3.	Marco normativo y competencial en materia de energía	66
4.3.1.	Introducción	66
4.3.2.	Ámbito competencial Comunitario (U.E.).....	67
4.3.3.	Ámbito competencial del Estado.....	69
4.3.4.	Ámbito competencial de las CC.AA	70
4.3.5.	Ámbito competencial de la C.A.P.V.	73
4.3.6.	Ámbito competencial de los Territorios históricos.....	74
4.3.7.	Ámbito competencial de Municipios y Entidades Locales	74
4.4.	Evolución reglamentaria de los últimos años en materia de energía.....	76
4.4.1.	En el Estado.....	76
4.4.2.	En la C.A.P.V.	79
4.5.	Síntesis del marco normativo y de la evolución reglamentaria en el Estado y en las CC.AA	81
4.6.	Marco general de consumo y estructura energética de la C.A.P.V.....	83
4.6.1.	Datos de Consumo energético	83
4.6.2.	Síntesis del marco general en la C.A.P.V.....	91
4.6.3.	Características socio económicas del modelo energético actual	92
4.7.	Marco Comarcal	101

4.7.1.	Situación energética de los municipios de Debabarrena.....	101
4.7.2.	Evolución de las EE.RR. en Debabarrena.....	109
4.7.3.	Síntesis del marco comarcal.....	114
5.	JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN	116
5.1.	Necesidad de un nuevo modelo energético	116
5.2.	Contribución de la investigación en el ámbito académico	121
5.2.1.	Diseño de un MES en Debabarrena	122
5.2.2.	Aplicación de la estrategia de investigación del estudio del caso	124
5.3.	Aportaciones de la tesis.....	124
6.	MARCO TEÓRICO. DESARROLLO DEL MODELO ENERGÉTICO SOSTENIBLE	126
6.1.	Modelos energéticos de referencia	126
6.1.1.	Modelo Energético Sueco.....	128
6.1.2.	Modelo Energético Danés.....	131
6.1.3.	Modelo energético Austríaco	134
6.1.4.	Modelo energético Alemán	136
6.1.5.	Modelo energético Francés	140
6.2.	Síntesis de los modelos estudiados	142
6.2.1.	Resumen comparado.....	142
6.2.2.	Elementos clave de los modelos y ámbitos de aplicación	144
6.3.	Estudio del potencial técnico de EE.RR. en Debabarrena	150
6.3.1.	Energía solar.....	153
6.3.2.	Conclusión del potencial de energía solar	166
6.3.3.	Energía eólica	168
6.3.4.	Energía marina	184
6.3.5.	Energía geotérmica de baja entalpía	187
6.3.6.	Energía hidráulica	192
6.3.7.	Bioenergía.....	197
6.3.8.	Potencial energético técnico total y conclusiones.....	200
6.4.	Análisis y evaluación de la madurez energética de los Ayuntamientos de Debabarrena	205
6.5.	Definición y presentación del modelo teórico previo (MES)	209

6.6. Proceso de despliegue del MES	216
6.6.1. Características e interacciones clave en el análisis de percepción ciudadana.....	218
6.6.2. Características e interacciones clave en el análisis de puesta en marcha de una instalación doméstica FV	219
6.6.3. Características e interacciones clave en el análisis de un modelo de colaboración público-privada y una experiencia de EC	220
Bloque 3. PREPARACIÓN, RECOGIDA Y ANÁLISIS.....	223
7. TRABAJOS DE CAMPO	224
7.1. Análisis de percepción de la ciudadanía.....	225
7.1.1. Preguntas realizadas y Respuestas obtenidas.....	229
7.1.2. Explotación de datos y conclusiones de la encuesta.....	251
7.2. Análisis de producción de una instalación FV doméstica.....	256
7.2.1. Descripción	257
7.2.2. Desarrollo del análisis.....	259
7.2.3. Recogida de datos	260
7.2.4. Producción estimada	264
7.2.5. Análisis técnico	269
7.2.6. Análisis económico	272
7.2.7. Conclusiones del análisis realizado	276
7.3. Colaboración público-privada. Experiencia de EC	280
7.3.1. Toma de datos de consumos.....	283
7.3.2. Análisis de mejoras posibles.....	291
7.3.3. Propuesta de actuación	292
7.3.4. Conclusiones del análisis realizado	295
8. RESULTADOS Y VALIDACIÓN DEL MODELO.....	298
8.1. Resultados del trabajo de campo.....	298
8.2. Condicionantes del Ecosistema Local (CEL).....	302
8.3. Presentación y validación del MES y propuesta de actuación.....	303
Bloque 4. CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS.....	308
9. Conclusiones y líneas futuras	309

9.1. Conclusiones.....	309
9.1.1. Respuestas a las preguntas de investigación.....	313
9.1.2. Dificultades para la implementación del MES.....	317
9.2. Limitaciones y líneas futuras de investigación.....	318
9.2.1. Limitaciones	318
9.2.2. Líneas futuras	319
10. BIBLIOGRAFÍA	321
ANEXOS	348
ANEXO 1: DIMENSIÓN TERRITORIAL DE DEBABARRENA	349
a) Ubicación de la comarca en la CAPV	349
b) Municipios que componen la comarca	350
c) Red de carreteras principales	351
d) Red fluvial de debabarrena	352
ANEXO 2: NORMATIVA	353
ANEXO 2: JURISPRUDENCIA	356
ANEXO 3: DOCTRINA	357
ANEXO 4: INFORMES	358
ANEXO 5: ENCUESTA MUNICIPAL	363

II.- ÍNDICE DE FIGURAS

Página

FIGURA 1. DISTRIBUCIÓN TERRITORIAL DE LAS COMPAÑÍAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN ESPAÑA.	33
FIGURA 2. ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO DE INVESTIGACIÓN.	40
FIGURA 3 LA RUEDA DE LA INVESTIGACIÓN.	48
FIGURA 4. CLASIFICACIÓN DE LOS ESTUDIOS DE CASO (YIN, 2003).	53
FIGURA 5 ESQUEMA METODOLÓGICO DE LA INVESTIGACIÓN.	61
FIGURA 6. MIX ENERGÉTICO EN EL SISTEMA PENINSULAR, AÑO 2018.	96
FIGURA 7. DATOS DE RADIACIÓN ANUAL PARA LA COMARCA DE DEBABARRENA.	155
FIGURA 8. CAPA DE EDIFICACIONES DEL MUNICIPIO DE ERMUA.	156
FIGURA 9. VISTA DE LA RADIACIÓN (IZDA.) Y DE LA INCLINACIÓN (DCHA.), MUNICIPIO DE ERMUA.	157
FIGURA 10. VISTA DE LAS CAPAS DE SOMBRAS PARA ERMUA.	157
FIGURA 11. PROCESO DE CÁLCULO DEL POTENCIAL TÉCNICO SOLAR.	167
FIGURA 12. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE AEROGENERADOR ELEGIDO.	169
FIGURA 13. ROSA DE LOS VIENTOS.	171
FIGURA 14. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE MWT 92-2-4.	177
FIGURA 15. CURVA DE POTENCIA DE MWT 92-2-4.	179
FIGURA 16. LÁMINA DE AGUA OCUPADA POR LOS MOLINOS OFF-SHORE.	183
FIGURA 17. PROCESO DE CÁLCULO DEL POTENCIAL TÉCNICO EÓLICO.	184
FIGURA 18. PROCESO DE CÁLCULO DEL POTENCIAL TÉCNICO MARINO.	187
FIGURA 19. TABLA DE VALORES PARA CAPTADORES HORIZONTALES.	188
FIGURA 20. TABLA DE VALORES DE CAPTADORES VERTICALES SEGÚN EL TIPO DE ROCA.	189
FIGURA 21. PROCESO DE CÁLCULO DEL POTENCIAL TÉCNICO GEOTÉRMICO.	191
FIGURA 22. PROCESO DE CÁLCULO DEL POTENCIAL TÉCNICO MINIHIDRÁULICO.	196
FIGURA 23. PROCESO DE CÁLCULO DEL POTENCIAL TÉCNICO DE BIOMASA FORESTAL.	200
FIGURA 24. GRADO DE MADUREZ ENERGÉTICA DE LOS MUNICIPIOS DE DEBABARRENA.	207
FIGURA 25. ESTRUCTURA DEL MODELO TEÓRICO PREVIO.	210
FIGURA 26. PROCESO DE DESPLIEGUE DEL MES.	217

FIGURA 27. INTERACCIÓN DEL ANÁLISIS DE CAMPO CON EL MES	225
FIGURA 28. PROCESO DEL TRABAJO DE CAMPO	226
FIGURA 29. INTERACCIÓN DEL ANÁLISIS DE CAMPO CON EL MES	256
FIGURA 30. PROCESO DEL TRABAJO DE CAMPO	257
FIGURA 31. INTERACCIÓN DEL ANÁLISIS DE CAMPO CON EL MES	280
FIGURA 32. ÁMBITO DE ACTUACIÓN DEL ESTUDIO.....	282
FIGURA 33. PROCESO DEL TRABAJO DE CAMPO	283
FIGURA 34. MODELO LOCAL DE DESPLIEGUE MES.....	304

III.- ÍNDICE DE TABLAS

Página

TABLA 1. RESUMEN DE OBJETIVOS, PRINCIPIOS Y PREGUNTAS DE LA INVESTIGACIÓN	44
TABLA 2. SÍNTESIS DE LA ESTRATEGIA Y LA TÁCTICA DE LA INVESTIGACIÓN.	59
TABLA 3. RESUMEN DE ESTATUTOS AUTONÓMICOS	71
TABLA 4. ACTUACIONES MÁS SIGNIFICATIVAS DE LAS CC. AA.	72
TABLA 5. EVOLUCIÓN DE LA POBREZA ENERGÉTICA EN DEBABARRENA.	98
TABLA 6. EVOLUCIÓN DE LA POBREZA ENERGÉTICA EN GIPUZKOA.	99
TABLA 7. EVALUACIÓN DE LA POBREZA ENERGÉTICA EN LA C.A.P.V.	99
TABLA 8. CONSUMOS COMARCALES POR MUNICIPIO.	103
TABLA 9. CONSUMOS ELÉCTRICOS	104
TABLA 10. CONSUMO ELÉCTRICO POR HABITANTE Y AÑO	105
TABLA 11. CONSUMO DE GAS	106
TABLA 12. CONSUMO DE GAS POR HABITANTE Y AÑO	107
TABLA 13. ESTRUCTURA ECONÓMICA DE DEBABARRENA (2017).....	108
TABLA 14. ESTRUCTURA DEL EMPLEO EN DEBABARRENA (2020)	108
TABLA 15. ELEMENTOS CLAVE DE LOS MODELOS.	145
TABLA 16. ÁMBITOS DE APLICACIÓN Y ELEMENTOS CLAVE	148
TABLA 17. TECNOLOGÍAS RENOVABLES.	152
TABLA 18. FRACCIÓN DE CUBIERTA UTILIZABLE (F2) SEGÚN TIPOLOGÍA.	158
TABLA 19. POTENCIAL ENERGÉTICO BRUTO SOLAR TÉRMICO.	162
TABLA 20. POTENCIAL ENERGÉTICO NETO SOLAR TÉRMICO.	162
TABLA 21. POTENCIAL ENERGÉTICO NETO SOLAR FOTOVOLTAICA.	166
TABLA 22. DISTRIBUCIÓN POR DIRECCIONES A 80 M.	171
TABLA 23. RADIOS DENTRO DE LOS CUALES SE ENCUENTRA LA INTERFERENCIA.....	174
TABLA 24. PRODUCCIÓN ANUAL BRUTA Y NETA.	176
TABLA 25. MEDIA DE VELOCIDADES A 5 KM.	181
TABLA 26. FACTORES DE CAPACIDAD CON EL RANGO DE 5 KM.	181

TABLA 27. ENERGÍA OBTENIBLE, EN GWH/AÑO.	186
TABLA 28. CENTRALES EXISTENTES EN LA CUENCA HIDROGRÁFICA.	193
TABLA 29. POTENCIALES ENERGÉTICOS TÉCNICOS OBTENIBLES EN DEBABARRENA.....	202
TABLA 30. CRITERIOS DE ASIGNACIÓN DE PUNTUACIÓN.	206
TABLA 31. RESULTADOS CUALITATIVOS Y CUANTITATIVOS DEL ANÁLISIS MUNICIPAL.....	206
TABLA 32. DISTRIBUCIÓN DE LAS RESPUESTAS Y COMPARACIÓN CON EL PESO COMARCAL.	227
TABLA 33. DEBILIDADES Y FORTALEZAS DEL ANÁLISIS	255
TABLA 34. RESUMEN DE LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA.	263
TABLA 35. CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN.	264
TABLA 36. RECOPIACIÓN DE DATOS DE PRODUCCIONES.....	268
TABLA 37. DATOS ECONÓMICOS GENERALES.....	273
TABLA 38. AHORRO MENSUAL EN LA FACTURA ELÉCTRICA.	275
TABLA 39. DEBILIDADES Y FORTALEZAS DEL ANÁLISIS	279
TABLA 40. DATOS DE CONSUMIBLES DE EMPRESAS.....	285
TABLA 41. DATOS CONSUMIBLES DE ÁMBITO PÚBLICO	286
TABLA 42. DATOS MENSUALES DE CONSUMO ELÉCTRICO DE LAS EMPRESAS PRIVADAS (2017)	287
TABLA 43. CONSUMOS MENSUALES DE GAS DE LAS EMPRESAS (2017).....	288
TABLA 44. CONSUMOS ELÉCTRICOS MENSUALES DEL ÁMBITO PÚBLICO.....	289
TABLA 45. CONSUMOS TÉRMICOS DEL ÁMBITO PÚBLICO	290
TABLA 46. DATOS TÉCNICOS DE LAS EMPRESAS	291
TABLA 47. DATOS TÉCNICOS DEL PROYECTO DE EC.....	293
TABLA 48. DEBILIDADES Y FORTALEZAS DEL ANÁLISIS	297
TABLA 49. CEL PENDIENTES DE TRABAJO	303

IV.- ÍNDICE DE GRÁFICAS

Página

GRÁFICA 1 EVOLUCIÓN DEL CONSUMO ENERGÉTICO DE LA C.A.P.V. (2000-2017)	83
GRÁFICA 2 MIX ENERGÉTICO EN LA C.A.P.V.....	85
GRÁFICA 3. MIX ENERGÉTICO EN LA C.A.P.V. (2017)	85
GRÁFICA 4 PRECIOS ELECTRICIDAD (USO DOMÉSTICO) SIN IMPUESTOS	88
GRÁFICA 5 PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD (USO DOMÉSTICO) CON IMPUESTOS.....	88
GRÁFICA 6 PRECIOS ELECTRICIDAD (USO INDUSTRIAL) SIN IMPUESTOS	89
GRÁFICA 7 PRECIOS ELECTRICIDAD (USO INDUSTRIAL) CON IMPUESTOS	89
GRÁFICA 8. EVOLUCIÓN DEL PRECIO DEL KWH Y DEL KW	90
GRÁFICA 9. CONSUMO ENERGÉTICO COMARCAL.	101
GRÁFICA 10. EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA DE RR. INSTALADA.	110
GRÁFICA 11. POTENCIA FOTOVOLTAICA EN DEBABARRENA.....	110
GRÁFICA 12. POTENCIA EÓLICA INSTALADA EN DEBABARRENA.	111
GRÁFICA 13. POTENCIA HIDRÁULICA EN DEBABARRENA.	111
GRÁFICA 14. SUPERFICIE DE ENERGÍA SOLAR EN DEBABARRENA.....	112
GRÁFICA 15. POTENCIA PICO INSTALADA EN FOTOVOLTAICA.....	112
GRÁFICA 16. POTENCIA PICO INSTALADA EN SOLAR TÉRMICA.....	113
GRÁFICA 17. POTENCIA PICO INSTALADA EN EÓLICA.....	113
GRÁFICA 18. POTENCIA PICO INSTALADA EN HIDRÁULICA.	114
GRÁFICA 19. DEPENDENCIA ENTRE F41 Y DEMANDA DE ENERGÍA TÉRMICA ANUAL DEL EDIFICIO.....	160
GRÁFICA 20. PÉRDIDAS TÉRMICAS DEL CIRCUITO HIDRÁULICO.	161
GRÁFICA 21. DATOS DE EFICIENCIA DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS DE NREL.....	165
GRÁFICA 22. CURVA DE POTENCIA.....	170
GRÁFICA 23. PRECIPITACIONES ANUALES EN ALTZOLA.....	193
GRÁFICA 24. PRECIPITACIONES ANUALES DE SAN PRUDENCIO.	194
GRÁFICA 25. ÍNDICE DE ESCORRENTÍA.	195
GRÁFICA 26. POTENCIALES ENERGÉTICOS TÉCNICOS OBTENIBLES EN DEBABARRENA.....	201

GRÁFICA 27. MUNICIPIO DE RESIDENCIA.....	229
GRÁFICA 28. RELACIÓN CON LA PROPIEDAD	229
GRÁFICA 29. CONOCIMIENTOS DE BASE	230
GRÁFICA 30. ENTENDIMIENTO DE BASE	230
GRÁFICA 31. IMPORTANCIA DE LOS ITEMS	231
GRÁFICA 32. OPINIÓN SOBRE FUENTES.....	231
GRÁFICA 33. INFORMACIÓN SOBRE FUENTES.....	232
GRÁFICA 34. INFORMACIÓN SOBRE EE	232
GRÁFICA 35. NECESIDAD DE INFORMACIÓN SOBRE EE.RR.....	233
GRÁFICA 36. FUENTES DE INFORMACIÓN SOBRE EE Y FER	233
GRÁFICA 37. OTRAS FUENTES DE INFORMACIÓN.....	234
GRÁFICA 38. INTERÉS EN LAS EE.RR. Y EN EE	234
GRÁFICA 39. EE Y REDUCCIÓN DE CO ₂	235
GRÁFICA 40. EE Y DISMINUCIÓN DE FACTURA ENERGÉTICA	235
GRÁFICA 41. IMPORTANCIA DE REDUCIR EL CONSUMO DE ENERGÍA	236
GRÁFICA 42. OPINIÓN SOBRE DISTINTOS ASPECTOS	236
GRÁFICA 43. EQUIPOS Y TECNOLOGÍAS DEL HOGAR (I).....	237
GRÁFICA 44. EQUIPOS Y TECNOLOGÍAS DEL HOGAR (II).....	237
GRÁFICA 45. BARRERAS QUE IMPIDEN INCORPORAR MEDIDAS ENERGÉTICAS.....	238
GRÁFICA 46. CONOCIMIENTO DE SUBVENCIONES O AYUDAS PÚBLICAS.	239
GRÁFICA 47. COMPRA DE VIVIENDA CON EE.RR.	239
GRÁFICA 48. TIPO DE COMBUSTIBLE PARA CALEFACCIÓN	240
GRÁFICA 49. TIPO DE COMBUSTIBLE PARA CLIMATIZACIÓN.....	240
GRÁFICA 50. TIPO DE COMBUSTIBLE PARA COCINAR.....	241
GRÁFICA 51. TIPO DE COMBUSTIBLE PARA EL VEHÍCULO.....	241
GRÁFICA 52. CONSUMO ANUAL DE GAS/GLP	242
GRÁFICA 53. CONSUMO ANUAL DE ELECTRICIDAD	242
GRÁFICA 54. CONSUMO ANUAL DE GASÓLEO	243
GRÁFICA 55. CONSUMO ANUAL DE CARBÓN.....	243

GRÁFICA 56. CONSUMO ANUAL DE BIOMASA	244
GRÁFICA 57. CONSUMO ANUAL DE AGUA	244
GRÁFICA 58. CONSUMO ANUAL DE GASOLINA	245
GRÁFICA 59. MEDIDAS DE AHORRO EN SU VIVIENDA	245
GRÁFICA 60. NIVEL DE EE EN SU HOGAR	246
GRÁFICA 61. MAYOR PRECIO POR ENERGÍA RENOVABLE	246
GRÁFICA 62. TAMAÑO DE LA VIVIENDA.....	247
GRÁFICA 63. ESTRUCTURA DE LA VIVIENDA	247
GRÁFICA 64. CERRAMIENTOS DEL EDIFICIO	248
GRÁFICA 65. VENTANAS DE LA VIVIENDA	248
GRÁFICA 66. RESIDENTES EN LA VIVIENDA	249
GRÁFICA 67. ANTIGÜEDAD DE LA VIVIENDA.....	249
GRÁFICA 68. SITUACIÓN DE ACTIVIDAD.....	250
GRÁFICA 69. NIVEL DE ESTUDIOS	250
GRÁFICA 70. DATOS DE CONSUMOS ELÉCTRICOS DE RED, EN KWH.....	261
GRÁFICA 71. PRODUCCIÓN ELÉCTRICA DIARIA F.V. EN AGOSTO.....	261
GRÁFICA 72. PRODUCCIÓN ELÉCTRICA DIARIA F.V. EN SEPTIEMBRE. ELABORACIÓNROPIA.....	262
GRÁFICA 73. PRODUCCIÓN ELÉCTRICA DIARIA F.V. EN OCTUBRE.	262
GRÁFICA 74. IRRADIACIÓN MENSUAL ESTIMADA PARA LA INSTALACIÓN OBJETO DE ESTUDIO.....	265
GRÁFICA 75. COMPARATIVA DE LA PRODUCCIÓN ESTIMADA Y LA REAL.....	268
GRÁFICA 76. COMPARATIVA DEL CONSUMO DE REFERENCIA CON EL CONSUMO DE RED Y PRODUCCIÓN FV.	269
GRÁFICA 77. ENERGÍA FOTOVOLTAICA CONSUMIDA VS INYECTADA A LA RED (2019-2020).	270
GRÁFICA 78. PROCEDENCIA DE LA ENERGÍA CONSUMIDA.....	271
GRÁFICA 79. PORCENTAJE DE PRODUCCIÓN SEGÚN ORIENTACIÓN DE PLACAS.....	272

V.- ÍNDICE DE ECUACIONES

Página

ECUACIÓN 1. POTENCIAL DE ENERGÍA SOLAR TÉRMICA.....	154
ECUACIÓN 2. FACTOR DE CORRECCIÓN.....	158
ECUACIÓN 3. FACTOR DE CONVERSIÓN.....	159
ECUACIÓN 4. FACTOR DE CORRECCIÓN.....	161
ECUACIÓN 5. POTENCIAL DE ENERGÍA.....	164
ECUACIÓN 6. FACTOR DE CORRECCIÓN.....	166
ECUACIÓN 7. NIVEL DE RUIDO PRODUCIDO.....	173
ECUACIÓN 8. DISTANCIA DE SEPARACIÓN DE VIVIENDAS (PROPAGACIÓN SEMIESFÉRICA).....	173
ECUACIÓN 9. DISTANCIA DE SEPARACIÓN DE VIVIENDAS (PROPAGACIÓN ESFÉRICA).....	173
ECUACIÓN 10. DISTANCIA MÍNIMA DE SEGURIDAD.....	174
ECUACIÓN 11. POTENCIA EXTRAIDA DEL VIENTO.....	175
ECUACIÓN 12. POTENCIAL ENERGÉTICO BRUTO.....	175
ECUACIÓN 13. SIMULACIÓN WRF.....	178
ECUACIÓN 14. SIMULACIÓN WRF.....	178
ECUACIÓN 15. FACTOR DE CAPACIDAD(I).....	180
ECUACIÓN 16. FACTOR DE CAPACIDAD (II).....	180
ECUACIÓN 17. POTENCIAL ENERGÉTICO.....	186
ECUACIÓN 18. ÍNDICE DE ESCORRENTÍA.....	194
ECUACIÓN 19. POTENCIA TOTAL.....	196

VI.- GLOSARIO DE ACRÓNIMOS

ACS: Agua caliente sanitaria

Btu: British thermal unit

C.A.: Comunidad Autónoma

C.A.C.: Comunidad Autónoma de Cataluña

CADEM: Centro para el Desarrollo Energético y Minero

C.A.M.: Comunidad Autónoma de Murcia

C.A.P.V.: Comunidad Autónoma del País Vasco

CC.AA.: Comunidades Autónomas

C.E.: Comisión Europea

CEL: Condicionantes del Ecosistema Local

CHP: Combined head and power o generación distribuida

C.N.E.: Comisión Nacional de la Energía

C.N.M.C: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

COP: Coeficient Of Performance

COP21-25: Conferencia de las Partes (en inglés) y en su respectiva edición.

CEAC: Estatuto de Autonomía de Cataluña

DIRAE: Directorio de Actividades Económicas de Euskadi

DD.FF.: Diputaciones Forales

DFG: Diputación Foral de Gipuzkoa

EAPV: Estatuto de Autonomía del País Vasco

EC: Economía Circular

EE: Eficiencia energética.

EOLICCAT: Asociación eólica de Cataluña

ER: Energía Renovable

EE.RR.: Energías Renovables.

EUROSTAT: Oficina estadística de la UE

EUSTAT: Euskal Estatistika Erakundea, Instituto Vasco de estadística.

EVE: Ente Vasco de la Energía

F.E.R.: Fuentes de energía renovable

FIT: Feed in tariffs (en castellano se viene traduciendo por “tarifas reguladas”).

FV: Fotovoltaico - Fotovoltaica

GARAPEN: Asociación Vasca de Agencias de Desarrollo.

GEIs: Gases de Efecto Invernadero

G.V.: Gobierno Vasco.

HH.FF.: Haciendas Forales

IBI: Impuesto sobre Bienes Inmuebles

ICIO: Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras

IE: Empresas intensivas en consumo. Consumidores directos en mercado

INE: Instituto Nacional de Estadística

IPC: Índice de Precios al Consumo.

IRENA: International Renewable Energy Agency.

LORAFNA: Ley Orgánica de Reintegración y Amejoramiento del Fuero Navarro

LTE: Loi de Transition Energetique

LTH: Ley de Territorios Históricos

MES: Modelo Energético Sostenible

MW: Mega Watios

NOx: Óxidos de Nitrógeno

NUTEK: Agencias Suecas de Energía y Desarrollo económico y regional.

MCDA: Multi Criteria Decision Aid (Ayuda de Decisión de Criterios Múltiples).

MMBtu: Millones de unidades térmicas británicas. (1000 MMBtu ≈0,293 kWh)

ODS: Objetivos de Desarrollo Sostenible

OE: Objetivo(s) Específico(s)

PNIEC: Plan Nacional Integrado de Energía y Clima

PPS: Purchasing Power Standar (en castellano, paridad de poder adquisitivo)

PTS: Plan Territorial Sectorial

PRIME: Ratio de Preferencia en Evaluación de Multi atributo.

PVGIS: Sistema de información geográfica fotovoltaica

PVPC: Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (Tarifa eléctrica regulada)

RD.: Real Decreto

RDL.: Real Decreto Ley

RR.: Renovables.

STC: Sentencia del Tribunal Constitucional

Tep: Tonelada equivalente de petróleo

TC: Tribunal Constitucional

TH: Territorio Histórico

TFUE: Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea

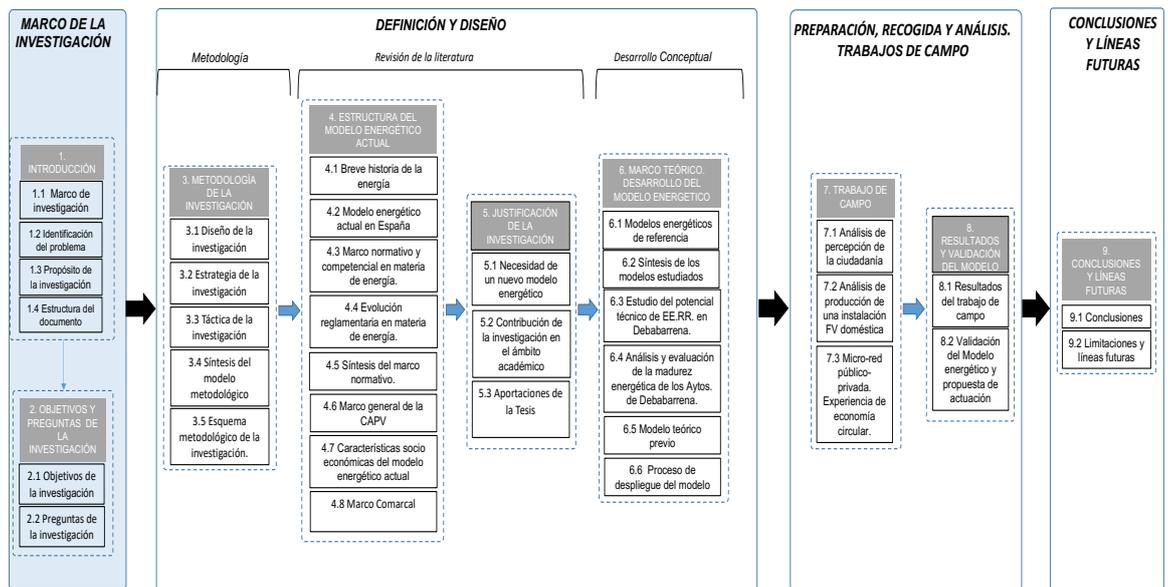
TS: Tribunal Supremo

UE: Unión Europea

U.N.: Naciones Unidas

U.P.V.-E.H.U.: Universidad del País Vasco-Euskal Herriko Unibertsitatea

Bloque 1. MARCO DE LA INVESTIGACIÓN



“Doctrina que no se pone en obra, convicciones que no se traducen en actos, son algo tan anormal como vida que no late, movimiento que no vibra. No estamos puestos en el mundo para contemplar o lamentar, sino para transformar”.

José María Arizmendiarieta

1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se desarrollará el marco de la investigación, la identificación del problema, el propósito que persigue esta investigación y la estructura del documento. A través de él, se pretende llevar al lector hacia lo que se entiende un problema actual que, de momento no ha tenido un planteamiento de solución en el Estado.

1.1. Marco de investigación

En las distintas investigaciones realizadas para la elaboración de esta tesis, se ha constatado el cambio de paradigma en los distintos nuevos modelos energéticos que han acometido los países más avanzados. El cambio principal ha sido el cambio de escala en el modelo de generación, pasando de un modelo macro de carácter nacional y con pocos operadores a otro modelo mixto que combina lo macro con lo micro (con modelos locales), cuya intensidad va trasladándose progresivamente hacia más generación próxima al consumo y con fuentes renovables (Solera Ureña, 2017). Esta tesis ha definido las bases de un modelo energético, tomando como ámbito referencial y experimental un entorno -comarca- de setenta y dos mil ochocientos habitantes, y proponiendo un periodo de transición como tiempo de adaptación social, económica, infraestructural y ambiental.

Antes de nada, explicar qué se entiende por modelo energético. El concepto de “modelo” contempla el conjunto de actividades necesarias para la generación, transporte, suministro y consumo de las distintas energías que el ser humano consume, en un entorno o ámbito territorial concreto (Bermejo, 2005), (Sánchez de Tembleque & Morata, 2009). Pero también los condicionantes externos a la propia actividad, como la legislación, las características socio económicas y la propia idiosincrasia (P. Linares & Labandeira, 2014). Por tal motivo, en la presente Tesis se van a analizar los modelos energéticos propios (de la C.A.P.V. -Comunidad Autónoma del País Vasco- y de España) y ajenos (en un entorno de similitud económica y social, como es Europa).

Y cuando se habla de nuevo modelo energético, ¿de qué se habla?, ¿qué significa?

Son varios los autores que hablan de nuevo modelo energético, incluso se ha instalado el concepto en el acerbo general pero no existe una definición, ni consensuada ni única que dé respuesta a ello. La Plataforma por un nuevo modelo energético, en su documento base (Nuevo modelo energético, 2018) define que el nuevo modelo se construye sobre cuatro pilares esenciales:

- √ El ahorro de energía.
- √ El uso de energías renovables (EE.RR.).
- √ La eficiencia en el uso de la energía y en su generación, acumulación y distribución.
- √ La soberanía energética, entendida como independencia, autosuficiencia y generación descentralizada.

Otras características o calificaciones del concepto atañen a alguno de los atributos que debe tener el nuevo modelo, como “*sostenible y eficiente*” (OTTO, 2017), o “*descarbonizado*” (Urrutia Azkona, Fontán Agorreta, & Díez Trinidad, 2018) y “*electrificado*” (Aparicio et al., 2019).

Probablemente todos los conceptos definen en parte lo que debe ser el nuevo modelo. Pero, en ocasiones, no se trata de encontrar la definición exacta de algo que desconocemos todavía – no en vano, el nuevo modelo se está construyendo o se empieza a construir en la actualidad, al menos en Europa y por tanto en España-. Sí es conveniente, sin embargo, saber lo que se quiere conseguir con el pretendido nuevo modelo.

Se tomará como definición de nuevo modelo a efectos de esta tesis, el basado en las energías renovables de proximidad, que dé respuesta a la demanda -previamente pasada por el tamiz de la eficiencia y del no despilfarro-, que permita mantener el modelo social y económico que se desea, a un precio que permita eliminar la pobreza energética y que sea respetuoso con el clima (cero emisiones de gases contaminantes).

Son muchas las razones y argumentos por los que la energía se revela como un factor estratégico de competitividad económica y tecnológica, además de un vector clave en el gran problema ambiental, institucional y social (United Nations, 1992); (Pfahl, 2005).

En España en particular y en la C.A.P.V. también, la energía, durante los últimos 15 años, ha venido teniendo una evolución conceptual divergente con muchos de los

países europeos del mismo rango o características socio económicas (Villarig Tomás, 2017). Entre los hechos divergentes a destacar: el modelo energético; la evolución de los precios de la energía; la dependencia energética de fuentes primarias de terceros; la falta de desarrollo tecnológico (en el mejor de los casos, escaso) en su vertiente de oportunidad de mercado (oportunidades industriales para el desarrollo de nuevos productos para la generación de energía) (Alvarez Pelegry & Ortiz Martínez, 2016); el aumento de la pobreza energética entre los ciudadanos, con tasas desconocidas anteriormente (especialmente en el reciente periodo de crisis económica entre 2009 y 2016) (Aristondo & Onaindia, 2018a), (P. Linares & Labandeira, 2014); la falta de creación de empleo especializado (al menos no en la cantidad observada en otros países) (Alvarez Pelegry & Ortiz Martínez, 2016) (Blanco, 2016) y, como consecuencia, un déficit acumulado en la lucha contra el cambio climático, en favor del desarrollo sostenible y en la reducción de impactos ambientales (reducción de GEIs (Gases de Efecto Invernadero) y minoración de emisiones de NOx (Óxidos de Nitrógeno)) (Derakshan Rad, 2011).

En varios países (generalmente de las zonas más desarrolladas del planeta), la energía y, por tanto, el modelo energético, ha sido elemento estratégico de especial atención e interés de los distintos gobiernos, apostando en esos países por la no dependencia de fuentes energéticas externas -o, en su caso, por la reducción en todo lo posible-, implantando energías renovables (EE.RR.) y diseñando modelos de transición ante la certeza de que cualquier cambio requiere una adaptación progresiva al mismo y, por tanto, el factor tiempo es una variable importante (EOLICCAT, 2016). Europa viene siendo el continente donde algunos países han desarrollado con más intensidad o más tempranamente estrategias energéticas de no dependencia, con aprovechamiento de las renovables (RR). Es de especial interés Alemania, que en junio de 2011 comenzó su transición energética (Energiewende) y en septiembre de 2019 anunció un paquete de medidas hacia una economía verde, con una previsión de inversión (público-privada) de alrededor de 45.000 millones de euros. La Comisión Europea (C.E.), a su vez, ha sido prolija en normas y orientaciones hacia una evolución en los modelos energéticos de los países miembros y en la exigencia de limitar las emisiones (Comisión Europea, 2011).

En España, sin embargo, el desarrollo de las EE.RR. ha tenido diversos vaivenes a lo largo de los últimos 13 años, habiendo pasado por un impulso político aparentemente decidido (años 2007 y 2008) – desarrollo inminente del coche eléctrico, promoción e

impulso de las EE.RR. (huertos solares, campos eólicos, primas a la producción renovable) y de la generación distribuida, borradores de proyecto sobre autoconsumo -, y finalmente por un retroceso durante el periodo 2010-2018 en el desarrollo de las RR. -desinterés por el vehículo eléctrico, abandono del modelo de generación distribuida, eliminación de las primas y penalización económica a la producción renovable, tanto para autoconsumo como para conexión a red-, con una orientación del desarrollo legislativo de esos años 2010 a 2018 a impedir cualquier intento de cambio en el modelo (fundamentalmente a impedir que cambiaran los actores del modelo y a evitar nuevos pequeños actores) (Corvinos Baseca, 2015).

El año 2019, sin embargo, comenzó siendo un año positivo ya que se anunciaron a la vez, a principios de febrero, la propuesta de Ley de cambio climático y transición energética (Ministerio para la Transición ecológica, 2019a), el Plan Nacional integrado de energía y clima 2021-2030 (PNIEC) (Ministerio para la Transición ecológica, 2019c), y la Estrategia para una transición ecológica justa (Ministerio para la Transición ecológica, 2019b). El resultado final ha sido tan nulo como en años anteriores ya que únicamente se ha producido la publicación del Real Decreto (RD) 244/2019 el 6 de abril de 2019.

En el caso de la C.A.P.V., el 15 de marzo de 2019 se publicaba la Ley 4/2019 de sostenibilidad energética de la Comunidad Autónoma Vasca (CAV) (Gobierno Vasco, 2019).

El Estado, dentro del marco europeo, ha ido comprometiéndose con las propuestas y Directivas emanadas de la Unión. Entre otras, está comprometido con la estrategia 20-20-20, que, por su incumplimiento (Fariza, 2014), puede terminar recayendo sobre los municipios y, por consiguiente, sobre los ciudadanos. Ese compromiso, se ha reforzado con los objetivos marco de clima y energía para 2030, firmados en octubre de 2014, adoptados por la Unión Europea (UE) para su desarrollo durante los años 2021 a 2030, basados en la hoja de ruta hacia una economía hipocarbónica competitiva en 2050, en la hoja de ruta de la energía para 2050 y en el Libro Blanco sobre el transporte. Estos compromisos suponen:

- √ Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 40% respecto a 1990.
- √ Conseguir una cuota del 32% de generación en base a RR.

√ Mejorar la eficiencia energética en un 32,5%

En paralelo, es evidente que a lo largo de estos siete años últimos ha habido un despertar de las conciencias ciudadanas al respecto de la eficiencia energética, el precio de la energía, la movilidad sostenible, el cambio climático, la sostenibilidad ambiental, la economía circular (EC), las consecuencias del cambio climático (con fenómenos atmosféricos y climáticos extremos) ... y como consecuencia de ello una reacción de las distintas administraciones hacia la toma de medidas (Lázaro Touza, González Enríquez, & Escribano Francés, 2019). El 28 de noviembre de 2019, en plena redacción de este documento, la Euro Cámara declaró la emergencia climática en Europa (Parlamento Europeo, 2019).

Entre otros cambios también producidos, la energía ha venido siendo objeto de interés sobre todo por sus precios -por la evolución creciente de sus precios-, pero no se percibe por la sociedad como la principal razón del problema de sostenibilidad global ya que es -en su formulación actual- la principal causa de emisiones de gases de efecto invernadero (dos tercios de las emisiones) (Secretaría Confederal de Medio Ambiente y Movilidad de CCOO, 2018).

De esta forma, lo que empezó teniendo un enfoque exclusivamente energético, ha terminado teniendo implicaciones más generales, permitiendo así colocar a la energía en su globalidad (modelo energético global -producción, transporte, distribución y consumo-) en el entorno de relación holística con la sostenibilidad del planeta y con el cambio climático. Por ello, no se harán distinguos entre un aparente enfoque económico y otro aparentemente más centrado en la sostenibilidad. Se parte de que hay un solo enfoque, racionalista, que aglutina los objetivos que persigue este trabajo y que aglutina con suficiencia el poliédrico enmarque que tiene. Por tanto, entiéndase que en las actuaciones antes enumeradas se encuadran también aspectos como la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero, el fomento y preservación de ecosistemas, la diversidad biológica, el fomento de una cultura de ahorro y eficiencia entre la ciudadanía y su información sobre conceptos e importancia de la energía, la economía circular y el fomento de un tejido económico que pueda desarrollar tecnologías energéticas (para generación, para transporte, para ahorro, para almacenamiento) y con ello la creación de empleo. En definitiva, el cumplimiento de los Objetivos para el Desarrollo Sostenible (ODS).

El ámbito espacial de estudio ha sido una comarca (Debarrena, con 8 municipios de los cuales dos son vizcaínos y seis guipuzcoanos) es decir, un conjunto de municipios en el que coexisten economías distintas (primaria, industrial y terciaria), tamaños de municipio distintos, interconexión social y económica, relación de pertenencia y una masa poblacional próxima a setenta y tres mil habitantes, óptima para sacar conclusiones (Leidreiter, A., Moss, D. and Markus, G. 2013).

En España, la gestión energética es competencia estatal (en parte transferida a las Comunidades Autónomas -CC.AA.-) (Moreno Berrocal, 2017), (Navarro Rodriguez, 2013) y llevada a cabo por grandes y pocas compañías (el 94% del consumo eléctrico nacional se provee por 5 compañías eléctricas y lo mismo sucede con el gas¹) (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 2017) que se reparten el mercado estatal como aparece en la *Figura 1*.

La mayoría de países en desarrollo tienen un modelo de planificación energética centralizado o nacional, mientras que en los países más desarrollados e industrializados la planificación energética ha devenido en responsabilidad de los gobiernos locales (municipios) o regionales (VanBeeck, 2003).

¹ Las compañías eléctricas españolas son: Endesa, Iberdrola, Fenosa, HC Energía (Grupo EDP) y Viesgo (marca de E.On en España). Las compañías de gas son: Nedgia (Gas natural Fenosa), Madrileña red gas, Redexis gas, Nortegas (EDP) y Gas de Extremadura. Fuente: Comisión Nacional de la Energía (2019) (ahora CNMC).

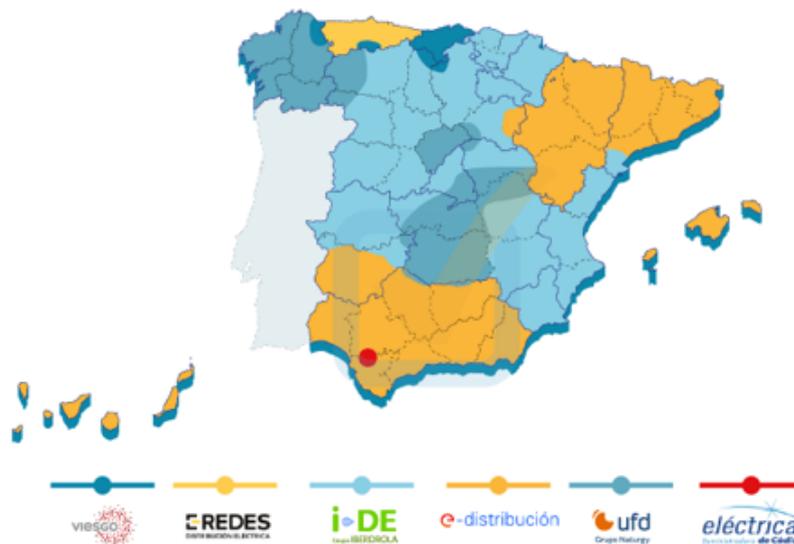


Figura 1. Distribución territorial de las compañías de distribución eléctrica en España

Fuente: CNMC (2020)

Por tales razones, este trabajo se ha centrado en demostrar la necesidad de llevar a cabo un nuevo modelo energético de ámbito comarcal y el desarrollo de una metodología para conseguirlo.

1.2. Identificación del problema

Cabe pensar que la energía va a ser determinante en el modelo económico y social de cualquier comunidad. Hay distintos países que han definido sus modelos energéticos con intervención directa de la propia ciudadanía en su diagnóstico y decisión (en los países con más raíz democrática y más avanzados tecnológicamente) como Suecia, Alemania, Austria o Dinamarca (VanBeeck, 2003); (Alvarez Pelegrý & Ortiz Martínez, 2016); (Chantal & Hauber, 2014); (Stocker, Großmann, Madlener, & Ingo, 2011). Otros países están definiendo nuevos modelos encaminados a una menor dependencia del petróleo y de la energía nuclear, como Francia (Sáfián, 2014), (Collin, 2017).

A nadie se le oculta que el cambio de modelo energético es algo de mucha trascendencia. Esta transformación es objeto de discusión en buena parte de la comunidad científica y tecnológica (Solomon & Krishna, 2011); (Chantal & Hauber, 2014); (Nordensvärd & Urban, 2015); (Bermejo, 2014); (Alvarez Pelegry, 2015); (Rae & Bradley, 2012); (Energiewende Team, 2016); (Tirado Herrero, Jimenez Meneses, López Fernández, & Martín García, 2014) y también en el ámbito político europeo y mundial (United Nations, 1992), (United Nations, 2015), (European Commission, 2015), (European Commission, 2019).

Hasta la definición del objetivo alcanzable es razón de discusión o de matiz lingüístico: ¿se debe perseguir la “*autarquía energética*” (Müller, Stämpfli, Dold, & Hammer, 2011); o la “*autonomía energética*” (Rae & Bradley, 2012), o la “*autosuficiencia energética*” (Abegg, 2011). Bien es cierto que son términos sinónimos, que obedecen, en ocasiones, más a la traducción que al verdadero interés del autor. En esta investigación no se pretende analizar o matizar la pureza del término ya que el concepto es claro y cualquiera de ellos sirve al propósito perseguido.

Sin embargo, parece que hay consenso en que el nuevo modelo debe basarse en el máximo aprovechamiento de las EE.RR. de proximidad y en la reducción de las energías convencionales.

Por tanto, el único determinante no es tan sólo la disponibilidad de energía per sé, sino que también lo es el modelo energético con que debe contar un país o región, es decir, la fuente o fuentes primarias de esa energía, su precio, su disponibilidad en cantidad suficiente y su accesibilidad universal (Díaz Mendoza, Larrea Basterra, & Kamp, 2016), su gestión y distribución, su almacenamiento y, cómo no, el objetivo alcanzable (autonomía energética o cualquiera de sus sinónimos).

En paralelo a lo anterior, en el ámbito jurídico de la C.A.P.V., está pendiente de resolver quienes deben ser los actores que tomen parte en ese nuevo modelo (si bien se propone como ámbito territorial la comarca o agrupación de municipios). En los modelos más avanzados, el ámbito más próximo al consumo, es decir, los propios usuarios, las asociaciones vecinales o los municipios, componen el marco relacional y jurídico fundamental, si bien cuentan con un marco legal estatal de regulación a favor de ello. No es el caso actual de España y por tanto de la Comunidad Autónoma de Euskadi.

La motivación de realizar esta tesis ha estado en la preocupación del análisis de los datos socio económicos comarcales desde años atrás y su relación con la energía, como la evolución de la industria, del empleo, de la total dependencia energética exterior - 99,93% - (UDALMAP, 2019), de la nula aproximación industrial al sector de la energía (Debegesa, 2017), de las consecuencias ambientales del modelo energético (Bermejo Gómez de Segura, 2013) y de la evolución comarcal en cuanto a pobreza energética (Diputación Foral de Gipuzkoa, 2013), especialmente durante la pasada crisis del 2008. Ello propició la reflexión al respecto de la posibilidad de disponer de un modelo energético alternativo. La investigación, el análisis y el tiempo han venido conduciendo esta tesis a su resultado final.

En la actualidad, no hay problema alguno en cuanto a la carencia de energía o en cuanto a la cantidad de energía disponible para cualquier necesidad. La energía transformada, la de uso cotidiano (en forma eléctrica, gas o derivados del petróleo) dispone de una amplia red que la hace totalmente accesible al usuario final. Al menos, así es en Europa. Tecnológicamente, la disponibilidad de energía eléctrica suficiente está resuelta con las centrales nucleares. La disponibilidad y acceso al gas y a los derivados del petróleo está absolutamente generalizada y distribuida. Los precios de las energías las hacen o no accesibles o incorporables a los procesos vitales y económicos (doméstico, productivo). Pero el desarrollo social y cultural actual exige mirar la procedencia de las energías disponibles, su armonía con el entorno y la sostenibilidad (económica, social y ambiental), su eficiencia (no despilfarro) y su accesibilidad universal (no discriminatoria). La energía se concibe como un bien básico para el ciudadano y para el desarrollo social colectivo, con independencia de las políticas que se ejercen sobre ella. La conciencia social colectiva reclama un cambio de modelo energético porque ahora se visualizan las consecuencias (ambientales, sociales y económicas) de un modelo expansivo que ha cuidado poco la prevención de esas consecuencias ahora sufridas.

1.3. Propósito de la investigación

Constatadas las diferencias de modelos energéticos entre España y otros Estados de la Unión Europea, cabe preguntarse por la oportunidad de analizar las razones y claves de la falta de cambio y persistencia del modelo actual en nuestro país y por las razones y claves del cambio de modelo en los países de referencia.

Con ello, el propósito de la investigación es el de:

“Definir un nuevo modelo energético y establecer las bases necesarias para propiciar el cambio con respecto al modelo energético actual, en la comarca de Debabarrena”.

“El nuevo modelo contará con su correspondiente periodo de transición y se definirán los elementos clave, así como su estructura y la forma de interaccionar los diferentes agentes implicados.”

Todo ello en un entorno concreto, de importante actividad industrial y socialmente exigente, pero a la vez con ciertas limitaciones en cuanto a las propias EE.RR.

Para llevar a cabo este estudio se utilizará el método bottom-up. Se considera como población objeto de estudio la comarca de Debabarrena (8 municipios), con 72.820 habitantes (01-01-2019)² (en el Anexo 1 se presentan 4 imágenes con detalles de la dimensión territorial de Debabarrena -delimitación, municipios que la componen, ríos, carreteras, costa, etc...) con un tejido industrial compuesto fundamentalmente por pymes y micro pymes comparable, en términos porcentuales, a los tejidos industriales de los modelos estudiados, no altamente dependientes de la energía en su proceso y con un consumo similar de gas y electricidad. A tal fin, han sido objeto de estudio los siguientes ámbitos: industrial, público, doméstico y terciario.

En estudios similares realizados en Europa, se ha visto cómo el ámbito poblacional ideal para implementar un modelo de generación y autoconsumo es de alrededor de 60.000 habitantes (Stocker et al., 2011). Esta magnitud apoya la pertinencia del estudio en cuestión en la comarca indicada.

1.4. Estructura del documento

La investigación se presenta en 4 bloques generales, en los que se desarrollan los 9 capítulos de que consta el documento. En la *Figura 2* se muestra la estructura completa de esta investigación, con los cuatro bloques generales y los nueve capítulos de

² Datos obtenidos del padrón municipal de los 8 municipios. Elaboración propia.

desarrollo temático. A continuación, se presenta una breve descripción de cada uno de ellos.

Bloque 1: Marco de investigación

Este bloque, que está compuesto por dos capítulos (1 y 2), describe el propósito, el marco en el que se desarrolla y los objetivos y preguntas de la investigación.

Los capítulos de que consta son:

1. Introducción

Este capítulo se subdivide en 4 apartados, en los que se presenta, a su vez, el marco de la investigación, la identificación del problema, el propósito que tiene esta investigación y la estructura del documento.

2. Objetivos y preguntas de la investigación

Este segundo capítulo, tiene dos apartados en los que se presenta, en conjunción y coherencia con el capítulo 1, los objetivos de la investigación y las preguntas a las que esta investigación pretende responder.

Bloque 2: Definición y diseño

Este bloque, compuesto por 4 capítulos (3 a 6), desarrolla la metodología de la investigación, la revisión de la literatura y el desarrollo conceptual de la investigación.

3. Metodología de la Investigación

En este apartado se describe la metodología de investigación aplicada, comenzando con el diseño general de la investigación, siguiendo con la justificación de la estrategia y la táctica seguida, para realizar después un resumen donde se describe brevemente la metodología concreta, y finalizando con el diseño del programa de investigación.

4. Estructura del modelo energético actual

Este capítulo describe la revisión de la literatura realizada sobre el modelo energético actual. Para ello, se ha partido de una introducción histórica y a continuación se ha realizado la revisión de los siguientes puntos:

- Una visión general del modelo energético actual en España
- El marco normativo y competencial en materia de energía
- La evolución reglamentaria a lo largo de los últimos años
- Una síntesis del marco normativo
- El marco general de la C.A.P.V.
- Las características socioeconómicas del modelo energético actual
- Un análisis del marco comarcal

5. Justificación de la investigación

Este capítulo tiene tres apartados en los que se presenta y justifica la necesidad de un nuevo modelo energético, la contribución de esta investigación en el ámbito académico y las aportaciones que realiza esta Tesis.

6. Marco teórico. Desarrollo del modelo energético

Partiendo de la revisión de la literatura realizada, en este capítulo se define el marco teórico en el que se debe basar un Modelo Energético Sostenible (MES). Para ello se han analizado 5 modelos europeos de referencia que han desarrollado diversos procesos de transición energética previamente. También se ha llevado a cabo el análisis de EE.RR. de proximidad y el grado de madurez energética de los Ayuntamientos de la comarca. Posteriormente se han descrito las características principales que debe cumplir un MES y finalmente se ha realizado y se presenta un modelo teórico previo y su correspondiente proceso de despliegue.

Bloque 3: Preparación, recogida y análisis. Trabajos de campo

En este tercer bloque se describe el trabajo de campo realizado durante tres años en el ámbito donde se han implementado las bases MES. El bloque está compuesto por 2 Capítulos: el 7, Trabajos de campo y el 8, Resultados y validación del modelo.

7. Trabajos de campo

El capítulo describe los trabajos de campo desarrollados durante la investigación. Se divide en los siguientes tres apartados:

- Análisis de percepción de la ciudadanía. En esta parte se muestra el análisis perceptivo, cualitativo, de la ciudadanía de Debabarrena con respecto a la energía, sus implicaciones y su uso, con el fin de incluir y evaluar la percepción ciudadana en el modelo previo desarrollado.
- Análisis de producción de una instalación fotovoltaica (FV) doméstica. En esta parte se muestra un caso de aplicación real en el ámbito doméstico de un sistema FV siguiendo las pautas del modelo previo, con el fin de demostrar la viabilidad de su implementación, así como identificar posibles mejoras a introducir en el modelo previo.
- Micro-red público-privada. Experiencia de EC. En esta parte se muestra un caso de aplicación relacional entre el sector público y el privado siguiendo las pautas del modelo previo en otro ámbito de aplicación, con el fin de identificar posibles mejoras a introducir en el propio modelo previo.

8. Resultados y validación del MES.

Consta de dos apartados, en los que se obtienen y analizan los resultados de los trabajos de campo y se valida el modelo, corrigiéndolo en función de los datos obtenidos.

Este capítulo, describe los resultados obtenidos y el proceso seguido para validar el MES desarrollado e implementado en los diferentes ámbitos de actuación donde se ha realizado su despliegue a través del análisis efectuado a partir de los datos recogidos.

Bloque 4: Conclusiones y líneas futuras

El último bloque dispone sólo de un capítulo, el 9, en el que se describen las conclusiones generales obtenidas en la investigación, y las líneas futuras de investigación donde se recogen las implicaciones para futuros trabajos de investigación.

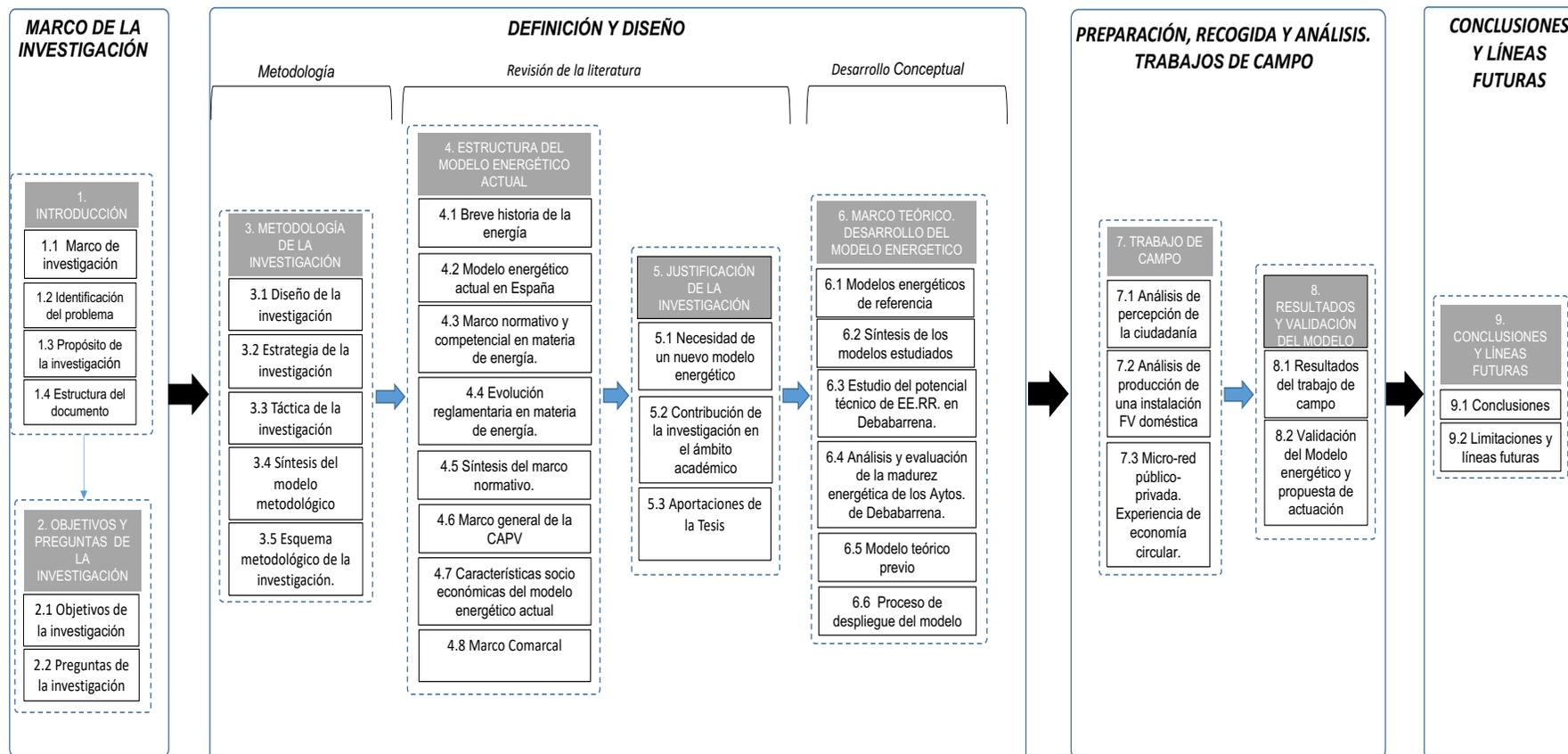


Figura 2. Estructura del documento de investigación.

Fuente: Elaboración propia

2. OBJETIVOS Y PREGUNTAS DE LA INVESTIGACIÓN

En este capítulo se desarrollan los objetivos que persigue esta investigación y las preguntas a las que pretende responder el trabajo realizado. Es un capítulo consecutivo del anterior, que cierra el marco de la investigación y abrirá la puerta a los siguientes capítulos metodológicos.

2.1. Objetivos de la Investigación

El objetivo principal de esta investigación es **desarrollar un modelo energético sostenible** (MES) basado en energías no contaminantes, renovables y de proximidad para una zona definida (comarca de Debabarrena), **establecer las bases** que deben sustentar dicho modelo y respetar el principio de reproducibilidad.

Para ello se han planteado los siguientes objetivos específicos (OE):

- OE 1: Identificar los aspectos necesarios para diseñar un MES.
- OE 2: Revisar los modelos energéticos de referencia, e identificar sus características.
- OE 3: Desarrollar un MES teniendo en cuenta los aspectos clave identificados en los modelos energéticos de referencia revisados y las características de potencial energético de la comarca de Debabarrena.
- OE 4: Desarrollar un proceso para desplegar el MES.
- OE 5: Implementar algunos aspectos del MES en unos casos piloto de los ámbitos de consumo de Debabarrena.

El modelo deberá cumplir, además, los siguientes principios:

P 1) que sea garantista en cuanto a la calidad y cantidad de suministro energético.

P 2) que permita el mantenimiento y ampliación de un modelo económico industrial similar al actual (en calidad y cantidad).

P 3) que sea inclusivo para eliminar las bolsas de pobreza energética.

P 4) que sea eficiente técnica y económicamente y propicie la eficiencia energética.

P 5) que sea sostenible económica y ambientalmente y respetuoso con el clima.

P 6) que propicie el desarrollo local económico y de empleo.

2.2. Preguntas de la investigación

Partiendo del objetivo principal y de los objetivos específicos definidos, se plantearon las siguientes preguntas de investigación.

Pregunta de investigación 1:

Con el fin de responder a los objetivos específicos OE 1, OE 2 y OE 3, se ha planteado la pregunta de investigación 1.

¿Qué aspectos o elementos clave se deben tener en cuenta a la hora de desarrollar un MES, cumpliendo los principios establecidos?

Para responder a esta pregunta, se ha realizado una profunda revisión de la literatura sobre aspectos relacionados con las características de los distintos modelos energéticos, tanto el propio como los de referencia en Europa.

Pregunta de investigación 2:

Con el fin de responder a los objetivos específicos OE 4 y OE 5, se ha planteado la pregunta de investigación 2.

¿Cuál es el proceso que se debe seguir para desplegar un MES de forma estructurada e integrada en los diferentes ámbitos de consumo, cumpliendo los principios establecidos?

Para responder a esta pregunta, se han realizado sendos estudios de campo en las áreas piloto previamente seleccionadas. Por una parte, se ha recogido la percepción ciudadana de los diferentes municipios a través de una encuesta muestral, con el fin de observar la situación de partida social. Por otra parte, se han desplegado sendas partes del MES en dos casos piloto, uno doméstico y otro industrial y público relacionados de

forma colaborativa. A través de los cuales se ha podido identificar el proceso de despliegue del MES.

Pregunta de investigación 3:

Con las anteriores preguntas de investigación respondidas, la pregunta síntesis a la que la investigación debe responder es:

¿Puede llevarse a cabo un cambio de modelo energético en Debarrena?

Para responder a esta pregunta, se analizarán los resultados obtenidos en los anteriores estudios y las respuestas obtenidas a las preguntas 1 y 2.

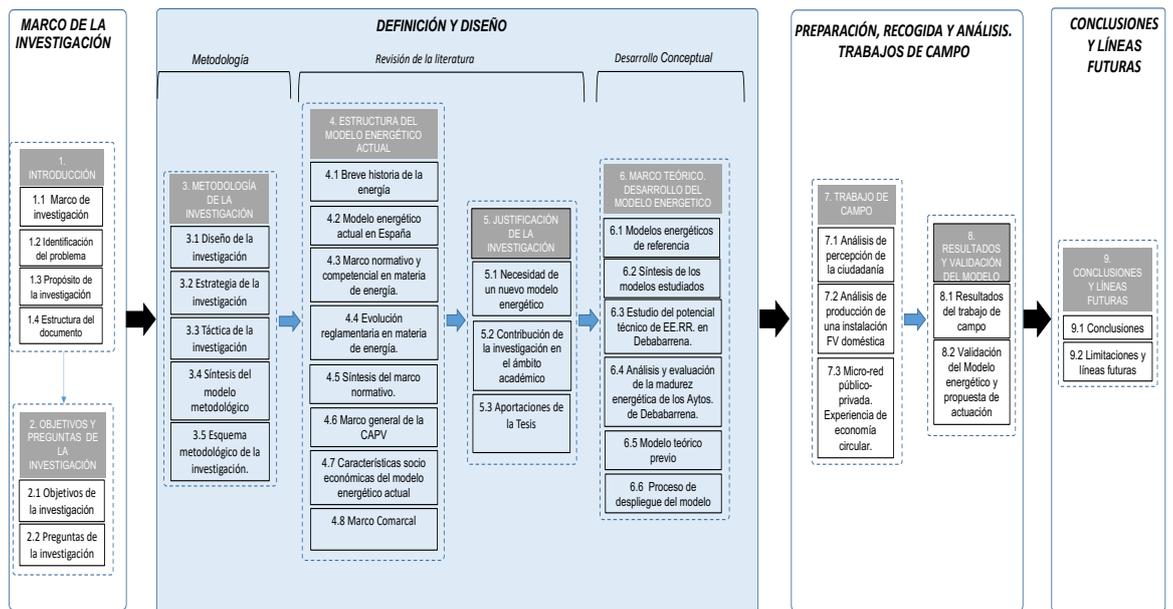
A continuación, se presenta en la *Tabla 1* el objetivo general, los principios de cumplimiento, los objetivos específicos y las preguntas de investigación.

Tabla 1. Resumen de objetivos, principios y preguntas de la investigación

(Fuente: Elaboración propia)

OBJETIVO GENERAL	PRINCIPIOS DE CUMPLIMIENTO	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	PREGUNTAS
<p>➤ Desarrollo de un nuevo modelo energético sostenible (MES) basado en energías no contaminantes, renovables y de proximidad para la comarca de Debabarrena.</p>	<p>P1 Modelo que garantice la calidad (estabilidad) y cantidad del suministro.</p> <p>P2 Modelo que permita el mantenimiento de un modelo económico basado en la industria.</p> <p>P3 Modelo inclusivo, que elimine la pobreza energética.</p> <p>P4 Modelo que sea eficiente y que propicie la eficiencia (no despilfarro)</p> <p>P5 Modelo sostenible económica y ambientalmente y que sea respetuoso con el clima y evite emisiones contaminantes.</p> <p>P6 Modelo que cree empleo local y desarrollo de tecnología para aprovechamiento de las EE.RR. disponibles y que garantice el actual modelo económico industrial.</p>	<p>OE 1 Identificar los aspectos necesarios para diseño de un MES.</p> <p>OE 2 Revisar los modelos de referencia.</p> <p>OE 3 Desarrollar un MES con los aspectos clave identificados</p> <p>OE 4 Desarrollar un proceso de despliegue MES.</p> <p>OE 5 Implementar el MES en casos piloto de ámbitos de consumo de la comarca.</p>	<p>¿Qué aspectos o elementos clave se deben tener en cuenta a la hora de desarrollar un MES, cumpliendo los principios establecidos?</p> <p style="text-align: center;"></p> <p>¿Cuál es el proceso que se debe seguir para desplegar un MES de forma estructurada e integrada en los diferentes ámbitos de consumo, cumpliendo los principios establecidos?</p> <p style="text-align: center;"></p> <p>¿Puede llevarse a cabo un cambio de modelo energético en Debabarrena?</p>

Bloque 2. DEFINICIÓN Y DISEÑO



“La energía disponible es el objeto principal en juego en la lucha por la existencia y la evolución del mundo”

Ludwig Boltzmann

3. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

A lo largo de este capítulo se presentará y justificará la metodología utilizada en esta investigación, abordando los apartados de diseño, estrategia y táctica de la investigación. Se desarrollará el fundamento científico y su justificación teórica. La metodología de una investigación describe la forma en que una hipótesis se convierte en teoría, la forma en que se seleccionan las diferentes técnicas o tácticas para solventar un problema, describiendo sus métodos o herramientas y justifica cómo se identifican los problemas de la investigación (Lehaney & Paul, 1994). Finalmente, se presentará el esquema metodológico que se ha seguido y que acompañará a todo el documento en su desarrollo.

3.1. Diseño de la investigación

El objetivo que persigue cualquier investigación es encontrar respuestas a preguntas formuladas o soluciones a problemas planteados.

A tal fin, existe abundante bibliografía que orienta y define las distintas metodologías posibles para realizar la investigación pretendida con las garantías que se exigen a todo proceso científico.

Ghuri y Strange describen la investigación como un proceso sistemático para analizar los problemas o las preguntas que se plantean de inicio, de forma crítica y antes de tomar cualquier decisión al respecto (Ghuri, Gronhaug, & Strange, 2020). Invitan estos autores a enfatizar la importancia de recopilar información y analizarla para poder emitir posteriormente un juicio que dé solución al problema o a la pregunta planteados.

Estos autores modelizan el proceso de investigación con la rueda que se presenta en la *Figura 3* en la que se expresan las distintas etapas que cualquier proceso de investigación puede (debe) abarcar.

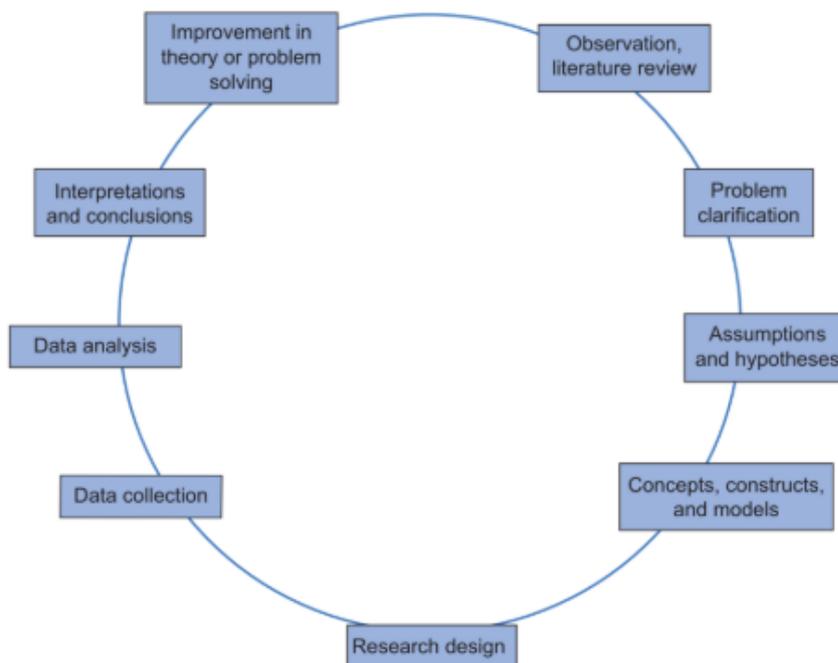


Figura 3 La rueda de la investigación.

Fuente:(Ghauri et al., 2020)

Otros autores (Healy & Perry, 2000) plantean la confusión que en ocasiones se produce entre los conceptos de metodología y método. Definen los autores la metodología como las técnicas utilizadas por el investigador para analizar la realidad percibida, mientras que el método serían las herramientas específicas utilizadas en el proceso de investigación.

Atendiendo a los criterios expresados por Robson (Robson & McCartan, 2002) y Sampieri (Hernández Sampieri, Baptista Lucio, & Fernández Collado, 2010), se va a diferenciar entre:

- a) los principios esenciales para desarrollar adecuadamente el diseño de la investigación, como son la definición de la estrategia y la definición de la táctica de investigación (en este punto coinciden ambos autores) y
- b) las distintas categorías de métodos de investigación (según Robson): la experimentación, las encuestas y los estudios de casos. Las tres categorías plantean un punto común de reflexión: ¿cómo ocurren los fenómenos? Los

métodos de experimentación y estudio de casos se orientan a conocer la causa de los fenómenos, provocando los escenarios para entender el efecto.

Sobre la estrategia, indica Robson que debe abordarse una clara identificación del propósito de la investigación y una clara selección de la unidad de análisis, para poder dar respuesta a las preguntas de la investigación.

En cuanto a la táctica, Robson la define como los métodos utilizados para la recogida, análisis y evaluación de los datos necesarios.

Como puede observarse, las apreciaciones de Robson y Healy & Perry son semejantes en cuanto a la necesaria diferenciación entre metodología y método.

3.2. Estrategia de investigación

Para abordar la estrategia de esta investigación, se ha seguido la estructura ofrecida por Robson (Robson & McCartan, 2002) y Sampieri et al. en “*Metodología de la investigación*” (Hernández Sampieri et al., 2010), que, una vez analizada y comparada con otros modelos metodológicos arriba explicados, coinciden en su estructura y planteamiento. Así, la rueda de la investigación de Ghauri et al. (*Figura 3*) sirve de síntesis gráfica coincidente con el proceso metodológico de Sampieri.

A tal efecto, los autores (Hernández Sampieri et al., 2010) proponen comenzar definiendo el enfoque -la estrategia- de la investigación y exponen dos posibles enfoques, el cuantitativo y el cualitativo. Los autores no los presentan como excluyentes entre sí, sino al contrario, pudiendo darse la necesidad o conveniencia de utilizar ambos enfoques.

√ Definen los autores (citando a M.A. Rothery) el enfoque cualitativo como el basado en el método hipotético-deductivo, de tal forma que si “*los resultados de diversas investigaciones aportan evidencias a favor de las hipótesis, se genera confianza en la teoría que las sustenta o apoya*” (pág.13). En caso contrario, se descartan.

Otros autores (Sarabia Sánchez, 1999), (Merriam, 1988), (Hartley, 1994) y (Villarreal Larrinaga & Landeta Rodríguez, 2010), describen el método cualitativo como una

investigación procesual, sistemática, muy útil para estudiar problemas prácticos o situaciones determinadas.

- √ En cuanto al enfoque cuantitativo, señalan los autores que “se asocia con los experimentos, las encuestas con preguntas cerradas o los estudios que emplean instrumentos de medición estandarizados” (pág. 14).

Por su parte, Robson plantea tres modelos metodológicos:

- La experimentación (o relación causal), a través de la medición de la influencia de una variable causal sobre otra variable dependiente.
- La encuesta, a través de la recogida de información de forma estructurada mediante formularios estandarizados.
- El estudio de casos, que puede ser de caso único o de varios casos. Supone un análisis profundo al respecto, estudiando todo su contexto mediante la observación, entrevistas o encuestas y la información documental disponible.

Ateniéndonos al método de clasificación propuesto por Robert Stake (Stake, 1998), la investigación ha sido instrumental (con el objeto de profundizar en un tema o afirmar una teoría o hipótesis) y siguiendo la clasificación propuesta por Robert K. Yin (Yin, 2003), ha sido de caso único (peculiar, adaptada a la realidad única).

A este respecto, Yin (Yin, 2003) plantea la utilización del método del caso si concurren aspectos como:

- √ El fenómeno que se investiga es contemporáneo y su investigación se llevará a cabo en un contexto real y actual.
- √ La investigación ha recurrido a diversas fuentes para identificar los elementos determinantes en el modelo (experiencias de buenas prácticas, entrevistas, encuestas, cuestionarios, trabajo directo con grupos de interés, documentación, redes sociales, presentaciones públicas y experimentación de laboratorio).
- √ El investigador no es un observador independiente, forma parte activa del proceso y sus observaciones pueden ser empleadas para la generación o extensión de nuevas teorías.
- √ Los límites entre el fenómeno y el contexto no son claramente evidentes, pudiendo haber dificultades a la hora de definir los límites de la investigación.

En lo que respecta a esta Tesis, se cumplen las premisas establecidas por Yin. La estrategia por la que se ha optado ha sido la de utilizar el estudio del caso (bajo criterio

de Robson y Yin), con enfoques cualitativo y cuantitativo (bajo criterio de Sampieri) ya que se consideran compatibles y necesarios para abordar el estudio.

Ello ha permitido al investigador la posibilidad de interactuar con los actores del entorno elegido, la comarca (caso), recopilando datos cualitativos -observaciones, descripciones, cuestionarios no cuantitativos y toma de datos no numéricos- y cuantitativos -toma de datos numéricos, medición de variables, entrevistas y cuestionarios estructurados-. La interacción también ha sido dinámica y propositiva, animando o promoviendo relaciones. En definitiva, lo que algunos autores definen como investigación en acción (Avison, Lau, Myers, & Axel Nielsen, 1999), (Ander-Egg, 2003), (Latorre, 2003), (Latour, 2009), (Stringer, 2014), que es una ligera variante del estudio de caso en la que el investigador interactúa con los actores.

3.2.1. Propósito de la investigación

El propósito de esta investigación es conocer cómo y por qué debe darse el fenómeno de cambio de modelo energético en una comarca industrial de la C.A.P.V.

Este propósito responde a una hipótesis de partida formulada en los siguientes términos: El actual modelo energético afecta al modelo económico (industrial), social y ambiental de la comarca. Es posible un cambio de modelo energético a través del uso de EE.RR. y de proximidad.

Algunos autores como Hernández-Sampieri proponen que el propósito de una investigación puede ser:

- Exploratorio
- Correlacional
- Descriptivo
- Explicativo

(Hernández-Sampieri, Roberto & Mendoza Torres, 2018); otros, como Easterby-Smith et al. (Easterby-Smith, Graça, Antonacopoulou, & Ferdinand, 2008) clasifican la naturaleza o propósito de las investigaciones en 3 tipos:

- Descubrimientos
- Invenciones y

➤ Reflexiones.

Centrando el objeto de los ámbitos de interés de esta investigación, se entiende que el propósito de esta investigación es explicativo -atendiendo a la clasificación de Hernández-Sampieri-, ya que se pretenden establecer y responder a las causas de los sucesos estudiados y reflexivo -atendiendo a la clasificación de Easterby-Smith et al.-, reexaminando el conocimiento y los datos existentes, entendiendo los sucesos para plantear una alternativa, es decir, unas consecuencias obtenibles.

En el Capítulo 2 se han mostrado las preguntas a las que esta investigación pretende responder.

3.2.2. Unidad de análisis

En ocasiones, surge la duda de la representatividad de las muestras o casos de estudio y, en investigaciones basadas en el método del caso, se eligen muestras por su significación teórica, sin representatividad estadística (Glaser & Strauss, 1967), (Eisenhardt, 1989). A este respecto, Yin (Yin, 2003) y (Yin, 2013) propone una primera aproximación sencilla para el muestreo de los casos en investigaciones similares a la presente, teniendo en cuenta dos factores (*Figura 4*).

El primer factor que el autor aconseja analizar es el número de escenarios con entidad propia, a los que denomina “contextos”. En el caso en estudio, tal y como se ha explicado anteriormente, el contexto ha sido la comarca de Debabarrena, con una población equivalente a la recomendada en el caso austríaco estudiado y a los análisis realizados en Dinamarca y Suecia.

El segundo factor de análisis es el de la tipología del conocimiento que se pretende estudiar. Yin lo caracteriza como: a) “holístico”, aquel conocimiento que está en “el todo a estudiar”, que no se puede obtener de las partes del contexto; b) “embebido” o “insertado”, aquel conocimiento que aparece representado en muestras del contexto, de tal forma que permite tomar varias muestras y replicarlas obteniendo una representatividad del contexto.

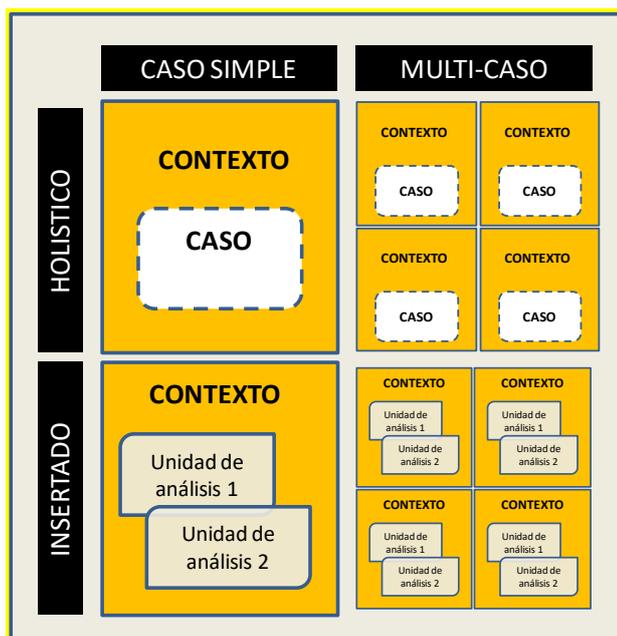


Figura 4. Clasificación de los estudios de caso (Yin, 2003).

Fuente: Cosmos corporation.

Teniendo en cuenta los criterios aportados por el autor, la información y el análisis no podrán obtenerse de una muestra (sea del ámbito industrial, del ámbito público o del doméstico) para obtener una representatividad del resto de ámbitos por extensión. Ha sido necesario analizar todos los ámbitos de forma específica ya que todos ellos tienen su “papel” en el contexto de aplicación.

En esta investigación se ha optado por el caso único o simple, con varias unidades de análisis o ámbitos de actuación (caso simple de conocimiento insertado, según la clasificación de Yin).

Los ámbitos de actuación seleccionados para el estudio han sido tres, en función de lo obtenido en la revisión de la literatura y en el marco teórico. Previo a ello, se ha realizado un análisis normativo y legal en el Estado y en algunas CC.AA. que ha permitido obtener la información necesaria para un posicionamiento comparado.

Los ámbitos de actuación se han centrado en:

- Conocer las claves de los modelos de transición energética de países de referencia en Europa, de los que poder obtener los elementos clave del modelo a desarrollar.

- El potencial técnico de EE.RR. de proximidad disponible en la comarca, con objeto de conocer si es posible abordar el cambio de modelo de forma autónoma y solvente.
- El grado de madurez energética de los Ayuntamientos, con objeto de conocer la posibilidad de disponer de liderazgo y gestión del modelo.

De estos análisis se ha podido extraer información cualitativa y cuantitativa necesaria para el diseño del modelo propuesto.

3.3. Táctica de la investigación

La táctica, método o técnica de investigación describe las herramientas utilizadas en el proceso de investigación. En función de que la investigación sea cualitativa o cuantitativa, los instrumentos utilizados serán diferentes. De acuerdo con el criterio de (Healy & Perry, 2000), a continuación se presentan las herramientas, el método o la táctica que se ha seguido en la recogida, el análisis y evaluación de datos de esta investigación.

3.3.1. Conceptualización

Siguiendo los análisis de Yin (Yin, 2003) (pág 79 a 92), pueden establecerse seis fuentes principales de evidencias de las que obtener datos:

- √ La documentación: como documentos administrativos, estudios formales o evaluaciones similares o en el ámbito de estudio, recortes de periódicos, etc.
- √ Los registros de archivos: informáticos o no, listas de productos relevantes, datos de encuestas, etc.
- √ Las entrevistas: caracterizadas por Yin como “una de las más importantes fuentes de información de los estudios de caso” (pág. 100), con distintos formatos (los más comunes son los de “naturaleza abierta”). También se contemplan en esta fuente los cuestionarios.
- √ Las observaciones directas: a través de la presencia física en el ámbito o campo de estudio.

- √ Las observaciones participadas, en las que el investigador no es un mero observador pasivo, pudiendo asumir varios papeles distintos como participante.
- √ Los “artefactos físicos”, herramientas ad hoc o evidencias físicas.

No obstante, el autor no limita a esta lista las posibilidades de obtener información y datos para la investigación. Al contrario, invita al uso de todas aquellas fuentes que el investigador considere necesarias o convenientes y que puedan aportar evidencias deseables o útiles para la investigación.

Siguiendo los análisis de Sampieri et al. (Hernández Sampieri et al., 2010), explican que la investigación puede ser experimental (propia de investigaciones cuantitativas) y no experimental. A su vez, definen que el contexto del experimento puede realizarse en laboratorio o en campo y definen el diseño no experimental como aquel en el que “se observan los fenómenos tal y como se dan en su contexto natural para después analizarlos” (pág. 203).

3.3.2. **Métodos utilizados para la recogida, análisis y evaluación de los datos**

Siguiendo los conceptos anteriores y ordenando los métodos utilizados en función del enfoque (cualitativo o cuantitativo), éstos han sido los siguientes:

- √ Documentación
 - a) Análisis cualitativo: Documentación científica de los modelos europeos y documentación Institucional (Unión Europea, Gobierno de España, Gobiernos de países europeos estudiados, Gobierno Vasco, Instituciones públicas de estadística -Instituto Nacional de Estadística (INE), Euskal Estatistika Erakundea (Eustat), Oficina Estadística de la UE (Eurostat), legislación estatal y autonómica.
 - b) Análisis cuantitativo: Documentación obtenida de campo, necesaria para el análisis de cada uno de los ámbitos estudiados.

- √ Registros de archivos
 - a) Análisis cualitativo: Legislación y jurisprudencia estatal y autonómica.
 - b) Análisis cuantitativo: Datos históricos de consumos (municipales, empresas y ciudadanos), de evolución de precios de la energía, de evolución de la

pobreza energética, de generación eléctrica con RR. en la comarca y de producción Fotovoltaica (FV) en la instalación doméstica.

√ Entrevistas y cuestionarios

- a) Análisis cualitativo: entrevistas con responsables técnicos y políticos municipales para recoger su percepción al respecto de la situación energética en los 8 municipios y su grado de implicación en un cambio de modelo energético. Cuestionario estructurado a ciudadanos para medir la percepción que tienen al respecto de la importancia de la energía y el modelo energético.
- b) Análisis cuantitativo: medición cuantitativa de la situación comparada de los 8 municipios con respecto a los datos clave obtenidos en los casos europeos (evaluación del grado de madurez energética de los municipios comarcales).

√ Observación directa

- a) Análisis cualitativo: obtención de datos perceptivos de los titulares de placas térmicas y de su funcionamiento.
- b) Análisis cuantitativo: obtención de datos de costes de mantenimiento y de número de instalaciones en funcionamiento.

√ Observación participada

- a) Análisis cualitativo: Obtención de datos cualitativos en la micro-red público privada en la que el investigador ha formado parte de las entidades analizadas, participando en las reuniones y aportando datos y percepciones.
- b) Análisis cuantitativo: obtención de datos cuantitativos de la micro red público privada. El investigador ha participado con aportación de datos relativos a su organización, junto a tres empresas privadas, el ayuntamiento de Eibar, la Diputación Foral de Gipuzkoa (DFG) y otras entidades públicas. La obtención de datos, cualitativos y cuantitativos, ha sido compartida y expuesta a todos los actores.

√ Artefactos físicos

- a) Análisis cualitativo: Obtención de datos al respecto de los trámites de legalización.
- b) Análisis cuantitativo: Se ha diseñado una experimentación con una instalación solar doméstica. Previo a su instalación, se conceptualizó su

diseño y fundamento, siendo una ‘herramienta’ de medición específica para observar cuantitativamente la evolución y la disponibilidad, comparada con los datos de la herramienta oficial de la UE sobre radiación solar (PVGIS) de la energía FV en la comarca. Se han obtenido datos mensuales de generación del sistema, obteniendo conclusiones cuantitativas relacionadas con la investigación.

Con respecto al análisis y a la evaluación de los datos obtenidos en el desarrollo de la investigación, se ha mantenido una objetividad por parte del investigador que ha estado garantizada a través del contraste y la transparencia de los datos obtenidos en cada uno de los ámbitos analizados. Para ello, desde el inicio de la investigación, dado que unos de los agentes implicados han sido los propios ayuntamientos, se organizó un comité asesor (o equipo de contraste) con el que se ha venido compartiendo los datos obtenidos en los distintos análisis que implicaban a los propios ayuntamientos y a la opinión o percepción de la ciudadanía.

Los análisis de los casos de referencia europeos han sido obtenidos de bibliografía publicada y contrastados mediante sendas publicaciones internacionales, además de expuestos en distintas charlas y conferencias que constan en este documento.

El análisis legislativo se ha realizado de fuentes públicas y publicadas, presentando al final de este documento las fuentes de la Normativa, de la Jurisprudencia y de la Doctrina.

Los datos previos de evolución de precios y de pobreza energética se han obtenido de publicaciones realizadas y de datos públicos o fuentes originales.

El análisis del potencial técnico de EE.RR. en la comarca de Debabarrena se ha realizado con la Universidad del País Vasco (UPV-EHU) (Escuela de Eibar) y ha pretendido más el establecimiento de una metodología replicable para la obtención de datos en cuanto a la disponibilidad o no de renovables (RR) de proximidad, que el cálculo exhaustivo del potencial disponible. No se puede obviar que la tecnología evoluciona y en unos años se dispondrán de posibilidades tecnológicas que hoy no se conocen o no están suficientemente desarrolladas.

En la parte en la que se ha implicado a empresas, los datos han sido obtenidos directamente de ellas y los análisis presentados en esta investigación se han contrastado previamente con ellas. La implicación del investigador en todo el proceso diseñado ha sido constante, continua y participada.

Los datos empíricos obtenidos se han basado en la teoría generalmente aceptada, lo que refuerza los resultados obtenidos en la investigación.

Siguiendo el criterio científico de que la metodología deba estar garantizada y validada de forma interna y externa y deba corresponderse con métodos fiables y objetivos (Sandín Esteban, 2000), (Martínez Carazo, 2006), (Arias & Giraldo, 2011), se ha contado con la validación interna de los propios concernidos en la investigación a través de reuniones y exposición de datos y conclusiones, y con la validación externa a través de las publicaciones y contrastes en presentaciones y ponencias nacionales e internacionales.

La investigación ha estado sometida a contraste de terceros a través de las propias publicaciones y ponencias.

3.4. Síntesis del modelo metodológico

Dadas las características de la investigación que se ha realizado, se ha utilizado como estrategia de la investigación:

- a) un enfoque cualitativo (metodología cualitativa), consistente en la construcción o generación de una teoría a partir de una serie de proposiciones extraídas de un cuerpo teórico (los casos estudiados) que han servido de punto de partida en la investigación a través de la muestra teórica conformada por dichos casos (Sarabia Sánchez, 1999), (Yin, 2003), (Hernández Sampieri et al., 2010) (Merriam, 1988), (Hartley, 1994), (Villarreal Larrinaga & Landeta Rodríguez, 2010). Añadido a lo anterior, se han analizado la legislación estatal y autonómica y datos evolutivos al respecto del precio de la energía, de los consumos comarcales y de la pobreza energética, además de una consulta estructurada de percepción ciudadana.
- b) Un enfoque cuantitativo (metodología cuantitativa), consistente en la medición del potencial técnico de renovables existente en Debabarrena, la medición de resultados de una instalación FV doméstica, un análisis de una micro red público privada como experiencia de EC y el grado de madurez de los ayuntamientos en materia de energía, para la que se han seguido los criterios del método Likert (citado y explicado por Sampieri et al., pág. 295 y sig.).

A modo de resumen, se presenta en la tabla siguiente (*Tabla 2*) de forma matricial la estrategia seguida y la táctica utilizada, con las diferentes unidades de análisis.

Tabla 2. Síntesis de la estrategia y la táctica de la investigación.

(Fuente: *Elaboración propia*)

TÁCTICA	ESTRATEGIA	
	Análisis Cualitativo	Análisis Cuantitativo
Documentación	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Análisis de casos europeos ➤ Análisis legislativo 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Análisis de precios de la energía ➤ Análisis de evolución de pobreza energética ➤ Estudio de potencial de RR.
Registros de archivos		<ul style="list-style-type: none"> ➤ Análisis de consumos energéticos en Debabarrena ➤ Análisis de precios de la energía ➤ Análisis de evolución de pobreza energética
Entrevistas y cuestionarios	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Evaluación del grado de madurez energética de los Ayuntamientos. ➤ Análisis de percepción ciudadana. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Evaluación del grado de madurez energética de los Ayuntamientos.
Observación directa	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Análisis de situación de placas térmicas en DB 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Análisis de situación de placas térmicas en DB
Observación participada	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Micro-red público privada 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Micro-red público privada
Artefactos físicos		<ul style="list-style-type: none"> ➤ Instalación FV doméstica.

3.5. Esquema metodológico de la investigación

A continuación, se presenta en la *Figura 5* el esquema metodológico seguido en la investigación.

Este esquema presenta cuatro apartados o momentos de la investigación. El primero de ellos es el análisis del Estado del Arte, en el que se realiza un primer análisis general del modelo energético de España, fundamentalmente en materias como la electricidad, el gas y los derivados del petróleo. Se analizan también las características normativas y competenciales, la evolución reglamentaria que ha tenido la adaptación del modelo energético en el Estado y en varias CC.AA y, finalmente, las características socioeconómicas que el modelo energético actual ofrece, genera y permite.

El segundo se corresponde con el Diseño del MES, donde previamente se plantea la metodología que la investigación va a utilizar y, a continuación, se realiza una revisión de los modelos energéticos europeos tomados como referencia, además de dos análisis preliminares como son el cálculo del potencial técnico de RR. en la comarca y el grado de madurez energética que tienen los Ayuntamientos de la comarca. Con los resultados obtenidos de los tres análisis, se ha definido un modelo energético previo, alternativo al actual.

El tercero, cuyo título es “Aplicación del MES y análisis de la implementación”, se corresponde con la realización de los tres trabajos de campo llevados a cabo en la comarca para evaluar los condicionantes de aplicación del MES. Estos tres trabajos de campo serán: un análisis de percepción ciudadana al respecto del modelo energético y de las EE.RR., un análisis de funcionamiento (cualitativo y cuantitativo) de una planta doméstica de generación FV, y un análisis de colaboración público-privada con una práctica desarrollada de EC.

Finalmente, el cuarto momento o apartado, el de Conclusiones, donde se presentan las conclusiones y las respuestas a las preguntas de investigación de esta Tesis.

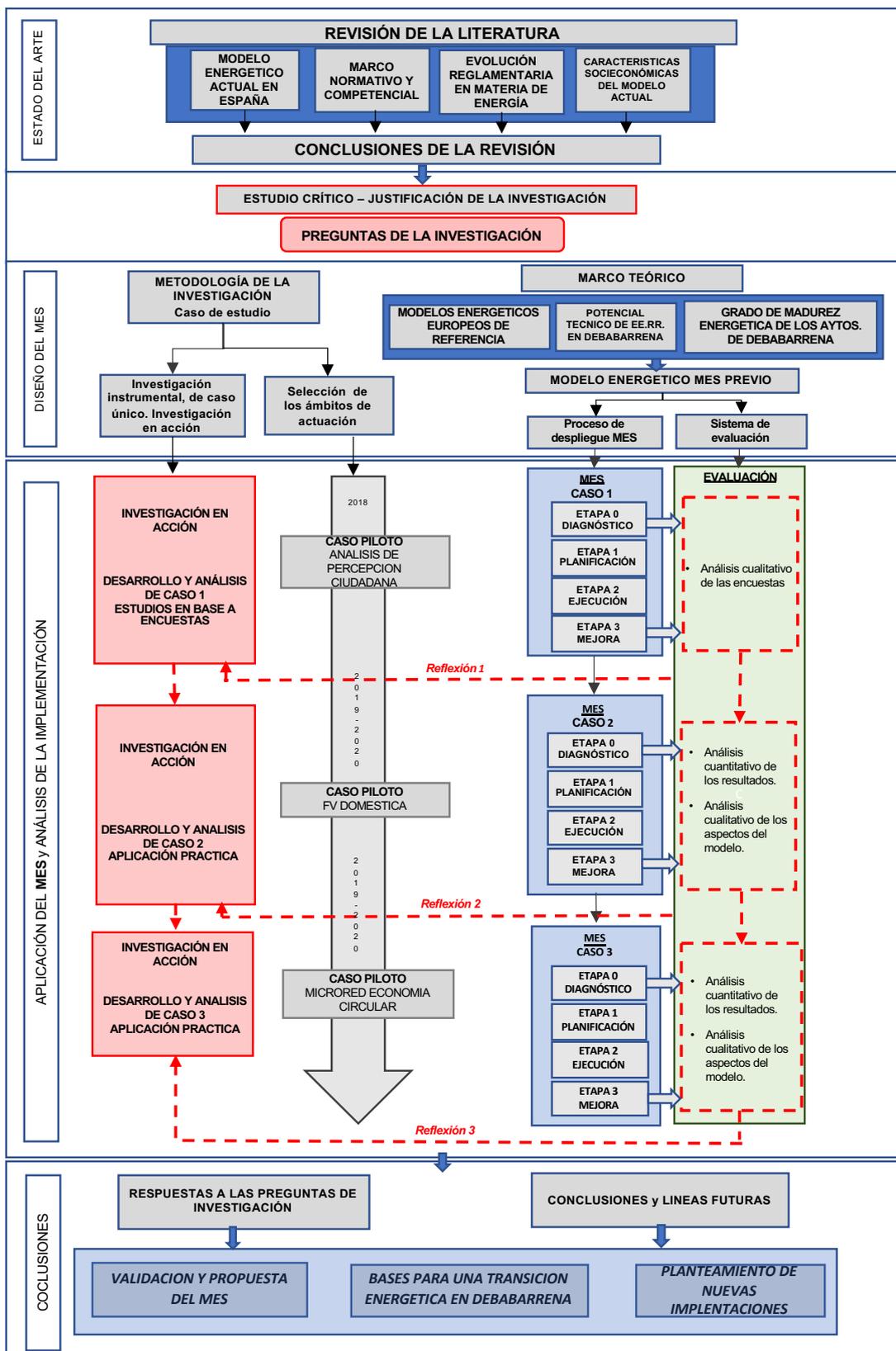


Figura 5 Esquema metodológico de la investigación.

Fuente: Elaboración propia

4. ESTRUCTURA DEL MODELO ENERGÉTICO ACTUAL

En este capítulo se presenta el estado del arte al respecto del modelo energético, tanto en España como en la C.A.P.V. y en la comarca objeto de desarrollo. Se abordará un análisis normativo y competencial, además de las características socioeconómicas que el modelo energético actual propicia. En este capítulo se exponen las circunstancias del actual modelo. Finalmente, se realiza el estudio crítico del estado del arte.

4.1. Breve historia de la energía

El uso y desarrollo de la energía en sus distintas formas hoy conocidas, ha ido en paralelo al desarrollo y crecimiento de la actividad económica y social humana. Desde el fuego y el agua hasta la energía nuclear, el ser humano ha ido utilizando la energía disponible en proximidad y desarrollando tecnología para su transformación y uso para el desarrollo de sus actividades domésticas, agropecuarias, preindustriales e industriales. Pero a la vez, ha ido buscando nuevas fuentes de energía que permitieran una independencia física -de ubicación- de su uso a la vez que mayores disponibilidades (potencias). Se ha canalizado el agua de los ríos para su uso con ingenios como elemento motriz de ruedas de molienda, de martillos para forja, de dinamos para generación eléctrica; el uso del viento para moler trigo, propulsar barcos o generar electricidad, el uso de la madera como carbón vegetal para alimentar calderas de vapor para generar movimiento de barcos, para generación eléctrica para alumbrado público y para industrias. Pero siempre se ha buscado la comodidad en su uso, la distribución hasta el punto de consumo y la mayor potencia disponible o, al menos, la posibilidad de su incremento en función del aumento de la demanda (C. Smith, 1999).

Con el petróleo y su refino (industria que comenzó en 1859, si bien es en 1895 cuando se comienza a utilizar para automoción) comienzan a usarse sus derivados como fuente energética para motores de explosión y combustión, fundamentalmente en el transporte, dotando al sistema de puntos de distribución que han permitido una disponibilidad continua y abundante para su consumo, contribuyendo también a una mayor movilidad de las personas.

Se tiene conocimiento de que en China (C. Smith, 1999), en el siglo X, se explotaba el gas natural, canalizándolo a través de tuberías de bambú. El uso del gas natural para alumbrado en Europa se data en 1792 –Escocia-, siendo a partir de 1801 cuando se comienza a destilar gas a partir de la madera para uso generalizado –Francia-. En España es en 1843 cuando, en Barcelona, se funda la primera compañía de gas (Sociedad Catalana para el alumbrado por Gas –SCAG-), si bien en 1841 se produce la primera subasta de contrato público para alumbrado por gas en el Ayuntamiento de Barcelona. No es hasta 1969 cuando se comienza con el suministro directo de gas natural en España sin necesidad de fábricas (Alayo & Barca, 2012) debido al desarrollo de la tecnología criogénica y la disponibilidad de yacimientos de gas natural en Europa y Norte de África.

Es a partir de finales del siglo XIX –1894-, cuando comienza una progresiva y muy lenta electrificación generalizada de las ciudades y pueblos en España. Pero antes, concretamente en 1875, con la primera dinamo instalada en Barcelona, comienza la sustitución del gas por la electricidad. En 1876 se constituye la primera empresa eléctrica española (Sociedad Española de Electricidad, en Barcelona). En 1885 se publica el primer decreto de ordenación de instalaciones eléctricas y en 1888 se publica la primera Real Orden que regula el alumbrado eléctrico de los teatros (Energía y Sociedad, 2017). De forma progresiva pero lenta, la electricidad comienza a cubrir las necesidades energéticas del país sustituyendo al gas en la parte de alumbrado. En el siglo XX definitivamente la electricidad, con la incorporación de nuevos combustibles para su generación (nuclear), consigue un despliegue generalizado para uso doméstico, industrial y terciario; conviviendo con el gas (uso para calor) y con los derivados del petróleo (para movilidad y transporte fundamentalmente).

Aterrizando con la evolución energética en el País Vasco y en la comarca gipuzkoana del Bajo Deba (también denominada Debabarrena), la razón de disponer de una estructura económica industrial como la existente, se debe principalmente a la existencia de energía, de fuentes primarias de energía -madera y agua, para uso como carbón vegetal y saltos de agua, respectivamente- que posibilitaron el desarrollo de actividades fabriles (preindustriales e industriales).

La conclusión inmediata es que la energía, su disponibilidad o no, o el conocimiento de su uso, condiciona el modelo de desarrollo económico y social de una sociedad. En

palabras de Timmons et al (Timmons, Harris, & Brian, 2014), la historia de la evolución industrial va unida a la transición de unas fuentes energéticas a otras.

En esta evolución energética descrita, han ido desarrollándose empresas especializadas en la producción, transporte y comercialización de las distintas formas de energía hoy consumidas: electricidad, gas, combustibles derivados del petróleo..., conformando un modelo que hoy está, al menos, cuestionado por las consecuencias que conlleva: ambientales, de coste y de limitación de acceso para ciertos colectivos. El considerando fundamental que transforma la evolución de la actual percepción social sobre la energía es que supone un elemento básico para el normal desarrollo de nuestra sociedad. Su disponibilidad continua y suficiente no se cuestiona por la sociedad, más bien al contrario, se demanda.

Por todo lo anterior, el modelo energético ha ido transformándose por dos razones: a) por evolución tecnológica requerida por el propio sector, tanto impulsada por la oferta como por la demanda; b) por evolución de la demanda social al respecto de las consecuencias –ambientales, de seguridad o económicas- del modelo, a medida de su evolución (Bermejo, 2014).

Si en 2014 ya existía esta percepción en ámbitos académicos y profesionales, hoy se ha extendido a más capas sociales y la energía y el modelo energético, se perciben como elementos necesarios para el cambio climático. No obstante este aumento de sensibilidad, las promesas de los representantes de los países implicados en el Acuerdo de la cumbre de París no son suficientes para mantener la temperatura media global por debajo de los 2º C (Peters et al., 2017). Abundando en esta percepción, la reciente cumbre del COP 25 en Madrid en diciembre de 2019 ha puesto de manifiesto la brecha existente entre la ciudadanía y los acuerdos (escasos) obtenidos en dicha cumbre por los mandatarios representantes de los distintos países en la misma.

La abundante disponibilidad de petróleo y sus derivados, y de otros combustibles fósiles como el carbón y el gas, ha hecho posible que disfrutemos de un nivel de vida, durante los últimos 100 años, que la humanidad no había disfrutado anteriormente. Pero nada es inocuo y la sociedad se ha encontrado con que la consecuencia de dicha abundancia y excesivo consumo ha sido un cambio climático global (Bermejo, 2005). Con la reducción progresiva de algunas fuentes y su encarecimiento, y con la conciencia social

sobre el cambio climático y sus consecuencias, se ha iniciado un proceso de cambio hacia una transición energética (Ramírez Domínguez, 2007).

4.2. Modelo energético actual en España

En la actualidad, el modelo energético se caracteriza por ser (Barbero Sierra & Llistar Bosch, 2014):

- Oligopólico, con muy pocos actores para cada una de las energías principales suministradas:
 - Electricidad, tanto generación como distribución y comercialización (5 empresas copan el 94% de la comercialización y el 60% de las ventas en el mercado mayorista) (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 2017).
 - Gas, existen de nuevo 5 empresas de último recurso y 70 más de mercado libre. Las primeras copan de nuevo el 75,5% de la comercialización (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 2018), aunque han sufrido un importante descenso desde 2013 (90% del mercado) por irrupción de otras pequeñas compañías.
 - Derivados del petróleo: en España hay 9 refinerías de petróleo que proveen de gasóleos A, B y C, gasolinas, queroseno de aviación, fuel oil, naftas, butano y propano (MINETUR, 2016). Sin embargo, existen 31 operadores minoristas que acercan el producto al consumidor final. (Comisión Nacional de los Mercados y la competencia, 2017).
- Un modelo que produce la energía en puntos distantes al consumo, con la consiguiente pérdida energética en el transporte, el consiguiente incremento en la producción para compensar esas pérdidas, riesgos inherentes al transporte (combustibles fósiles) y sobrecostes.
- Un modelo cuyos costes facturados son opacos para el consumidor, además de sufrir incrementos de precios muy por encima de la inflación (Staff Commission, 2015).

- Un modelo con altos costes de contaminación en la fase de producción (emisiones de CO₂) y/o en la de transporte y con graves consecuencias cuando se han producido accidentes (transporte de crudo, emanaciones contaminantes de centrales nucleares...). En España no ha habido grandes accidentes conocidos (excepción hecha del Urquiola (1976), del accidente del camping de los Alfaques (1978), Ortuella (1980), Prestige (2002) y de las nucleares de Vandellós (1989) y Ascó (2007)) (Máiquez, 2010), pero los referidos accidentes han supuesto, en algún caso, costes en vidas y en recursos, además de dejar en evidencia las carencias del modelo .
- Un modelo que, en el caso español, supone un grado de dependencia externa tradicionalmente en el entorno del 80%, aunque con motivo de la crisis bajó al 72,9% el año 2014 (por descenso del consumo), para iniciar un ligero ascenso de nuevo en 2017 llegando al 73,9% (Eurostat, 2017). La media europea (28) viene estando alrededor de 20 puntos por debajo, en el 55,1% (Eurostat, 2017).
- Y, finalmente, un modelo que genera pobreza energética entre la población más vulnerable (Tirado Herrero et al., 2014); (Stella, 2013); (Aristondo & Onaindia, 2018b).

4.3. Marco normativo y competencial en materia de energía

4.3.1. Introducción

La legislación española sobre EE.RR. vigente en el momento de redactar estas líneas ha sufrido diversos vaivenes que han conseguido producir inseguridad jurídica (Moreno Berrocal, 2017) sobre los pequeños inversores y sobre el propio sector energético. Ha pasado de un impulso casi desmedido durante los años 2009, 2010 y parte de 2011, con políticas para el estímulo de la economía (Plan E y Ley de economía sostenible), a un importante recorte producido a partir de 2012, con reversión de normas sobre las inversiones en RR., que ha durado hasta 2019, cuando, de nuevo, se ha producido un aparente impulso, más intencional que real. Todo ello ha ido recortando la iniciativa privada (de baja capitalización) a la inversión para producción energética a través de RR., a la par que ha originado, como decíamos, una inseguridad jurídica del 74,1% de riesgo, frente a países como Finlandia (0%) o Alemania (7,4%) (Moreno Berrocal, 2017).

Se verá a continuación el entramado competencial y la evolución o involución jurídicas sufridas durante los últimos años³.

Antes de proceder a analizar las competencias que disponen las diversas instituciones del Estado en materia de producción transporte y comercialización de energía, se debe explicar la jerarquía de poderes e instituciones existentes en la actualidad que disponen todas ellas de alguna o algunas competencias.

Nivel 1.- U.E. competencias compartidas con los Estados miembros

Nivel 2.- Estado. Competencias exclusivas y compartidas, con U.E. y CC.AA.

Nivel 3.- CC.AA. Competencias compartidas con el Estado y exclusivas en su ámbito territorial.

Nivel 4.- Territorios Históricos (este nivel no existe en el resto del Estado, sólo en la C.A.P.V.). No disponen de competencia, pero la LTH contempla la posibilidad.

Nivel 5.- Entidades Locales. El ordenamiento jurídico actual no recoge el ámbito de actuación propio de las entidades locales.

4.3.2. **Ámbito competencial Comunitario (U.E.)**

La UE dispone de competencias compartidas con los países miembros en materia de energía – Artículo 194 del TFUE-. El objetivo macro al respecto de la UE es “*garantizar mayor coherencia en todos los ámbitos de actuación para cumplir los objetivos generales de creación de un sistema energético fiable, asequible y sostenible*” (Unión Europea, 2018). Como marco referencial se encuentran el Tratado de la Unión Europea y el Tratado de funcionamiento de la Unión Europea. El artículo 4.2 del TFUE dice que

³ La bibliografía jurídica utilizada ha sido profusa, por lo que se expone al final del documento en 3 apartados: Normativa, Jurisprudencia y Doctrina. Las citas y referencias bibliográficas específicas se realizan y reflejan como en el resto del documento.

“las competencias compartidas entre la Unión Europea y los Estados miembros se aplicarán a los siguientes ámbitos principales: ...4.2. e) Medio Ambiente; ...4.2. i) Energía”. Con relación al mismo, el artículo 2.2 recoge que *“Cuando los Tratados atribuyan a la Unión una competencia con los Estados miembros en un ámbito determinado, la Unión y los estados miembros podrán legislar y adoptar actos jurídicamente vinculantes en dicho ámbito. Los Estados miembros ejercerán su competencia en la medida en que la Unión no haya ejercido la suya. Los Estados miembros ejercerán de nuevo su competencia en la medida en que la Unión haya decidido dejar de ejercer la suya.”*

Los ámbitos de decisión en los que actúa son: Política energética, mercado interior de la energía, eficiencia energética, EE.RR, energía nuclear, seguridad del abastecimiento, dimensión exterior y ampliación y mercado interior de la energía (Unión Europea, 2018).

a) Objetivos vinculantes para los países de la UE que, de forma resumida, son:

- Reducir las emisiones de GEI al menos en un 40% para el año 2030, con respecto a los valores que cada país tuviera en 1990.
- Conseguir que las EE.RR. supongan al menos un 32% del consumo energético en 2030 (revisión de diciembre 2018).
- Conseguir un 15% de interconexión eléctrica intereuropea para 2030.

b) Propuestas normativas, que se concretan en reglamentos y directivas, que se resumen en (Red Eléctrica Española & El Economista, 2017):

- Mercado interior de electricidad.
- Normas de gobernanza y planificación de los objetivos de eficiencia energética y EE.RR.
- Cooperación entre reguladores nacionales de la energía.
- Eficiencia energética en redes y transportes.
- Eficiencia energética en edificios.
- Fomento del uso de las EE.RR., en particular en el transporte, calefacción y refrigeración, autoconsumo y biocombustibles.
- Sostenibilidad de la bioenergía.
- Seguridad del abastecimiento y preparación frente a riesgos en el sector de la electricidad.
- Eco etiquetado y ecodiseño.

- Estrategia para una movilidad conectada y automatizada.
- Innovación.

4.3.3. **Ámbito competencial del Estado**

La Constitución Española, en su Art. 137 dice: *“El Estado se organiza territorialmente en municipios, en provincias y en las Comunidades Autónomas que se constituyan. Todas estas entidades gozan de autonomía para la gestión de sus respectivos intereses “.*

Art. 149.1. El Estado tiene la competencia exclusiva en:

13.º Bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica.

22.º La legislación, ordenación y concesión de recursos y aprovechamientos hidráulicos cuando las aguas discurran por más de una comunidad autónoma, y la autorización de las instalaciones eléctricas cuando su aprovechamiento afecte a otra Comunidad autónoma o el transporte de energía salga de su ámbito territorial.

23.º Legislación básica sobre protección del medio ambiente, sin perjuicio de las facultades de las Comunidades Autónomas de establecer normas adicionales de protección. La legislación básica sobre montes, aprovechamientos forestales y vías pecuarias.

25.º Bases del régimen minero y energético.

Art.149.3. Principio de prevalencia del Derecho estatal. Las materias no atribuidas expresamente al Estado por esta Constitución podrán corresponder a las Comunidades Autónomas, en virtud de sus respectivos Estatutos. La competencia sobre las materias que no se hayan asumido por los Estatutos de Autonomía corresponderá al Estado, cuyas normas prevalecerán, en caso de conflicto, sobre las de las Comunidades Autónomas en todo lo que no esté atribuido a la exclusiva competencia de éstas. El derecho estatal será, en todo caso, supletorio del derecho de las Comunidades Autónomas.

Lo más importante a destacar de estos preceptos de la Constitución es que la competencia del Estado, en cuanto a energía se refiere, versa sobre las bases del

mínimo común que garantice el buen funcionamiento y la regulación de su disponibilidad y uso. Sin embargo, como se expondrá más adelante, la línea divisoria entre lo que se consideran bases y lo que no, está muy confusa y genera diversos conflictos.

Teniendo en cuenta la organización territorial del Estado, 17 CC.AA. y 2 ciudades autónomas, constituidas todas ellas de distinta manera, cada una de ellas tiene reconocidas distintas competencias en sus respectivos Estatutos de Autonomía. Por ello, se analizarán los preceptos de competencias de 5 CC.AA. y el Estatuto de Autonomía del País Vasco, debido a su importancia en los objetivos de la tesis.

4.3.4. **Ámbito competencial de las CC.AA**

En el desarrollo de la investigación de esta tesis, se han analizado los estatutos jurídicos y la capacidad competencial al respecto de la energía en las CC.AA. de Navarra, Murcia, Cantabria, Cataluña y Baleares.

La razón de dicho análisis ha estado en la incompreensión de por qué España no ha avanzado jurídicamente en la regulación de la generación y uso de las EE.RR., disponiendo como se dispone de abundante energía solar, eólica y mareomotriz (costa) y de un sistema jurídico compartido entre las CC.AA. y el Estado.

Para cada una de estas CC.AA. se han analizado sus estatutos de autonomía. A continuación, en la *Tabla 3* se presenta un resumen de tres de ellas (Navarra, Murcia y Cataluña) con lo más relevante.

Tabla 3. Resumen de Estatutos Autonómicos

(Fuente: Elaboración propia)

Navarra	Murcia	Cataluña
<p>Art. 44 de LORAFNA (Competencias reconocidas en): 6º.- Instalaciones de producción, distribución y transporte de energía, cuando ese transporte no sobrepase del territorio de Navarra y su aprovechamiento no afecte a otro territorio del Estado.</p> <p>Art. 57 f): Corresponde a Navarra el desarrollo del régimen minero, energético y de recursos geotérmicos.</p>	<p>Art. 10.1 del Estatuto de Murcia:</p> <p>Corresponde a la Comunidad Autónoma de Murcia (C.A.M.) la competencia en materias de:</p> <p>28º.- Instalaciones de producción, distribución y transporte de energía cuando el transporte no salga de su territorio y su aprovechamiento no afecte a otra C.A.</p>	<p>El artículo 133 del EAC, apartado 1º, define como estrategias compartidas con el Estado, la de energía y minas (regulación de actividades de producción, almacenamiento y transporte de energía, el otorgamiento de las autorizaciones de las instalaciones que transcurran íntegramente por el territorio de Cataluña.</p> <p>Apartado 3º: La Generalitat participa en la regulación y planificación de ámbito estatal que afecte a la Comunidad Autónoma de Cataluña (C.A.C.)</p>

Como puede apreciarse, en todas ellas – es el mismo caso para Cantabria y Baleares- el tratamiento y la regulación en materia de energía es homogénea, reconociéndose en todos los casos las mismas competencias o márgenes de actuación. En el caso de la C.A.P.V., como se verá más adelante, no existe singularidad con respecto al resto de CC.AA.

Con esta situación, si alguna de las CC.AA. hubiera aprobado o pudiera aprobar a futuro algún reglamento en materia de desarrollo de las EE.RR., el resto de CC.AA. podría hacerlo igualmente.

De esta forma, se han analizado también las actuaciones legislativas más importantes en materia de energía de las CC.AA. citadas.

En la siguiente tabla se recogen las actuaciones más significativas (*Tabla 4*).

Tabla 4. Actuaciones más significativas de las CC. AA.

(Fuente: *Elaboración propia*)

Comunidad Autónoma	Acción	Resultado legal
MURCIA	<ul style="list-style-type: none"> Aprobó la Ley 10/2006 de Energías Renovables y Ahorro y Eficiencia Energética de la Región de Murcia. Modificó la Ley anterior con la Ley 11/2015 con la que reguló el balance Neto en instalaciones aisladas. 	<ul style="list-style-type: none"> La Ley 10/2006 sigue vigente con sus modificaciones, excepto las declaradas inconstitucionales en la STC 205/2016. Declarada inconstitucional el apartado 20 bis. Imposible "instalaciones aisladas".
NAVARRA, EXTREMADURA Y BALEARES.	<ul style="list-style-type: none"> Aprobación de reglamentos que posibilitan el llamado "Vertido 0" (2016). 	<ul style="list-style-type: none"> Aprobación inicial de proyectos de sistemas con "vertido 0", donde se admitía la posibilidad de instalar interruptores y no aplicar el RD 900/2015. Sin embargo, han sido declaradas nulas posteriormente.
CATALUÑA	<ul style="list-style-type: none"> Interposición de recurso de inconstitucionalidad contra varios preceptos del RD 900/2015. Aprobación de la Ley 16/2017, de 1 de agosto de Cambio Climático. Aprobación Pacto Nacional para la Transición energética de Cataluña. 	<ul style="list-style-type: none"> El TC reconoce la nulidad del apartado 4.3 del RD 900/2015, pero no ha regulado en sentido favorable A través del concepto de cambio climático, se propone la necesidad de una transición energética. Sin consecuencias jurídicas.
CANTABRIA	<ul style="list-style-type: none"> Proposición No de Ley (21 de mayo de 2018) para instar a las Cortes Generales a apoyar la Proposición de Ley de medidas para el fomento del autoconsumo eléctrico. 	<ul style="list-style-type: none"> Aprobación del Parlamento Cántabro, a favor de la supresión en España del conocido como impuesto al sol y apoyo a las renovables. Sin consecuencias legales.

4.3.5. **Ámbito competencial de la C.A.P.V.**

El Estatuto de Autonomía del País Vasco, en su Art. 10. dice: “...*Competencia exclusiva de la C.A.P.V...*” en:

11º. Aprovechamientos hidráulicos, canales y regadíos cuando las aguas discurren íntegramente dentro del País Vasco; instalaciones de producción, distribución y transporte de energía, cuando este transporte no salga de su territorio y su aprovechamiento no afecte a otra provincia o Comunidad Autónoma; aguas minerales, termales y subterráneas. Todo ello sin perjuicio de lo establecido en el artículo 149.1.25 de la Constitución.

28º. Defensa del consumidor y del usuario en los términos del apartado anterior. (art 10.27. Comercio interior)

Art.11.1 Es de competencia de la Comunidad autónoma del País Vasco el desarrollo legislativo y la ejecución dentro de su territorio de la legislación básica del Estado en las siguientes materias:

a) Medioambiente y Energía.

Art 11.2. Es también de competencia de la Comunidad Autónoma del País Vasco el desarrollo legislativo y la ejecución dentro de su territorio, de las bases, en los términos que las misma señalen, en las siguientes materias: c) régimen energético y minero. Recursos geotérmicos.

En los artículos citados, la C.A.P.V. reitera las competencias otorgadas por la Constitución. Es decir, de la misma manera que el artículo 149.1.25. reconoce la competencia del Estado para regular las bases del régimen energético, el estatuto reconoce su competencia al desarrollo legislativo y su ejecución.

Además de ello, el artículo 10.11 expone que la C.A.P.V. tiene competencias exclusivas sobre instalaciones de producción, distribución y transporte de energía cuando este transporte no salga de su territorio y su aprovechamiento no afecte a otra provincia o C.A.

Como puede apreciarse, coexisten dos atribuciones exclusivas, pero no se percibe, como sí es el caso en la UE, el principio de subsidiaridad en la ejecución. Parece evidente que todos los niveles administrativos quieren ser preeminentes con respecto a

su capacidad decisoria ejercida a través de la legislación, en perjuicio de la proximidad al ciudadano y a la conveniencia económica o social.

4.3.6. **Ámbito competencial de los Territorios históricos**

El Artículo 37 del Estatuto Autonómico del País Vasco no reconoce ninguna competencia exclusiva en materia de energía a las Diputaciones Forales. Sin embargo, el artículo 6 recoge lo siguiente:

“Art 6.1. Es de la competencia de las Instituciones comunes de la Comunidad autónoma la legislación y la ejecución en todas aquellas materias que, correspondiendo a la Comunidad autónoma según el Estatuto de autonomía, no se reconozcan o atribuyan en dicho Estatuto, la presente Ley u otras posteriores, a los órganos Forales de los Territorios Históricos.”

Esto viene a significar que, si la Ley de Territorios Históricos no menciona específicamente nada sobre la competencia de los órganos forales de los Territorios Históricos en materia de energía, será competencia de las Instituciones Comunes de la Comunidad Autónoma del País Vasco.

Por lo tanto, los Territorios Históricos no tienen competencia alguna en materia energética. Cabe comentar que las Diputaciones Forales son consideradas administraciones locales, con lo que se intuye de forma inmediata las nulas posibilidades que tienen los Ayuntamientos y corporaciones locales de intervenir en materia energética en la C.A.P.V. y también en el resto del Estado.

4.3.7. **Ámbito competencial de Municipios y Entidades Locales**

Las competencias de las entidades locales han venido reguladas mediante la Ley 7/1985, de 2 de abril, denominada LRBRL o Ley Reguladora de las Bases de Régimen Local. Es el Estado quien tiene competencia exclusiva en materia de regulación de las competencias asignadas a los Municipios.

Esta Ley ha sufrido cambios desde su aprobación inicial. En lo que al objeto de este trabajo respecta, las competencias que la Ley asigna o permite desempeñar a los municipios, vienen recogidas en los artículos 25 y 26 de la misma.

La última modificación es la establecida por la Ley 27/2013, de 27 de diciembre, de racionalización y sostenibilidad de la Administración Local, mediante la cual los artículos precedentes han quedado así modificados:

“Artículo 25

1. El Municipio, para la gestión de sus intereses y en el ámbito de sus competencias, puede promover actividades y prestar los servicios públicos que contribuyan a satisfacer las necesidades y aspiraciones de la comunidad vecinal en los términos previstos en este artículo.

2. El Municipio ejercerá en todo caso como competencias propias, en los términos de la legislación del Estado y de las Comunidades Autónomas, en las siguientes materias (se omiten las generales):

....

b) Medio ambiente urbano: en particular, parques y jardines públicos, gestión de los residuos sólidos urbanos y protección contra la contaminación acústica, lumínica y atmosférica en las zonas urbanas.

.....

3. Las competencias municipales en las materias enunciadas en este artículo se determinarán por Ley debiendo evaluar la conveniencia de la implantación de servicios locales conforme a los principios de descentralización, eficiencia, estabilidad y sostenibilidad financiera.

.....

5. La Ley determinará la competencia municipal propia de que se trate, garantizando que no se produce una atribución simultánea de la misma competencia a otra Administración Pública. “

“Artículo 26

1. Los Municipios deberán prestar, en todo caso, los servicios siguientes:

a) En todos los Municipios: alumbrado público, cementerio, recogida de residuos, limpieza viaria, abastecimiento domiciliario de agua potable, alcantarillado, acceso a los núcleos de población y pavimentación de las vías públicas.

.....”

Si se comparan los artículos 25 y 26 de la LRBRL y de la Ley 27/2013, nos encontramos ante una serie de modificaciones a tener en cuenta, como es que en el primer apartado del artículo 25 de la Ley 27/2013 no dice que el Municipio podrá promover “toda” clase de actividades que contribuyan a satisfacer las necesidades de la comunidad vecinal, sino que solamente dice que el Municipio podrá promover actividades que contribuyan a satisfacer las necesidades de la comunidad vecinal, entre otras modificaciones de calado que hacen de los municipios entidades administrativas tuteladas por administraciones superiores.

No obstante, con posterioridad a Ley 27/2013, se ha dictado jurisprudencia por el TS en beneficio de los Municipios, como es el caso de Zaragoza, con la aprobación de la ordenanza municipal sobre ecoeficiencia y utilización de energía renovable en los edificios y sus instalaciones. Ayuntamientos como el de Barcelona, amparándose en distintos títulos competenciales -como la protección del medio ambiente o el urbanismo- también han intervenido en materia energética (Corvinos Baseca, 2015).

4.4. Evolución reglamentaria de los últimos años en materia de energía

4.4.1. En el Estado

Para abundar más en la divergente actuación de la administración en materia energética con respecto a otros países de la UE, se ha analizado la evolución de la reglamentación estatal al respecto de la energía durante los últimos 7 años.

En enero de 2012, con el fin de acometer la resolución del problema del elevado déficit tarifario del sistema eléctrico tras las políticas de 2009 a 2011, se aprobó el Real Decreto-Ley 1/2012 (RDL1/2012), por el cual se suspendieron los incentivos

económicos para los proyectos encaminados a la instalación de nuevas plantas de producción de energía eléctrica por medio de fuentes renovables, cogeneración y residuos. Además, se suspendieron de forma indefinida los procedimientos de inscripción en el Registro de preasignación de retribución previstos en el RDL 6/2009 y se dejó sin efecto, para las instalaciones fotovoltaicas, la celebración de convocatorias de preasignación de retribución para los años 2012 y sucesivos, del RDL 1578/2008.

A esta primera reforma del sector (RDL 1/2012), le siguieron el RDL 13/2012, por el que se transponían directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas y por el que se adoptaban medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista, y el RDL 20/2012 de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad. Más tarde, se aprobó la Ley 15/2012 de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, donde se marcaba la creación de nuevos impuestos para el sector eléctrico “*con fines estrictamente recaudatorios, con la intención –y el pretexto- de reducir el déficit eléctrico*” (Moreno Berrocal, 2017). En él, se establecía un impuesto para la producción de la energía eléctrica, que gravaba la actividad de generación y la incorporación de la energía al sistema eléctrico con un tipo impositivo de un 7%. A su vez, se creaba un canon por utilización de aguas continentales para la producción de energía eléctrica con un tipo impositivo de un 22%, el cual se reducía en un 90% en los casos en los que las centrales hidroeléctricas sean iguales o inferiores a 50 MW y para el bombeo. Esta ley también excluía del régimen económico primado a la electricidad generada a partir de combustibles fósiles en instalaciones renovables (ya sean instalaciones híbridas o no híbridas).

A finales del año 2012, se aprobó el RDL 29/2012 para la eliminación del límite del déficit tarifario en 2012 y 2013 en el que se corregía o suprimía del régimen económico primado a las instalaciones de régimen especial (renovables y cogeneración) que incumplan las obligaciones requeridas para su inscripción definitiva en el registro de preasignación.

Tras establecerse las medidas urgentes de 2012, unos meses más tarde se continuó con la reforma eléctrica por medio del RDL 2/2013. En él se sustituía la metodología por la que se actualizaban las retribuciones, tarifas y primas de las actividades del sistema eléctrico vinculadas al IPC, que se sustituía por el IPC subyacente a impuestos

constantes⁴. También, se modificaba el RD 661/2007, por el cual se regulaba la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, suprimiendo las primas existentes y eliminando la posibilidad de poder acogerse con posterioridad a la opción de retribución a tarifa a aquellas instalaciones que a la entrada en vigor de este RDL optaran por vender su energía en el mercado.

El 16 de febrero de 2013 se aprobó la Orden IET/221/2013, por la que se establecían los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones de régimen especial.

El 13 de julio de 2013 se aprobó el RDL 9/2013, por el que se adoptaban medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. Este nuevo marco normativo establecía un nuevo régimen jurídico y económico para las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de EE.RR., cogeneración y residuos. Se abandonaba el modelo de incentivo basado en la producción eléctrica establecido desde la Ley 54/1997.

Posteriormente, y desarrollando el RDL 9/2013 se publicó el RD 413/2014 por el que se regulaba la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de EE.RR., cogeneración y residuos y la Orden Ministerial 1045/2014 por la que se aprobaban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo, aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de EE.RR., cogeneración y residuos. En esta misma Orden Ministerial también se indicaba la retribución a la operación y la retribución a la inversión para el primer semiperíodo regulatorio que terminaba en 2016 para todas las instalaciones tipo definidas.

Finalmente, el RD 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. En el artículo 9.3, en su redacción dada por el RDL 9/2015, de 10 de julio, de medidas urgentes para reducir la carga tributaria soportada por los contribuyentes del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas y otras medidas de carácter económico, se establecía que, de forma excepcional y siempre que se garantice la seguridad y la sostenibilidad económica y

⁴ El IPC subyacente a impuestos constantes descuenta del IPC el impacto en los precios de las subidas que se produzcan en tributos indirectos.

financiera del sistema y con las condiciones que el Gobierno regule, se podrán establecer reducciones de peajes, cargos y costes para determinadas categorías de consumidores de baja tensión de la modalidad de suministro con autoconsumo. En todo caso, tanto la potencia máxima contratada de consumo como la instalada de generación no serán superiores a 10 kW. El RD tenía por objeto el establecimiento de las condiciones administrativas, técnicas y económicas para las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica definidas en el artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector eléctrico (Energía y Sociedad, 2016); (IDAE, 2015); (M^o de Industria, 2015) y consultas de otros textos legales⁵.

En febrero de 2019 se presentó el borrador de la Ley de transición energética y cambio climático, que pretende acomodar el marco regulatorio español a las exigencias de la UE y a los países de referencia (algunos de los cuales se estudiarán más adelante).

El 5 de abril de 2019, se aprobó el RD 244/2019, publicado en el BOE nº 83 de 6 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. Este RD no está sancionado por el Congreso, por lo que su eventualidad es patente, ya que dependerá de futuros gobiernos para su ratificación o cambio. Su aplicación está siendo volitiva por parte de las eléctricas.

4.4.2. En la C.A.P.V.

De la misma forma que en el marco estatal, se ha realizado una investigación de las actividades legislativas de la C.A.P.V. en materia de energía, ampliando el abanico de años estudiado con respecto al Estado. Se presentan a continuación todas ellas ordenadas por fecha de publicación:

- √ Ley 9/1982, de 24 de noviembre, por la que se crea el Ente Vasco de la Energía, y su modificación, en la Ley 7/1998, de 13 de marzo.
- √ Orden de 11 de julio de 2001, del Consejero de Industria, Comercio y Turismo, por la que se regula el procedimiento administrativo aplicable a determinadas instalaciones de energía solar fotovoltaica en el ámbito de la Comunidad

⁵ RD 2818/1998; RDL 6/2000; RD 1663/2000; RD 1995/2000; RD 841/2002; RD 436/2004; RD 314/2006; RDL 7/2006; RD 616/2007; Ley 17/2007; RD 1028/2007; RD 1565/2010; RD 1614/2010; RD 647/2011; RD 1699/2011; RD 1/2013.

Autónoma del País Vasco, y su corrección de errores, Orden de 26 de noviembre de 2001.

- √ Orden de 30 de noviembre de 2001, del Consejero de Industria, Comercio y Turismo, sobre Control y Seguimiento en las plantas de producción de energía eléctrica en régimen especial en la C.A.P.V.
- √ Resolución de 12 de febrero de 2002, del Director de Energía, por la que se autoriza al Centro para el Desarrollo Energético y Minero (CADEM, S.A.) para actuar como entidad reconocida en el ámbito del control de rendimientos de plantas de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- √ Decreto 104/2002, de 14 de mayo, por el que se aprueba definitivamente el Plan Territorial Sectorial de la Energía Eólica en la C.A.P.V.
- √ Decreto 115/2002, de 28 de mayo, por el que se regula el procedimiento para autorización de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de la energía eólica, a través de Parques Eólicos, en el ámbito de la C.A.P.V.
- √ Decreto 240/2011, de 22 de noviembre, por el que se regula la certificación de la eficiencia energética de los edificios de nueva construcción.
- √ Orden de 12 de diciembre de 2012, del Consejero de Industria, Innovación, Comercio y Turismo, por la que se regula el control externo de la Certificación de Eficiencia Energética.
- √ Decreto 226/2014, de 9 de diciembre, de certificación de la eficiencia energética de los edificios.
- √ Orden de 16 de marzo de 2015, de la Consejera de Desarrollo Económico y Competitividad, por la que se regula el control y el registro de los Certificados de Eficiencia Energética.
- √ Decreto 178/2015, de 22 de septiembre, sobre la sostenibilidad energética del sector público de la CAE.
- √ Decreto 114/2016, de 27 de julio, por el que se desarrolla un programa de apoyo financiero a la investigación, desarrollo e innovación, a la inversión en medidas de eficiencia energética y energías limpias y a la inversión científico-tecnológica.
- √ Ley 4/2019, de 21 de febrero, de sostenibilidad energética de la C.A.P.V. que tiene por objeto el establecimiento de los pilares normativos de la sostenibilidad energética en los ámbitos de las administraciones públicas vascas y del sector privado.

Como se puede apreciar entre las disposiciones citadas, lo que la C.A.P.V. ha venido regulando son las autorizaciones de las instalaciones y los certificados de eficiencia energética, protección medioambiental y sostenibilidad energética del territorio y control de las instalaciones energéticas. Sin embargo, no hay decretos que desarrollen la legislación básica estatal sobre aspectos tan importantes como el autoconsumo, peajes, eficiencia energética, energía eólica o fotovoltaica o autoconsumo compartido entre otras. Además, con relación al artículo 10.11. del Estatuto de Autonomía del País Vasco (EAPV), no se ha legislado ningún aspecto sobre la distribución, producción, aprovechamiento o transporte de energía en los casos en los que la actuación no supera los límites del territorio de la C.A.P.V.

Como resumen, la C.A.P.V. no ha ejercido hasta febrero de 2019 su poder legislativo en beneficio de un cambio de modelo energético y de sostenibilidad energética. Ello ha redundado, sin dudas, en un menor avance en la cultura social energética, en el desarrollo de actividad industrial en materia energética y en el modelo de sostenibilidad ambiental de la propia C.A.P.V.

4.5. Síntesis del marco normativo y de la evolución reglamentaria en el Estado y en las CC.AA

Como conclusiones del análisis del marco normativo y de la evolución reglamentaria en el Estado y en las CC.AA., cabe reseñar:

- √ Si bien las CC.AA. en España tienen reconocidas en sus respectivos estatutos de autonomía las competencias exclusivas -o compartidas con el Estado, como el caso de Cataluña- en materia de energía, con el límite territorial de cada C.A., el Estado ha venido limitando, por vía de interposición de recursos ante el TC, las actuaciones de las CC.AA. que han intentado legislar en esa materia. Los intentos han sido varios, como se ha podido comprobar anteriormente, y no dependientes de afinidad política o no con el Gobierno Central.
- √ Alguna C.A., como es el caso de Murcia, ha aplicado el artículo 10.1.28 de su Estatuto para intentar legislar al respecto, sin conseguirlo. Pero es loable el intento y la responsabilidad -la visión- de hacerlo.
- √ En la C.A.P.V., no ha habido intentos de legislar en beneficio del uso intensivo de RR., hasta 2019. Sí ha habido una política de reducción del uso del carbón y

de apoyo a través de subvenciones a la realización de pequeñas instalaciones, siempre reguladas bajo los preceptos legales del Estado. La mayor intervención de la C.A.P.V. ha estado centrada en la regulación y autorización de las instalaciones y en los certificados de eficiencia energética, protección medioambiental, sostenibilidad energética del territorio y control de las instalaciones energéticas.

Sin embargo, no ha habido decretos (insistimos, hasta abril de 2019) que hayan desarrollado la legislación básica estatal sobre aspectos tan importantes como el autoconsumo, peajes, eficiencia energética, energía eólica o fotovoltaica o autoconsumo compartido entre otras. Además, con relación al artículo 10.11. del EAPV, la Comunidad no ha legislado ningún aspecto sobre la distribución, producción, aprovechamiento o transporte de energía en los casos en los que no se exceden los límites de su territorio. Con una dependencia energética superior al 90%, parecería una cuestión de cierta importancia (Eustat 2020, con datos de 2018).

Bien es cierto que, a diferencia de la LORAFNA en sus artículos 40 y 41, en el EAPV no se define específicamente lo que implican o habilitan las competencias exclusivas y compartidas con el Estado.

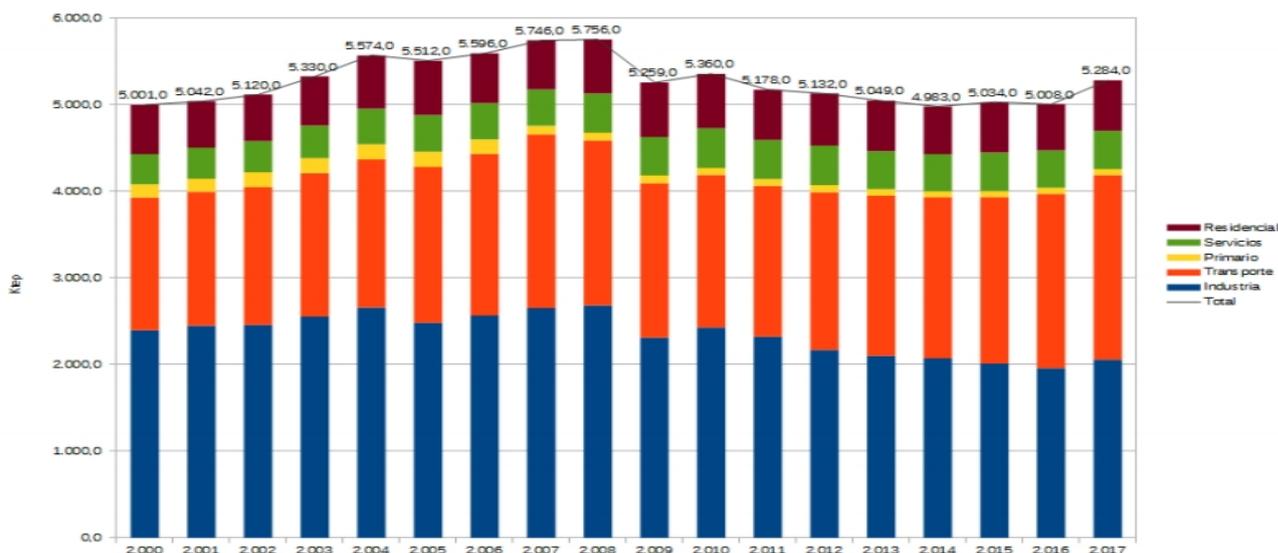
- √ En el caso de las Diputaciones Forales (DD.FF.) -en la C.A.P.V.-, no han intervenido en esta materia, al igual que los Ayuntamientos. Ni las tres capitales, ni evidentemente los municipios de menor tamaño, han tomado iniciativa alguna en materia de energía, más allá de la instalación de pequeñas plantas productoras (fotovoltaicas principalmente). En materia reguladora, nada se ha realizado en absoluto.

4.6. Marco general de consumo y estructura energética de la C.A.P.V.

4.6.1. Datos de Consumo energético

Los datos que se aportarán a continuación van a permitir visualizar un panorama general de la C.A.P.V. y del Territorio Histórico de Gipuzkoa, desde la óptica de evolución de los consumos y la generación.

En la C.A.P.V., el consumo energético global (de distintos combustibles como electricidad, gas, gasóleo,...), con datos a diciembre de 2017, se produce mayoritariamente en el ámbito del transporte con un 40,31%, seguido de la industria (38,95 %) y el ámbito residencial y de servicios (10,99 % y 8,36 % respectivamente), el sector primario consume el 1,36% (EUSTAT, 2019) (Gráfica 1). La novedad de estos datos está en que el sector industrial pasa a segunda posición, tras el transporte. Hasta 2016 el sector industrial lideraba el ranking de consumos. La dependencia energética en la C.A.P.V. es muy alta, con una tasa de autoabastecimiento del 7,1 % (Ente Vasco de la Energía, 2017) -la tasa de autoabastecimiento en el Territorio Hº de Gipuzkoa es del 3,10%-, si bien el consumo de RR. supone el 7,5 % del consumo final (con criterio de la Directiva 2009/28/CE) (Unión Europea, 2009).



Gráfica 1 Evolución del consumo energético de la C.A.P.V. (2000-2017)

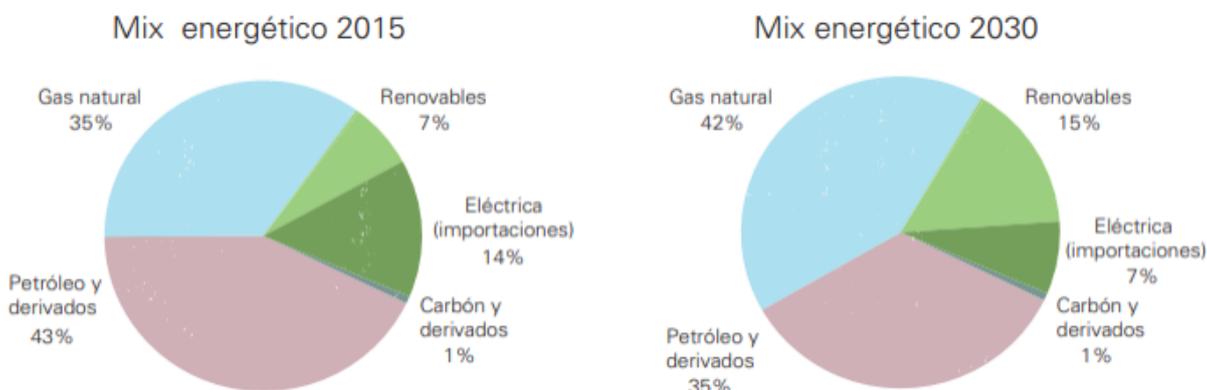
Fuente Eustat 2019.

La política energética seguida en la C.A.P.V. ha sido la sustitución del petróleo y del carbón por el gas natural canalizado para los ámbitos industrial y doméstico (y progresivamente en el ámbito terciario) y la generación termoeléctrica. Las EE.RR. han sido promovidas a través de subvenciones, pero con incidencia menor y con una disminución progresiva del tipo subvencionado a lo largo de los años.

En el informe anual de 2018 realizado por el EVE (Ente Vasco de la Energía (EVE), 2018) sobre la evolución energética en Euskadi, se constata un incremento general en el consumo eléctrico de 0,9% respecto al año anterior. La industria ha contribuido a ese aumento en el 1% y el ámbito residencial en el 0,5 %. El gas natural decrece el consumo en el 3,4%. El consumo total de carburantes aumenta el 3,2% respecto al año anterior, con aumento de gasóleo A (3,0%) y de gasolinas (5,6%).

Por ámbitos de consumo, con respecto al año 2017, el sector industrial en general aumenta el 1%, pero descienden la siderurgia y la fundición (-0,4%). El sector industrial ha disminuido el consumo global en un 34% respecto al año 2010. El sector de la construcción aumenta el consumo un 0,8%, se mantiene constante el consumo de la administración pública, aumenta el consumo del sector comercio y otros servicios (1,4%) y la hostelería aumenta ligeramente (1%). El consumo doméstico también aumenta ligeramente (0,5%), mientras que el transporte ferroviario disminuye el 1,3%.

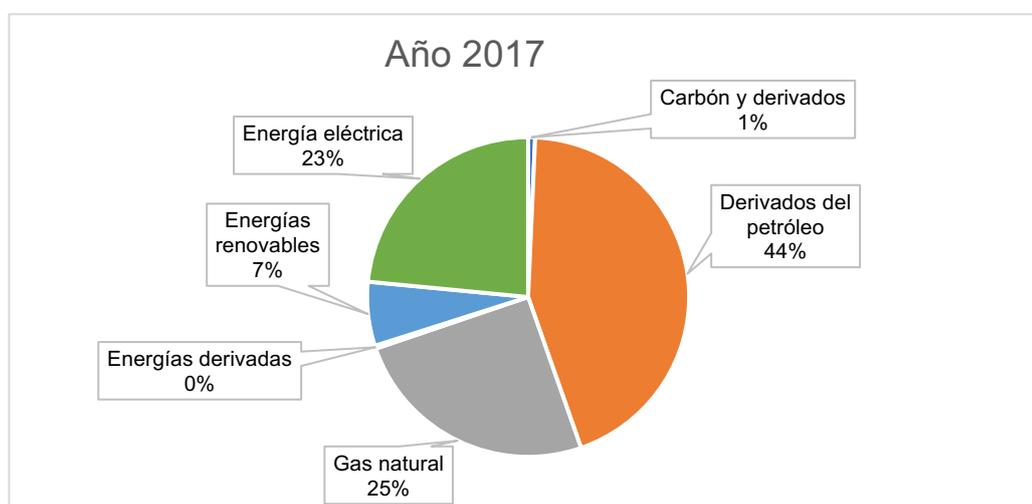
Las 346 plantas de EE.RR. produjeron 44.496 MWh, un 16% por encima de las estimaciones previstas (Ente Vasco de la Energía (EVE), 2018). Aún así, queda lejos el objetivo del 20% de RR. para el 2020 estipulado por la Unión Europea. En la Estrategia Energética de Euskadi 2030 se ha establecido el objetivo del 15% renovable para 2030 (Ente Vasco de la Energía, 2017, pág 42) (*Gráfica 2*). El retraso en el cumplimiento de objetivos, aún con los objetivos corregidos, es patente.



Gráfica 2 Mix energético en la C.A.P.V.

Fuente EVE 2017. EEE-2030

Como complemento de esta Gráfica 2, sirva ver la evolución que se viene manteniendo en esa transición hacia 2030 planificada por la C.A.P.V. en la EEE-2030, en la siguiente Gráfica 3. En dos años, la evolución en RR. ha sido nula, ha aumentado un punto el consumo de derivados del petróleo y el gas natural se ha reducido 10 puntos porcentuales.



Gráfica 3. Mix energético en la C.A.P.V. (2017)

Fuente: EUSTAT. 2020⁶. Elaboración propia

⁶ EUSTAT: (14-04-2020)

https://www.eustat.eus/elementos/ele0000300/Consumo_final_de_energia_de_la_CA_de_Euskadi_por_sectores/tbl0000396_c.html

En cuanto a la obtención de datos actualizados a 2017, 2018 o 2019, hay que indicar que el EVE no ha publicado datos desagregados desde 2016. Con datos a 2015 (Ente Vasco de la Energía, 2016), el consumo de EE.RR. en la C.A.P.V. supuso el 4,9% del consumo eléctrico. Los componentes del mix de RR. en la C.A.P.V. estaban distribuidos en esa fecha de la siguiente manera: un 68,4% de biomasa, 15,1% de biocarburantes, 8,2% hidroeléctrica, 6,5% eólica y 1,8% solar. El coste de la energía consumida en las viviendas suponía el año 2015, 421€/ciudadano/año y 1.037 €/hogar/año, con un aumento del +3,2% y + 2,6% respectivamente sobre el año anterior. Con datos de Eustat⁷, el año 2017 en la C.A.P.V. la cuota de RR. sobre el consumo final bruto de energía supuso el 13,3%, un punto menos que el año anterior (Eustat, 2019).

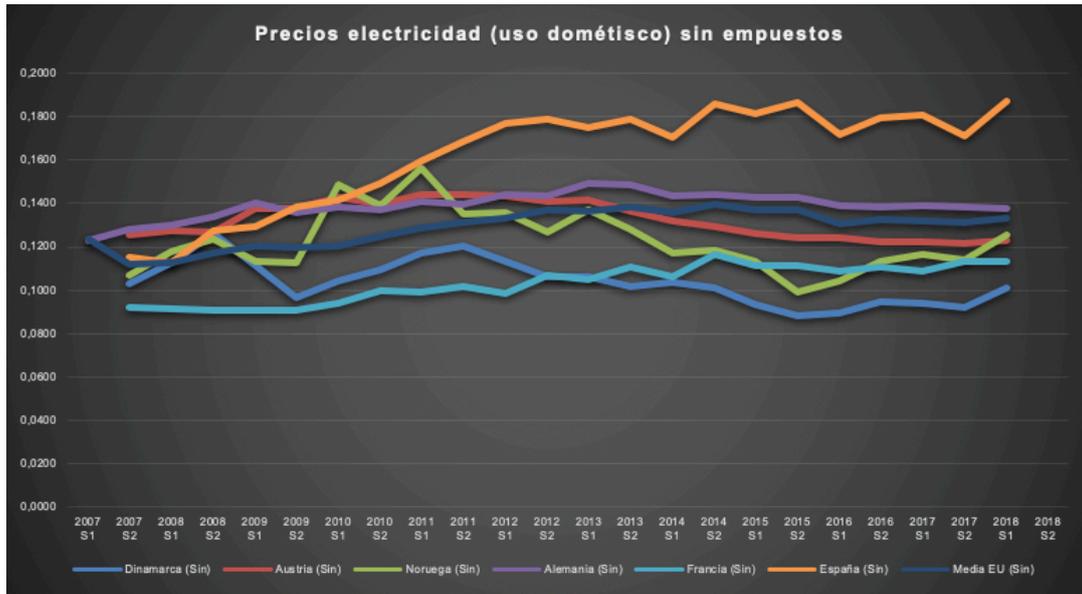
En Gipuzkoa, el consumo interior bruto en 2015 aumentó el 0,9% sobre el año anterior, el consumo final aumentó un 0,8%. El sector industrial representaba el 41,9% del consumo final y el transporte el 38,9%.

Independientemente de los datos anteriores sobre distribución y evolución de los consumos, el precio de la energía eléctrica y del gas ha ido incrementándose en todo el Estado con rampas muy por encima de las del IPC, tanto para consumo doméstico como industrial, antes de la crisis y durante la misma. No hay consenso al respecto de este incremento, pero según los datos de Eco Euskadi 2020 (IHOBE, 2012), el incremento en el periodo 2000-2012 ha sido del 72% en precios corrientes y del 33% en precios constantes. En el caso de la energía eléctrica doméstica, el incremento ha sido del 60% (FACUA, 2013) para el periodo 2007-2012, o hasta del 81% (OCU, 2013) para el periodo 2002-2012. Según se desprende del análisis de Eurostat, de 2008 a 2012, el precio de la energía eléctrica para los consumidores domésticos en España se incrementó en un 57%. En un análisis realizado con datos obtenidos a través de EUROSTAT, se constata que el incremento durante el periodo 2000 – 2018 ha sido del 118,5 %. Según un estudio realizado por Manu Robles-Arangiz Institutua Fundazioa (Bueno, 2014), entre los años 2007 y 2013, el precio de la electricidad para la banda DC (consumo medio residencial), “*casi alcanza el 60%*” de incremento.

⁷ EUSTAT (24-06-2019). Cuota de energías renovables en el consumo final bruto de energía. http://www.eustat.eus/elementos/ele0006800/ti_Cuota_de_energias_renovables_en_el_consumo_final_bruto_de_energia/tbl0006875_c.html

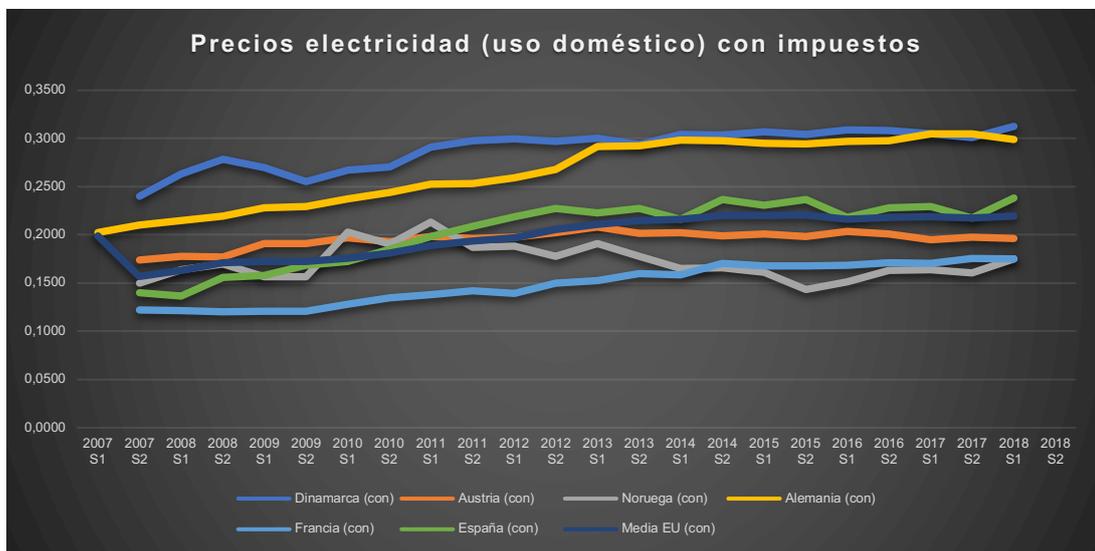
Con datos de Eurostat 2019⁸, se obtiene que entre 2007 y 2018, el precio de la electricidad se incrementó un 94,5% y el del gas un 48,8%. En este mismo periodo (2007-2018) el IPC ha tenido un incremento del 20% (Instituto Nacional de Estadística, 2019). Se presenta en las siguientes gráficas (*Gráfica 4, Gráfica 5, Gráfica 6, Gráfica 7*) la evolución comparada de precios de la electricidad (con impuestos y sin impuestos) para uso doméstico y uso industrial, con respecto a los países de referencia estudiados y a la media de la UE (28). Los precios de aplicación para uso doméstico en la C.A.P.V. son los mismos que en el resto del Estado. Los precios para uso industrial -en el término de potencia-, sin embargo, han sido más caros en la C.A.P.V. desde 2007 que en el resto del Estado (junto con otras 5 CC.AA.) para las conexiones a la red de hasta 36 kV (tarifa 6.1), hasta el año 2013, habiéndose multiplicado por 4. El término de energía se mantuvo estable durante ese periodo. A partir de 2013 se cambió la estructura de costes, aumentando el término de energía y reduciéndose el término de potencia. A partir de 2015 se desdobló la tarifa 6.1 en dos tarifas, la 6.1A y la 6.1B. Esta última tarifa, para las redes de distribución de 30 a 36 kV, ha supuesto una minoración de costes para las industrias cuyo contrato estaba referenciado a ella. La reducción de costes ha llegado a un 15% en el término de potencia y de hasta un 12% en el término de energía (Ente Vasco de la Energía, 2016), pág 49.

⁸ <https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/submitViewTableAction.do>



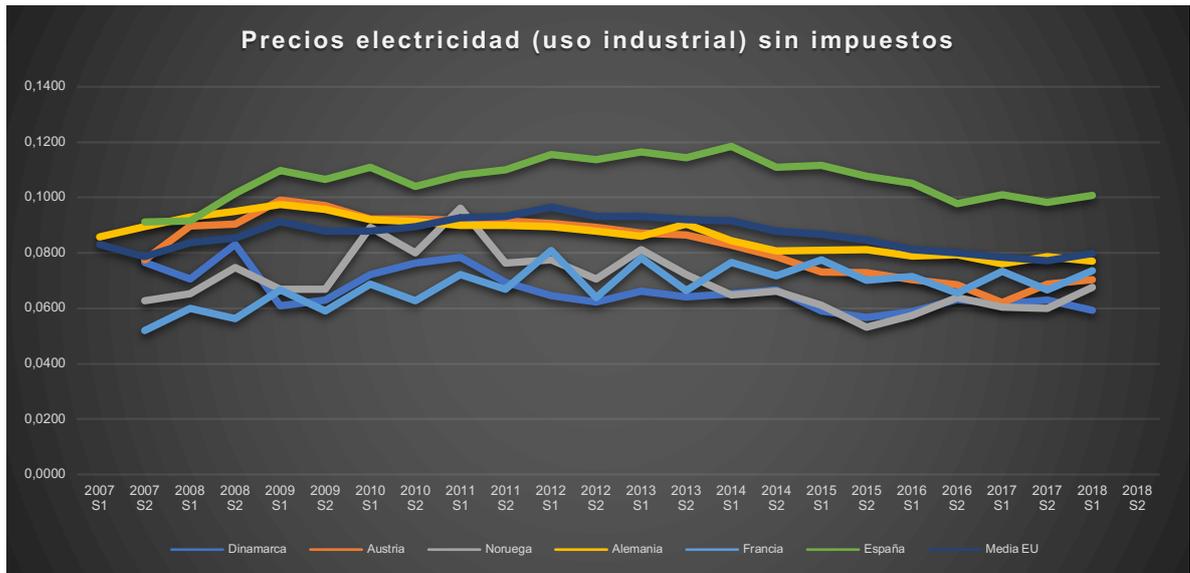
Gráfica 4 Precios electricidad (uso doméstico) sin impuestos

Fuente: Eurostat 2019. Elaboración propia



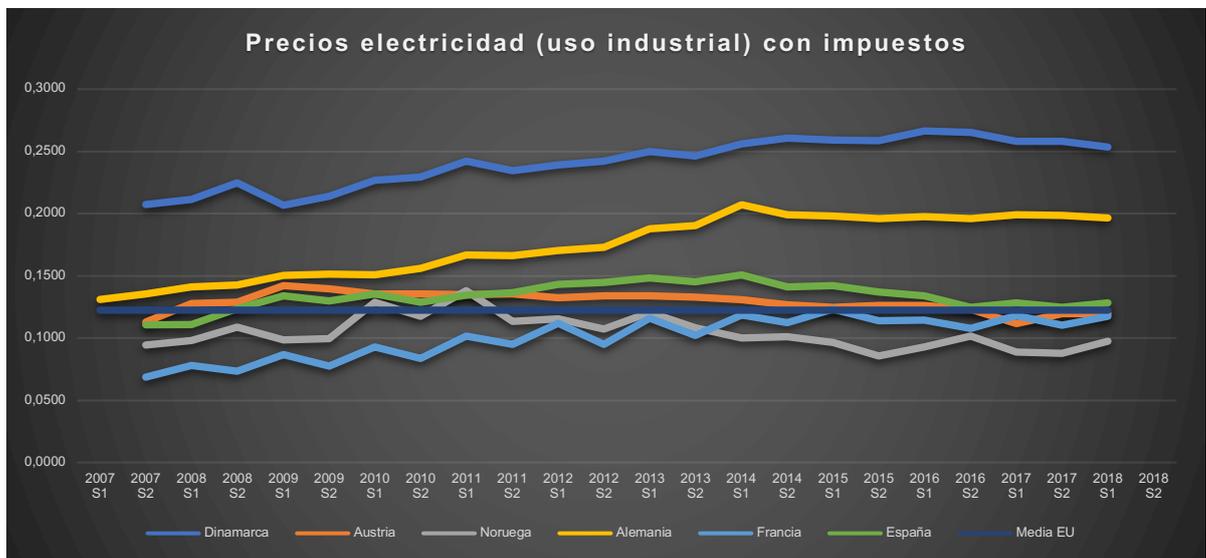
Gráfica 5 Precios de la electricidad (uso doméstico) con impuestos

Fuente: Eurostat 2019. Elaboración propia.



Gráfica 6 Precios electricidad (uso industrial) sin impuestos

Fuente Eurostat 2019. Elaboración propia

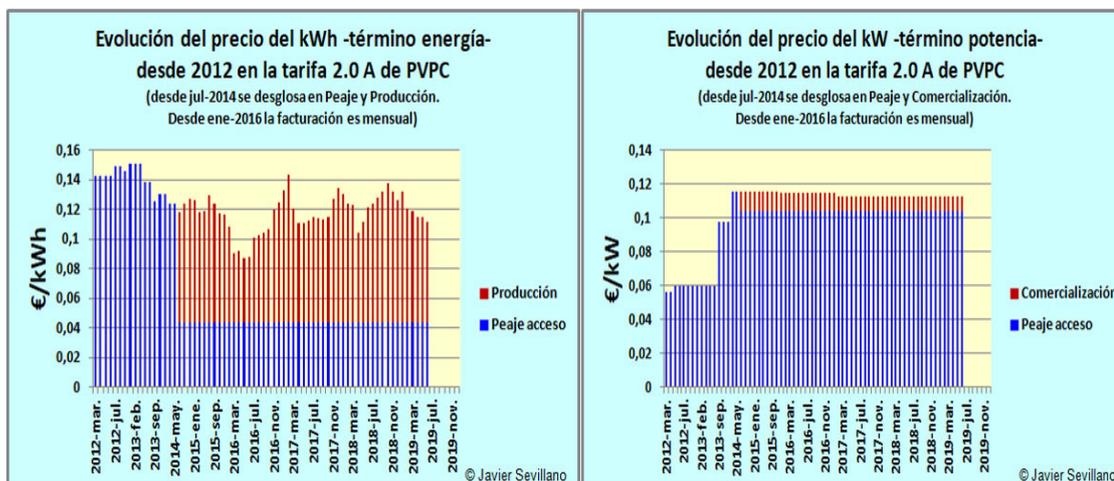


Gráfica 7 Precios electricidad (uso industrial) con impuestos

Fuente Eurostat 2019. Elaboración propia.

En las gráficas siguientes (*Gráfica 8*) puede apreciarse la evolución de los precios del término de potencia y del término de energía en España -y por tanto en la C.A.P.V.-

desde marzo de 2012 hasta junio de 2019. Se puede apreciar la práctica duplicación del precio del término de potencia a partir de septiembre de 2013.



Gráfica 8. Evolución del precio del kWh y del kW

Fuente Javier Sevillano (2019)

Con datos de la Comisión Nacional de la Energía (ahora Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia) y de Eurostat, el año 2007 España era el onceavo país europeo (28) con la energía eléctrica más cara, con un precio de 11,52 cent€/kWh. La media de la UE (28) estaba en 10,62 cent€/kWh. El año 2011, España era el tercer país más caro de la UE (28), con 15,97 cent€/kWh (+39%) y la media europea (28) era de 12,15 cent€/kWh. El año 2018, con las mismas fuentes, España era el quinto país más caro de la UE (28) con 24,77 cent€/kWh y la media europea (28) se encontraba en 21,13 cent/kWh.

Independientemente de la fuente que quiera tomarse como referencia, dada la dispersión de datos existentes, se observa que la electricidad se ha encarecido muy por encima del IPC y se observa también que España ha “ganado” posiciones en el ranking europeo de países con la electricidad para uso doméstico más cara, entre los años 2007 y 2018.

4.6.2. Síntesis del marco general en la C.A.P.V.

Como síntesis del marco general en la Comunidad Autónoma del País Vasco (C.A.P.V.), comentar que el consumo mayoritario se da en el transporte (40,31%), seguido de la industria (38,95%), que años atrás ocupaba el primer puesto (EUSTAT, 2019).

La dependencia energética de la C.A.P.V. es superior al 93% (Ente Vasco de la Energía (EVE), 2017) y del 97% en Gipuzkoa.

El gas viene siendo el combustible de sustitución para la descarbonización en la industria y el ámbito doméstico.

Existen unas políticas de subvención a la implantación de RR., pero con reducciones progresivas a lo largo de los años.

El consumo de gas decrece en la C.A.P.V., pero aumentan los consumos de carburantes y de electricidad.

Las RR. en 2015 tenían un peso del 7% en el Mix energético de la C.A.P.V. y el consumo de RR. supuso el 4,9 % del consumo eléctrico (Ente Vasco de la Energía, 2016).

Los precios de la electricidad para uso industrial en las tarifas 6.1 y 6.1 B han sido más caros en la C.A.P.V. (y otras cinco CC.AA.) que en el resto de España y siguen siéndolo en la actualidad, aunque esta situación está en reversión. Los incrementos de precios de la electricidad y del gas han estado entre 4,7 y 2,44 veces más, respectivamente, que el IPC para el mismo rango de años (EUROSTAT, 2019), (Instituto Nacional de Estadística, 2019).

En el marco europeo (EU28), el año 2011 la C.A.P.V. tenía los terceros precios más caros de la electricidad y el año 2018 los quintos precios más caros.

Se observa que la falta de una política energética de respuesta al modelo tradicional ha venido afectando a la competitividad industrial y social de la C.A.P.V. Con precios de la electricidad más caros que el resto de España para el sector industrial y entre los terceros y quintos más caros de Europa para el consumo general y subidas muy por encima del IPC, se ha venido drenando capacidad competitiva industrial y se ha generado una capa de pobreza energética entre la sociedad.

4.6.3. **Características socio económicas del modelo energético actual**

Uno de los fundamentos de haber abordado esta investigación, ha estado en la presunción de que la dependencia energética total de un país o región limita o, como mínimo, condiciona, el modelo económico de ese país o región y, como consecuencia de ello, también el modelo social. A continuación, se analizan las características socioeconómicas que propicia el modelo energético disponible.

No todo lo que dibuja el actual modelo energético, sin embargo, es malo. Sin más considerandos, las bondades más características son la cantidad de energía disponible, su calidad (estabilidad de suministro y de parámetros eléctricos -tensión, frecuencia, armónicos- en el caso eléctrico) y su amplia cobertura (disponibilidad de suministro -electricidad, gasolina, gas- en cualquier lugar). En efecto, el actual modelo energético ha sido uno de los factores coadyuvantes principales más importantes para el desarrollo industrial y social de las economías del primer mundo, al menos hasta que la energía se ha convertido en un producto que ha traspasado el concepto de bien de primera necesidad.

También es cierto que para los países productores de energía (petróleo o gas) la tenencia de esos recursos les ha propiciado un buen modelo de generación económica. A medida que los productos energéticos han ido escalando en su demanda y en su precio, los países productores han ido mejorando su economía y los países dependientes han ido viendo más condicionada la suya. En esto, como en todo, ha habido estrategias y decisiones políticas mejores y peores.

Por ello, ante la evolución que han tenido las distintas energías consumibles, cabe hacerse la siguiente pregunta: ¿es cara la energía en las actuales condiciones de suministro? o, ¿es tan cara como para limitar esa competitividad a la que se hace alusión?

Para poder contestar con datos, se reproducen algunos de ellos del informe “*Precios de la energía y competitividad industrial*” realizado por Orkestra (Díaz Mendoza et al., 2016) y del informe “*Afectan los precios de la energía a la competitividad industrial?*” (Alvarez Pelegrý & Larrea Basterra, 2016):

“En los períodos 2000-2004, 2005-2009 y 2010-2014, el crudo de Brent pasó de 29,01 \$/barril a 70,20 \$/barril y casi a 127,51 \$/barril en el último período”. (pág. 14).

“En lo que a los precios del gas se refiere, el importado por Alemania en términos de dólares por millón de unidades térmicas británicas (\$/MMBtu), pasó de 3,6 a 8,4 y finalmente a 9,9; habiendo evolucionado en España para el gas natural licuado de 3,6 a 7,3 y a 9,7” (pág. 14).

“En el caso de la electricidad, para los períodos 2007-2009 y 2010-2014, en España se pasó de 113 €/MWh a 140; en Alemania de 152 a 188 y en Francia de 88 a 105, como datos promedio” (pág. 14).

“A la luz de estos datos, se observa que la industria española no parece enfrentar los mayores precios energéticos de los países analizados. Sin embargo, el aumento del precio de la electricidad promedio ha sido superior, con lo que implica al menos una desventaja comparativa en costes.

Teniendo en cuenta, por ejemplo, que, en Alemania, existen exenciones que podrían llegar a alcanzar los 80 €/MWh para la industria intensiva en energía, simulando los precios finales de la electricidad en Alemania para una banda habitual de grandes consumidores de electricidad (IE) de entre 20.000 MWh < consumo < 70.000 MWh, estos se reducen por debajo de los niveles de Francia que ofrece a su industria los menores precios de electricidad” (pág.15).

La primera conclusión que se obtiene es que ha de compararse el precio final de la energía para poder obtener el resultado de la capacidad competitiva de la industria de cada país y, por ende, de la afectación del precio de la energía a la capacidad competitiva del modelo industrial y a la calidad de vida de sus ciudadanos en su acceso al consumo de esa energía. Se observa que España no está en situación competitiva con ninguno de los tres combustibles analizados. En el caso del petróleo y el gas, cuyos precios son similares en España y en Alemania, sin embargo la renta per cápita y el PIB hacen que en realidad haya una gran diferencia entre ambos a favor de Alemania⁹ (Instituto Nacional de Estadística, 2020). En el caso de la electricidad para uso industrial, se observa que las políticas aplicadas en cada país (a través de exenciones

⁹ El PIB per cápita español fue de 23.200 € en 2015 y de 26.420 € en 2019 y el alemán de 37.100 € y 41.350 €, respectivamente. Como puede apreciarse, entre un 57% y un 60% superior al español. Fuente: Cuentas Nacionales 2016 y 2020.

– en el caso alemán puede llegar a los 80 €/MWh de exención para empresas intensivas, o de modelo de generación – el caso francés, con producción nuclear-), hacen más competitivos a unos que a otros. De nuevo España no sale bien parada de esta comparación.

Si se aplica esta comparación a la C.A.P.V., siguiendo con datos del informe de Orkestra, se dice: *“En España el consumo energético de la industria se ha situado entre el 30% en 2000 y el 25% en 2012; siendo el transporte el principal consumidor con un 40% del total, y el sector residencial y el terciario responsables del 31% y el sector primario del restante. Para el País Vasco, la industria, que tiene un peso muy relevante en la economía (23% del PIB) supuso casi la mitad del consumo de energía en el año 2000 (48%), pasando al 45% en 2011; siendo el transporte el 33,6%; un 20% el residencial y servicios y el 1,6% el sector primario. Es decir, la industria en su conjunto consume una gran cantidad de energía, mayor en la C.A.P.V. que en España”* (pág. 15).

Esta situación de mayor consumo energético en la industria, superior al 18% en la C.A.P.V. que en España, hace de la C.A.P.V. una región aún más comprometida con la necesidad de disponer de un modelo energético que le permita poder diseñar su futuro industrial y ser competitiva ahora y en adelante.

En el capítulo anterior se ha visto con detalle la evolución de los precios de la electricidad tanto del sector doméstico como del sector industrial. Esos datos son coincidentes con los aportados por los autores del estudio de Orkestra que, según EUROSTAT (2016), entre los años 2008 y 2014, los precios de la electricidad en España pasaron de 0,1557 €/kWh a 0,2378 €/kWh¹⁰, es decir, un aumento del 52,7%.

En cuanto al gas natural, para el mismo periodo de tiempo, los precios evolucionaron entre 0,0653 €/kWh y 0,0959 €/kWh¹¹, es decir, un aumento del 46,9% (EUROSTAT, 2016).

Volviendo al informe de Orkestra, se observa de forma precisa la evolución de los precios del barril de petróleo entre los años 2000 y 2014. El resumen de esa evolución de precios es que pasó de 29,01 \$/Barril a 127,51 \$/Barril, es decir, un aumento del 440%. El gas en España, durante ese mismo periodo, pasó de 3,6 \$/MMBtu a 9,7

¹⁰ Precio final para el consumidor. Valores para la banda DC (entre 2.500 y 5.000 kWh).

¹¹ Precio final para el consumidor. Valores para la banda D2 (entre 20 y 200 GJ).

\$/MMBtu, es decir, un aumento del 269%. Con respecto a la electricidad, entre los años 2007 y 2014, el aumento fue del 124%.

Ante estos datos, ¿es posible caracterizar la energía como cara o barata con aumentos como los presentados anteriormente? En la bibliografía estudiada no se contesta a esta pregunta, simplemente se muestran datos evolutivos en los distintos países. Pero resulta muy evidente que no haciéndose la pregunta no se resuelve el problema. El caso del petróleo es el más significativo, donde se puede apreciar que la evolución del precio depende con exclusividad de las estrategias y conveniencias de los productores: entre los años 2008 y 2014, buena parte del primer mundo estaba en crisis profunda y, sin embargo, los precios del crudo subieron hasta alcanzar los 127,51 \$/barril. Posteriormente, el año 2015, se produjo una reducción, hasta los 34,74 \$/barril de enero de 2016.

Los países analizados han desarrollado modelos para eliminar la dependencia de los combustibles de mayor variabilidad en precio (del petróleo, sobre todo, y del gas), electrificando sus consumos y orientando sus estrategias a eliminar las variables de dependencia de suministros externos y de precios no controlados, aunque también debe tenerse en cuenta la reacción social al modelo nuclear cada vez que se produce un problema (Chernobyl, Fukushima).

De lo anterior se puede concluir que los precios de la energía son no calificables conceptualmente como “baratos o caros”. Son precios acomodados a intereses de conveniencia, que no responden a criterios de productos de primera necesidad, como parecería que debiera ser. Y sin embargo condicionan de forma inmediata y constante el modelo social y económico. La variable precio forma parte del modelo energético actual, en un sistema oligopólico que se sustrae a la situación social de cada momento y que evoluciona según sus propios intereses.

También se observa que hay países que protegen a su industria (o a parte de ella) con exenciones o bajos precios energéticos (a costa, sin dudas, de otras políticas posibles). No es el caso de España, que disponía en el mix energético de EE.RR. (como las hidroeléctricas) con un 37,1 % (Red eléctrica de España, 2015), o un 36,3 % en 2018 (*Figura 6*) (Red Eléctrica de España, 2019) *pág 16*, aplica tarifas que terminan haciendo poco viables sectores intensivos en consumo eléctrico como el acero, el aluminio, el químico, el papelerero o el cementero. Además, en el caso de la C.A.P.V., 790 empresas

industriales¹² se ven afectadas por una discriminación tarifaria por disponer de líneas de 25 y 30 kV (3ª categoría), que desde 2008 encarece su coste eléctrico de forma artificiosa¹³.

Cobertura de la demanda eléctrica peninsular. Año 2018 [%]

■ Nuclear	20,6%	■ Eólica	19,0%
■ Carbón	13,5%	■ Hidráulica	13,2%
■ Ciclo combinado	10,2%	■ Solar fotovoltaica	2,9%
■ Cogeneración	11,2%	■ Solar térmica	1,7%
■ Residuos no renovables	0,9%	■ Otras renovables	1,4%
■ Turbinación bombeo ^[1]	0,8%	■ Residuos renovables	0,3%
		■ Saldo importador de intercambios internacionales	4,3%

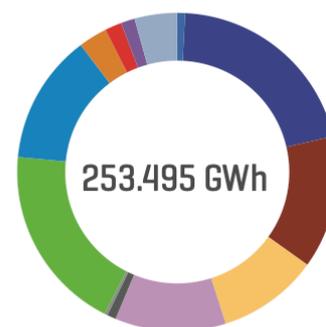


Figura 6. Mix energético en el sistema peninsular, año 2018.

Fuente: REE.

Una consecuencia social de lo anterior es la pobreza energética que se viene manifestando desde hace varios años. La pobreza energética (imposibilidad de cubrir las necesidades energéticas por no disponer de renta suficiente para pagar el precio de las energías) es una consecuencia social directa e indirecta (en ocasiones desempleo por cierre de actividades económicas intensivas en energía) del modelo energético de un país (Mas Consulting Trends, 2014), (Martínez, 2016), (Aristondo & Onaindia, 2018b).

Según se describe por la Asociación de Ciencias Ambientales (ACA) en Abril de 2016 (Gerehou, 2016), la pobreza energética en España ha alcanzado a 5,1 millones de personas, el 11% de los hogares españoles. En términos comparativos, pero en paridad de poder adquisitivo (PPS), según el informe de Diputación Foral de Gipuzkoa sobre pobreza energética en 2014 (Diputacion Foral de Gipuzkoa, 2015), con datos de Eurostat, sobre pobreza energética en Gipuzkoa, España sería el 4º país de la U.E. (28)

¹² Plataforma kV25/30. Grupo ASE, 28 de febrero de 2017.

¹³ Reglamento de Líneas, de 2008.

con precios más caros de la energía eléctrica para el consumo doméstico (precios de 2º semestre de 2014) (pág. 18) y el 2º más caro en gas natural para consumo doméstico (2º semestre de 2014) (pág. 19).

En el caso de Gipuzkoa, la pobreza energética llega al 8,5% de los hogares (siguiendo la misma metodología de cálculo que en el caso de España).

El problema de pobreza energética viene siendo un asunto de interés de las administraciones más próximas al ciudadano en la mayoría de los países europeos, ya que es una nueva forma de vulnerabilidad individual o familiar. Algunos de estos países (17 de 28) han legislado al respecto de la pobreza energética desde hace varios años (2005 en el caso de Francia, entre otros). No ha sido el caso de España¹⁴ hasta 2017, aunque algunas CC.AA. o ciudades han tenido programas de lucha contra la pobreza energética (Cataluña, Madrid –capital-). Esta consecuencia derivada del actual modelo energético ha venido siendo atendida por colectivos sociales (el llamado tercer sector) en España desde 2010. Cruz Roja española atendió a más de 700.000 personas en situación de vulnerabilidad extrema en 2015 (Goleman, Richard, & Mckee, 2017).

Las razones de la pobreza energética se encuentran en los aumentos de los precios de las energías, que hacen inviable su acceso para uso doméstico a personas o familias cuya renta no les permite su abono; en la caída de ingresos familiares; en la situación de no adecuación de las viviendas (falta de aislamiento o condiciones generales de la vivienda). (Diputacion Foral de Gipuzkoa, 2017).

Este vector de la pobreza energética abre un nuevo espacio de oportunidad a la conveniencia de un nuevo modelo energético, que en los países estudiados se ha tenido muy en cuenta para el diseño de sus nuevos modelos. Como se podrá ver más adelante, las políticas sobre pobreza energética no han existido de partida en los países que antes abordaron la transición energética. Simplemente, el problema no existía o era ínfimo. Sin embargo, en el diseño del modelo de transición energética francés (de 2015), se aborda como un eje fundamental teniendo vectores de actuación las políticas sociales y la rehabilitación de las viviendas desde el punto de vista de aislamiento de la envolvente

¹⁴ Diario El País, 17 noviembre de 2016 (www.elpais.com). El 21-12-2016, el PP y el PSOE pactaron una serie de medidas parlamentarias contra la pobreza energética cuya “letra pequeña” estaba pendiente de redactar durante los primeros meses de 2017. Hasta agosto de 2017 no se comenzaron a aplicar.

(cubierta y fachadas).

Para evaluar la situación de este problema en la C.A.P.V., en Gipuzkoa y en la comarca de Debabarrena, se ha trabajado con las encuestas realizadas por el Gobierno Vasco sobre Pobreza y diferencias sociales, de los años 2008, 2012, 2016 y 2018 (parcial), de las que se han obtenido dos datos: la pobreza energética por percepción (también llamada subjetiva) y la pobreza energética por la economía del hogar (también llamada objetiva).

Según el criterio utilizado por la Asociación de Ciencias Ambientales (Asociación de Ciencias Ambientales, 2018) y generalmente aceptado, la pobreza energética subjetiva viene determinada por variables como las siguientes: sufrir goteras en el hogar, haber tenido un retraso en el pago del recibo de la luz durante el último año y tener dificultad para mantener la vivienda a una temperatura adecuada. El peso que tiene cada variable es de 0,2 la primera y 0,4 cada una de las dos restantes.

La pobreza energética objetiva viene determinada por dos parámetros: 2M y HEP. El primero de ellos determina el porcentaje de gasto que supone la electricidad para cada hogar respecto a los ingresos totales del mismo. Si un hogar está por encima del doble de la mediana del parámetro 2M, sufre pobreza energética. El parámetro HEP indica el dinero que destina cada hogar a pagar la electricidad. El hogar que gasta menos de la mitad de la mediana sufre pobreza escondida. Si se da cualquiera de los dos casos, o ambos, el hogar sufre pobreza energética objetiva o por la economía del hogar.

En las *Tabla 5*, *Tabla 6* y *Tabla 7* se aprecia la evolución acaecida durante esos tres periodos y por ámbitos.

Tabla 5. Evolución de la pobreza energética en Debabarrena.

(Fuente: Gobierno Vasco. Elaboración propia)

Debabarrena	Por percepción (subjetiva)	Por economía del hogar (objetiva)
2008	9,38 %	18,23%
2012	17,33%	23,02%
2016	7,58%	18,3%
2018	6,80%	Sin datos

Tabla 6. Evolución de la pobreza energética en Gipuzkoa.

(Fuente: Gobierno Vasco. Elaboración propia)

Gipuzkoa	Por percepción (subjctiva)	Por economía del hogar (objetiva)
2008	5,8%	18,24%
2012	8,83%	31,47%
2016	6,47%	15,36%
2018	8,73%	Sin datos

Tabla 7. Evaluación de la pobreza energética en la C.A.P.V.

(Fuente: Gobierno Vasco. Elaboración propia)

C.A.P.V.	Por percepción (subjctiva)	Por economía del hogar (objetiva)
2008	5,5%	19,06%
2012	10,52%	33,25%
2016	11,19%	21,31%
2018	9,68%	Sin datos

Puede observarse la mayor incidencia durante el periodo de la última crisis económica (años 2009 a 2014). El porcentaje de viviendas afectadas por estos índices de pobreza, como puede apreciarse, es elevado. En Debabarrena ha tenido un impacto muy fuerte durante ese periodo, duplicando la tasa de Gipuzkoa. Afortunadamente, ha habido una recuperación importante posteriormente, llegando en 2018 a estar por debajo de la tasa media del T.H. y de la tasa de la C.A.P.V. Pero, aún así, sigue habiendo un 6,8% de hogares con pobreza energética en Debabarrena.

Como conclusión de este apartado, se han puesto de relieve dos circunstancias antagónicas del actual modelo energético.

Por una parte, la calidad y cantidad de energía que se dispone por el consumidor en la actualidad. Es poco discutible que el actual modelo energético provee de mucha calidad energética (para el modelo de consumo que se tiene) y de cantidad suficiente como para abastecer la demanda, sin restricciones de abastecimiento. Estas características son comunes en toda la Unión Europea.

Por otra parte, el precio de la energía o, más propiamente dicho, la evolución de los

precios de las distintas energías, que en el caso español ha sido muy importante en los últimos años; la contaminación por emisiones y residuos y con ello la alteración del clima.

Como consecuencia de estos dos segundos aspectos, se ha constatado la evolución de la afectación a la sociedad en la generación de pobreza energética, en la limitación de la competitividad industrial y en la afectación social a través de los continuos impactos de la variabilidad climática (daños y perjuicios de todo tipo).

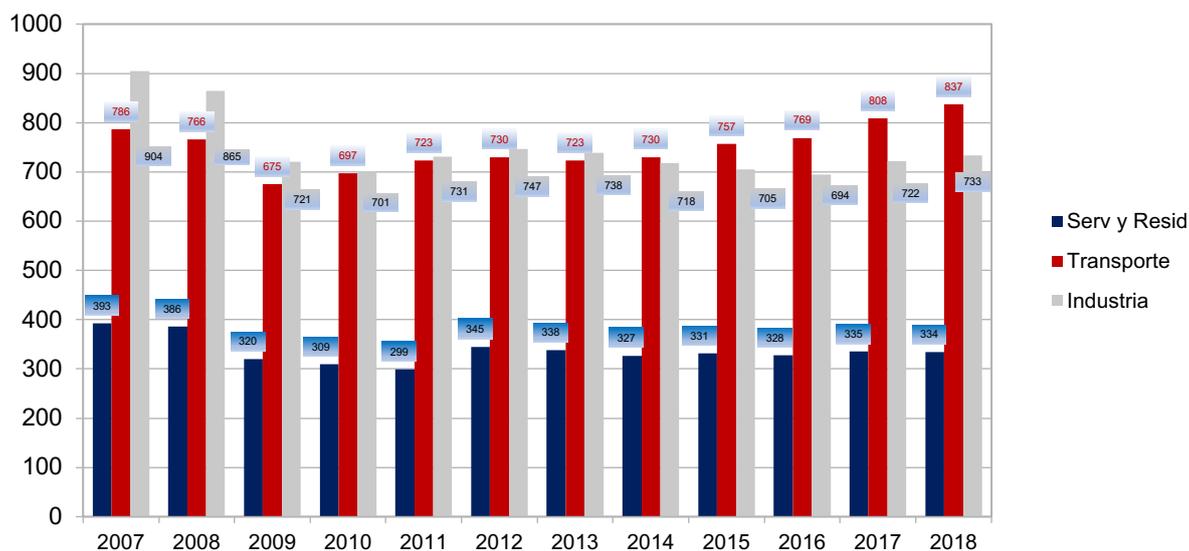
Por lo tanto, es irrefutable que el modelo energético actual está afectando al modelo socioeconómico de Debarrena y, naturalmente, de España y de la UE.

4.7. Marco Comarcal

4.7.1. Situación energética de los municipios de Debabarrena

Se ha querido evaluar el consumo energético de cada uno de los municipios conformantes de la comarca de Debabarrena. Este ejercicio se ha realizado, además, por consumibles principales: energía eléctrica, gas y combustibles fósiles derivados del petróleo. Para evaluar los consumos energéticos en los distintos municipios, se han considerado los relativos al sector transporte, residencial, servicios e industrial (*Gráfica 9*) con datos entre 2007 y 2018. Para la cuantificación del consumo energético en el sector del transporte se ha tenido en cuenta el parque móvil de cada municipio, así como el tipo de combustible (gasolina, gasóleo y biocarburantes). En los ámbitos residenciales, servicios e industrial se incluyen los consumos de electricidad y gas natural.

CONSUMO ENERGÉTICO COMARCAL GWh (2007-2018)



Gráfica 9. Consumo energético comarcal.

Fuente: EVE (Informe Debegesa). Elaboración propia.

De la anterior *Gráfica 9*, se deduce que el ámbito principal de consumo energético en Debabarrena ha sido la industria hasta 2013, pero a partir de ese año el transporte pasa a ocupar el primer puesto. En 2018, el transporte supone el 43,9 % del consumo total y la industria el 38,5% del consumo total. En la C.A.P.V. el transporte supone el 40% sobre el consumo total y la industria el 39% (EUSTAT, 2019). Este ligero menor porcentaje de la industria de Debabarrena con respecto a la media de la C.A.P.V. tiene su explicación en el tamaño de las empresas industriales de la comarca (fundamentalmente micro pymes (Debegesa, 2017), (Balbás, 2015)) y en que no hay sectores intensivos en consumo de energía, como se verá en el apartado de consumo industrial.

Por otra parte, se aprecia en la gráfica la huella dejada por la crisis de 2008 en el conjunto del consumo energético comarcal. La industria, a partir de esas fechas, aplicó criterios de ahorro energético (además de la merma sufrida en el número de establecimientos). El transporte, sin embargo, tras el repliegue del primer impacto de la crisis, volvió a recuperar posiciones anteriores a partir de 2016 y a superar los datos de 2007. Esta evolución del consumo del transporte es idéntica a la ocurrida en la C.A.P.V.

Los ámbitos de servicios y residencial están también alineados con los datos de la C.A.P.V.: en Debabarrena el ámbito residencial supone un 9,57% del consumo total frente al 11% en la C.A.P.V. y el sector servicios supone un 8,38% en Debabarrena mientras que en la C.A.P.V. es el 8%.

Se aprecia, por tanto, la similitud de datos de consumo de la comarca con los datos y evolución de consumo de la C.A.P.V.

Se puede observar a continuación, en la *Tabla 8*, los consumos por municipios y ámbitos de consumo de la comarca de Debabarrena, referidos al cierre del año 2018.

Tabla 8. Consumos comarcales por municipio.

(Fuente: Iberdrola, Naturgas, DGT, IHOBE, EVE. Elaboración propia)

MUNICIPIO	Consumos (GWh), Año 2018				TOTAL
	Servicios	Residencial	Transporte	Industria	
Deba	21,92	14,30	77,54	126,99	240,75
Eibar	58,91	71,79	325,55	100,23	556,48
Elgoibar	27,05	28,88	158,69	212,52	427,14
Ermua	21,70	35,15	112,91	92,63	262,39
Mallabia	6,32	3,11	22,09	94,61	126,13
Mendaro	7,30	4,92	22,96	69,10	104,28
Mutriku	7,12	10,79	65,54	7,51	90,96
Soraluze	6,56	8,18	51,73	29,53	96,00
Total	156,88	177,12	837,01	733,12	1.904,12

En cuanto a detalles reseñables, en la *Tabla 8* se observa que destaca el municipio de Mallabia en consumo industrial con un 75 % sobre el total del municipio, frente a Mutriku, con un 8,26 %. La razón de los datos de Mallabia está en que es un municipio de 1.153 habitantes que tiene 80 empresas industriales y 1.061 empleos industriales¹⁵. En términos absolutos, el municipio con más consumo industrial es Elgoibar. En cuanto a consumo en transporte, destacan Mutriku y Eibar, con un 72,05 % y 58,5% respectivamente, frente a Mallabia con el 17,51 %. Debe explicarse que Mutriku no dispone de línea férrea y los desplazamientos deben hacerse por carretera.

¹⁵ Fuente: DIRAE, 2020 y Mº de Trabajo, Migraciones y Seguridad Social, 2020, respectivamente.

Se presentan en la *Tabla 9* los datos de consumo eléctrico exclusivamente, por municipios y por ámbito de consumo.

Tabla 9. Consumos Eléctricos

(Fuente: Iberdrola. Elaboración propia)

Consumo de Electricidad (GWh). Año 2018			
MUNICIPIO	Servicios	Residencial	Industrial
Deba	11,11	7,37	70,98
Eibar	53,87	33,44	65,21
Elgoibar	15,31	15,70	116,55
Ermua	13,32	19,88	60,65
Mallabia	4,25	1,43	30,46
Mendaro	4,36	2,56	13,76
Mutriku	6,37	6,72	7,94
Soraluze	5,42	4,08	15,01
Total	114,01	91,18	380,56

El sector industrial consume el 64,97 % de la electricidad total de Debabarrena, seguido por el sector servicios, con el 19,47 %. El ámbito residencial supone el 15,56 %. En este último ámbito, se puede observar el consumo por habitante y municipio en la siguiente *Tabla 10*, para una población comarcal de 72.820 habitantes (01/01/2019).

Tabla 10. Consumo eléctrico por habitante y año

(Fuente: Iberdrola y padrones municipales. Elaboración propia)

MUNICIPIO	Consumo eléctrico residencial Año 2018 (GWh)	kWh/ habitante/año
Deba	7,37	1.350,55
Eibar	33,44	1.217,42
Elgoibar	15,70	1.357,20
Ermua	19,88	1.248,19
Mallabia	1,43	1.240,24
Mendaro	2,56	1.273,63
Mutriku	6,72	1.254,43
Soraluze	4,08	1047,50
Total	91,18	1.253,13

En la C.A.P.V. y en Gipuzkoa, los datos de consumo eléctrico residencial per cápita del año 2017¹⁶ son los siguientes: 1.231 kWh/habitante y 1.263 kWh/habitante, respectivamente (Ente Vasco de la Energía (EVE), 2018). Se observa que la media comarcal es ligeramente inferior a la gipuzkoana, con consumos inferiores a la media en Soraluze, Eibar, Ermua y Mallabia. Destaca Soraluze, donde se dan, en general, los datos socioeconómicos más bajos de la comarca.

Se pasará a continuación a ver el consumo de gas natural en la *Tabla 11*, con datos de 2018, obtenidos de Naturgas.

¹⁶ Últimos datos oficiales disponibles a fecha de abril de 2020.

Tabla 11. Consumo de gas

(Fuente: Naturgas. Elaboración propia)

Consumo de Gas. Año 2018 (GWh)			
MUNICIPIO	Servicios	Residencial	Industrial
Deba	3,91	5,97	59,66
Eibar	11,75	36,72	49,98
Elgoibar	6,89	13,65	153,53
Ermua	7,18	18,16	49,38
Mallabia	2,59	1,25	29,26
Mendaro	2,38	2,05	4,27
Mutriku	3,90	5,36	2,31
Soraluze	3,52	3,55	4,05
Total	42,12	86,71	352,44

En primer lugar, se debe indicar que la disponibilidad de gas natural canalizado en los ocho municipios es total, tanto en el ámbito urbano residencial, de servicios e industrial. En la *Tabla 11* se observa que el 73,23 % del consumo se realiza en el ámbito industrial, el 18,02 % en el ámbito residencial y el 8,75% en el sector servicios.

El consumo por habitante y año en la comarca es el que se aprecia en la *Tabla 12* que, de forma comparada con la C.A.P.V. y con Gipuzkoa (1.118 y 1.245 kWh/habitante, respectivamente), es ligeramente superior en el primer caso y ligeramente inferior en el segundo.

Tabla 12. Consumo de gas por Habitante y año

(Fuente: Naturgas y padrón municipal. Elaboración propia)

MUNICIPIO	Consumo gas residencial Año 2018 (GWh)	kWh/ habitante/año
Deba	5,97	1.094,00
Eibar	36,72	1.338,44
Elgoibar	13,65	1.178,15
Ermua	18,16	1.140,20
Mallabia	1,25	1.084,13
Mendaro	2,05	1.019,90
Mutriku	5,36	1.000,56
Soraluze	3,55	911,42
Total	86,71	1.190,74

Como resumen de este apartado, constatar la estructura de consumo energético de la comarca de Debabarrena y su evolución. El transporte es el primer foco de consumo energético, seguido de la industria. El consumo en el transporte es exclusivamente de derivados del petróleo. La industria consume más electricidad que gas y en ambos casos es el primer consumidor comarcal, incluso por encima del ámbito residencial y servicios juntos. La comarca cuenta con 72.820 habitantes (a diciembre de 2018) y su estructura económica, si bien es mayoritariamente terciaria, es fuertemente industrial, como se puede apreciar en la tabla comparativa siguiente (*Tabla 13*) (Gobierno Vasco, 2020), por encima de la C.A.P.V. y de Gipuzkoa¹⁷. Por esta razón, se entiende que los resultados de campo que puedan obtenerse serán también representativos y extrapolables a otras comarcas industriales de la C.A.P.V.

¹⁷ Última actualización disponible en la fuente de Gobierno Vasco, a fecha de abril de 2020.

Tabla 13. Estructura económica de Debabarrena (2017).

(Fuente: G.V. Indicadores Municipales de sostenibilidad. Elaboración propia)

ÁMBITO	1 ^{ario}	2 ^{ario}	3 ^{ario}	Construcción
Debabarrena	0,49 %	39,1 %	56,46 %	3,95 %
Gipuzkoa	0,6 %	27,82 %	65,82 %	5,76 %
C.A.P.V.	0,78 %	24,1 %	69,51 %	5,61 %

Contrastados estos datos económicos con datos de empleo por sectores de actividad, se constata la correspondencia entre ambos. Se presenta en la Tabla 14 los datos de reparto del empleo por sectores, con información de la Seguridad Social a marzo de 2020 y de Garapen¹⁸.

Tabla 14. Estructura del empleo en Debabarrena (2020)

(Fuente: Ministerio de Trabajo, Migraciones y Seguridad Social)

ÁMBITO	1 ^{ario}	2 ^{ario}	3 ^{ario}	Construcción
Debabarrena	0,0 %	38,88 %	56,48 %	4,64 %
Gipuzkoa	0,0 %	22,45 %	71,77 %	5,79 %
C.A.P.V.	0,0 %	19,24 %	74,90 %	5,86 %

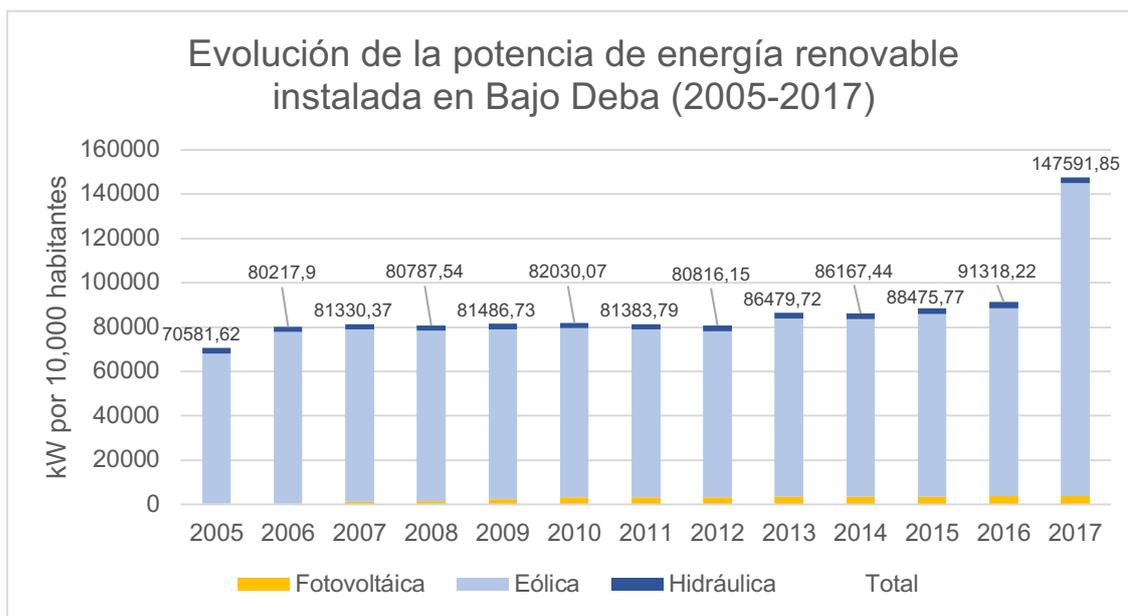
¹⁸ Fuente: Ministerio de Trabajo, Migraciones y Seguridad Social y Garapen.
http://www.mitramiss.gob.es/es/sede_electronica_menu/index.htm. (abril 2020)
http://www.garapen.net/public_observatorio/ctrl_observatorio.php. (abril 2020)

4.7.2. Evolución de las EE.RR. en Debabarrena

A continuación, se presenta la evolución que las EE.RR. han venido teniendo en la comarca durante el periodo 2005-2017¹⁹ (*Gráfica 10*). Mallabia es el municipio con más incorporación de RR. (desde el año 2006) debido al parque de aerogeneradores que tiene en el monte Oiz, con una potencia instalada de 25,5 MW. Este parque es propiedad de Iberdrola. Con excepción de este hecho puntual, la presencia de RR. en la comarca es muy escasa -cobertura del 0,07% sobre el consumo total, aproximadamente 1,30 GWh/año- (UDALMAP, 2019), con una potencia instalada total de 35 GW aproximados. Otro hecho singular es la existencia en Mutriku de una planta mareomotriz experimental propiedad del EVE, con tecnología de columna de agua oscilante, con 16 turbinas de doble sentido. La potencia total instalada es de 296 kW. Finalmente, el Ayuntamiento de Sorluze es propietario de un salto hidráulico (central de Sologoen), con un salto de 9 m, una turbina Kaplan y un alternador de 425 kW. La producción anual de energía viene a ser 1,5 veces el consumo total anual público del municipio, con un funcionamiento aproximado de la central del 50 % de su capacidad.

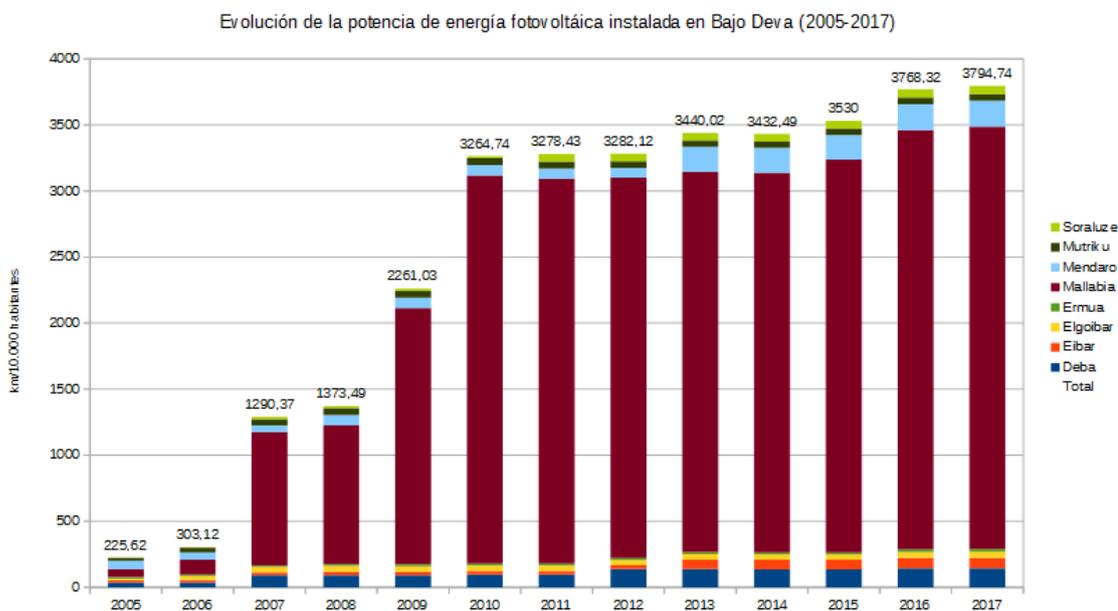
En las *Gráfica 11*, *Gráfica 12*, *Gráfica 13* y *Gráfica 14* se presentan datos de evolución de la potencia instalada en Debabarrena en fotovoltaica, eólica, hidráulica y solar térmica, respectivamente. Las instalaciones más abundantes son la solares fotovoltaicas y térmicas.

¹⁹ Los datos recogidos en las *Gráfica 10*, *Gráfica 11*, *Gráfica 12*, *Gráfica 13* y *Gráfica 14*, son los últimos disponibles de forma homogénea (kW/10000 hab.) realizados por UDALMAP a fecha de emisión de este documento. Para los años 2018 y 2019 UDALMAP ofrece datos de potencia pico instalada en cada municipio y por fuentes energéticas, no ofrece datos de potencia/10.000 hab.



Gráfica 10. Evolución de la potencia de RR. instalada.

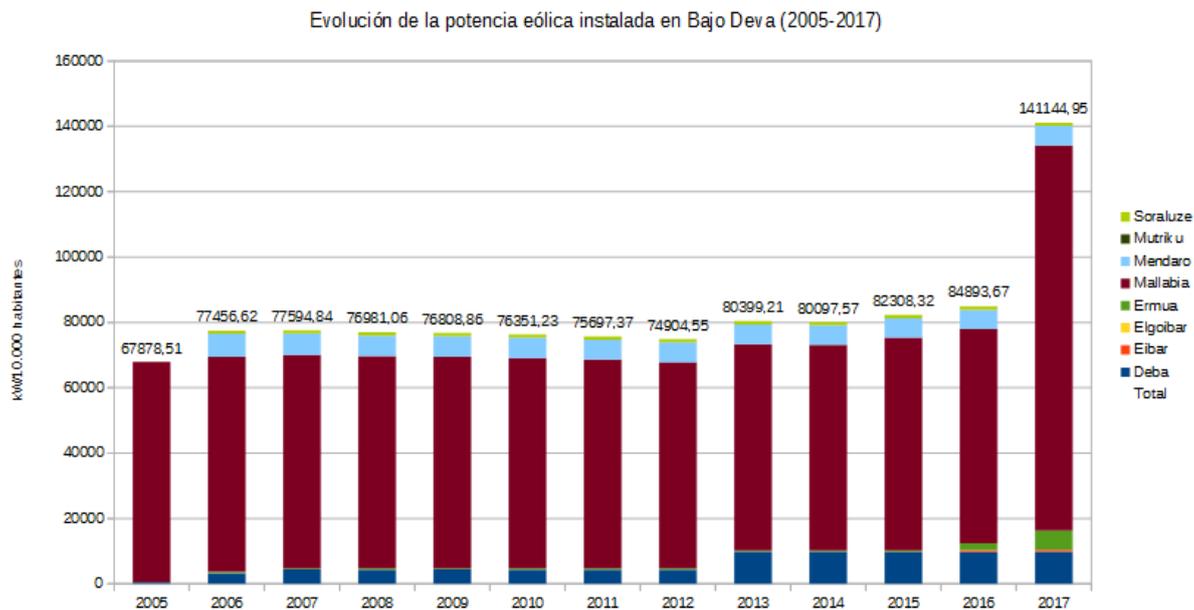
Fuente Udalmap 2019²⁰. Elaboración propia



Gráfica 11. Potencia fotovoltaica en Debabarrena

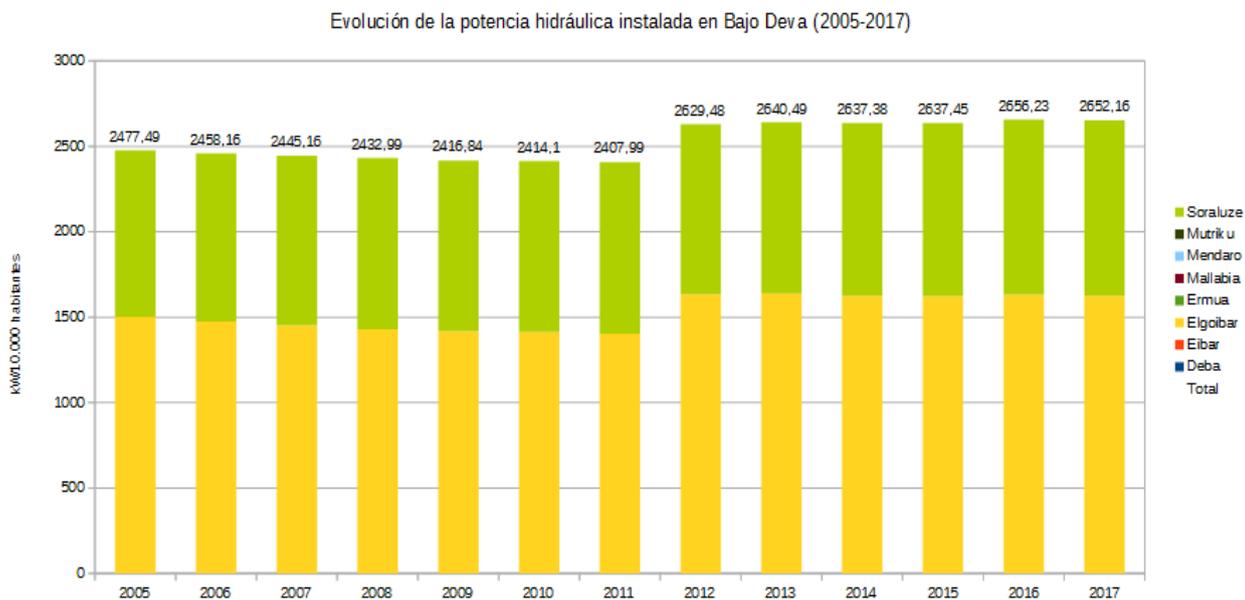
Fuente: Udalmap 2019.

²⁰ www.euskadi.eus/web01-apidalma/es/t64amVisorWar/t64aservlet/t64aReportServlet



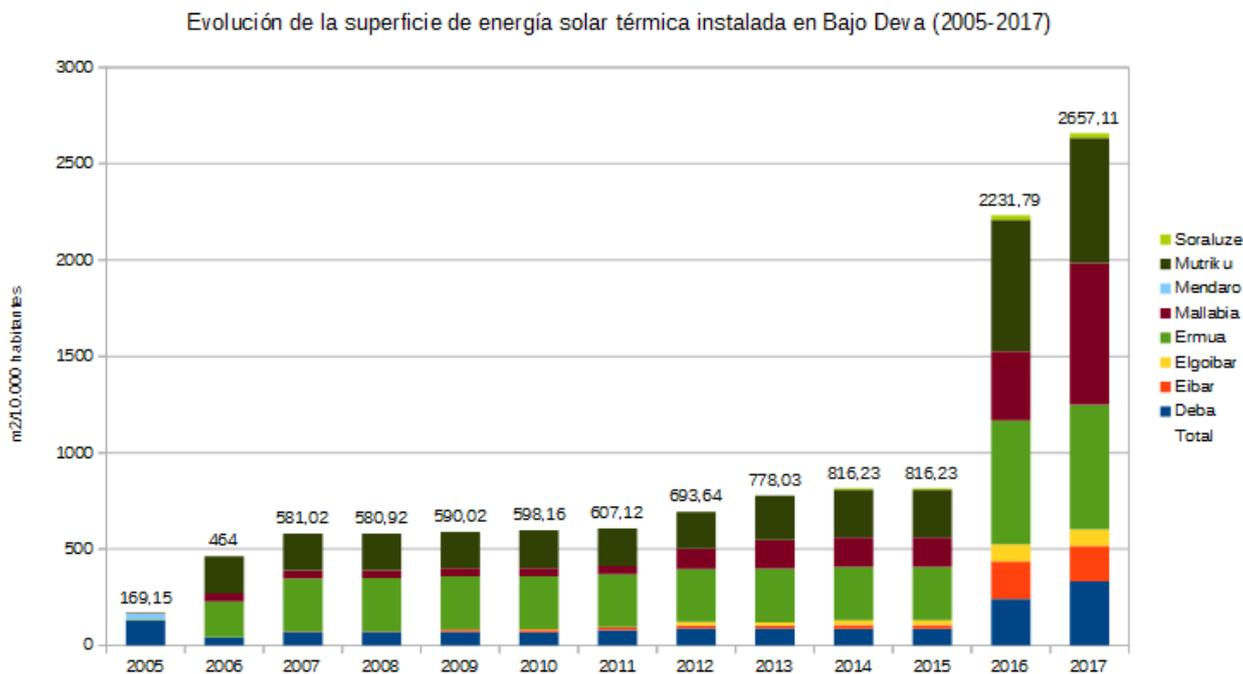
Gráfica 12. Potencia eólica instalada en Debabarrena.

Fuente Udalmap 2019.



Gráfica 13. Potencia hidráulica en Debabarrena.

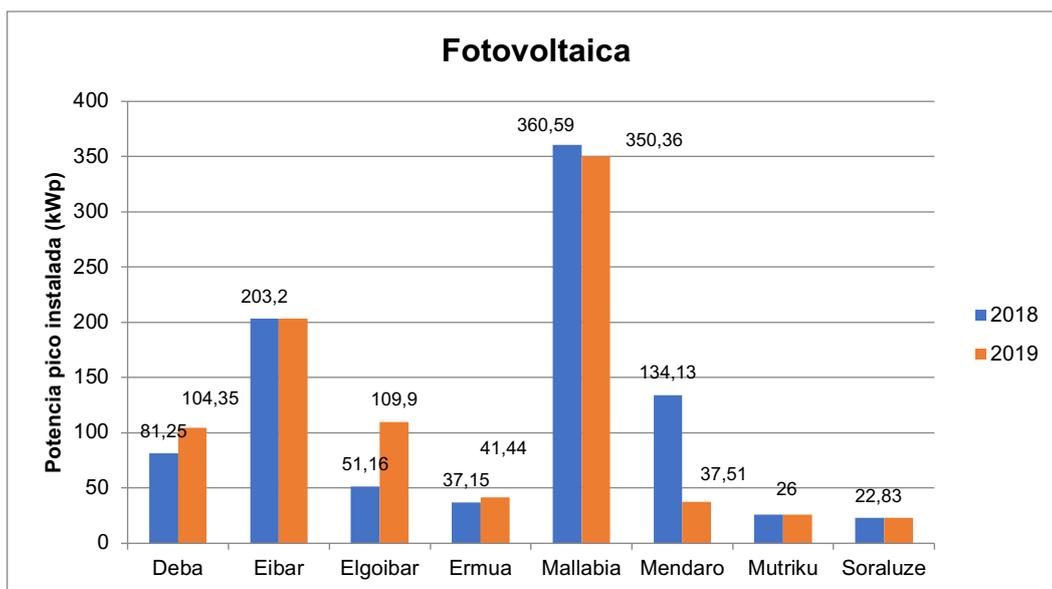
Fuente: Udalmap 2019



Gráfica 14. Superficie de energía solar en Debabarrena

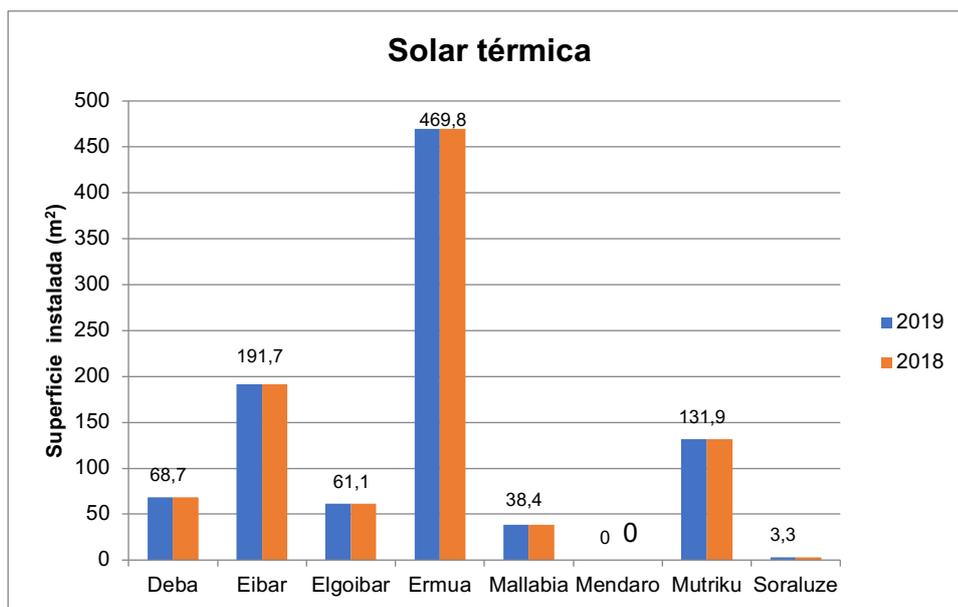
Fuente: Udalmap 2019.

Los datos de RR. disponibles en UDALMAP para los años 2018 y 2019 se presentan a continuación en las Gráfica 15, Gráfica 16, Gráfica 17 y Gráfica 18.



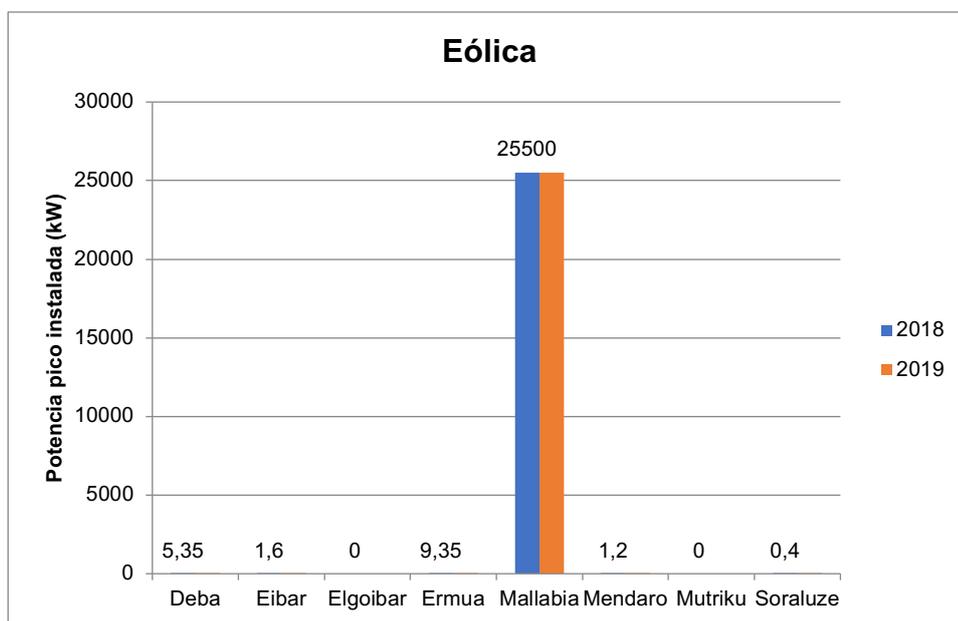
Gráfica 15. Potencia pico instalada en Fotovoltaica.

Fuente: Udalmap (2020). Elaboración propia.



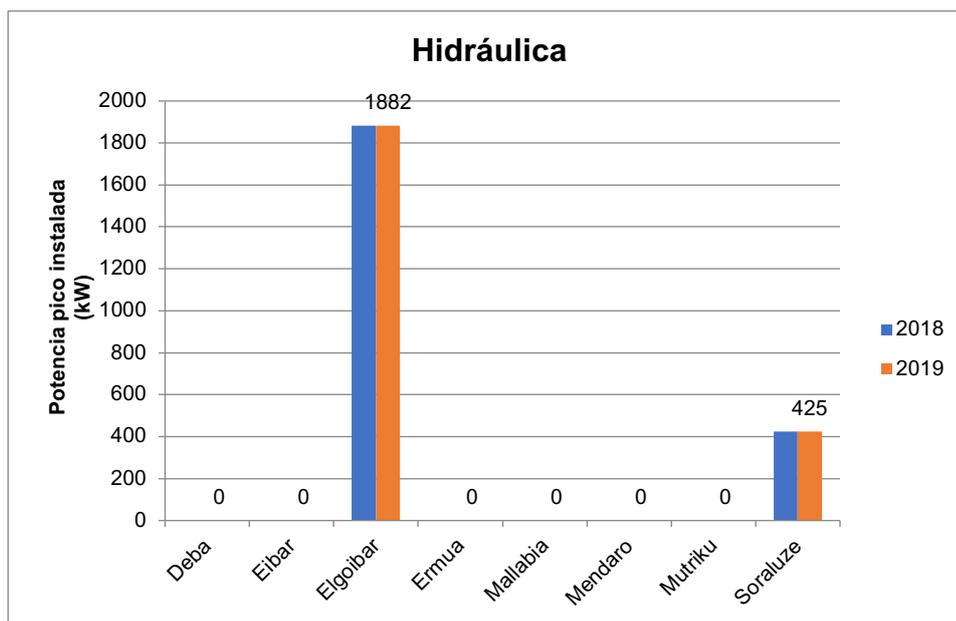
Gráfica 16. Potencia pico instalada en solar térmica.

Fuente: Udalmap (2020). Elaboración propia.



Gráfica 17. Potencia pico instalada en eólica.

Fuente: Udalmap (2020). Elaboración propia.



Gráfica 18. Potencia pico instalada en Hidráulica.

Fuente: Udalmap (2020). Elaboración propia.

4.7.3. Síntesis del marco comarcal

Contar con un diagnóstico de consumo energético completo de la comarca y segmentado por ámbitos de consumo, es una de las premisas de necesario cumplimiento para el cambio de modelo energético. En una comarca muy industrializada como es Debabarrena, con 10 puntos por encima de la media Gipuzkoana y 15 puntos sobre la media de la C.A.P.V. en cuanto a actividad industrial, el sector industrial ha venido siendo el mayor consumidor de energía global. Desde 2014, sin embargo, el transporte ha venido a ocupar el liderazgo.

Tras la crisis del 2008, los consumos en todos los ámbitos se han recuperado progresivamente a partir de 2011, pero siempre por debajo del año 2007. A finales de 2018, el consumo global estaba un 8,6% por debajo de 2007.

La crisis, la necesidad de no despilfarrar, los cierres de empresas y los precios de la energía han conseguido una reducción del gasto global. Sin embargo, el consumo energético en el transporte ha aumentado un 6,5% (2018 sobre 2007).

La industria es la mayor consumidora de electricidad y de gas (datos de 2018), con el 64,96% del consumo eléctrico comarcal (380,56 GWh) y el 73,23% del consumo de gas comarcal (352,44 GWh), respectivamente.

El consumo medio por habitante, de electricidad y gas es sensiblemente semejante a Gipuzkoa y a la C.A.P.V.

La dependencia energética comarcal es muy alta, prácticamente total (99,93%) a finales de 2018.

Existen dos singularidades en cuanto a RR. instaladas: un parque eólico on shore en el monte Oiz, con 25,5 MW de potencia instalada y una planta experimental de energía mareomotriz en Mutriku, con 296 kW instalados. Además, el Ayuntamiento de Soraluze es propietario al 100% de un salto hidráulico de 425 kW de potencia instalada.

El parque eólico forma parte del sistema general de producción de una de las 5 grandes compañías eléctricas. A diferencia de las otras dos instalaciones (la de Mutriku y la de Soraluze) cuyas producciones abastecen parte de las necesidades de los propios municipios, el parque de Oiz es una instalación de RR. perteneciente al sistema general de Iberdrola, ubicada en uno de los municipios de la comarca.

Las políticas municipales de actuación en materia de RR. y cambio de modelo son inexistentes, a excepción de lo comentado en Soraluze.

5. JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

A lo largo de este capítulo y en base a lo expuesto y argumentado en el capítulo anterior, se propone y justifica la necesidad de un nuevo modelo energético y se presenta la contribución de esta investigación en el ámbito académico.

5.1. Necesidad de un nuevo modelo energético

La situación en España, en general, y en la C.A.P.V. y en Debabarrena en particular, se ha podido observar como muy deficiente en cuanto al proceso de transición hacia un nuevo modelo energético. Esta afirmación ha venido constatándose a lo largo de lo recogido en esta investigación. Este documento aporta una reflexión holística que justifica un cambio de modelo energético y el método para hacerlo posible en una comarca industrial donde se produce la casuística completa de afectación socioeconómica.

- √ Si se realiza un análisis del modelo energético estatal, se puede constatar que sigue siendo oligopólico, altamente dependiente de terceros en cuanto a petróleo y gas, con un modelo de generación o refino distante al consumo, con precios opacos y muy por encima del IPC y con contaminación ambiental en origen, en su transporte y en su uso. Las RR. no han sido objeto de interés planificado y su implantación ha estado más sujeta a líneas de subvención que a una clara voluntad estratégica orientada al cambio de modelo energético o a una conciencia social al respecto de su uso. Las políticas estatales han sido divergentes en cuanto a la política común europea, excepto en la interconexión de las redes energéticas de los países miembros.
- √ En el análisis normativo y reglamentario realizado, subyace que la razón esgrimida por el Estado frente a los intentos de las CC.AA. de abordar políticas regionales de despliegue de EE.RR., está en la seguridad energética. A este respecto, cabe de nuevo compararse con los países analizados para poder comprobar que ese riesgo existe precisamente en la inacción con respecto a las EE.RR. y a la alta dependencia energética del exterior. Según expresa J.A. Sotelo (citado por Alberto Olivares en “La seguridad energética en la Unión Europea: ¿Un modelo a seguir?”), “no es labor

principal de las acciones emprendidas para fortalecer la seguridad del abastecimiento de un Estado, maximizar la autonomía energética o minimizar la dependencia, sino reducir los riesgos derivados de esta última” (Sotelo Navalpotro, 2002), (Olivares, 2017). En el ámbito normativo, las CC.AA. han venido jugando un papel poco relevante -casi nulo-, en ocasiones por impedimento del propio gobierno central, como se ha justificado anteriormente. La presión legislativa ejercida ha querido mantener un único modelo energético, centralizado, que no impidiera la preeminencia de las empresas dominantes, tanto en gas como en electricidad, lo cual supone una extensión o alargamiento del modelo energético tradicional, contradictorio con lo sucedido en otros modelos analizados. Esta conclusión parecería ir en contra de los actuales operadores, o incluso podría parecer que el problema del modelo actual, son ellos. Nada más lejos de la realidad ya que, en los modelos europeos analizados, las grandes operadoras vienen desarrollando un papel fundamental y siguen operando con normalidad, pero con otras reglas de juego, con muchos más actuantes de muy pequeño tamaño y con un mercado en expansión (en el caso de las eléctricas) ya que el modelo está electrificándose en perjuicio de los derivados del petróleo y posteriormente del gas.

Sin embargo, no existe una Ley estatal propiciadora de la necesaria transición de modelo energético, al menos en el momento de escribir estas líneas. A diciembre de 2019, se dispone de un real decreto (RD 244/19) que permite el autoconsumo y que, tras la experimentación realizada en el desarrollo de esta Tesis, puede manifestarse como bloqueado por las eléctricas en lo que a pequeñas instalaciones para autoconsumo se refiere. A pesar de que el Artículo 8.1 del RD 244/2019 para el autoconsumo eléctrico especifique que “La empresa distribuidora, o en su caso la empresa transportista, dispondrá de un plazo de diez días desde la recepción de dicha comunicación -en el caso de pequeñas instalaciones, la comunicación la realiza de oficio la propia autoridad de industria de cada C.A.- para modificar el correspondiente contrato de acceso existente...”, la realidad observada choca con la literalidad del RD.

Con carácter general, en España se sigue sin un diseño de modelo energético planificado en base a RR. y, por lo tanto, sin un modelo de transición que permita avanzar hacia ese modelo final; hay resistencia al cambio por parte del oligopolio energético, aumenta el consumo energético, las emisiones de CO₂, la dependencia

exterior y el precio de la energía (*Gráfica 8*).

En el caso de la C.A.P.V., hasta 2019 no ha habido desarrollos legislativos que fuesen a favor del desarrollo masivo de las RR. En la actualidad se dispone de una reciente Ley (la Ley 4/2019) de sostenibilidad energética que tiene por objeto el establecimiento de los pilares normativos de la sostenibilidad energética en los ámbitos de las administraciones públicas vascas y del sector privado. No es una Ley de transición energética, aunque sí aborda aspectos de una Ley de transición. Por otra parte, lo relevante de la Ley 4/2019 está en la voluntad de que la administración pública se dé por aludida en cuanto a sus obligaciones energéticas y de sostenibilidad, cumpla con las obligaciones generales y con los compromisos adquiridos y sirva de ejemplo a la ciudadanía. Bien es cierto que esta Ley considera a los Ayuntamientos agentes “menores de edad” y no se les involucra como dinamizadores o agentes clave como se ha visto en otros modelos energéticos, salvo para hacerles corresponsables en la parte de exigencia, en el modelo que expone la Ley, como al resto de consumidores. Esto abunda en la certeza observada en esta investigación a través del estudio del grado de madurez de los Ayuntamientos de la comarca, donde se manifiesta la poca o nula percepción que tienen de su significado o importancia en un nuevo modelo. Esta realidad viene corroborada por el informe de IRENA de octubre de 2016 (IRENA, 2016), lo que viene a manifestar la inacción al respecto de la sensibilidad sobre el problema energético. Las DD.FF. tampoco se ven reflejadas como motores o impulsores de un previsible cambio en la citada Ley. Pero la Ley 4/2019 tiene una gran bondad: relaciona directamente modelo energético con criterios de sostenibilidad y con el clima, algo que se ha visto en los modelos de referencia como fundamental para la aceptación social y para el éxito de las medidas (de carácter impositivo y sancionador) que aparecerán posteriormente a su entrada en vigor y aplicación.

- √ El actual modelo energético afecta directamente a la capacidad competitiva de una comarca industrial en la que el 38,5% del consumo de todo tipo de energías se produce en el ámbito de la industria (Tabla 8). Resulta interesante observar cómo la industria alemana, entre otras, o la francesa, se ven beneficiadas en sus costes eléctricos en tanto en cuanto sus respectivos países bonifican los costes bien de forma directa (caso alemán) (Morris & Pehnt, 2012) o bien de forma indirecta (caso francés). En definitiva, conscientes de la incidencia que el modelo energético y en

concreto los precios de aplicación de la energía tenían para el sector productivo, han venido protegiendo (se podría decir sin eufemismos subvencionando) a la industria para garantizar su capacidad competitiva (Alvarez Pelegry & Larrea Basterra, 2016). En el caso francés, debido al modelo nuclear que tienen, el precio de la energía ha sido muy competitivo en todo momento. No ha sido así en el caso español, como se ha visto. El coste de oportunidad de ese modelo en España está en la limitación del propio tejido productivo como consecuencia de los precios de aplicación.

- √ La situación producida en la C.A.P.V. y en la comarca de Debabarrena es, además, de un encarecimiento de la electricidad industrial en las tarifas 6.1 y 6.1B con respecto a los precios del Estado. Es evidente que ha habido y hay preocupación por parte de las autoridades al respecto de esta situación. Sin embargo no se ha cambiado el modelo energético para remediarlo, tal y como se ha demostrado en esta investigación. La oportunidad que durante muchos años ha venido existiendo de desarrollar un modelo energético distinto, que propiciara la autonomía energética y el desarrollo de tecnología para ello y empleo local, se ha desaprovechado. En el caso de Debabarrena, donde el modelo social y económico es industrial, el coste de oportunidad es mucho mayor ya que se parte de la voluntad, de la querencia y de la posibilidad de ser más industriales.

- √ En el plano social, hay dos ámbitos importantes que el modelo energético actual altera. El primero es la afectación a la sociedad a través de la pobreza energética, que ha puesto de manifiesto la reflexión necesaria que debe hacerse al respecto de la obligación o capacidad de la propia administración en tanto en cuanto la energía es un servicio público concesionado por la propia administración. Esta situación choca frontalmente con el concepto de seguridad energética que se ha visto anteriormente. Citando a Olivares "...debe advertirse que el traslado a los privados de las obligaciones que emanan de la prestación de un servicio público, no significa, en última instancia, una menor responsabilidad del Estado, en cuanto último responsable ante la comunidad, del correcto funcionamiento de los servicios públicos proporcionados por los privados en un régimen de libre competencia" (Olivares, 2017). En efecto, la aparición de capas de pobreza energética reverdece la obligación de las administraciones de procurar el acceso a la energía de forma universal (cosa que ocurre), pero a precios accesibles en tanto en cuanto la energía (o al menos la electricidad y también el gas) es un bien básico necesario. La administración ha

preferido entrar en procesos asistenciales a través de subvenciones o bonos sociales para el pago energético a familias u hogares con pobreza energética -que implican reducciones de entre el 25 y el 40%-, en vez de poner en marcha un proceso planificado de cambio de modelo energético y dirigir esos recursos a incentivar el cambio de modelo. Algún autor como Fernández-Cuesta (Fernández-Cuesta, 2016) propone reflexiones como la de que cuando la energía estaba regulada por los gobiernos estatales, bajo la evidencia de que la energía servía como fuente de desarrollo económico y social y, por tanto, sus precios evolucionaban de forma controlada administrativamente, no se producían las consecuencias que ahora se aprecian. Esta reflexión produce, sin embargo, alguna duda analizando el modelo francés, donde existen 5,8 millones de hogares con derecho a ayuda (Roca, 2020). El segundo es la afectación al clima, con consecuencias más evidentes año tras año y con un despertar de las conciencias sociales al respecto, cada vez mayor. Todo lo anterior es probablemente una consecuencia de la inexistencia de un modelo marco en el Estado y en la C.A.P.V. en el que poder apoyarse u orientarse con respecto a una transición hacia un nuevo modelo energético. En el caso de la C.A.P.V., si bien la Ley 4/2019 es exigente en cuanto a eficiencia y cumplimiento por parte de las administraciones, no les dota de ese necesario marco de reflexión general que ayude a los Ayuntamientos y DD.FF. a llevar a cabo una planificación (al menos territorial) de modelo energético y de modelo transitorio.

√ En el ámbito específico de la comarca objeto de intervención, se ha realizado un desglose minucioso de los consumos energéticos por ámbito de consumo y fuente energética, lo que permitirá posteriormente diseñar un modelo acorde con la estructura de consumo energético. La dependencia energética de fuera de la comarca es prácticamente total (99,93%). No existen políticas locales de actuación estratégica en materia de energía.

√ A modo de resumen, centrado en la C.A.P.V. y en la comarca de Debabarrena:

1.- El modelo energético actual, tanto en la C.A.P.V. como en Debabarrena, se caracteriza por producir en puntos lejanos al consumo, ser un oligopolio, tener reglas de juego ajenas a los intereses del modelo económico general e industrial en particular (modelo vocacional de la C.A.P.V. y que mayor renta per cápita proporciona) y por tener precios opacos para el consumidor. Afecta al modelo

económico y social de los municipios y comunidades limitando, alterando o impidiendo el desarrollo de actividades económicas intensivas en energía. El modelo energético actual está afectando y condicionando el modelo socio-industrial actual. No obstante, provee de energía estable y cuantiosa.

2.- El modelo energético actual afecta a la sociedad creando una capa creciente de pobreza energética, que impide a esa parte de la sociedad un normal desarrollo de su vida. La energía ha dejado de ser un elemento de desarrollo social para pasar a ser una “utility”.

3.- El modelo energético actual viene contribuyendo de forma importante, tanto en la generación de la energía como en su uso, a la situación general climática del planeta, con emisiones de CO₂ y NO_x. A esta situación no es ajena la comarca.

4.- Cabe un modelo energético alternativo, basado en la producción próxima al consumo, con generación distribuida, adaptado a las necesidades socio-industriales de cada entorno, con ausencia (o minoración de su importancia) de oligopolios, transparente al consumidor, que aproveche los recursos renovables de proximidad y que sea respetuoso con el medioambiente y el clima.

5.- Cabe un modelo energético alternativo que genere empleo local y desarrolle tecnología para aprovechamiento de la energía renovable de proximidad.

Parece clara, por tanto, la necesidad de abordar la presente investigación encaminada a realizar el diseño de un modelo energético alternativo al actual, de dimensión local y reproducible. A este respecto se considera necesario definir y desarrollar un MES basado en energías no contaminantes, renovables y de proximidad, para la comarca de Debabarrena, además de establecer las bases que deben sustentar dicho modelo y de que sea reproducible.

5.2. Contribución de la investigación en el ámbito académico

La contribución académica realizada por esta investigación se centra en dos líneas generales.

- La primera es la descripción del diseño, la implementación y la puesta en práctica de un MES con fuentes de proximidad y RR, adaptado a un entorno territorial y económico concreto (comarca de Debabarrena).

- La segunda es la aplicación de la metodología (estudio de caso) en la que el investigador ha participado de forma activa para comprender en profundidad los cambios sucedidos.

5.2.1. Diseño de un MES en Debabarrena

Las investigaciones realizadas por diversos autores al respecto de los modelos energéticos en Europa (Morris & Pehnt, 2001), (Österreichisches institut für wirtschaftsforschung -WIFO-, 2012), (Cosmi et al., 2015), (Alvarez Pelegry & Ortiz Martínez, 2016), (Xylia, 2016), (Teresa & Al, 2016), entre otros, están focalizadas principalmente en el análisis de los propios modelos a posteriori, es decir, se analizan y extraen conclusiones de lo ya implantado. Asimismo, en el caso del Estado, hay numerosas contribuciones académicas reclamando un cambio de modelo (Sánchez de Tembleque & Morata, 2009), (Pedro Linares, 2012), (Bermejo Gómez de Segura, 2013), (Barbero Sierra & Llistar Bosch, 2014), (Bueno, 2014), (Riutort Isern, 2015), (Alvarez Pelegry, 2015), (Folgado Blanco, 2016), (Villarig Tomás, 2017), (FUNDACION ENERGIAS RENOVABLES, 2019), entre otros, pero ninguna aborda el proceso integral de desarrollo y despliegue del mismo y tampoco se han encontrado evidencias de que la propuesta de un nuevo modelo venga avalada por el análisis comparado de varios modelos de éxito, además de por la propuesta de una metodología para su realización.

En este trabajo se realizan una serie de análisis y reflexiones al respecto de la oportunidad económica y ambiental de sustituir, en parte o en su totalidad, el modelo energético actual basado en combustibles fósiles, gas o nuclear, todos ellos distantes de los puntos de consumo, por EE.RR. de proximidad. Con ello, la transformación hacia una electrificación de la energía final consumida tanto en los hogares, como en los servicios y en el transporte y un aumento de la electrificación en las empresas. El cambio de modelo no se agota en el cambio de combustible o en el cambio de fuente primaria, supone además una transformación del negocio de la energía. La irrupción del ámbito local, el municipio, como referente del nuevo modelo ha creado, en las experiencias analizadas en el marco teórico, una nueva economía con multitud de puestos de trabajo y con desarrollo económico y técnico-tecnológico.

La tesis se ha desarrollado en un entorno comarcal, el Bajo Deba o Debabarrena, con 8 municipalidades, 6 de ellas gipuzkoanas y 2 bizkainas, a caballo entre dos provincias o territorios históricos, como son Gipuzkoa y Bizkaia.

Por otra parte, en 2015, la ONU diseñó la Agenda 2030 con 17 ODS, de los cuales el 7º se define como *Energía asequible y no contaminante*. Posteriormente, en noviembre de 2016, la C.E. diseñó sus estrategias para la aplicación de la Agenda 2030, dentro del marco europeo. España ratificó dicho acuerdo en 2018, elaborando el documento *Plan de Acción para la implementación de la Agenda 2030*. El compromiso adquirido por el Estado en dicho plan de acción, para el ODS nº 7, se enuncia como “*Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos*” (Ministerio para la Transición ecológica, 2019c). Pero no sólo se ve concernido el ODS nº 7; también aparecerán a lo largo de la investigación los ODS nº 10, 11, 12, 13 y 17 como involucrados en el proceso de transformación de modelo que se pretende.

Esta investigación se ha realizado con los compromisos (principios de cumplimiento - *Tabla 1-*) de paliar la pobreza energética en la comarca (*Garantizar el acceso a una energía asequible*) -principio nº 3-, con RR. de proximidad (*sostenible*) -principios nº 4 y 5- y garantista en cuanto a la calidad y cantidad de suministro (*segura y moderna*) -principio nº 1-. Esta investigación, además, propone un paso más, como es el de garantizar un mantenimiento del modelo económico basado en la industria y el de propiciar un desarrollo local, económico y de empleo -principio nº 6-.

En los pronunciamientos tanto de la ONU como de los países adheridos a los ODS, se enuncian los principios generales de acción, pero no se especifica el método de implementación de ellos en el territorio, ni siquiera la correspondencia o el liderazgo del proceso de implementación.

La presente investigación pretende proporcionar al mundo académico una visión más clara de cómo puede ser implementado y adaptado en un entorno socio económico concreto, como es una comarca, un MES en el que se establece el proceso, las claves y pautas que deben tenerse en cuenta para poder ser implantado.

5.2.2. Aplicación de la estrategia de investigación del estudio del caso

A pesar de que la investigación del estudio de caso es cada vez más utilizada para desarrollo de investigaciones de carácter social y económico, se ha constatado una ausencia de estudios referentes a cómo definir un proceso para la implementación y puesta en práctica de los conceptos de un nuevo modelo energético en un entorno real.

La investigación realizada busca describir un modelo analítico y comparado que justifique y permita, a través de la metodología que se ha presentado en el Capítulo 3 de este trabajo, la posibilidad de sustituir el modelo energético actual de una comarca industrial por otro basado en RR de proximidad.

Varias investigaciones realizadas hasta la fecha proponen el uso de RR en los países (Bermejo, 2005), (Sánchez de Tembleque & Morata, 2009), (Álvarez Villanueva, 2014), (Folgado Blanco, 2016), (Betanco Maradiaga, 2018), (Capellán-Pérez, Campos-Celador, & Terés-Zubiaga, 2018), entre otros, sin describir las pautas para ello y sin hacerlo con las claves de adaptación que cada caso requiere. Además, las investigaciones analizadas proponen modelos macro de actuación energética, no modelos micro como es el investigado.

Esta investigación contribuye a la aplicación de una metodología para analizar las posibilidades de cambio de modelo energético en una comarca de características industriales y el proceso seguido puede servir de guía para realizar futuras investigaciones en otros contextos.

5.3. Aportaciones de la tesis

Esta tesis aporta un método de análisis de modelo energético, tanto del disponible como de otro alternativo, replicable en ámbitos en los que la estructura socio económica sea semejante.

Otra de las aportaciones es el modelo de planificación y gestión propuestos, en los que interactúan los particulares, la administración local y las empresas, para espacios territoriales menores de 75.000 habitantes.

Finalmente, esta tesis aporta la relevancia de la administración local en el liderazgo de un modelo de transición energética y define los ámbitos de intervención (planificación y gestión) de los ayuntamientos en el desarrollo del modelo, poniendo en valor esa cuarta dimensión de la administración, la local, citada anteriormente (Pfahl, 2005).

6. MARCO TEÓRICO. DESARROLLO DEL MODELO ENERGÉTICO SOSTENIBLE

En este Capítulo se desarrollan tres análisis clave para el propósito de la investigación, que darán pie a definir las bases del MES.

- √ En primer lugar, se analizan 5 modelos de transición energética europeos, de países cuya estructura económica es similar a la de la C.A.P.V. y la de Debabarrena. De estos 5 modelos analizados se pretende extraer las claves de las bases necesarias para el modelo que más adelante se propondrá para la comarca.
- √ En segundo lugar, se analiza el potencial técnico de renovables en la comarca. ¿Es posible disponer de energía renovable en Debabarrena? ¿Cuánta energía renovable puede obtenerse y de dónde? Este análisis es básico para plantear un modelo alternativo.
- √ En tercer lugar, un análisis del grado de madurez energética de los Ayuntamientos de la comarca, que permita enfocar el desarrollo del nuevo modelo con garantías de liderazgo.
- √ Para concluir, se muestra el MES, su estructura básica, sus componentes y la forma de interacción de cada uno de ellos y su proceso de despliegue.

6.1. Modelos energéticos de referencia

Las transiciones energéticas se han venido produciendo en la humanidad a lo largo de los años. Del consumo de madera (biomasa) al consumo de carbón (1860), más tarde del carbón al petróleo (1880), del petróleo al gas natural (1900), en 1965 la introducción de la energía nuclear y, hacia 1995 las EE.RR. de forma consciente de su significado. Formalmente, en Diciembre de 2015, Pellerin-Carlin y Vinois (Pellerin-Carlin & Vinois, 2015) reconocieron en la COP21 de París la existencia de otra transición energética mundial, en este caso hacia las EE.RR.

Parecería que las distintas transiciones energéticas han tenido como único objetivo la explotación de nuevos combustibles o nuevas fuentes energéticas. Por lo tanto, la economía y la tecnología han sido motivaciones fundamentales de las transiciones precedentes. Posteriormente, ha venido siendo común encontrar en la literatura científica relacionada con los distintos modelos de transición hacia nuevos modelos energéticos, una relación directa con el modelo de desarrollo, en ocasiones adjetivado: “Desarrollo sostenible” (Ehrlich, 1993), (Postel, C. and Ehrlich, 1996) y (Goldsmith, 1972); o “Desarrollo social, económico y ambiental” (Brundtland, 1987). La conclusión es que la evolución del propio modelo energético, la discusión general y las interpretaciones han venido girando alrededor de los aspectos económicos, ambientales y sociales, dejando de lado lo institucional. No es hasta 2005 cuando se incorpora la dimensión de la institución como adquiriente de un papel fundamental en la implementación de cualquier modelo de desarrollo energético (Pfahl, 2005).

Estos cuatro vectores, económico, ambiental, social e institucional, serán los que guíen los modelos de transición energética analizados más relevantes en Europa, al menos hasta 2018. Se introduce el matiz de 2018 porque el Reino Unido (país de la UE en el momento de redactar estas líneas, a pesar de su salida el 1 de febrero de 2020) ha dado a finales de 2017 y principios de 2018 un paso muy importante en la generación de energía renovable a través de molinos eólicos off-shore, generando un total de 6,8 GWh, por delante de otros países analizados. Bien es cierto que en 2008 el Reino Unido aprobó la Ley de cambio climático a 2050, cuyo objetivo era la descarbonización de la economía y que tenía dos ejes estratégicos fundamentales: La estrategia industrial y la estrategia de crecimiento limpio. No es hasta julio de 2019 que renuevan sus compromisos y se habla de modelo energético (Araya Ahumada, 2016) (Lim, Spangiersiegfried, Burton, Malone, & Huq, 2005).

No obstante, el objeto fundamental de análisis en los países que se han estudiado ha sido el modelo energético y de transición, más que las tecnologías de generación. También hay que decir que el análisis de los países de referencia se ha realizado entre 2014 y 2018.

Los países tomados como referencia europea han sido: Alemania, Austria, Dinamarca, Francia y Suecia, por orden alfabético.

Aclarado el motivo de la no inclusión del Reino Unido en el análisis, en los casos estudiados se verá cómo éste último vector incorporado a los modelos tradicionales, la

dimensión de la administración ha jugado un papel fundamental en el diseño, desarrollo o favorecimiento de tales casos, sin minorar la relevancia de los criterios ambientales, económicos y sociales que, como se verá también, han sido orientadores en todos los casos.

6.1.1. Modelo Energético Sueco

Suecia, en la actualidad, combina un modelo energético tradicional (nucleares, petróleo, gas) desplegado por grandes compañías, con un creciente despliegue de RR. (fundamentalmente hidráulica, pero también geotermia, biomasa y la combustión de basura) llevado a cabo por pequeñas compañías y cooperativas. Con datos a fecha de diciembre de 2018, lidera el ranking de países consumidores de energía limpia, con el 54,64% de su consumo (Eurostat, 2020), habiendo cumplido ya en 2017 el objetivo de RR. planteado para 2020. Hasta la fecha, el suministro ha sido seguro y a precios razonables, si bien en la actualidad vive en un contexto de precios eléctricos bajos (petróleo bajo hasta mediados de diciembre de 2018) y ello ha desincentivado en parte la inversión en RR. No obstante, en 2015 comenzó un proceso de cierre progresivo de sus reactores nucleares (Dagens Industri, 2015).

En Suecia, desde 1977, los municipios están obligados por Ley (parlamento sueco, Ley de planificación energética municipal, SFS 1977:439) (Parlamento Sueco, 1977) a elaborar un plan de energía propio. Los principios orientadores de esos planes de energía han sido: la garantía de suministro, acceso universal a la energía y la sostenibilidad ambiental (Swedish Energy Agency, 2006); (Ivner, 2009). La propia Agencia Sueca de energía, en su manifiesto de 2006, reconoce el papel de los municipios suecos como operadores claves en todo el sistema, de cara a la adaptación de su modelo energético. Además de que cada municipio deba tener un plan actualizado para el suministro, distribución y uso de la energía, la ley también hace hincapié en la colaboración de las autoridades locales con otros municipios y otras entidades relacionadas para garantizar el suministro y la eficiencia energética. Según la ley sueca, el Consejo Municipal o Ayuntamiento es responsable de decidir sobre la aprobación del plan colectivo de energía. La intención clara de la ley sueca es la descentralización del modelo energético del país y el aprovechamiento de todo el potencial posible de

renovables (Ivner, 2009).

El modelo ha tenido sus claroscuros. Según Farhad Derakshan, (Derakshan Rad, 2011), analista del modelo de planificación energética local de Suecia, se desprende que a lo largo de los años, el sistema ha derivado hacia un enfoque más de rentabilidad económica (obtención de rentabilidad de las inversiones) que de sostenibilidad, como consecuencia, a su juicio, en ocasiones, de la escasez de recursos financieros locales y de una planificación inadecuada o poco realista. A finales de 2011, la mitad de los municipios suecos seguían sin poder atender el requerimiento legal de 1977.

No obstante, el sistema sueco se caracteriza por haber planificado el modelo energético desde hace casi 40 años, habiendo descendido, como se ha comentado, hasta el ámbito local en la planificación de los distintos modelos de generación (selección de fuentes), distribución, gestión de precios, modelo de financiación y almacenamiento energético.

Ello les ha permitido desarrollar tecnologías de generación y de eficiencia energética. Pero también, y quizás sea uno de los aspectos más importantes desde el punto de vista del interés de esta tesis, les ha obligado a planificar, a establecer objetivos a corto, a medio y a largo plazo y a dirigir de forma premeditada acciones encaminadas a lo que han entendido desde hace 40 años como relevante: el modelo energético y su planificación.

Goel Kahen, (Kahen, 1995), define la planificación energética como *“la acción de evaluar continuamente la oferta y la demanda y procurar su equilibrio en el presente y en el futuro”* (pág. 4). Esta definición dada en 1995 tiene hoy en día vigencia plena en tanto en cuanto el objetivo de cualquier modelo energético sigue siendo el equilibrio entre suministro y demanda, si bien los matices de precio, accesibilidad universal y proximidad al consumo toman especial relevancia en la actualidad, de la misma forma que en próximos años se incorporarán otros conceptos propios de la sensibilidad económica y social de cada momento.

Cormio (Cormio, Dicorato, Minoia, & Trovato, 2003) hace una clasificación de la planificación energética en función del nivel (local, regional, nacional), de la escala de tiempo requerida (corto, medio, largo plazo) y en tres categorías: 1ª.- Planificación por modelo, generalmente basado en modelos matemáticos y estadísticos; 2ª.- Planificación por analogía, que supone la elaboración de un nuevo plan basado en el éxito de otro anterior; 3ª.- Planificación por consulta, basado en la estadística (método Delphi).

El modelo sueco ha permitido evaluar las distintas técnicas de planificación y, si bien la conclusión al respecto (Laitner, DeCanio, Koomey, & Sanstad, 2013) es que los modelos utilizados han proporcionado informaciones sesgadas que han restringido el mayor desarrollo de políticas innovadoras, también se reconoce que ha permitido una evolución sustancial con respecto a otros países en los que la energía sigue centralizada o en manos de oligopolios. Asimismo, se ha conseguido avanzar en el entendimiento de la complejidad de los sistemas energéticos comunitarios (de ámbito local), muy difíciles de gestionar utilizando los métodos convencionales de planificación energética. Se han adoptado nuevos enfoques de planificación para poder abordar las nuevas circunstancias y el nuevo paradigma de sostenibilidad energética.

Se han venido utilizando herramientas como la Ayuda de Decisión de Criterios Múltiples (MCDA) y el Ratio de Preferencia en Evaluación de Multi Atributo (PRIME) para la toma de decisiones al respecto del uso de la cogeneración, o el diseño de sistemas comunitarios energéticos (District-heating).

Farhad (Derakshan Rad, 2011) define los factores que actúan sobre un sistema energético comunitario: las decisiones políticas, las estrategias energéticas, los mercados energéticos, la demanda de energía, la tecnología y el entorno natural. Por tanto, un sistema energético en el ámbito local debe considerarse como un sistema abierto que tiene tres componentes básicos: a) los sistemas técnicos, b) el manejo de la energía y c) las relaciones (tanto internas como externas) del sistema. Asegura que los fracasos producidos en el sistema sueco se han dado por la inflexibilidad del sistema frente a los cambios.

Ivner (Ivner, Björkjund, et al., 2010) exponen que el modelo de transición energética en Suecia, en la medida en que pueda considerarse en algo exitoso, se debe a la integración de *“ciudadanos comunes y expertos, involucrados desde las primeras etapas del proceso de planificación de cada modelo”* (Apartado: Public participation for legitimacy). Asimismo, las Agencias suecas de Energía y de Desarrollo económico y regional (NUTEK) se implicaron en la oferta de seminarios y cursos hacia el personal técnico municipal y en la publicación de manuales energéticos.

Finalmente, un análisis de peso de cara a la adecuada construcción del modelo energético está en la directa relación de la política energética con las políticas ambientales. Rad (Derakshan Rad, 2011) indica que, en el caso Sueco, hasta el año

2010, se produjo una separación del discurso y de las políticas ambientales y energéticas, propiciando un desenfoco en los municipios y hasta confusiones importantes en los líderes locales de la transición energética. En la actualidad, en Europa en general, el concepto asociativo entre energía y problema ambiental es sin dudas el que más está animando a la ciudadanía a exigir a sus administraciones y a sus políticos cambios en el modelo energético.

La eficiencia energética ha sido otro de los ejes más ambiciosos de la política energética sueca. Considerados como muy ambiciosos, los planes de eficiencia energética no se han cumplido en su totalidad (Thomas, Suerkemper, & Adisom, 2015).

Con los claroscuros expuestos, Suecia en la actualidad cumple sus compromisos con la UE, alcanza el objetivo de generación descentralizada con RR. fijado para 2020 y reduce el consumo bruto de energía per cápita (de 5,8 Tep en 1990 a 5,1 Tep en 2017) (EUROSTAT, 2019).

6.1.2. Modelo Energético Danés

Otro de los países que inició hace muchos años la transición hacia las EE.RR. ha sido Dinamarca, que, en los años 70, con la crisis del petróleo, determinó explorar el uso de las RR. En aquellas fechas eran dependientes del petróleo en un 100%. Dinamarca es un país con larga tradición en el uso del viento para extracción de agua (bombeo de agua hacia el mar) y, posteriormente, para generación eléctrica. A finales de 2015, el 42% de la energía verde producida era eólica (EOLICCAT, 2016). Dinamarca es el país donde nace el concepto de política FIT²¹ (Leidreiter, Moss, & Markus, 2013), concibiendo con ello un modelo de generación remunerada y de apoyo al sistema nacional de producción de electricidad. Asimismo, es pionera en proponer como objetivo nacional obligatorio la consecución del 100% de consumo de EE.RR. (Leidreiter et al., 2013). Tras la crisis de los 70, iniciaron el camino de la exploración de los generadores eólicos

²¹ FIT: en castellano, su traducción es: tarifas reguladas de alimentación a red, o simplemente, tarifas reguladas.

y de Combined Head and Power (CHP)²², resistiéndose con firmeza a la generación nuclear y al uso del carbón como combustible (Leidreiter et al., 2013).

Tras su decisión de transitar hacia las EE.RR., los daneses basaron su política energética en los siguientes principios:

- √ Suministro seguro de energía.
- √ Diversificación de las fuentes energéticas.
- √ Uso respetuoso con el clima y el medio ambiente.
- √ Eficiencia de costes.

Los daneses entendieron que la necesidad de desarrollar tecnología propia para producir EE.RR. podría apoyar también el desarrollo local y el empleo. A pesar de algunos intentos de alguno de sus gobiernos de recortar los programas de EE.RR., en Dinamarca había enraizado tan fuerte el concepto de RR. como única solución realista a largo plazo que, en 2008, el primer ministro danés declaró la meta de que su país fuese una sociedad libre de combustibles fósiles y el objetivo de conseguir el 100% del consumo a través de EE.RR. para 2050 (IRENA (International Renewable Energy Agency), 2013), (Danish Ministry of Climate, 2012).

Muchas regiones y municipios daneses están demostrando que el objetivo planteado es posible. Tanto agricultores como industrias, de forma individual o en cooperativas, o las propias instituciones, han venido invirtiendo durante los pasados 30 años en instalaciones de RR. para autoconsumo o para generación compartida.

Más de 100 cooperativas de energía eólica tienen la propiedad de $\frac{3}{4}$ partes de las turbinas del país (Leidreiter et al, 2015). El precio del kWh con molinos en tierra no sólo es competitivo con el modelo convencional de producción, si no que sale a mitad de precio que el kWh de los parques eólicos off-shore (Scheffran, Burrougs, & Leidreiter, 2015).

Maegaard, (Maegaard, 2012), hace un análisis de la región de Thy (Dinamarca). En 2011, por ejemplo, casi el 80% del consumo agregado de esa región (340 GWh), estaba cubierto por energía eólica on-shore. El otro 20 % provino de biogás, cogeneración y

²² CHP: generación distribuida a pequeña escala, con aprovechamiento del calor para Agua Caliente Sanitaria (ACS) y cogeneración eléctrica.

una pequeña cantidad de fotovoltaica solar. Es predominante la propiedad local de las inversiones. Los residentes en la región (cerca de 300.000 habitantes en la actualidad) han invertido alrededor de 16 MM € en RR. a lo largo de 15 años.

Según Maegaard, la razón de este éxito obedece a tres elementos clave:

- 1.- La involucración de los ciudadanos.
- 2.- La involucración de las empresas locales.
- 3.- El uso de tecnología madura existente.

Los daneses, en su empeño de disponer el 100% a través de RR., han ido buscando solución a la fluctuación de la energía eólica. Han logrado combinar esta energía con CHP para calor y frío, creando sistemas totalmente autónomos, fiables y robustos. En 2012 (Maegaard, 2012), la cogeneración suponía un 60% de su mix energético, en comparación con el 10% de Europa. Aporta como beneficio añadido la posibilidad inmediata (flexibilidad) de incorporarse o salirse del sistema productivo general en cada momento (en función de necesidad o de demanda). Normalmente, la cogeneración utiliza gas natural como combustible, pero también vienen utilizando combustibles obtenidos de plantas (biocombustibles). Se han utilizado los sistemas de canalización que disponía el país desde los años 50, para el suministro de calor.

Según Leidreiter et al (Leidreiter et al., 2013), el desarrollo de las RR. en Dinamarca ha sido posible gracias al marco político que lo ha favorecido. Entienden que ha habido dos razones o instrumentos políticos fundamentales: a) el empoderamiento del ciudadano para ser el beneficiario directo de la energía y b) la creación de valor regional y local. Para ello establecieron que sólo las empresas públicas locales pudieran obtener permiso y acceso al suministro energético colectivo y que los ingresos de la energía eólica local sólo pudieran ser utilizados por las fundaciones locales para propósitos energéticos colectivos. Estas leyes han impulsado a los municipios y a las pymes a priorizar y a orientar inversiones hacia la energía local.

Otro ejemplo de cómo esa cuarta dimensión antes mencionada, el papel de la administración, es fundamental para favorecer el desarrollo sostenible, está en la ciudad de Hvide Sande. En 2011 se instalaron 3 aerogeneradores en su puerto. De acuerdo con la ley danesa, el 80% del proyecto es propiedad de la fundación Asociación turística Holmsland Klit, fondo de negocios local que inició el proyecto y financió su ejecución. El 20% restante es propiedad de residentes locales que viven en un radio de 4,5 km (según

precepto nacional). La sociedad explotadora de las turbinas paga al puerto un alquiler de 644.000 € anuales. Con un retorno anual de entre el 9 y el 12%, la inversión en las turbinas se amortizará entre 9 y 11 años. El fondo se utiliza para iniciar nuevos negocios en beneficio del puerto y del municipio.

En términos comparativos, Dinamarca también ha cumplido con sus compromisos con la UE, habiendo alcanzado en 2017 sus objetivos de generación con RR. para 2020. También ha reducido el consumo bruto de energía per cápita de 3,6 Tep en 1990 a 3,15 en 2017 (EUROSTAT, 2019).

6.1.3. Modelo energético Austríaco

En Austria, a finales de 2015, el 33% de la energía consumida era renovable (el estado de Baja Austria se abastece en el 100% de energía renovable desde 2015) (EOLICCAT, 2016). Entre los años 2008 y 2010, la industria verde creció un 5,8% mientras la economía nacional crecía un 1,2%. También crecieron los empleos de la industria verde: de 194.000 a 210.000 (periodo 2008-2010), equivalente a un crecimiento del 9,6% (Couture & Leidreiter, 2014). Este país se ha unido al movimiento 100% EE.RR. La ciudad de Guessing está entre las primeras en la U.E. que ha logrado el objetivo 100% EE.RR., siendo excedentaria en su producción de calor y electricidad, creando 1.000 puestos de trabajo (100 de ellos directamente relacionados con la energía) (Go 100 percent, 2016).

El modelo austriaco, también ha llevado el desarrollo de las RR. al ámbito local. En el estado de Burgenland (asimilable al área metropolitana de Donostia-San Sebastián²³), con 288.299 habitantes (2014), han conseguido producir con aerogeneradores el 100% del consumo desde 2013 (Oekonews, 2013).

Para conseguir estos objetivos, Austria se dotó de un cuerpo legal adecuado: La Ley de electricidad verde, en 2012, (European Commission, 2012), y previamente la Ley de

²³ El área metropolitana de proximidad de San Sebastián disponía a fecha del 01-01-2017 de 296.746 habitantes (Fuente: Fomento de San Sebastián, 08-03-2017).

apoyo a medidas ambientales de 1993,(Justice and Environment, 2011), además de iniciativas regionales y programas de apoyo, como el Climate Protection y Climate and Energy (M^o für Lebenswertes österreich), 2016).

La Ley de electricidad verde, de 2012, estableció una combinación de tarifas de alimentación (tarifas reguladas o primas) y subvenciones a la inversión en EE.RR. (Gobierno Austriaco, 2013). A diferencia de otros países (como el caso de Alemania), los grandes consumidores de energía no tienen exenciones o subvenciones. Sin embargo, sí tienen ayudas en la tarifa de alimentación para algunas tecnologías verdes, como la cogeneración de alta eficiencia, que produce calor y electricidad con recursos renovables.

La ley de apoyo a medidas ambientales es de 1993 y ha sido revisada y actualizada continuamente (Leidreiter et al., 2013) y financia una amplia gama de programas nacionales e internacionales sobre la contaminación del aire y emisiones que afectan al clima. Tienen programas de apoyo a la formación y a la creación de redes, actúan en la sensibilización y orientación de la ciudadanía en materia de construcción eficiente (ecológica), EE.RR. y transporte ecológico.

En Austria se dispone de un Fondo para el Clima y la Energía desde 2007, por parte del Gobierno Federal. Este fondo sirve de ayuda y apoyo a las regiones que han hecho del abandono de los combustibles fósiles su principal objetivo. Financia proyectos innovadores para combatir el cambio climático y para el desarrollo sostenible. Tiene dos objetivos principales: fomentar proyectos de sostenibilidad ambiental y proyectos de eficiencia energética. A finales de 2011, se habían desarrollado 38.000 proyectos (Leidreiter et al., 2013) relacionados con ambos objetivos.

De nuevo, este país ha contado con la sociedad civil, en el ámbito de 900 municipios, para establecer el objetivo de convertirse en un país autónomo energéticamente para 2050 (Gobierno Austriaco, 2013).

Según Stocker (Stocker et al., 2011), el gobierno Austriaco ha identificado 3 factores para una exitosa puesta en marcha de su programa:

1.- Ha desarrollado un concepto de implementación, estableciendo metas y controles de alcance de objetivos. Ha determinado las actividades concretas y ha analizado los potenciales de RR. de cada región. Según su experiencia, el tamaño ideal de región o

ámbito para llevar a cabo estos procesos de generación y autoconsumo energético es de aproximadamente 60.000 habitantes.

2.- En cada región debe haber un responsable, que coordine a todas las partes interesadas y que lidere el proceso de implementación. Lo definen como “*la fuerza motriz*” -o motor- del proyecto.

3.- Debe producirse un proceso de integración, de cooperación, entre las partes interesadas (empresas, responsables políticos, ciudadanos) para tener conciencia del proyecto y anclar su desarrollo al ámbito territorial o región en la que se desarrolla.

La cofinanciación de estos proyectos por parte de los municipios es un factor crucial para garantizar su éxito (en Austria está culturalmente aceptado) (Österreichisches institut für wirtschaftsforschung -WIFO-, 2012).

El modelo Austriaco reproduce lo observado en los modelos anteriores, pero han creado método para replicar en sus distintas regiones lo experimentado en algunas de ellas.

No obstante, Austria no ha conseguido disminuir el consumo bruto de energía per cápita. Éste ha aumentado ligeramente, pasando de 3,4 Tep en 1990 a 3,9 en 2017 (EUROSTAT, 2019). Es una cuestión muy importante la contención del consumo energético a través de la eficiencia. En entornos donde la energía es barata o cuantiosa, se producen tendencias a un mayor consumo (o despilfarro). En palabras del Dr. Bermejo, el ahorro energético es la energía más renovable (Bermejo, 2014).

6.1.4. Modelo energético Alemán

Desde 1970, en Alemania han venido manifestándose diversos movimientos sociales y algún partido político (los Verdes) en contra del modelo productivo energético alemán basado en las nucleares, y a favor del abandono de los combustibles fósiles. Fue en 1990 cuando en Alemania comenzaron a desplegar políticas de promoción de las EE.RR. (programa “1000 tejados solares”)

Paralelamente, se han ido dando pasos a favor de la energía renovable, pasando del 3,1% de generación sobre el consumo total en 1990 (German Federal Association of

energy and water industri, 2012), al 30% de 2014 (Burger, 2015) y a un 33% en 2015 (Alvarez Pelegry & Ortiz Martínez, 2016). En mayo de 2016, varios medios de prensa²⁴ se hacían eco de la noticia de que Alemania había conseguido generar por medios renovables el 87,6% de la energía eléctrica consumida, haciendo que el precio de la electricidad fuese negativo.

Varias ciudades y regiones alemanas se han comprometido con el objetivo de electricidad 100% renovable. Ya en 2009, la Agencia Federal alemana de medio ambiente (Klaus, Vollmer, & Werner, 2009) estableció una hoja de ruta para conseguir el 100% de generación eléctrica mediante RR. para el año 2050. En Junio de 2011, Alemania anunció el inicio de su transición o transformación energética (Energiewende), si bien, como se ha comprobado, dicha transición ha sido objeto de trabajo legislativo durante los dos decenios anteriores (Alvarez Pelegry & Ortiz Martínez, 2016).

Según Leidreiter (Leidreiter et al., 2013), el éxito del modelo alemán se debe a:

- 1º) la priorización del acceso de las EE.RR. a la red.
- 2º) haber compensado a los productores de RR. con retribuciones que les permitan la recuperación de la inversión y un beneficio razonable.
- 3º) una simplificación del proceso entre los pequeños productores de RR. y las empresas energéticas, para la instalación de las RR.

Morris, C y Pehnt, M. (Morris & Pehnt, 2012) indican que el 69 % de los alemanes está a favor de Energiewende y resumen en 7 puntos las razones de tal posición:

- 1.- Energiewende es ambicioso pero factible. Se han explicado a la población los distintos escenarios sobre una economía renovable, tanto por el Gobierno Alemán, sus agencias relacionadas y también por institutos de investigación. Desde el primer día, se ha explicado que el compromiso era doble: energía y clima.
- 2.- La transición energética alemana se impulsa por los ciudadanos desde el ámbito local. La ley de EE.RR. garantiza el acceso prioritario a la red eléctrica de toda la electricidad generada por pequeños productores, lo que les garantiza retornos razonables. Esto ha animado a las pequeñas empresas productoras y a los propios

²⁴ www.elperiodico.com (15-05-16); www.abc.es (11-05-16); www.accionpreferente.com (12-05-16).

ciudadanos a ser productores y ha creado infinidad de nuevos puestos de trabajo.

Más de la mitad de la capacidad productora de energía renovable pertenece a ciudadanos y agricultores. El número de cooperativas de energía de propiedad local se ha multiplicado por 6 entre 2007 y 2012 (Gipe, 2012).

3.- Energiewende es el mayor proyecto de inversión colectiva desde la postguerra. Los beneficios económicos ya superan hoy los costes adicionales. Los 350.000 empleos generados por el proceso de transición energética –hasta la fecha- (fabricación de productos, producción energética, instalaciones, mantenimiento, ahorro energético) superan los empleos del sector energético tradicional. Estos empleos (Ingenieros, instaladores, técnicos y arquitectos) son empleos locales, es decir, distribuidos en el territorio alemán.

Según la Agencia germana de EE.RR. (German renewable energy agency, 2010), si las EE.RR. se expanden según lo previsto, la creación de valor para los municipios aumentará de los 6,8 billones € en 2009 a 12,3 billones en 2020. Los gastos evitados por la importación de combustibles fósiles superarán los 33 billones de € en 2020.

4.- El diseño de las políticas energéticas y ambientales alemanas se ha realizado para mantener una fuerte base manufacturera –fabril- en el país, con una total garantía de suministro. Se alienta a la industria a mejorar su eficiencia energética y se le incentiva con exenciones -generosas a criterio de los autores del análisis-. Según Morris (Morris & Pehnt, 2012), las EE.RR. han convertido Alemania en un lugar atractivo para empresas intensivas en energía. Según su análisis, en 2012 la energía eólica y la solar arrastraron a la baja los precios de la energía (al por mayor) en más de un 10%, siendo del 32% entre los años 2010 y 2013 y manteniendo la racha bajista en 2016. Estos autores mantienen el criterio de que la demanda de elementos productores de RR. (paneles solares, turbinas eólicas, calderas de biomasa, turbinas hidráulicas, baterías, equipos de red, equipos de eficiencia energética y control) seguirá aumentando, dando con ello una ventaja competitiva al país en el desarrollo de producto “made in Germany”.

Esto ha logrado una de las más rápidas inserciones de las EE.RR. que se han visto (Lauber & Jacobsson, 2016).

Álvarez y Ortiz (Alvarez Pelegry & Ortiz Martínez, 2016), coinciden en que la idea que subyace en la transición energética alemana es la vinculación entre política energética y política industrial y económica, que deriva en el desarrollo de nuevas tecnologías y/o sectores industriales.

5.- La regulación legal y la apertura de mercados proporcionan seguridad en las pequeñas empresas para poder competir con las grandes corporaciones. Así, se diseñó la política energética con instrumentos basados en el mercado y en la regulación. Las tarifas son “degresivas”²⁵, con lo que se reducirán los precios de la electricidad a futuro. Los costes de las inversiones, a diferencia del carbón y la nuclear, no tienen “zonas oscuras”, son transparentes.

6.- El concepto de transición energética, Energiewende, no afecta sólo a las EE.RR. También abarca el necesario concepto de cambio social y económico en el uso de la energía (en cualquiera de sus formas) e incluye a la vivienda como un actor fundamental. La electricidad supone un 20% del consumo energético en Alemania, el 40% son hidrocarburos para el transporte y el otro 40% son combustibles para calor (carbón, gas, gasóleo). Se ha realizado un gran esfuerzo económico por parte de la administración y de los propietarios en el aislamiento de las viviendas antiguas y en la eficiencia energética doméstica (electrodomésticos de bajo consumo, alumbrado eficiente, gestión de la energía).

7.- El modelo de transformación energética ha venido para quedarse. Las 4 grandes empresas energéticas del país (E. ON, RWE, Vattenfall y EnBW) trataron de retrasar el inicio de la transición, pero, ante el apoyo político – por abrumador acuerdo de la sociedad alemana-, decidieron apoyarla. Empresas tan significativas como Siemens también han orientado parte de su extensa producción hacia la energía eólica y la hidroeléctrica. Ello ha supuesto un espaldarazo a Energiewende.

Con este proceso, Alemania está demostrando que un país mayoritariamente industrial puede llevar a cabo un giro a favor del uso de las EE.RR. y contra el cambio climático, sin perder su hegemonía industrial.

En palabras de Álvarez y Ortiz (Álvarez Pelegry & Ortiz Martínez, 2016): *“Energiewende genera un considerable interés y está siendo seguido en diferentes ámbitos, especialmente en el resto de países de la UE debido a que Alemania, además de ser el primer país desarrollado con un ambicioso plan para cambiar su sistema energético, es una de las principales economías europeas. Dicho interés no es únicamente por analizar la situación y evolución del Energiewende. Se trata también de identificar la repercusión que pueda tener sobre el resto de los países, y conocer las mejores prácticas a implantar*

²⁵ El concepto “degresivo”, traducción directa del inglés “degressive”, supone una amortización deducible acelerada durante los primeros años de vida de la inversión y gradualmente menor en los años posteriores.

para poder extraer algunas conclusiones” (pág. 10).

No es únicamente una transformación del mix energético hacia las RR., han abordado también procesos de generación distribuida y de involucración del ámbito social y económico (Alvarez Pelegry & Ortiz Martínez, 2016).

Alemania ha conseguido reducir el consumo bruto de energía per cápita, a pesar de haber aumentado su actividad industrial, de 5,8 Tep en 1990 a 3,9 Tep en 2017 (EUROSTAT, 2019).

En septiembre de 2019, el parlamento alemán aprobó la Ley de Economía sostenible, con una inversión prevista de 54.000 millones de € en 5 años.

6.1.5. **Modelo energético Francés**

El modelo energético francés viene de estar muy electrificado debido a la apuesta por la energía nuclear que realizó Francia en los años 60 y 70. En los últimos 12 años, Francia ha sido el primer productor per cápita del mundo de electricidad nuclear y el segundo, tras EE.UU., en términos absolutos (International Energy Agency, 2019). No en vano, este país participó de forma directa en la investigación para el descubrimiento de la energía atómica y en el conocimiento y control de la fisión nuclear. En la actualidad, el modelo nuclear francés abastece el 72% de la demanda eléctrica (Réseau de Transport d'Electricité, 2019) y dispone de 19 centrales con 56 reactores nucleares y 61.000 MW de potencia instalada (Elcacho, 2020).

Sin embargo, en mayo de 2015 (publicada en agosto), la Asamblea Nacional aprobó la Ley de transición energética (Ley de Transición energética y para el crecimiento verde - LTE-, Loi française N° 2015-992 du 17 août 2015), marcándose el objetivo de alcanzar el 100% de la producción eléctrica a través de RR. para el año 2050 (ADEME, Dubilly, Fournié, & Chiche, 2017), con un cierre progresivo de las actuales nucleares (el 50% para 2035) y una inversión en modelos más pequeños y más seguros de centrales nucleares para mantener un sistema seguro y flexible de producción (L'Assemblée Nationale, 2015). Su apuesta, por lo tanto, es redundante, EE.RR. y sistema nuclear de respaldo.

La apuesta fundamental de Francia al respecto de las RR. está en la energía eólica y mucho menos en la solar. Francia dispone de una tupida red de transporte eléctrico de

propiedad regional, que le permitirá la generación eólica a un menor coste que el coste estándar. La generación fotovoltaica la estiman en un 10% del consumo total en 2050.

La reforma del mix energético francés, (Grandjean, 2012) se fundamenta en 2 puntos: a) Diversificar las fuentes de producción eléctrica sin depender exclusivamente de una tecnología única (nuclear); b) Introducir tecnologías de generación con fuentes renovables. A ello le acompañan los objetivos de reducir las emisiones (para 2050 reducción total de emisión de CO₂ o compensación total de las emisiones), reducir el consumo global energético y reducir el consumo de energía fósil. Claire Burlat, añade a estos objetivos el de la reducción de la intensidad energética, planteando un reto que en los anteriores países estudiados han ido resolviendo de forma natural, pero que en el caso de Austria se ha visto como un problema: ¿Cómo inducir a los hogares a ahorrar energía? A esta cuestión, aporta como solución la “teoría del comportamiento planificado” (Burlat & Mills, 2018).

Como característica común del proceso francés en el modelo propuesto, destacar, según el análisis del Real Instituto Elcano (Collin, 2017), la labor conjunta entre el Gobierno francés, las empresas y la sociedad civil para definir tanto los objetivos como la hoja de ruta del proceso de transición. El diseño del proceso ha ido íntimamente unido al análisis de la sostenibilidad económica y climática, pero también a los nuevos modelos de negocio que el propio periodo de transición y el nuevo modelo energético traerán consigo.

Otro de los aspectos que la LTE contempla, como adaptación más actualizada a la terminología económica y social debido a su fecha de aprobación, es el concepto de economía circular, interviniendo fuertemente desde el ámbito legislativo para minimizar los residuos y realizar su tratamiento en proximidad a su generación²⁶. Esta aportación de la LTE francesa supone un importante avance conceptual en un mayor acercamiento en la relación de energía y clima.

Francia ha basado su estrategia de transición energética en la irrenunciable oportunidad de generar con ello un nuevo modelo de crecimiento económico. Para ello ha concitado el interés de las regiones (el modelo de distribución territorial francés, recientemente modificado) y ha simplificado los procedimientos administrativos para atraer el interés de inversores y de empresas a los procesos de licitación (Collin, 2017). Todo ello sin

²⁶ La LTE prohíbe la obsolescencia programada y proyecta la reutilización y la minimización de residuos.

renunciar al centralismo de sus actuaciones.

El gobierno francés ha diseñado una hoja de ruta en la que ha establecido las acciones y orientaciones para el periodo 2016-2023, a la que llama “Programmation Pluriannuelle de l’énergie” y en cuya elaboración participaron cerca de 1.000 personas y en la que se recogen las prioridades de las acciones a desarrollar por los responsables públicos con la intención de cumplir los objetivos que la LTE marca.

En el poco tiempo de desarrollo e implantación de la LTE que lleva Francia, ha conseguido reducir el consumo bruto de energía per cápita de 4 Tep en 1990 a 3,8 en 2017 (EUROSTAT, 2019).

6.2. Síntesis de los modelos estudiados

6.2.1. Resumen comparado

Los modelos estudiados han sido expuestos en este documento por orden de fecha en la que abordaron sus respectivas transiciones energéticas. Desde Suecia el año 1977, Dinamarca en 1978, Austria en 1992, Alemania en 2011 a Francia el año 2015. En los modelos estudiados se observan algunas características comunes a todos ellos o a la mayoría. Así, además de la regulación estatal, es decir, la confección de una Ley marco, las actuaciones fundamentales se han descargado en los municipios o ámbitos locales. En los casos sueco, danés, austríaco y alemán, especifican su voluntad de operar en el ámbito municipal, en algún caso (como el sueco) con obligación legal de liderar procesos de planificación energética por parte de los municipios. El modelo francés, sin embargo, eleva a las regiones la capacidad de actuar. De ello deviene que en los 4 primeros casos se aprecie la creación de una gran cantidad de cooperativas de productores para la generación energética con RR., en algunas con participación de las propias entidades locales. El modelo francés, todavía con muy poco recorrido de ejecución, no cuenta con estudios publicados que permitan un análisis sereno y amplio de resultados. Hay publicaciones y reflexiones previas a la implantación de LTE -como el caso del Premio Nobel de Economía de 2014 (Tirole, 2014)- que anticipan su visión al respecto, con cierto escepticismo. Pero el modelo francés apunta en sus intenciones a una gestión muy centralizada e invita a las grandes empresas a las licitaciones energéticas de RR.,

frente a los 4 modelos primeros, que han llevado el desarrollo de sus estrategias al ámbito local y a las pequeñas empresas. En los modelos sueco, danés, austríaco y alemán, basan su éxito en la creación de valor en el ámbito de proximidad (empleo, generación económica, desarrollo de nuevos productos...) y con tecnologías maduras y accesibles.

Por lo tanto, en todos los modelos se ha partido de una estructuración legal estatal, de una Ley de transición energética, que ha definido el alcance, el plazo de actuación, el marco territorial de actuación y ha definido los actores de ese modelo. También se han definido los costes previsibles de la actuación y su modelo de financiación.

En todos los casos estudiados se ha involucrado a la sociedad civil, a los ciudadanos, en la definición de estrategias, pero también a las empresas locales (en el caso de las 4 primeras experiencias). En algunos casos (Austria y Alemania), se ha formado a los ciudadanos, realizando pedagogía social al respecto.

En los 4 últimos casos (excepto Suecia), se ha vinculado modelo energético con sostenibilidad ambiental o climática. De hecho, esta vinculación ha sido base del éxito en todos ellos.

En todos los casos, la planificación de las actuaciones se manifiesta como elemento nuclear para alcanzar los objetivos definidos. De esta forma, el modelo sueco ha mostrado cierta dificultad de actuar en el ámbito local, en el ámbito comunitario, poniendo en práctica diversas herramientas de planificación y decisión, pero consiguiendo en ocasiones más resultados en el campo de las rentabilidades de las inversiones que en los objetivos programados o planificados. Pero todos ellos, salvo el modelo francés, han tomado como campo de juego el municipio y han logrado acomodar los intereses generales de un nuevo modelo energético nacional a la realidad y posibilidad local, con modelos de gobernanza adaptados a las características sociológicas y posibilidades económicas de cada ámbito. La formación e información a la ciudadanía, junto con la involucración ciudadana ha sido, en todos ellos, clave fundamental del éxito obtenido y de la aceptación del nuevo modelo.

El despliegue de las acciones de forma concreta, pragmática, como la inversión en generación con RR., la eficiencia y el ahorro energético, las políticas de rehabilitación en el aislamiento térmico de edificios y de subvención a la inversión para la generación y la priorización del acceso a la micro generación con RR., ha sido también fundamental para que los potenciales inversores (en muchas ocasiones los propios ciudadanos) y los

destinatarios del modelo de transición (ciudadanos y empresas) se animen a poner en marcha el nuevo modelo. Sin políticas positivas, muy probablemente los éxitos habrían sido menores.

Pero también se aprecian diferencias en los distintos modelos y no todo son bondades. El caso sueco, el de más experiencia, tiene una reflexión crítica por parte de Farhad (Derakshan Rad, 2011), como se ha dicho anteriormente, en tanto en cuanto manifiesta que la rentabilidad de las inversiones se impone con el paso del tiempo a los criterios de sostenibilidad y del propio motivo de cambio de modelo. Otra consecuencia indeseada es el caso austríaco, con aumento del consumo energético per cápita. Son entendibles las variaciones con respecto a un utópico sistema perfecto, no en vano la intervención humana y sus motivaciones condicionan los resultados de toda actividad.

6.2.2. Elementos clave de los modelos y ámbitos de aplicación

A continuación, se presentan de forma resumida, en la *Tabla 15*, las características fundamentales o elementos clave (E) de cada uno de los 5 modelos estudiados. Se han extractado por ser elementos que aparecen, de forma general, en todos o en la mayoría de los casos estudiados. También se ha recogido alguna característica particular de interés en cuanto al nuevo modelo que, por diferencias temporales en su aplicación, otros países no han tenido en cuenta, como es el caso de Francia con la economía circular y el transporte sostenible

Tabla 15. Elementos clave de los modelos.

(Fuente: Elaboración propia)

Nº.	Elementos Clave	Desarrollado en modelo	Referencias bibliográficas
E1	<ul style="list-style-type: none"> √ Modelo descentralizado, basado en los Ayuntamientos como actores fundamentales y líderes del proceso de cambio. √ Liderazgo local o comarcal. 	<ul style="list-style-type: none"> Sueco Danés Austriaco Alemán 	<ul style="list-style-type: none"> (Ivner, 2009) (Scheffran et al., 2015), (Maegaard, 2012) (Gobierno Austriaco, 2013) (Morris & Pehnt, 2012)
E2	<ul style="list-style-type: none"> √ Aprovechamiento máximo de RR. de proximidad y priorización en su acceso a red. √ Diversificación de fuentes. 	<ul style="list-style-type: none"> Sueco Danés Austriaco Alemán Francés 	<ul style="list-style-type: none"> (Derakshan Rad, 2011) (Leidreiter et al., 2013) (M^o für Lebenswertes österreich), 2016) (German Federal Association of energy and water industri, 2012); (German Federal Association of energy and water industri, 2012); (Alvarez Pelegry & Ortiz Martínez, 2016) (ADEME et al., 2017)
E3	<ul style="list-style-type: none"> √ Modelo energético planificado y objetivo nacional. Legislación proactiva de acompañamiento. 	<ul style="list-style-type: none"> Sueco Danés Austriaco Alemán Francés 	<ul style="list-style-type: none"> (Parlamento Sueco, 1977);(Ivner, Björklund, et al., 2010) (Leidreiter et al., 2013) (Justice and Environment, 2011);(Stocker et al., 2011) (Klaus et al., 2009) (Collin, 2017)

E4	<ul style="list-style-type: none"> √ Desarrollo de cooperativas locales de generación, distribución y comercialización. √ Generación de empleo local. √ Colaboración público-privada en las inversiones. √ Creación de valor local y regional. 	<p>Sueco</p> <p>Danés</p> <p>Austriaco</p> <p>Alemán</p>	<p>(Ivner, 2009); (Derakshan Rad, 2011)</p> <p>(Leidreiter et al, 2015); (Maegaard, 2012)</p> <p>(Stocker et al., 2011); (Österreichisches institut für wirtschaftsforschung - WIFO-, 2012); (Morris & Pehnt, 2012); (Gipe, 2012)</p> <p>(Morris & Pehnt, 2012); (Alvarez Pelegry & Ortiz Martínez, 2016)</p>
E5	<ul style="list-style-type: none"> √ Desarrollo local de tecnologías de generación y eficiencia. √ Uso de tecnología madura, para iniciar la transición. 	<p>Sueco</p> <p>Danés</p> <p>Austriaco</p> <p>Alemán</p> <p>Francés</p>	<p>(Ivner, Björklund, et al., 2010)</p> <p>(Scheffran et al., 2015)</p> <p>(Leidreiter et al., 2013)</p> <p>(Díaz Mendoza et al., 2016)</p> <p>(Collin, 2017)</p>
E6	<ul style="list-style-type: none"> √ Respeto por el clima. Vinculación entre cambio climático y cambio de modelo energético. √ Uso eficaz de la energía (eficiencia). 	<p>Sueco</p> <p>Danés</p> <p>Austriaco</p> <p>Alemán</p> <p>Francés</p>	<p>(Ivner, 2009)</p> <p>(IRENA (International Renewable Energy Agency), 2013)</p> <p>(Leidreiter et al., 2013)</p> <p>(Morris & Pehnt, 2012)</p> <p>(L'Assemblée Nationale, 2015)</p>
E7	<ul style="list-style-type: none"> √ Garantía del suministro. 	<p>Sueco</p> <p>Danés</p> <p>Alemán</p>	<p>(Swedish Energy Agency, 2006); (Ivner, 2009)</p> <p>(Leidreiter et al., 2013)</p> <p>(Morris & Pehnt, 2012)</p>

E8	<p>√ Modelo apoyado en la sociedad civil, en la participación ciudadana, para la toma de decisiones...</p> <p>... y en las grandes empresas.</p>	<p>Sueco</p> <p>Danés</p> <p>Austríaco</p> <p>Alemán</p> <p>Francés</p>	<p>(Ivner, Björklund, et al., 2010)</p> <p>(Maegaard, 2012)</p> <p>(European Commission, 2012), (Haberl, Erb, & Krausmann, 2001)</p> <p>(Morris & Jungjohann, 2016), (Alvarez Pelegry & Ortiz Martínez, 2016)</p> <p>(Collin, 2017)</p>
E9	<p>√ Compromiso con el precio competitivo de la energía y acceso universal a la energía.</p>	<p>Sueco</p> <p>Alemán</p> <p>Francés</p>	<p>(Swedish Energy Agency, 2006), (Ivner, 2009)</p> <p>(Eloy, Díaz, Larrea, & Bart, 2016); (Morris & Pehnt, 2012)</p> <p>(L'Assemblée Nationale, 2015)</p>
E10	<p>√ Vinculación entre política energética y política industrial y económica.</p> <p>√ Generación de tecnología.</p>	<p>Alemán</p> <p>Francés</p>	<p>(Alvarez Pelegry & Ortiz Martínez, 2016)</p> <p>(Collin, 2017)</p>
E11	<p>√ Generación de economía circular.</p> <p>√ Transporte sostenible.</p>	<p>Francés</p>	<p>(Collin, 2017); (L'Assemblée Nationale, 2015)</p>
E12	<p>√ Simplificación de procesos administrativos en favor de las RR.</p>	<p>Danés</p> <p>Austríaco</p> <p>Alemán</p>	<p>(Leidreiter et al., 2013)</p> <p>(Stocker et al., 2011)</p> <p>(Morris & Jungjohann, 2016), (Alvarez Pelegry, 2015)</p>

Los elementos clave recogidos en la anterior *Tabla 15* se relacionan a su vez con distintos ámbitos de aplicación en el territorio, que se desarrollan en esta investigación. Se presenta a continuación en la *Tabla 16* la relación existente entre ámbitos de aplicación y elementos clave (E). En cada espacio territorial donde se quiera implantar un proceso de cambio de modelo (municipio, comarca, provincia), deberán analizarse los ámbitos de aplicación y sus relaciones con los elementos clave.

Tabla 16. Ámbitos de aplicación y elementos clave

(Fuente: Elaboración propia)

Ámbitos de aplicación	Elemento clave concernido
Legislativo o normativo	E1, E3
Social	E1, E4, E8, E9
Económico	E4, E5, E9, E10
Técnico	E2, E5, E7, E10
Ambiental	E6, E11
Administrativo	E12

Las conclusiones obtenidas del análisis de los 5 modelos de referencia estudiados son:

- √ El cambio de modelo energético necesita de un periodo de acomodo o de transición.
- √ Requiere de un marco normativo (legislativo) estable y orientado al cumplimiento de objetivos, que proporcione seguridad jurídica al pequeño inversor.
- √ El nuevo modelo y su transición deben planificarse y contemplar prioridades, metas y objetivos. Debe contemplar presupuestos y modelo de financiación creíbles y factibles.
- √ Debe hacerse de forma transparente y participativa. La gobernanza del modelo es clave para su éxito. El consenso social es la base del éxito de todos los modelos estudiados, así como la involucración de los ciudadanos y de las empresas locales.

- √ Debe tener impacto en la sociedad desde el punto de vista de generación económica y empleo. Deberá ser un proceso conjunto público-privado en inversión y en resultado (colaboración público-privada).
- √ Debe ser respetuoso con el clima y estar incardinado en los compromisos con la UE. Desde el primer momento ha de vincularse la transición hacia un nuevo modelo energético como parte de la solución a un problema de afectación climática.
- √ El uso de tecnología madura y la diversificación de fuentes son claves para el inicio del cambio de modelo.
- √ Debe hacerse divulgación (no venta) de lo que supone el nuevo modelo y su transición, para garantizar el entendimiento por parte de la sociedad civil y su involucración.
- √ Se necesita un líder regional o comarcal para traccionar del proyecto de cambio de modelo.

6.3. Estudio del potencial técnico de EE.RR. en Debabarrena

El primer aspecto a tener en cuenta para poder abordar un proceso de transición de cambio de modelo energético es conocer con la mayor exactitud posible la disponibilidad de energía renovable de proximidad.

Al inicio del documento se planteaba la pregunta de qué significa un nuevo modelo energético. En la respuesta a esa pregunta se hablaba, entre otras, de autonomía o autarquía energética. ¿Es posible en estos momentos la autonomía energética? La razón de ser de esta tesis está en ello, pero con los pies en el suelo y demostrando el alcance de las posibilidades con datos. Ni la tecnología actual, ni las fuentes renovables como el viento, el sol o el agua, ni los sistemas de almacenamiento conocidos en la actualidad, permiten un abastecimiento al 100% de las necesidades energéticas de la comarca de Debabarrena en la totalidad de sus usos y sin interrumpibilidad del suministro. La movilidad es el gran desafío en la actualidad. Pero se requiere de un modelo de transición que permita evolucionar hacia nuevas tecnologías de generación, hacia nuevas tecnologías de almacenamiento y hacia nueva tecnología de distribución (redes inteligentes). Los datos no desmienten esta afirmación: un panel fotovoltaico medio en 2007 tenía un precio aproximado de 800 €, hoy se pueden comprar a 60 €²⁷. La eficiencia de un panel medio (de aplicación doméstica) en 1980 era del 8%, en 2007 del 17%, hoy es del 25% y hasta del 45% (NREL, 2020). Los molinos de viento se están sofisticando y aparecen nuevos modelos sin palas y de alta eficiencia. La energía marina (undimotriz, mareomotriz) está evolucionando hacia ingenios de todo tipo, tanto en superficie como sumergidos. El transporte de esa energía hasta la costa ya ha dejado de ser un problema. Pero el precio es todavía muy alto porque es tecnología incipiente, aunque la curva de precios una vez puestos en el mercado se acercará mucho a la que ha tenido la fotovoltaica.

Hay tecnologías muy desarrolladas, como la geotermia o la aerotermia, que podrían sustituir en el 100% al consumo térmico doméstico (calefacción y ACS) de gas o gasóleo, en el caso de Debabarrena. Pero a pesar de estar tecnológicamente desarrolladas, el uso del gas, con un precio acomodado a la conveniencia del modelo, ha impedido hasta ahora

²⁷ CHANGZHOU SUNDAY ENERGY CO., LTD. <http://sundayenergy.cn/>. (18-04-2020)

un mayor despliegue (y con ello un abaratamiento progresivo) de la geotermia tanto en redes privadas como colectivas. Sin embargo, el gas se sigue planteando como una energía de transición a pesar de que en su combustión produce emisiones de CO₂.

Pero hay infinidad de trabajos académicos que están avanzando en el estudio de otros recursos energéticos de las ciudades y pueblos, si bien en la mayor parte de los casos se requiere una cierta masa crítica para poderlos llevar a cabo. En la conferencia de Coímbra (Wessex, 2019), se presentaron diversos estudios al respecto, la mayor parte de ellos sobre valorización de basura -un grave problema al que las sociedades se están enfrentando debido a su aumento creciente-, o redes inteligentes de energía²⁸.

Otra de las disciplinas, además de la necesaria producción energética en proximidad, es el transporte y la gestión de la generación, almacenamiento y consumo a través de redes inteligentes (Fossati, Galarza, Martín-Villate, Echeverría, & Fontán, 2015).

Explicado lo anterior, cabe preguntarse por el umbral aceptable de autoabastecimiento para iniciar un modelo de transición. No se ha encontrado literatura al respecto que dé respuesta a ello. Tampoco se aporta solución en esta tesis. Parece sensato plantearse que el camino de la transición debe comenzarse desde cero (o casi, con un 97% de dependencia energética en la C.A.P.V.), de forma planificada y con conocimiento expreso de las posibilidades energéticas de proximidad, para ir avanzando en la cantidad de energía conseguida a través del nuevo modelo a medida de su propio despliegue. La capacidad de inversión, la necesidad de recursos económicos para transitar hacia el cambio de modelo es otra incógnita que debe ser despejada en la ecuación que la sociedad actual debe solucionar. Por eso la necesidad de un periodo de transición. A este respecto, el ejemplo que las administraciones públicas deben ofrecer a sus ciudadanos es fundamental.

Las experiencias analizadas de otros países europeos en sus respectivos modelos de transición energética avalan la necesidad de avance progresivo (pero decidido y planificado) en la implantación del nuevo modelo.

Pero el primer paso es, como se ha dicho, conocer el potencial disponible en proximidad. A tal fin, a finales de 2014, dentro del desarrollo de esta tesis, se abordó la realización de un estudio de campo, con la Escuela de Ingeniería en EE.RR. de la UPV en Eibar, para

²⁸ Véase la publicación realizada con las ponencias en www.wessex.ac.uk.

inventariar y determinar con qué tecnologías y con qué grado de cobertura sería posible la transición al uso de EE.RR. en la comarca de Debabarrena.

Las tecnologías que contemplan como renovables tanto el Ente Vasco de la Energía (EVE) como el Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE), a fecha de 2019, son las siguientes (*Tabla 17*):

Tabla 17. Tecnologías renovables.

(Fuente EVE e IDAE. Elaboración propia)

Fuentes renovables reconocidas
Solar térmica
Biomasa
Biocarburantes
Biogás
Geotermia
Aerotermia
Hidrotermia
Residuos (RSU)
Solar fotovoltaica
Solar termoeléctrica
Eólica
Undimotriz
Energía de las corrientes
Mareomotriz
Maremotérmica
Energía del gradiente salino
Hidroeléctrica

Las tecnologías estudiadas en el ámbito de Debabarrena han sido las siguientes: solar (tanto térmica como fotovoltaica), eólica, mareomotriz, geotérmica, hidráulica y biomasa. Se ha descartado del estudio la aerotermia, por ser considerada como energía renovable

con condiciones tanto por el EVE como por el IDAE²⁹. La razón expuesta por ambos ha sido que “*casi la totalidad de los fabricantes de las bombas de aerotermia no disponen, en sus hojas de datos técnicos, de información acerca del Coefficient of Performance (COP) estacional*” que, según la Directiva 2009/28/CE, es necesario saber para determinar si una fuente es de origen renovable o no (Parlamento Europeo & Consejo, 2009).

Los cálculos se han realizado teniendo en cuenta la diferencia entre el potencial teórico y el potencial técnico³⁰, siendo este último la energía renovable obtenible mediante la aplicación de tecnologías existentes y tras corregir el potencial teórico con la aplicación de los coeficientes de reducción correspondientes (Watson, Zonyowera, & Moss., 1996).

Se ha empleado como base para el análisis el programa de información geográfica libre QGIS. También se ha utilizado el programa R-Studio, de software libre programable en lenguaje R, para el tratamiento de datos estadísticos y generación de tablas y gráficos, así como Matlab. En materia de energía eólica, se han seguido los estudios de Ulazia et al (Ulazia, Saenz, & Ibarra-Berastegui, 2016), (Ulazia, Sáenz, Ibarra-Berastegui, González-Rojí, & Carreno-Madinabeitia, 2017). No en vano, el trabajo de eólica (on-shore y off-shore) ha sido supervisado por ese equipo de investigación.

6.3.1. Energía solar

6.3.1.1. Energía solar térmica

Para la realización del estudio de las posibilidades de solar térmica (al igual que en solar fotovoltaica), se ha elegido el método “top-down”, es decir, no todo el potencial teórico obtenido en cálculos es aprovechable energéticamente. En el desarrollo de este estudio se visualizará el supuesto.

Para acotar el alcance del trabajo en materia de energía solar, se parte de un par de

²⁹ A pesar de que en alguno de sus catálogos informativos habla de la aerotermia como fuente renovable, en conversaciones con ambas entidades, reconocen que no las subvencionan por razones técnicas.

³⁰ Potencial teórico es la cantidad total de energía aprovechable para cada sistema. Potencial técnico es la cantidad de energía generada tras la aplicación de los diferentes coeficientes de reducción que cada sistema tiene.

supuestos que son los siguientes:

Solo se han considerado las cubiertas de los edificios (tanto residenciales como industriales) como superficies en las que se pueden colocar sistemas solares térmicos, habiendo tenido en cuenta la orografía, la orientación y el uso del suelo.

No se ha considerado la temporalidad de la producción, trabajando directamente sobre la radiación anual incidente.

Mediante la siguiente fórmula, por lo tanto, es posible calcular el potencial de energía solar térmica de cada edificio y de cada municipio.

$$P_{solar} = \Sigma_h \left(\Sigma_i (I^i \cdot A^i \cdot f_1^i \cdot f_2^i \cdot f_3^i \cdot f_4^i) \right)$$

Ecuación 1. Potencial de energía solar térmica.

(Elaboración propia)

Siendo:

h= nº de municipios

i= nº de edificios

I= Irradiancia

A= Superficie de cubierta

f₁= fracción de luminosidad anual.

f₂= fracción de cubierta utilizable.

f₃= factor de corrección del uso de cubierta.

f₄= fracción de conversión solar térmica.

A continuación, se muestra la metodología seguida para la determinación de cada uno de los factores intervinientes en la ecuación.

Cálculo de la radiación incidente sobre la cubierta de cada edificio

La radiación solar incidente se obtiene mediante PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System). Se han empleado datos de radiación anuales sobre una superficie inclinada con un ángulo igual a la latitud (Huld, Müller, & Gambardella, 2012) (Šúri, Huld,

Dunlop, & Ossenbrink, 2007). En la *Figura 7* se aprecian los rangos de radiación obtenidos.

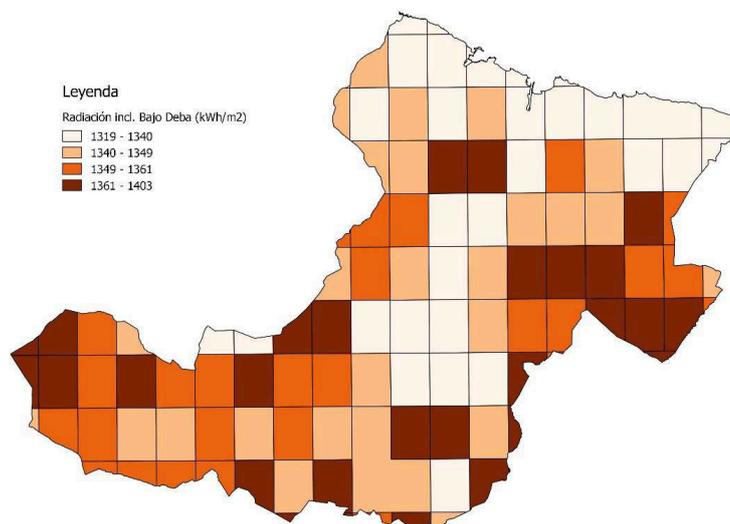


Figura 7. Datos de radiación anual para la Comarca de Debabarrena.

Fuente: PVGIS. Elaboración propia

Cálculo del área total de cada edificio

Como posible ubicación de los sistemas de captación solar térmicos, se ha optado por tomar todas las cubiertas de edificios residenciales e industriales de Debabarrena, orientados al sur, al este y al oeste. Se descartan todas las cubiertas o fracción de ellas orientadas al norte. Para ello se ha obtenido de Geo Euskadi una capa vectorial de cada municipio, obteniendo sus superficies aprovechables para cada uno de dichos municipios. A continuación, en la *Figura 8* se muestra, a modo de ejemplo, el total de edificaciones del municipio de Ermua.

Para la comarca de Debabarrena, la totalidad de la superficie bruta de edificaciones susceptibles de ser utilizadas para la ubicación de placas solares es de 426.485 m².

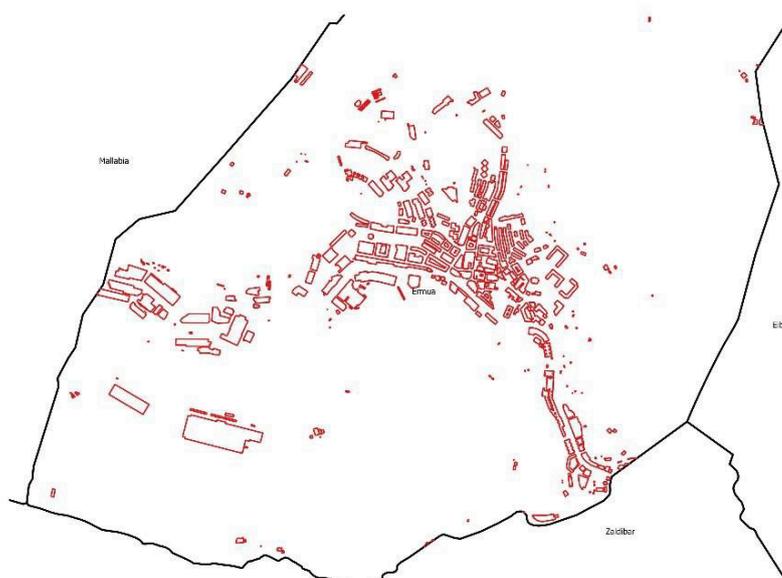


Figura 8. Capa de edificaciones del municipio de Ermua.

Fuente: Geo Euskadi. Elaboración propia.

Fracción de luminosidad anual (f_1)

Para determinar las sombras sobre las cubiertas de los edificios, se ha tomado como base el raster³¹ LIDAR de Euskadi. Usando dicho raster en conjunción con QGIS y Saga GIS, es posible obtener capas raster que contienen información sobre la inclinación del terreno y la dirección horizontal de la pendiente. En la *Figura 9* se puede observar una vista de dichos ficheros para el municipio de Ermua (Hofierka & Šúri, 2002).

³¹ Raster: Matriz de píxeles organizados en forma de cuadrícula, en la que cada celda tiene un valor que representa cierta información (en este caso radiación).

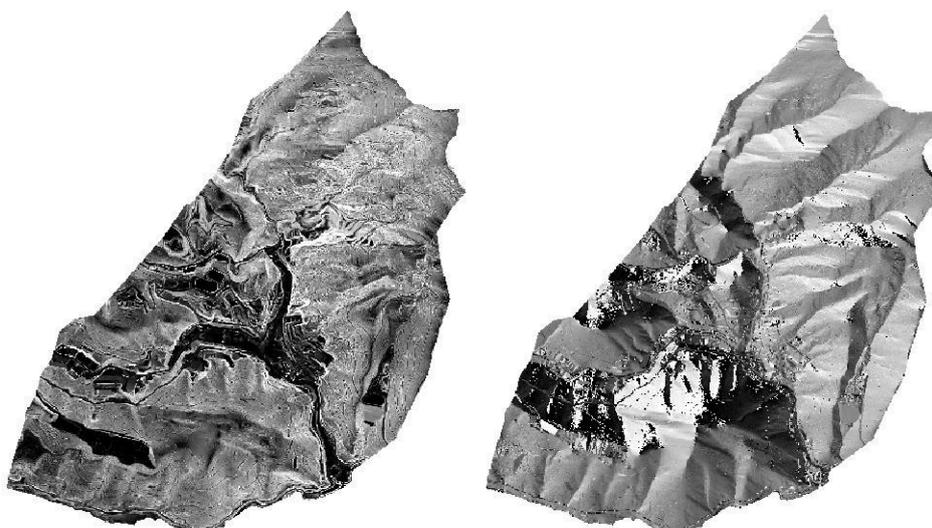


Figura 9. Vista de la radiación (izda.) y de la inclinación (dcha.), municipio de Ermua.

Fuente: LIDAR de Euskadi. Elaboración propia.

De esta forma, con estos ficheros es posible obtener perfiles de iluminación que se utilizan posteriormente para elaborar y determinar una capa de iluminación anual. Para la variación estacional de sombras, se ha hecho un promedio del día central de cada mes a modo de representación, por el número de días de cada mes. Se ha convertido la iluminación promedio en un factor de sombra (f_1) dividiendo el primero entre el valor máximo de iluminación de capa. Posteriormente se ha trasladado la información a la capa de edificación y, como se puede ver en la Figura 10, aparecen las distintas cubiertas con tonos de grises de claros a oscuros. Las cubiertas más oscuras son en realidad las cubiertas más sombreadas.



Figura 10. Vista de las capas de sombras para Ermua.

Elaboración propia.

Fracción de cubierta utilizable (f_2)

Una vez sabidas las sombras, se debe tener en cuenta que sólo una parte de las cubiertas es utilizable para la colocación de placas solares. Esta capacidad depende de varios factores, pero el principal es la tipología de cubierta, pudiendo agruparlas en planas o inclinadas. Como referencia se han tomado los valores promedio obtenidos por (Ordóñez, Jadraque, Alegre, & Martínez, 2010) a través de un estudio estadístico de cubiertas llevado a cabo en Andalucía. En la *Tabla 18* se presentan los datos.

Tabla 18. Fracción de cubierta utilizable (f_2) según tipología.

(Fuente: Ordoñez et al. 2010)

Cubiertas planas	Cubiertas inclinadas
0.53 ± 0.015	0.19 ± 0.017

Tras analizar el parque edificatorio de la comarca, se ha visto que la inmensa mayoría de las cubiertas son inclinadas, por lo que se ha tomado un valor de $f_2 = 0.19 \pm 0.017$. Esto permite corregir la existencia de cubierta que no sea aprovechable para la instalación de sistemas solares térmicos (Ordóñez et al., 2010).

Factor de corrección del uso de cubierta (f_3)

Los datos de radiación utilizados son los recogidos por una superficie con un ángulo de inclinación óptimo, cosa que es posible en cubiertas planas ($f_3=1$). Por el contrario, en las cubiertas de superficie inclinada, la instalación se hace por lo general con la inclinación propia de la cubierta (instalación coplanar). Como se ha hecho anteriormente, utilizando los criterios de *Ordoñez et al.*, se llega a la conclusión de que la pendiente media de las cubiertas es de 20°. Para corregir la radiación se propone el siguiente factor de corrección (Ordóñez et al., 2010), (IDAE, 2012):

$$f_3 = \cos(\text{latitud} - 20)$$

Ecuación 2. Factor de corrección.

Para este caso, con latitud de 43°, f_3 toma el valor de 0,92.

Fracción de conversión solar térmica (f4)

Para analizar qué proporción de la radiación total incidente se convierte en energía final, energía térmica en este caso, se ha empleado la metodología *f-chart* modificada, que propone la norma europea CEN/TC 228 N538 (2006). Esta norma permite obtener la producción térmica de una determinada instalación solar térmica considerando los siguientes aspectos:

Irradiación incidente ($I_i \cdot f_1$)

Área efectiva de colectores de la instalación solar térmica ($A \cdot f_2 \cdot f_3$)

Capacidad de almacenamiento (Se toma una relación V/A entre 50 y 180, que es el rango que permite el CTE en HE4)³²

Rendimiento óptico de los colectores

Pérdidas térmicas de placa, tuberías, intercambiador y almacenamiento

Demanda térmica anual del edificio

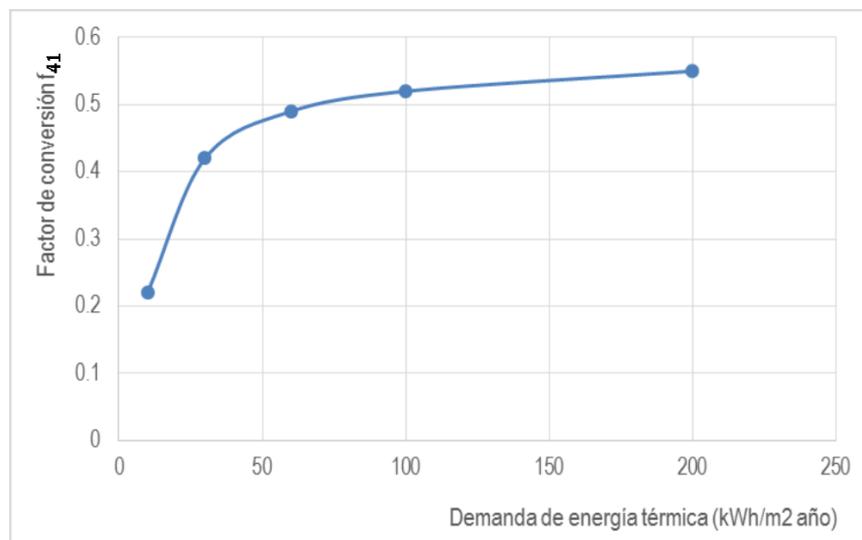
Si se relaciona esta producción con la energía térmica incidente se obtendrá el factor de conversión solar térmica f_{41} para cada instalación (European Committee for Standardization CEN, 2007).

$$(I^i \cdot A^i \cdot f_1^i \cdot f_2^i \cdot f_3^i)$$

Ecuación 3. Factor de conversión.

Dado que el único valor desconocido es la demanda térmica anual que presenta cada edificio y dado que f_4 es muy dependiente de dicho valor, se representa f_{41} respecto a los distintos valores de consumo anual en kWh/m², según la *Ecuación 3*, en la *Gráfica 19*. Para este cálculo se han tomado 5 alturas habilitadas como referencia media para los edificios de Debarrena (Salmerón, Cerezuela, & Salmerón, 2010).

³² V/A es la relación entre el volumen del depósito de acumulación y la superficie de los captadores, medido en litros y m², respectivamente. Se obtiene según prescripción del Código Técnico de la edificación, HE4.



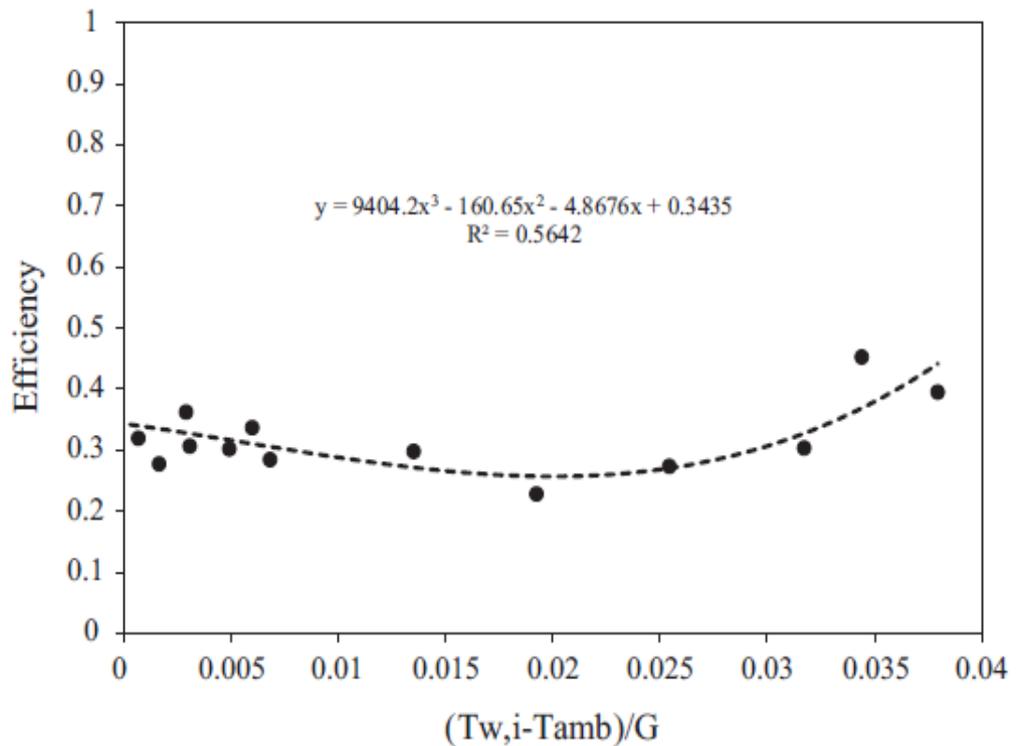
Gráfica 19. Dependencia entre f_{41} y demanda de energía térmica anual del edificio.

Fuente: Salmerón et al. Elaboración propia

Para tener un único valor constante, se toma como referencia para el sector de la edificación el valor promedio referenciado. En el manual para edificios existentes, es el valor medio entre Bilbao y San Sebastián, 110 kW/m² año (IDAE, 2011). Esto, según la anterior Gráfica 19, supone un valor aproximado de $f_{41} = 0,54$.

Finalmente, han de tenerse en cuenta las pérdidas térmicas del circuito hidráulico, entre las que estarían englobadas las pérdidas térmicas de tuberías, intercambiador y almacenamiento. El valor de estas pérdidas se ha obtenido siguiendo las pautas del estudio realizado por Roonak Daghigh en el que, como se muestra en la Gráfica 20, tiene un valor aproximado para f_{42} , de 0,3 (Daghigh & Shafieian, 2016).

Así mismo, los colectores solares tienen un rendimiento óptico y unas pérdidas térmicas que suponen un coeficiente de $f_{43} = 0,75$ y $f_{44} = 0,8$ respectivamente (Rodríguez Hidalgo, Rodríguez Aumente, Lecuona, Gutiérrez Urueta, & Ventas, 2011).



Gráfica 20. Pérdidas térmicas del circuito hidráulico.

Fuente Roonak Daghigh.

De tal forma que el factor de corrección solar térmico f_4 , formado por los factores f_{41} , f_{42} , f_{43} y f_{44} , se puede calcular mediante la siguiente fórmula:

$$f_4 = f_{41} \cdot f_{42} \cdot f_{43} \cdot f_{44} = 0.54 \cdot 0.3 \cdot 0.75 \cdot 0.8 = 0.097$$

Ecuación 4. Factor de corrección.

- **Resultado obtenido**

A continuación, se muestran los resultados obtenidos para cada uno de los municipios de la comarca de Debabarrena en lo que respecta al potencial energético bruto solar térmico (Tabla 19). Los datos son fruto de aplicar la Ecuación 1 y para 1.529 horas de radiación

solar media en la comarca tomadas como referencia, según datos del EVE³³ y para una superficie bruta utilizable de 426.485 m².

Tabla 19. Potencial energético bruto solar térmico.

(Fuente: Elaboración propia)

Municipio	GWh/año
Eibar	9,61
Soraluze	2,84
Mallabia	4,78
Ermua	4,69
Mutriku	4,09
Deba	7,46
Elgoibar	3,53
Mendaro	2,35
Total	39,25

Este potencial energético se verá corregido por la superficie realmente utilizable (superficie neta) (Master-D, 2013), que será de entre un 50% y un 60% (factor de 0,6). De tal forma que la superficie neta será de 255.891 m². El potencial energético neto será el que aparece en la siguiente Tabla (Tabla 20):

Tabla 20. Potencial energético neto solar térmico.

(Fuente: Elaboración propia)

Municipio	GWh/año
Eibar	5,77
Soraluze	1,70
Mallabia	2,87
Ermua	2,81
Mutriku	2,45
Deba	4,48
Elgoibar	2,12
Mendaro	1,41
Total	23,61

³³ (<https://www.eve.eus/CMSPages/GetFile.aspx?guid=e4a3dedf-7989-4ae7-8af8-4a6164e4a953>. (págs.18 y 30).

Tras el análisis anterior, se ha realizado un ejercicio de revisión del 100% de las placas y sistemas térmicos solares existentes en Debabarrena con el fin de comprobar su estado de funcionamiento, mantenimiento, percepción por parte de sus propietarios y para obtener conclusiones al respecto. Se han visitado los 8 municipios comarcales.

El 2,34% de los edificios residenciales colectivos de la comarca tiene placas solares térmicas.

Estos paneles han sido instalados en un 83,3% de origen (en el momento de construir el edificio) y un 16,7% por reforma del edificio.

De los edificios donde se han instalado los paneles de origen, el 73,3% son viviendas de promoción pública y protección oficial; el 26,7% son viviendas libres.

De las 18 instalaciones térmicas solares existentes en la comarca, 4 de ellas no funcionan.

Los costes de mantenimiento están entre los 171 €/año/vecino y los 24 €/año/vecino, siendo la media de 69 €/año/vecino. La dispersión de costes de mantenimiento se debe al tamaño y complejidad de la instalación.

De las entrevistas directas realizadas, se obtiene que la percepción ciudadana al respecto de los paneles solares no es positiva. Se plantean como razones: Alto coste de mantenimiento, no se percibe ningún beneficio, no se fían de la gestión de la lectura que se hace.... La tendencia percibida es al abandono progresivo de los paneles por parte de los usuarios.

Se ha podido constatar la desinformación de los usuarios al respecto de qué es y cómo funciona la energía solar térmica, una falta de pedagogía de los gestores de los sistemas hacia las comunidades de vecinos y un cierto abuso (económico) por las empresas de mantenimiento de estos sistemas.

6.3.1.2. Energía solar fotovoltaica

Para el análisis del potencial energético con energía solar fotovoltaica, se ha utilizado el mismo método de cálculo que con la solar térmica, corrigiendo los factores de conversión y de eficiencia de la instalación fotovoltaica.

Para el cálculo del potencial de energía, se ha utilizado la siguiente expresión:

$$P_{solar} = \sum_h (\sum_i (I^i \cdot A^i \cdot f_1^i \cdot f_2^i \cdot f_3^i \cdot f_4^i \cdot f_5^i))$$

Ecuación 5. Potencial de energía.

(Elaboración propia)

Donde los factores I, A, f₁, f₂ y f₃ son coincidentes con la expresión de solar térmica. Los factores f₄ y f₅ son:

f₄= factor de eficiencia de la instalación fotovoltaica

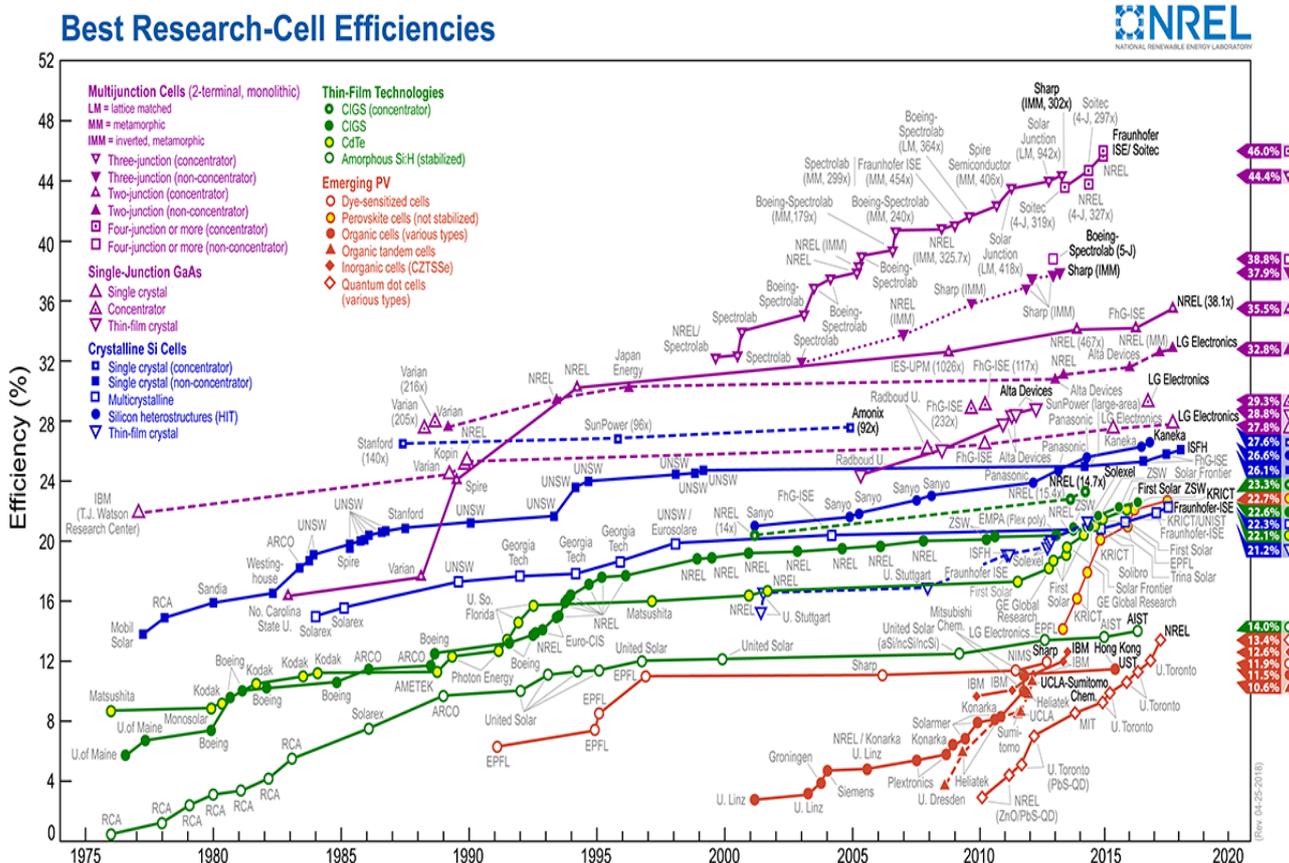
f₅= factor de eficiencia de la célula de cada panel elegido

Factor de eficiencia de la instalación fotovoltaica o factor de forma (f₄)

Es el factor de corrección por pérdidas en el cableado, inversores, conexiones y factores ambientales (temperatura, contaminación atmosférica) (también llamado performance ratio) (SMA Solar Technology AG, 2015). De forma estandar, este factor toma un valor de entre 0,65 y 0,80 (Guerrero Fernández, 2010).

Factor de eficiencia de las células de los paneles elegidos (f₅)

Dado que no toda la energía incidente en las placas se transforma en energía eléctrica, se deberá corregir con el factor f₅, tomando como referencia los datos actualizados del NREL (US National Renewable Energy Laboratory) referentes a la evaluación del potencial de energía solar fotovoltaica (*Gráfica 21*).



Gráfica 21. Datos de eficiencia de células fotovoltaicas de NREL.

Fuente: ENREL (US National Renewable Energy Laboratory), 2020.

En la anterior Gráfica 21 se muestran los datos actualizados de las eficiencias de paneles fotovoltaicos, a fecha de diciembre de 2018, de las diferentes células fotovoltaicas analizadas. Para el análisis de la eficiencia se ha tomado un valor medio del 22,1%, correspondiente a placas de silicio mono cristalino, con un coste aproximado de 3,04 \$/W, obviando los valores extremos de placas multi unión y las emergentes de última generación.

Posteriormente, el rendimiento unitario de la célula se multiplicará por el rendimiento medio de la instalación, que es la relación entre la lectura real de la producción y el valor nominal calculado de la producción en planta. Para considerar un valor único constante se ha tomado la ratio de rendimiento (performance ratio) PR=0,75, dado que es un valor generalizado en este tipo de instalaciones.

Con estos valores obtenidos para f_4 y f_5 (0,75 y 0,221, respectivamente), obtenemos el valor de f_r , según puede apreciarse en la expresión siguiente.

$$f_r = f_4 \cdot f_5 = 0,75 \cdot 0,221 = 0,1657$$

Ecuación 6. Factor de corrección.

(Elaboración propia)

Aplicando de nuevo la fórmula inicial, obtendremos la potencia obtenible en materia solar fotovoltaica.

- **Resultado obtenido**

Con los datos anteriores, se obtiene para cada uno de los municipios la siguiente tabla de potencial energético neto (Tabla 21). La superficie neta será también la misma que en el caso térmico: 255.891 m².

Tabla 21. Potencial energético neto solar fotovoltaica.

(Fuente: Elaboración propia)

Municipio	GWh/año
Eibar	9,85
Soraluze	2,91
Mallabia	4,90
Ermua	4,81
Mutriku	4,19
Deba	7,65
Elgoibar	3,62
Mendaro	2,41
Total	40,34

6.3.2. Conclusión del potencial de energía solar

Como puede desprenderse del análisis realizado, la energía solar obtenible en forma eléctrica mediante el uso de placas fotovoltaicas supone un **2,12%** de la energía total consumida en Debabarrena (sobre datos de 2018), pero un **6,88%** sobre la energía eléctrica consumida (datos de 2018). Parece evidente que no se podrá obtener, con la tecnología actual, suficiente energía de la fuente primaria solar como para satisfacer la

demanda ni siquiera la eléctrica. Pero no se trata del uso de una única fuente de energía, sino del mix que de ellas pueda obtenerse.

Otra conclusión obtenida es la conveniencia de utilizar las superficies disponibles preferentemente para generación fotovoltaica frente al uso térmico. El rendimiento viene a ser un 70% mayor debido a las pérdidas que tienen los sistemas térmicos. Además, la aplicación del kWh eléctrico es utilizable para calentamiento de ACS, de calefacción, de consumo eléctrico habitual (cocina, alumbrado, electrodomésticos, ...) e incluso para vertido a red. La razón final está en la tendencia a la electrificación de consumos que propone en la U.E. (Unión Europea, 2018). La parte térmica de demanda para calor doméstico y de calefacción en el ámbito industrial (no para proceso industrial), puede ser generada a través de aerotermia o geotermia, como se verá más adelante.

La percepción del usuario de placas térmicas es de insatisfacción, tal y como se ha comprobado en el trabajo realizado y comentado anteriormente.

Del contraste de la generación fotovoltaica posible en los casi 256.000 m² comarcales orientados al sur, se aprecia total coherencia con los datos obtenidos en la experimentación de campo que se expondrá más adelante.

A modo de resumen, el flujo del proceso de cálculo y obtención del potencial técnico solar es el siguiente (*Figura 11*).

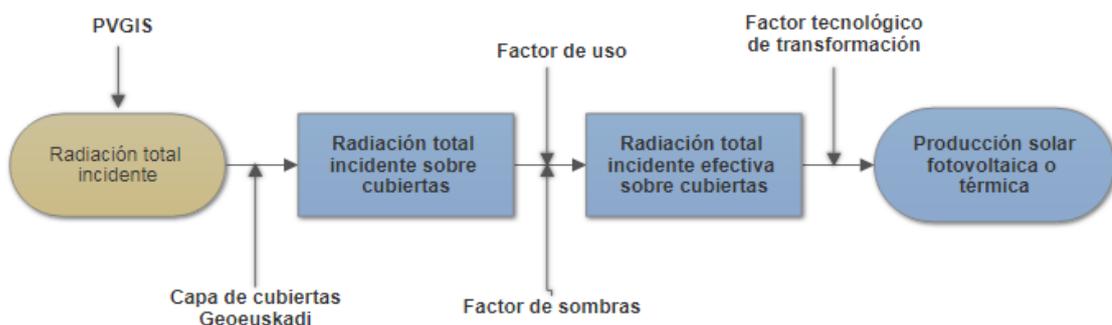


Figura 11. Proceso de cálculo del potencial técnico solar.

Fuente: Elaboración propia

6.3.3. Energía eólica

Se ha realizado un análisis de la posible utilización de aerogeneradores en tierra (on-shore) y en el mar (off-shore) ya que la comarca cuenta con dos municipios costeros.

En primer lugar, se ha realizado un análisis de la capacidad de generación con la tecnología tradicional, la de 3 palas.

6.3.3.1. Eólica on-shore

Los datos para realizar el análisis del dimensionamiento de los molinos eólicos han sido obtenidos a través del IDAE (Atlas Eólico), utilizando las siguientes variables: dirección del viento, velocidad (m/s), frecuencia (%), potencia (%) y el factor de Weibull (m/s y K). Para el tratamiento de estos datos se ha utilizado Matlab, obteniendo las funciones matemáticas continuas y una rosa de los vientos con la potencia y con la frecuencia.

Con los datos obtenidos, se ha buscado en el mercado un aerogenerador (molino) cuyas especificaciones cumplan con las expectativas de generación, de impacto visual y sonoro requeridas.

La ubicación de los molinos se deberá realizar en función de la frecuencia y potencia obtenidas, priorizando la ubicación en las zonas con mayor constancia de vientos, mayor potencia del viento y facilidad de acceso. Todo ello dentro de las zonas no prohibidas por el actual Plan Sectorial en vigor³⁴.

La eólica terrestre tiene varias limitaciones: la accesibilidad a las zonas elegidas, el impacto visual que ocasiona, el ruido que generan las palas de los aerogeneradores y las interferencias electromagnéticas que pueden ocasionar.

En el caso del ruido generado, la expresión matemática utilizada para su cálculo se ha obtenido de (Manwell, McGowan, & Rogers, 2009) y se desarrollará más adelante.

³⁴ A fecha de redacción de este documento, el G.V. se encuentra en fase de realización de otro Plan Sectorial para energía eólica, cuya aprobación se espera a finales de 2020.

Para el cálculo de las interferencias electromagnéticas que puedan generar los molinos en el entorno, se ha utilizado otra expresión también de (Manwell et al., 2009) que también se detallará más adelante.

- **Elección de la turbina**

En la comarca hubo en su momento una propuesta de instalación de aerogeneradores en Karakate. Estos aerogeneradores propuestos eran de 1 MW de potencia y de 110 m de altura aproximada. La presión social del entorno impidió su instalación, razón por la cual se ha optado por aerogeneradores de la mitad de potencia que los propuestos en su momento y de menor impacto visual. Estas turbinas son el modelo DIRECTWIND 52*500kW, del fabricante EWT³⁵, con una altura de 70 m y con unas características técnicas como las que se presentan en la *Figura 12*.

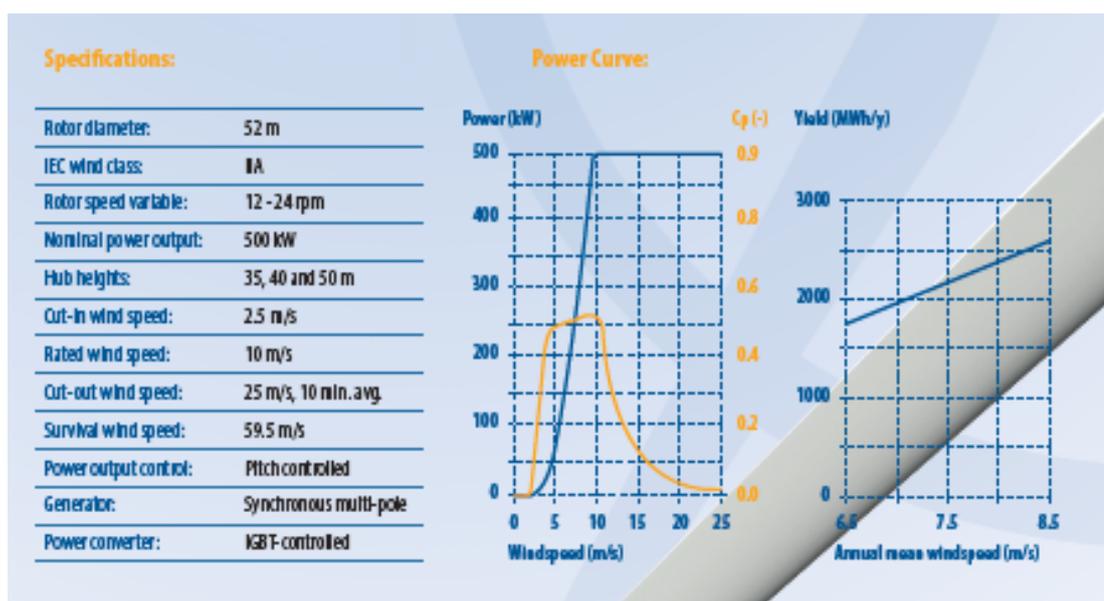


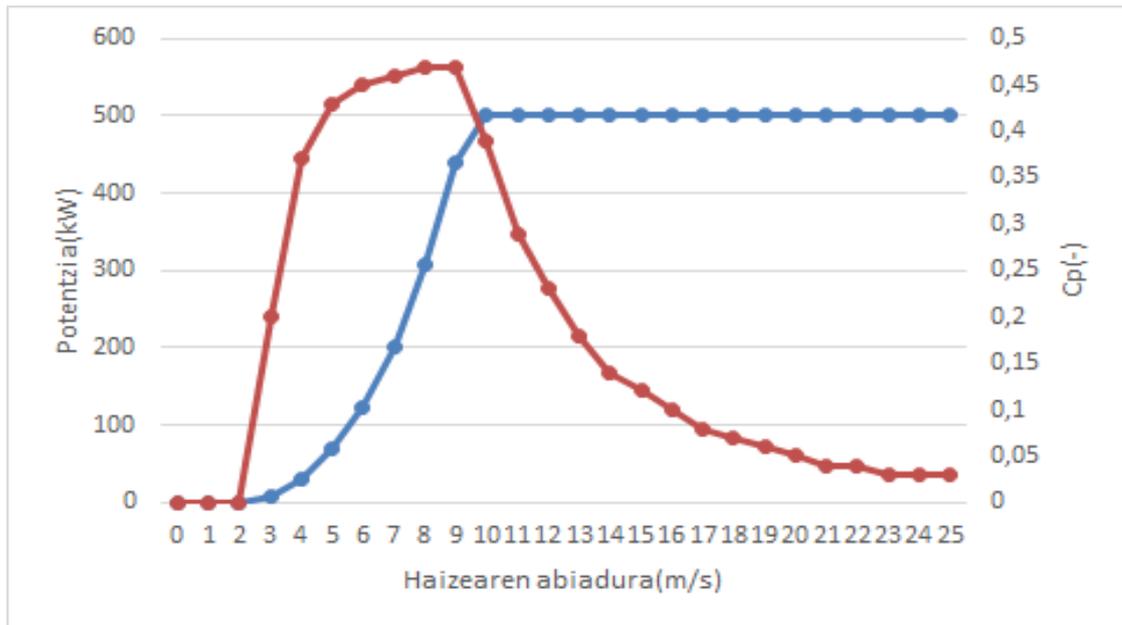
Figura 12. Características técnicas de aerogenerador elegido.

Fuente: EWT.

³⁵ Se ha elegido este fabricante, existente en el momento de realizar el estudio. La tecnología de aerogeneración está avanzando continuamente, por lo que este dato del modelo de aparato no es determinante en el modelo energético.

https://cdn2.hubspot.net/hubfs/4248001/Downloads/Brochures/EN/EWT_Flyer-dw52-500kW.pdf

De esta forma, se han podido utilizar los datos obtenidos a través del IDAE para turbinas de 80 m de altura. La curva de potencia de un aerogenerador de 80 m con respecto a la velocidad del viento, es la que se presenta en la *Gráfica 22* (Aymamí et al., 2011) e IDAE.



Gráfica 22. Curva de potencia.

Fuente IDAE y Aymamí et al. Elaboración propia.

En rojo: coeficiente de potencia (CP). En azul: potencia en kW.

- **Predominancia de dirección y velocidad del viento**

Para la obtención de los datos de velocidad y dirección del viento se ha recurrido a la base de datos de IDAE componiendo la *Tabla 22*. Con los datos de la *Tabla 22* se ha elaborado la rosa de los vientos de la *Figura 13* usando el programa R Studio. Esto permite conocer las potencias obtenibles y las direcciones predominantes.

Tabla 22. Distribución por direcciones a 80 m.

(Fuente: IDAE)

Distribución por direcciones a 80m.

Coordenadas UTM(m): 553447,4793268

Dirección	Frecuencia (%)	Velocidad (m/s)	Potencia (%)	Weibull C (m/s)	Weibull K
N	7.17	4.566	2.81	5.731	2.126
NNE	8.73	4.334	2.76	5.351	2.152
NE	5.66	4.006	1.11	4.738	2.487
ENE	3.09	3.935	0.64	4.431	1.857
E	2.23	4.238	0.61	4.738	1.763
ESE	1.7	3.819	0.32	4.387	1.967
SE	1.97	4.997	0.85	5.541	1.78
SSE	3.9	8.011	8.85	9.03	1.564
S	8.29	9.222	20.27	10.359	2.01
SSW	6.98	8.295	10.83	8.891	2.004
SW	7.58	9.01	15.35	9.716	2.002
WSW	7.69	7.026	7.17	7.68	2.149
W	9.92	7.045	10.11	8.03	2.264
WNW	7.94	6.878	7.91	7.877	2.172
NW	8.34	6.041	5.43	6.833	2.171
NNW	8.84	5.661	4.98	6.534	2.201

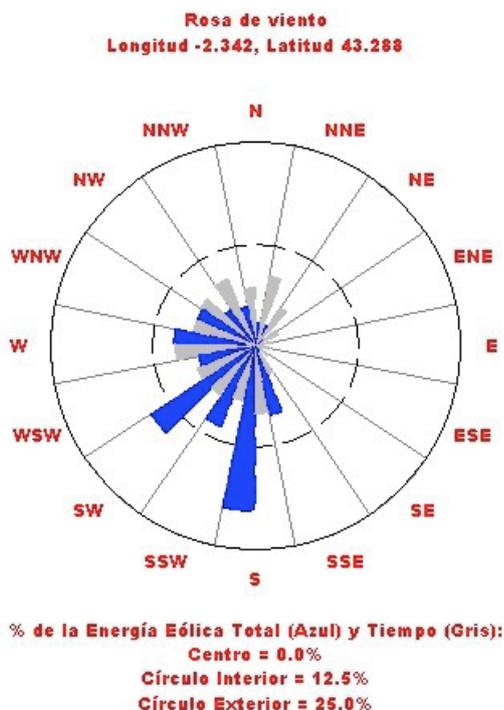


Figura 13. Rosa de los vientos.

Fuente: Elaboración propia.

Como puede observarse en la *Figura 13*, la dirección predominante es la oeste, con variaciones norte-noroeste y sursuroeste. Las mayores intensidades son las provenientes de la dirección sur, pero con vientos superiores a 10 m/s, el molino pierde capacidad de generación y, a partir de los 25 m/s (90 km/h), el molino se bloquea para evitar su embalamiento (*Figura 12*). El rango óptimo de funcionamiento está entre los 5 y los 10 m/s. La orientación de los molinos, por tanto, será la oeste (la más constante).

- ***Elección de zonas con mayor velocidad de viento***

Para la elección de las zonas de ubicación, se ha recurrido al PTS del G.V. (Planificación Territorial Urbanismo y Regeneración Urbana, 2002) todavía en vigor, en el que se indican los lugares analizados por dicho documento y, por lo tanto, también los lugares de prohibición. Se han propuesto trece lugares de ubicación, alguno contemplado en el PTS (Irukurutzeta) y otros (la mayoría) no analizados en dicho documento normativo. Además, para la elección de los lugares con mayor velocidad del viento dentro de las ubicaciones seleccionadas, se ha utilizado el atlas eólico de IDAE. Para la elección de la zona, se ha tenido en cuenta que la velocidad mínima de viento para ser aprovechable por el molino propuesto deberá ser de 5 m/s. En el atlas eólico se han seleccionado las zonas con velocidad igual o superior a 5 m/s (Aymamí et al., 2011).

Para la ubicación de las turbinas se ha utilizado como herramienta Google Earth, situándolas en las zonas preseleccionadas. Para el máximo aprovechamiento de la velocidad del viento, deben disponerse entre sí a una distancia de 8 veces el diámetro de la turbina con respecto a la siguiente y 2 veces el diámetro con respecto a la contigua.

Las zonas elegidas para la ubicación de aerogeneradores on-shore y el número de molinos que podrían ubicarse en los respectivos lugares, son:

Mendibil (Mallabia) 4 molinos, Urko (Eibar) 5 molinos, Kalamua (Elgoibar) 5 molinos, Urnabitza y Azkárate (Elgoibar) 3 molinos, Irukurutzeta (Soraluze) 8 molinos, Arno (Mutriku) 5 molinos, Otarre (Deba) 2 molinos, Andutz (Deba) 3 molinos y 1 molino en cada uno de otros cuatro puntos distintos (Joangoikomendi, Arnoate, Lizarreta y Garailuz). Esto supone 39 molinos on-shore.

Las ubicaciones han sido analizadas desde el punto de vista de existencia de accesos y líneas de transporte.

- **Cálculo de contaminación acústica producida**

Para la realización del cálculo se emplea la siguiente fórmula (Manwell et al., 2009):

$$L_w = 10 \cdot \log(P_{wt}) + 50$$

Ecuación 7. Nivel de ruido producido.

Siendo: L_w el nivel de ruido producido en función de la potencia de la turbina

P_{wt} la potencia de la turbina, en W (en este caso 500.000 W)

De la aplicación de la anterior fórmula, se obtiene un resultado de 107 dB(A).

Para calcular la distancia de separación con las viviendas más próximas, se hace uso de las expresiones siguientes (Manwell et al., 2009):

$$L_p = L_w - 10 \cdot \log(2 \cdot \pi \cdot R^2) - \alpha \cdot R$$

Ecuación 8. Distancia de separación de viviendas (propagación semiesférica).

$$y \quad L_p = L_w - 10 \cdot \log(4 \cdot \pi \cdot R^2) - \alpha \cdot R$$

Ecuación 9. Distancia de separación de viviendas (propagación esférica).

Siendo:

L_p el ruido máximo permitido por Ley (en dB(A)) = (40 dB(A))

α el coeficiente de absorción del medio

R distancia mínima entre el molino y cualquier lugar habitado

De la aplicación de las anteriores expresiones, se obtiene una distancia mínima de entre 500 y 620 m. entre turbina y cualquier residencia o zona habitada (Manwell et al., 2009).

En las ubicaciones propuestas, se cumplen estas condiciones de distancia mínima a cualquier lugar habitado.

- **Cálculo de interferencia electromagnética**

Como se ha dicho, las turbinas pueden generar interferencias en las señales de radio y televisión. Para el cálculo de la distancia mínima de seguridad, se utiliza la ecuación siguiente (Manwell et al., 2009):

$$20 * \log(r) = \frac{C}{I} + 10 * \log\left(\frac{\sigma b}{4\pi}\right)$$

Ecuación 10. Distancia mínima de seguridad.

Donde:

r es el radio dentro del cual se encuentra la interferencia que genera el molino.

$\frac{C}{I}$ es la razón de interferencia, que irá variando en función del tipo de ondas (televisión, radio...)³⁶. Que tomará los valores: 39, 33, 27 y 20 (Manwell et al., 2009) págs. 590 y 659-12.19

σb es la sección eficaz biestática³⁷ (Willis & Griffiths, 2007). Tendrá dos valores diferentes, dependiendo de si se toma la parte delantera o la posterior del aerogenerador, siendo estos 24 dBm² y 46,4 dBm² respectivamente (Manwell et al., 2009) (la dirección en sentido del viento favorece la propagación electromagnética y del sonido).

De la ecuación anterior obtenemos los siguientes resultados (*Tabla 23*):

Tabla 23. Radios dentro de los cuales se encuentra la interferencia.

(Fuente: *Elaboración propia*)

Razón de interferencia	Por Delante	Por Detrás
C/L	r (m)	r (m)
39	123	164
33	61.67	85.85
27	30.91	43.03
20	13.81	19.22

Como se ha indicado anteriormente, al ser mayor la previsión de distancia para evitar la contaminación acústica que la interferencia electromagnética de los molinos, la ubicación

³⁶ $\frac{C}{I}$ (Carrier to Interference Ratio) es el cociente entre la potencia portadora modulada promedio recibida (C) y la potencia de interferencia cocanal promedio recibida (I).

³⁷ Medida de la energía que se refleja tras una reflexión en un objeto y que depende del ángulo biestático de emisor y receptor.

de ellos estará lejos de producir interferencias a cualquier zona habitada, según los cálculos obtenidos (distancia máxima 164 m, frente a los 620 m anteriores).

- **Cálculo del potencial técnico de la turbina.**

Para turbinas de 80 m de altura, el rotor estará aproximadamente a 75 m, con lo que la velocidad media del viento (Aymamí et al., 2011) y *Tabla 22*, será de 7 m/s.

Según datos de IDAE, las horas equivalentes anuales de funcionamiento serán, para estas zonas, de 2.500 h/año en este caso (IDAE, 2011). Conociendo estos datos se obtendrá la producción anual bruta y neta (Eresimi, Chalageri B, Deshpande M, Banad S, & Pavate S, 2017), (Ibarra-Berastegi et al., 2018), (Jover Couce, 2012), (Yamaguchi & Ishihara, 2014), (Aymamí et al., 2011) .

- **Resultados obtenidos.**

Con los datos anteriores, las potencias técnicas brutas y netas con respecto a las ubicaciones propuestas son las que se presentan en la *Tabla 24*, obtenidas a través de la siguiente expresión:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot U^3 \cdot C_f$$

Ecuación 11. Potencia extraída del viento.

De donde se obtiene:

$$P = 0,5 \cdot 1,220 \cdot \pi \cdot (52/2)^2 \cdot 7^3 \cdot 0,20 = 88,87 \text{ kW.}$$

Siendo:

ρ = densidad del aire a 80 m

A = superficie de la zona de barrido

U = velocidad del viento

C_f = factor de capacidad (Neil & Reza Hashemi, 2018)

Y el potencial energético bruto será:

$$P_{\text{eb}} = P \cdot h_{\text{equivalentes}} \cdot n^{\circ} \text{ aerogeneradores.}$$

Ecuación 12. Potencial energético bruto.

Para cada una de las ubicaciones propuestas, las producciones brutas y netas obtenibles se presentan en la *Tabla 24*.

Tabla 24. Producción anual bruta y neta.

(Fuente: Elaboración propia)

Ubicación	Producción bruta (GWh/año)	Producción neta (GWh/año)
Mendibil	0,89	0,76
Urko	1,11	0,94
Kalamua	1,11	0,94
Urnobitza-Azkarate	0,67	0,57
Irukurutzeta	1,78	1,51
Arno	1,11	0,94
Otarre	0,44	0,38
Andutz	0,67	0,57
Otros	0,89	0,76

Las producciones netas se obtienen de minorar la producción bruta con el factor de estela f_e , que es del 15%. Así, para una producción bruta de 8,66 GWh/año, la producción neta es de $8,66 \times 0,85 = 7,37$ GWh/año.

Potencial energético = $88,87 \text{ kW} \cdot 2500 \text{ h} \cdot 0,85 \cdot 39 = 7,37 \text{ GWh/año}$.

Esta cantidad posible de generación eléctrica a través de los molinos convencionales en tierra, supone el **0,38%** de la energía total consumida en la comarca y el **1,26 %** de la energía eléctrica consumida anualmente en la comarca.

Las características técnicas de los aerogeneradores (altura y potencia) condicionan la generación obtenible. Puede apreciarse a simple vista que la relación entre los costes que tendrían las infraestructuras necesarias para ubicar los aerogeneradores y transportar la energía obtenida, con respecto a la significancia de la producción obtenible, no es equilibrada. Por otra parte, la respuesta social al impacto visual de los molinos sigue siendo importante. En el desarrollo del presente trabajo se mantuvieron 3 reuniones con

distintos grupos ecologistas de Soraluze, Deba y Mutriku respectivamente, para conocer su posicionamiento al respecto. La respuesta fue totalmente negativa. El Gobierno Vasco, como se ha citado en la Nota 34, está trabajando en la elaboración de un nuevo PTS de eólica on shore. Si alguna de las ubicaciones propuestas coincidiera con la nueva planificación, tal vez puedan ubicarse molinos cuya potencia y producción justifiquen la respuesta que en la actualidad tienen.

La sociedad tiene pendiente de resolver esta dualidad de pensamiento al respecto de las RR.

6.3.3.2. Eólica off-shore

Para la realización del cálculo de energía obtenible a través de eólica off-shore, se ha seguido la metodología basada en el trabajo “*Sensitivity to the use of 3DVAR data assimilation in a mesoscale model for estimating offshore wind energy potential. A case study of the Iberian northern coastline*” (Ulazia et al., 2016) y se han utilizado sus propios datos y resultados. Para los cálculos, se ha tomado como referencia el aerogenerador MWT 92-2.4, cuyas características técnicas son las que se presentan a continuación (Figura 14) (Yamaguchi & Ishihara, 2014). Se trata de aerogeneradores marinos anclados al fondo, por lo que necesitan una profundidad de costa no mayor de 100 m.

Rotor diameter (D)	92 m
Hub height	70 m
Rated power	2.4 MW
Control	Pitch control
Cut-in wind speed	3 m/s
Cut-out wind speed	25 m/s
Wind turbine intervals	$8D \times 8D$

Figura 14. Características técnicas de MWT 92-2-4.

Fuente: Yamaguchi et al.

Conocida la batimetría con datos de la base NOAA y con los datos de CCMP (Cross-Calibrated Multi-Platform), se efectúa una simulación WRF³⁸, comparando los datos obtenidos con los datos de las boyas que dispone el Estado en la costa cantábrica (las 3 boyas de Estaca de bares, Cabo de peñas y Bilbao-bizkaia). La expresión utilizada para ello es:

$$\frac{U(z)}{U(zr)} = \text{Ln}\left(\frac{z}{z0}\right) / \text{Ln}\left(\frac{zr}{z0}\right)$$

Ecuación 13. Simulación WRF.

Fuente: (Guevara Díaz, 2013)

Donde:

U es la velocidad del viento

z es la altura sobre el nivel del suelo a la que se desea conocer la velocidad del viento.

zr es la altura de referencia, a la que se dispone de datos de velocidad del viento.

z0 es la rugosidad instantánea del mar, obtenida a través de:

$$\frac{z0}{Hs} = 1200 * \left(\frac{Hs}{Lp}\right)^{4,5}$$

Ecuación 14. Simulación WRF.

Fuente: (Guevara Díaz, 2013)

Donde:

Hs es la altura de ola significativa.

Lp es el periodo pico de longitud de onda.

³⁸ WRF es el acrónimo de Weather Research and Forecasting. Sistema de cálculo numérico para simulación atmosférica.

Con las anteriores expresiones, obtendremos una certidumbre con una confianza del 95% en cuanto a los datos de ubicación de los molinos eólicos.

La potencia obtenible se ha calculado con las expresiones que se presentan a continuación, teniendo como referencia el modelo de aerogenerador MWT-92/2.4 cuya curva de potencia es la que se presenta en la *Figura 15*.

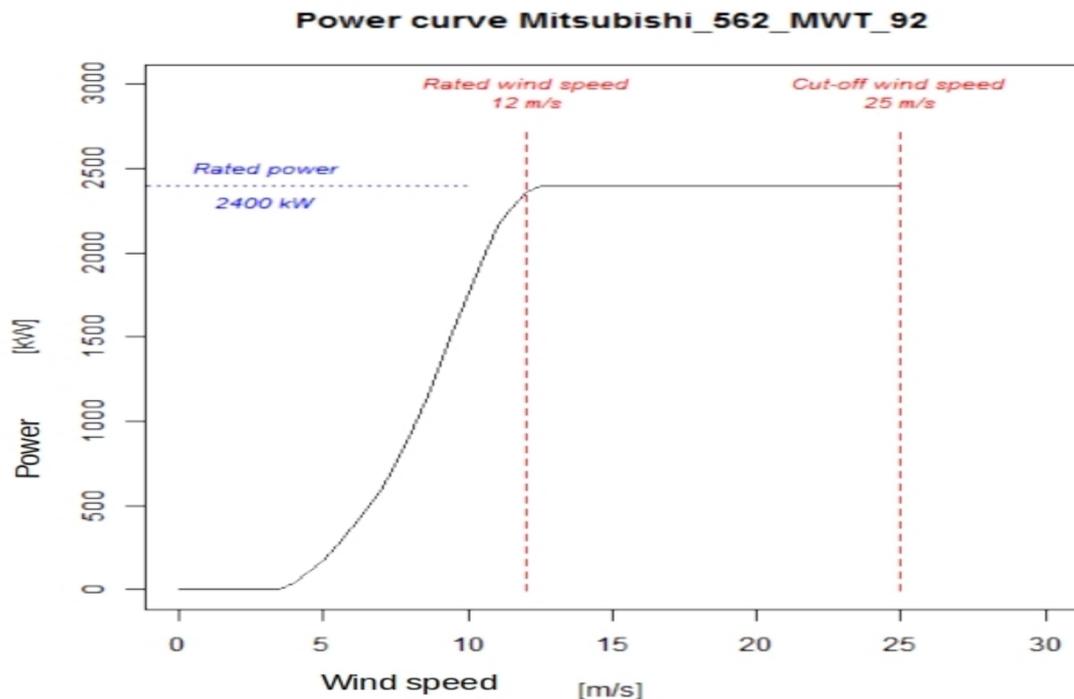


Figura 15. Curva de potencia de MWT 92-2-4.

Fuente: Mitsubishi 562-MWT-92

- **Cálculo de Factor de Capacidad**

Para el cálculo teórico del factor de capacidad³⁹, (Neil & Reza Hashemi, 2018) proponen la expresión siguiente, que requiere un previo conocimiento de la velocidad media del viento:

³⁹ El factor de capacidad se define como la producción real de electricidad dividida entre la producción máxima posible (según potencia instalada) de una planta de energía y durante un periodo de tiempo.

$$CF = 0.087 \cdot \bar{U} - \frac{Pr}{D^2}$$

Ecuación 15. Factor de capacidad(I).

Donde:

\bar{U} es la velocidad media del viento en m/s

P_r es la potencia teórica del aerogenerador.

D es el diámetro del aerogenerador en m. En este caso 92 m.

El factor de capacidad también se puede calcular como la relación entre las potencias real y teórica:

$$CF = \frac{P_w}{P_R}$$

Ecuación 16. Factor de capacidad (II)

Fuente: (Neil & Reza Hashemi, 2018)

Donde

P_w es la potencia real que entrega la turbina.

P_R es la potencia ideal que debería entregar la turbina.

Con carácter general, los datos experienciales obtenidos para el factor de capacidad en el mar vienen siendo de entre el 30% y el 40% (Neil & Reza Hashemi, 2018) o de entre 22,3% y 25% según IDAE (*Tabla 26*). En este caso tomaremos un 25%.

- ***Cálculo de la velocidad media del viento en la costa de Deba y Mutriku***

De los trabajos realizados por (Ulazia, Sáenz, et al., 2017), (Ulazia et al., 2016), (Ulazia, Penalba, Ibarra-Berastegui, Ringwood, & Saénz, 2017), se ha extractado información de la zona de la costa situada entre Deba y Mutriku de datos analizados hasta 500 m de distancia hacia el interior desde la costa, espaciados cada 100 m y obtenidos a su vez de IDAE. Se presentan a continuación los datos a 5 km de la costa (*Tabla 25 y Tabla 26*).

Tabla 25. Media de velocidades a 5 km.

(Fuente: IDAE. Elaboración propia)

0-100 m	100-200 m	200-300 m	300-400 m	400-500 m
Velocidad (m/s)	Velocidad (m/s)	Velocidad (m/s)	Velocidad (m/s)	Velocidad (m/s)
9,18	9,18	9,24	9,24	9,24
9,84	9,6	9,86	9,86	10,38
9,28	9,32	9,36	9,36	9,46
9,48	9,26	9,46	9,46	9,92
9,74	15,8	9,66	9,66	10,42
8,26	7,68	8,04	8,04	8,62
8,30	8,04	8,12	8,12	8,36
13,88	14,0	13,94	13,94	14,30
15,56	15,80	15,58	15,58	16,10
14,72	14,78	14,74	14,74	14,82
17,10	16,78	16,90	16,90	17,00
13,34	13,42	13,52	13,52	14,20
16,12	15,42	16,10	16,10	17,58
15,8	15,42	15,80	15,80	16,58
13,5	13,46	13,50	13,50	13,22
11,78	11,36	11,62	11,62	12,24
11,872	11,658	11,836	11,836	12,268

Tabla 26. Factores de capacidad con el rango de 5 km.

(Fuente: IDAE)

Rangos(m)	CF	CF %
0-100	0.2329	%23.29
100-200	0.2236	%22.36
200-300	0.23	%23.00
300-400	0.231	%23.1
400-500	0.25	%25.00

- **Resultados obtenidos**

Se han tomado datos del frente costero entre Deba y Mutriku, tanto en forma longitudinal en paralelo a la costa, como en interior hacia el mar.

La superficie de lámina de agua disponible para la ubicación de los molinos off-shore anclados al fondo marino, podría ser como máximo de 5 x 9 km².

La razón de lo anterior está en las siguientes argumentaciones. La distancia costera entre los límites municipales de Mutriku (con Ondárroa) y de Deba (con Zumaia), nos da una franja costera de 9 km. Por otra parte, son conocidas las características morfológicas del perfil de la plataforma continental marina de la costa vasca. En la actualidad existen plataformas flotantes de molinos eólicos off-shore, pero en su momento se realizó el estudio con molinos anclados al fondo marino, lo cual requiere profundidades no mayores de 100 m. Como se decía, la plataforma marina tiene una longitud de entre 10 y 12 km con profundidades iguales o menores a los 100 m (Pascual, Martín-Rubio, Marinez, & Rodríguez-Lázaro, 2008), (Ibañez, 2018), (Hilario, Gilabert, Arz, & Arenillas, 2016), (de Guzmán Montón, 2011). A partir de ahí, va aumentando progresivamente de forma abrupta, hasta la fosa de Capbreton. Además de esta situación, la actual Ley de Costas impide la ubicación de aerogeneradores a una distancia inferior a los 5 km de la costa. Todo ello nos lleva a tener una longitud de 5 km máximos de fondo costero. Esto delimita una superficie aprovechable de 45 km², en la que los molinos podrían estar anclados al fondo marino.

Las características de la distribución de los aerogeneradores son las siguientes:

Separación entre dos molinos en dirección Sur-Norte: 736 m (equivalente a 8 veces el diámetro). Separación entre dos molinos en dirección Oeste-Este: 400 m (equivalente a 3 veces el diámetro).

En la *Figura 16* se presenta la distribución de la superficie disponible,

Con los datos expuestos, el nº de molinos instalables sería de 154 unidades.



Figura 16. Lámina de agua ocupada por los molinos off-shore.

Fuente: Google. Elaboración propia

La generación energética posible será la siguiente:

Con la expresión vista anteriormente para eólica on-shore (Ecuación 11):

$$P = \frac{1}{2} * 1,22 * \pi * (92/2)^2 * 12^3 * 0,25 = 1,75 \text{ MW}$$

El potencial energético neto de generación será (Ecuación 12):

$$\text{Potencial} = P * \text{hequiv} * fe * n^{\circ} \text{ molinos}$$

Siendo fe el factor de estela.

$$\text{Potencial energético neto} = 1,75 \text{ MW} * 2600 \text{ h} * 0,85 * 154 = \mathbf{595.60 \text{ GWh/año}}$$

Esta energía supone el **31,3 %** de la energía total consumida en Debabarrena y el **101,6 %** de la energía eléctrica total consumida.

A modo de resumen, el flujo del proceso de cálculo y obtención del potencial técnico eólico es el siguiente (Figura 17).

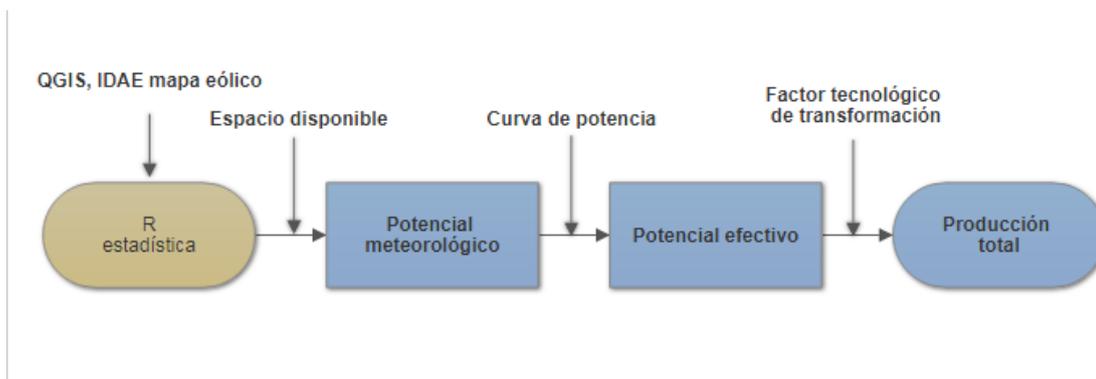


Figura 17. Proceso de cálculo del potencial técnico eólico.

Fuente: Elaboración propia.

6.3.4. Energía marina

- **Energía mareomotriz y undimotriz**

La energía mareomotriz o undimotriz es la que aprovecha el movimiento de las mareas o las olas para la producción de energía. En el municipio de Mutriku se cuenta con una planta experimental mareomotriz propiedad del EVE, cuyos datos y características se han explicado anteriormente en el documento.

A continuación, se explorará la posibilidad de generar energía a través de las olas, con el movimiento oscilante de las mismas. Los elementos utilizados para esa producción son los pelamis, una especie de “gusanos” o secciones cilíndricas unidas entre sí por articulaciones, de forma que pueden tener movimientos en el plano vertical y horizontal. Son estos movimientos los que generan electricidad a través de sistemas hidráulicos en su interior. Estos pelamis vienen usándose de forma experimental desde 2008, no exentos de problemas (fundamentalmente de mantenimiento). Se han producido diversas investigaciones y prácticas experimentales de mejora de los primeros pelamis usados en 2008 (Portugal, Irlanda, Escocia, Japón y China) (He, Qu, & Li, 2013). En la actualidad se sigue investigado y usando de forma controlada, en aguas poco profundas, anclados al fondo marino y en combinación con aerogeneradores off-shore.

Se ha querido analizar el potencial energético undimotriz de la costa entre Deba y Mutriku. De la misma forma que los molinos off-shore, los pelamis están condicionados en su uso a una distancia mínima de la costa por lo que la lámina de agua disponible se reduce. La

distancia de seguridad está en los 5 km.

Para la obtención de datos al respecto de las capacidades de generación con pelamis en esa zona costera, se han vuelto a utilizar los estudios realizados por (Ulazia, Penalba, et al., 2017) sobre las boyas de Bilbao, Ortigueira, Mañón y Gozón. Para el caso de Deba y Mutriku, se han extrapolado los datos de los estudios anteriores por su similitud y proximidad. El factor de capacidad de los pelamis está en la actualidad entre 0,25 y 0,4 ya que su diseño está orientado más a la resistencia de las condiciones marinas que a la optimización de la energía obtenible (Eresimi et al., 2017), (Ibarra-Berastegi, Saénz, Esnaola, Ezcurra, & Ulazia, 2015), (Yamaguchi & Ishihara, 2014).

Como en el caso de los aerogeneradores off-shore, se ha planteado una superficie aprovechable de 45 km². Esta superficie se ha obtenido de la siguiente manera:

Perfil de la plataforma continental entre Mutriku y Deba: varía entre 10 y 12 km (Pascual et al., 2008), (Ibañez, 2018), (Noel, Viala, & Stephan, 2012), (Hilario et al., 2016).

Límite máximo de aproximación a costa: 5 km.

Plataforma utilizable: $10-5=5$ km.

Longitud de costa entre Deba y Mutriku: 9 km

Superficie de lámina total ocupable: 45 km²

En algunos parques off-shore se combinan los molinos con los pelamis, con densidades no superiores a 2 pelamis por km². Con el objetivo de realizar la simulación densa de energía disponible, se mantendrá este criterio de combinación de ambas formas de generación.

También deben atenderse las necesarias distancias entre pelamis, de al menos 250 m de uno a otro, Con estas condiciones, se podrían instalar hasta 22 pelamis en la superficie de lámina de agua determinada. La potencia del pelamis es de 750 kW por unidad.

- **Cálculo del potencial técnico energético**

Con información obtenida a través de los documentos antes citados, que a su vez recogen datos del satélite Topex 93-2005, se obtienen unos valores de 20,48 kW/m en la costa entre Deba y Mutriku.

Con este dato, se podrá obtener el potencial energético a través de la siguiente expresión:

$$P = m \times \frac{KW}{m} \times (365 \text{ días} \times 24h) \times Cf \times n^{\circ} \text{ de pelamis.}$$

Ecuación 17. Potencial energético.

Fuente: Elaboración propia.

Siendo

m = longitud de pelamis (180 m).

C_f = factor de capacidad del pelamis (0,25 a 0,40) (Olmo, 2009)

El modelo de pelamis elegido es el P2-002 Pelamis Wawe Power, de Scottish Power Renewable⁴⁰

Se obtienen los siguientes datos, para una densidad de 2 pelamis por km² (Tabla 27)

Tabla 27. Energía obtenible, en GWh/año.

(Fuente: Elaboración propia).

Pelamis en la costa de Mutriku-Deba	
Con C _f = 0,25	Con C _f = 0,4
Densidad = 2 Pelamis/km ²	Densidad = 2 Pelamis/km ²
177,61 GWh/año	284,18 GWh/año

• Resultados obtenidos

Con los datos anteriores, con 22 unidades distribuidas en la superficie de costa determinada entre los municipios de Mutriku y Deba, se dispondría de energía, con el peor factor de capacidad (0,25), equivalente al **9,33%** del consumo total de la comarca y al **30,32%** de la energía eléctrica consumida.

A modo de resumen, el flujo del proceso de cálculo y obtención del potencial técnico de energía marina es el siguiente (Figura 18).

⁴⁰ SPR es la filial británica de Iberdrola. <http://www.emec.org.uk/about-us/wave-clients/pelamis-wave-power/>.

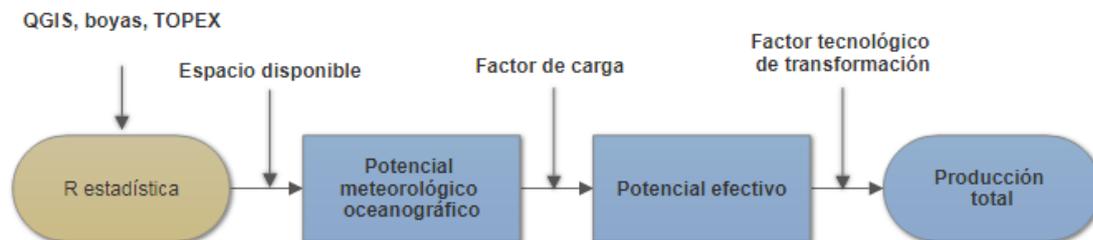


Figura 18. Proceso de cálculo del potencial técnico marino.

Fuente: Elaboración propia.

6.3.5. Energía geotérmica de baja entalpía

- **Cálculo del potencial técnico energético**

La energía geotérmica es la obtenida del subsuelo, a cierta profundidad, por convección o conducción. Existen varias tecnologías para extracción del calor del subsuelo (alta, media, baja y muy baja entalpía). En Debabarrena se ha optado por la tecnología de baja entalpía, que supone inversiones moderadas y amortizables en plazos razonables (8 a 10 años para una única vivienda, de 5 a 8 para colectividades).

Por ello, en primer lugar, se ha procedido a caracterizar la litología de cada uno de los municipios de Debabarrena (información de Geo Euskadi), con el fin de conocer la capacidad energética geotérmica.

De dicha caracterización, se obtiene que aproximadamente un 75 % es roca caliza y un 25% roca ácida (rica en sílice -SiO₂-) (Infante, 2000).

Se ha utilizado el programa QGIS para el tratamiento de datos de litología, municipios y edificaciones, diferenciando el ámbito rural del urbano. Existen dos tecnologías de materialización de la geotermia: la horizontal y la vertical. Para el ámbito rural se ha trabajado con colectores horizontales y para el ámbito urbano con colectores verticales.

Posteriormente, se han calculado las superficies hábiles donde poder “pinchar” y, a continuación, se han obtenido los potenciales geotérmicos. La información geotécnica se

ha obtenido de Geo Euskadi, concretamente de las capas: Edificaciones, Municipios y Litología (Gobierno Vasco, 2010).

De la capa de edificaciones, se han eliminado los edificios en ruinas, edificios religiosos, marquesinas, edificios industriales, etc. El trabajo se ha realizado para los edificios residenciales (viviendas), teniendo como objetivo verificar la posibilidad de sustituir la demanda de gas existente en el ámbito doméstico en Debabarrena (86,71 GWh/año, *Tabla 11*).

Para conocer el potencial energético geotérmico de cada tipo de roca, se han usado los valores de la norma VDI4640. (*Figura 19 y Figura 20*).

Captación horizontal

De forma más sencilla, para captadores horizontales en instalaciones de menos de 30 kW es posible considerar los valores de extracción de calor del terreno de la VDI 4640-2. Las sondas horizontales deben enterrarse entre 1,2 y 1,5 m de profundidad, con una separación de entre 30 y 80 cm, y no deben superar longitudes de 100 m por circuito por motivos de pérdidas de carga.

EXTRACCIÓN TÉRMICA CAPTACIÓN HORIZONTAL	HORAS DE FUNCIONAMIENTO POR AÑO	
	1.800 H	2.400 H
TIPO DE SUELO		
Seco. No cohesivo.	10 W/m ²	8 W/m ²
Húmedo. Cohesivo.	20-30 W/m ²	16-24 W/m ²
Saturado de agua. Cohesivo.	40 W/m ²	32 W/m ²

Figura 19. Tabla de valores para captadores horizontales.

Fuente: Norma VDI4640

Captación vertical

Para captadores verticales en instalaciones de menos de 30 kW y longitudes de sonda de hasta 100 m es posible considerar los valores de extracción de calor del terreno de la VDI 4640-2. Las sondas verticales deben estar a una distancia de las edificaciones de al menos 3 m, y los pozos deben estar separados entre sí un mínimo de 6 m.

EXTRACCIÓN TÉRMICA CAPTACIÓN VERTICAL	HORAS DE FUNCIONAMIENTO POR AÑO	
	1.800 H	2.400 H
TIPO DE SUELO - VALORES GENERALES		
Inapropiado. Sedimento seco. Conductividad $\lambda < 1,5$ W/mK	25 W/m	20 W/m
Normal. Roca consolidada. Sedimento saturado de agua. Conductividad $\lambda < 3,0$ W/mK	60 W/m	50 W/m
Roca consolidada. Elevada conductividad térmica. Conductividad $\lambda > 3,0$ W/mK	84 W/m	70 W/m
TIPO DE SUELO		
Gravilla, arena. Seco.	<25 W/m	<20 W/m
Gravilla, arena. Con agua.	65-80 W/m	55-85 W/m
Zona freática a través de gravilla y arena.	80-100 W/m	55-85 W/m
Arcilla, limo. Húmedo.	35-50 W/m	30-40 W/m
Piedra caliza	55-70 W/m	45-60 W/m
Piedra arenisca	65-80 W/m	55-65 W/m
Granito	65-85 W/m	55-70 W/m
Basalto	40-65 W/m	35-55 W/m
Gneis	70-85 W/m	60-70 W/m

Figura 20. Tabla de valores de captadores verticales según el tipo de roca.

Fuente: Norma VDI4640

A continuación, se presenta el procedimiento de cálculo de la superficie de colector necesaria y el número de perforaciones necesarias para conseguir los 87 GWh/año.

$$\frac{87 \text{ GWh/año}}{2400 \text{ h/año}} = 0,036 \text{ GW}$$

En la Figura 20 se puede observar los datos para piedra caliza y 2.400 h/año: valor entre 45 y 60 W/m. Se tomará el valor menor, de 45 W/m. Con ello se obtiene:

$$\frac{36 \times 10^6 \text{ W}}{45 \frac{\text{W}}{\text{m}}} = 800.000 \text{ m de captación}$$

Cada perforación de captación deberá tener una longitud mínima de 100 m. La longitud estándar está entre los 100 y los 150 m de profundidad. Se tomará una longitud media de 120 m. Con este dato, el nº de perforaciones será:

$$\frac{800.000 \text{ m}}{120 \frac{\text{m}}{\text{perforación}}} = 6.667 \text{ perforaciones}$$

Se realiza el ejercicio desde otro enfoque:

La energía que puede producir una perforación de geotermia, en función de la *Figura 20*, será la siguiente:

$$45 \frac{\text{W}}{\text{m}} \times 120 \frac{\text{m}}{\text{perforación}} = 5.400 \text{ W/perforación}$$

Horas de funcionamiento según la *Figura 20*: 2.400 h

Energía anual obtenible por perforación:

$$5.400 \frac{\text{W}}{\text{perforación}} \times 2.400 \frac{\text{h}}{\text{año}} = 12.960.000 \frac{\text{Wh}}{\text{año}} = 12,96 \text{ MWh/año}$$

Lo cual supone que para 87 GWh de consumo comarcal (*Tabla 12*), necesitamos 6.712 perforaciones:

$$87.000 \frac{\text{MWh}}{\text{año}} : \frac{12,96 \text{ MWh}}{\text{perforación}} = 6.712 \text{ perforaciones}$$

Observamos que el cálculo coincide sensiblemente con el anterior cálculo: entre 6.667 y 6.712 perforaciones.

El consumo de gas per cápita en Debabarrena es 1.190,74 kWh/habitante/año (*Tabla 12*). Para una familia media (3,58 personas, (Eustat, 2016)) , el consumo por hogar es de 4.441,46 kWh/año = 4,45 MWh/año. De ello se deduce que una perforación puede abastecer las necesidades de calor (ACS y calefacción) de 3 viviendas.

El nº real de perforaciones dependerá de la morfología de los hogares (en viviendas colectivas o individuales, nº de alturas, etc.).

• **Conclusiones obtenidas**

La conclusión obtenida es que es posible la utilización de la geotermia como energía renovable sustitutiva del gas para calefacción y ACS en Debabarrena, pudiéndose instalar captadores geotérmicos para buena parte de las viviendas, caseríos y empresas de la comarca. Es evidente que no será el caso.

La potencia técnica teórica de posibilidades de uso de la geotermia supera la demanda térmica comarcal para calefacción. La realidad de uso, sin embargo, se podrá limitar a las viviendas que vayan a rehabilitarse o a las de nueva construcción. Bien es cierto que los constructores, a fecha de hoy, prefieren instalar aerotermia que geotermia por los costes que la geotermia tiene (derivados de las perforaciones de captación) incluso en obra nueva.

La geotermia (como la aerotermia), tienen también una limitación en la temperatura de conducción del calor, ya que habitualmente funcionan a media T^a (entre 45 y 50°C). Esto hace que los sistemas geotérmicos funcionen peor con radiadores (es conveniente suelo radiante hidráulico). Pero existen experiencias de funcionamiento a media T^a , ya que el factor tiempo también es relevante en estos casos.

A modo de resumen, el flujo del proceso de cálculo y obtención del potencial técnico de energía geotérmica de baja entalpía es el siguiente (Figura 21).

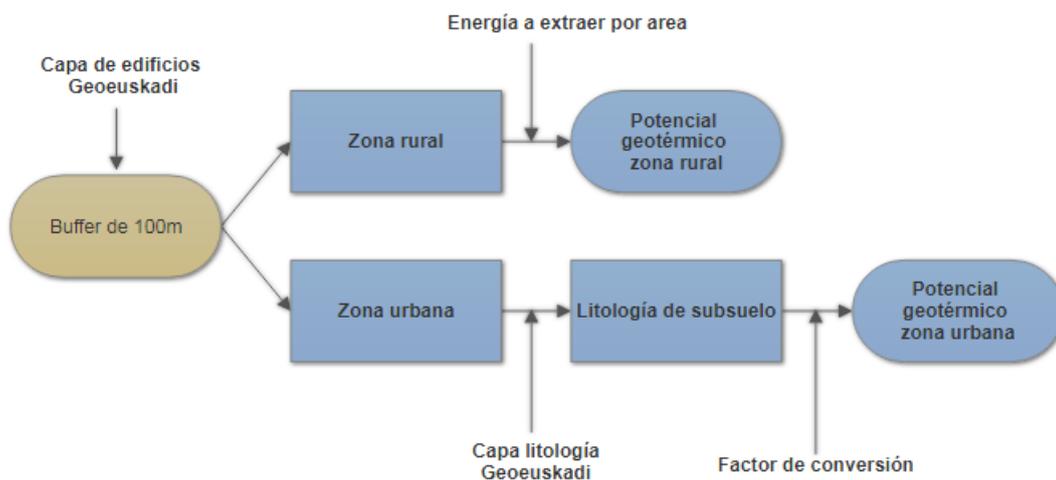


Figura 21. Proceso de cálculo del potencial técnico geotérmico.

Fuente: Elaboración propia.

6.3.6. Energía hidráulica

Todas las centrales que hay en la comarca de Debabarrena son de agua fluvente, es decir, se desvía una parte del caudal del río, se turbinan y posteriormente se retorna el agua al cauce del río. La característica de los ríos vascos es que son de corto recorrido, de caudales muy variables y pendientes importantes. Esto supone una dependencia casi continua de las precipitaciones y estaciones del año, en cuanto a los caudales que podrán turbinarse.

En la comarca hay un total de 16 saltos de agua de los cuales se pueden aprovechar 10 para turbinar, aunque actualmente solo están en uso 6 de ellos. Los 4 restantes tienen licencia para poder generar, pero no se explotan dichas posibilidades por diversas razones (la principal la dudosa rentabilidad).

Como consideración final, indicar las severas restricciones que la autoridad vasca del agua impone a las nuevas implantaciones de saltos hidráulicos, que hacen imposible en la práctica la existencia de más instalaciones.

- **Estudio del potencial hidráulico. Estudio de cuenca hidrográfica**

La cuenca hidrográfica del Deba, esta formada por el río Deba como río principal y tiene como afluentes principales al río Ego y al Kilimon. Además, hay otra serie de ríos menores o arroyos, que desembocan en el Deba y otros que desembocan directamente al mar (en la zona de Itziar), de mucha pendiente y poco caudal, salvo en avenidas.

En la *Tabla 28* se presentan los 10 saltos existentes en la actualidad (mini centrales hidroeléctricas) en la cuenca de Debabarrena (cuenca hidrográfica del Deba).

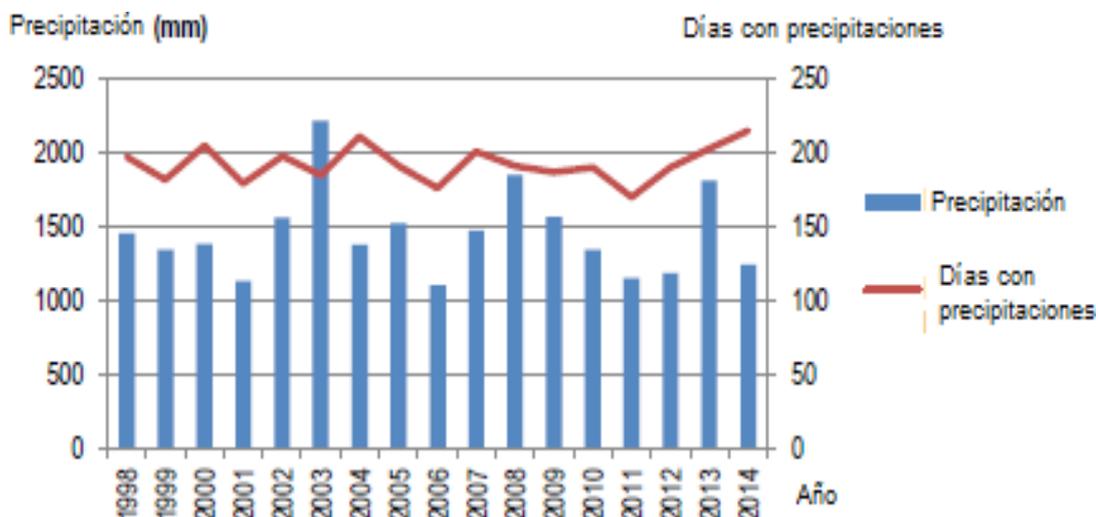
Tabla 28. Centrales existentes en la cuenca hidrográfica.

(Fuente: EVE)

Nº	Nombre	Superficie (m²)	Sup. de la cuenca (km²)
1	Molino de Altzola	458.759.517	458,76
2	Barrena-berri	427.271.207	427,27
3	Aitzetarte	427.271.207	427,27
4	Laupago	427.271.207	427,27
5	Sologoen	348.897.061	348,90
6	Molino de Apraiz (San Antolin)	5.789.876	5,79
7	Olabarrena	355.080.687	355,08
8	Igarreta	354.454.875	354,45
9	Olea	352.626.930	352,63
10	Molino de Plazaola (Lastur)	7.848.048	7,85
N.e.1	Estación de medición de Altzola	464.664.630	460,48
N.e.2	Estación de med. de San Prudentzio	121.982.298	122,16

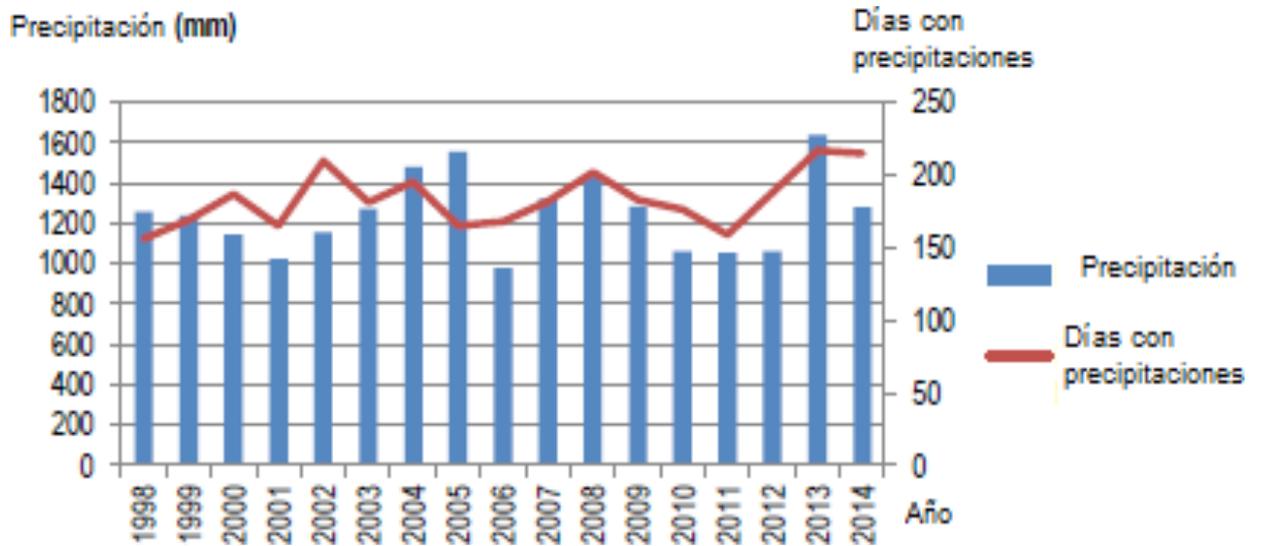
- **Análisis de precipitaciones**

Para la realización del análisis de precipitaciones se han tomado los datos de dos centrales: Altzola y San Prudencio y dichos datos son los recogidos durante 17 años (Este análisis se realizó en 2016, con datos a 2014) Gráfica 23 y Gráfica 24, respectivamente.



Gráfica 23. Precipitaciones anuales en Altzola.

(Fuente: DFG)



Gráfica 24. Precipitaciones anuales de San Prudencio.

(Fuente: DFG)

La mayor parte de las centrales se encuentran entre estas dos seleccionadas.

- **Escorrentía**

El índice de escorrentía es la cantidad de agua de lluvia que circula libremente sobre la superficie, que acaba en el río. En la Gráfica 25 se presentan los datos de las dos estaciones existentes en la cuenca de Debabarrena.

Se calcula con la siguiente fórmula. Fuente: (Ruiz & Martínez, 2015)

$$Ie = \frac{Q}{A \cdot Pmm}$$

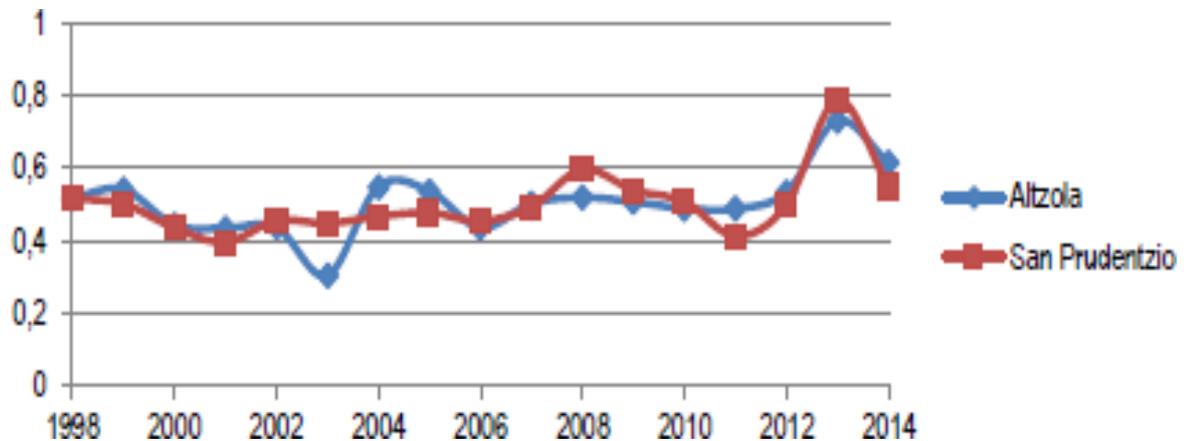
Ecuación 18. Índice de escorrentía.

donde

Q= Caudal

A= superficie de la cuenca

Pmm= Precipitaciones medias



Gráfica 25. Índice de esorrentía.

Fuente: Elaboración propia.

De la gráfica anterior se obtiene un índice de esorrentía medio de 0.504 para la cuenca.

- **Caudal medio y ecológico de los ríos y de las presas**

Tanto los ríos como las presas cuentan con un caudal ecológico mínimo que permita la vida acuícola. Para determinar ese caudal se calcula el caudal medio, que depende de la esorrentía, y de las precipitaciones medias, para posteriormente aplicar una reducción del 10% en el caso de las presas y entre un 15 y un 25% en el caso del lecho del río. El caudal restante sería el utilizable para turbinar.

- **Pérdidas de carga de la instalación**

Las pérdidas de carga son las producidas por el rozamiento del agua con las tuberías y se estiman en un 5% (Sass et al., 2010), (URA, 2012).

- **Resultado obtenido**

Para calcular la potencia total, se empleará la siguiente expresión:

$$P = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H_n$$

Ecuación 19. Potencia total

Fuente: Hidraulica general

Siendo:

ρ = densidad (kg/m³)

g = aceleración de la gravedad (m/s²)

Q = Caudal (m³/s)

H_n = Altura (m)

De la ecuación anterior se obtiene un total de 3.405,2 kW que se deben multiplicar por las horas anuales de funcionamiento, estimadas en 4.818 h (55% de las 8.760 h anuales) (Diputación Foral de Gipuzkoa, 2019). De aquí se obtiene un potencial de 16,41 GWh/año. Estimando un factor de eficiencia del 82% (Fernández Díez, 1996), (Asing, 2012), el potencial técnico de la generación hidraulica en la comarca es de **13,45 GWh/año**.

Esta energía supone el **2,30 %** de la energía eléctrica consumida en la comarca.

A modo de resumen, el flujo del proceso de cálculo y obtención del potencial técnico mini-hidráulico es el siguiente (*Figura 22*).

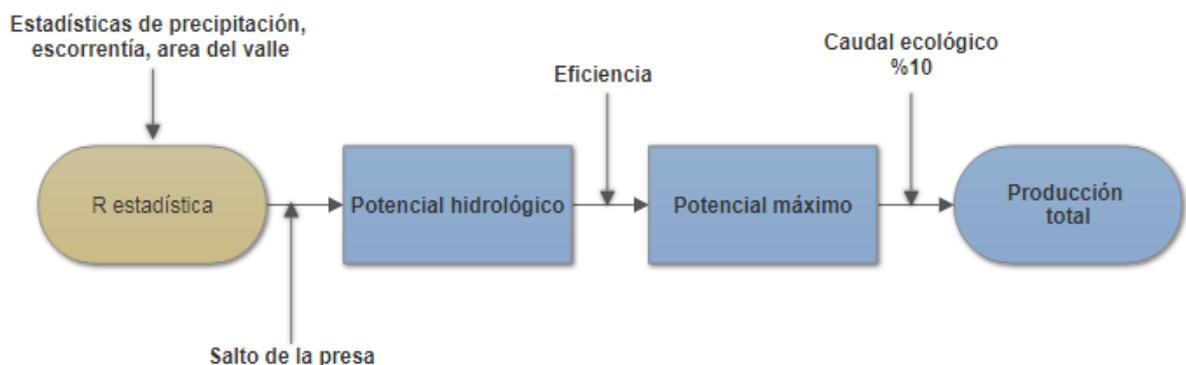


Figura 22. Proceso de cálculo del potencial técnico minihidráulico.

Fuente: Elaboración propia.

6.3.7. Bioenergía

El trabajo de campo realizado ha contemplado también un estudio de biomasa forestal, de biomasa de residuos de la industria maderera, biocombustibles gaseosos y biocombustibles líquidos (ambos últimos procedentes de explotaciones ganaderas). El estudio se ha realizado como un elemento más de la energía de proximidad con la que puede contar una comarca y en este caso Debabarrena. Cuando se abordó el estudio del potencial energético comarcal, se hizo con la intención primigenia de contabilizar toda la energía posible de proximidad. Con el desarrollo de la propia tesis se ha ido madurando y depurando el objetivo y, por tanto, la conveniencia del uso o no de alguna de las energías disponibles.

Es el caso de la biomasa, cuya estequiometría para la obtención de energía supone la emisión de CO₂ (Arodudu, Ibrahim, Voinov, & Van Duren, 2014). Según información de la Oficina española de cambio climático, la emisión de CO₂ de una caldera de biomasa para una vivienda media es de 0,3 T/año (balance entre captura y emisión por combustión), frente a 1,8 T/año de una caldera de gas natural (Ministerio para la Transición Ecológica, 2018). No se discute el dato, pero se desconoce si se incluye en el mismo el transporte de la biomasa. La Agencia Internacional de la Energía (IEA Bioenergy), manifiesta la posibilidad que tiene la bioenergía de desempeñar un papel importante en el *“apoyo a la necesaria y urgente transición del sistema energético”* (Esteban & Rodero, 2017). Hay informes científicos en ambos sentidos, manifestando la conveniencia o inconveniencia de su uso.

La reversión de un bosque supone al menos 25 años para cuando los árboles repuestos vuelven a estar en condiciones de ser talados de nuevo. Si el consumo del n° de calderas de biomasa que pudieran instalarse en la comarca excede de la cantidad de biomasa anual disponible -con capacidad de regeneración-, será necesario importar biomasa en la forma que fuere -pelet, astillas, etc...-. Ello supondría replicar el viejo modelo energético e incorporar, a las emisiones de las propias calderas, las emisiones por el transporte y distribución de la biomasa (P. Smith et al., 2016), con lo que el balance energético sería mucho más comprometido.

Por ese motivo, y por coherencia con la propuesta de esta tesis al respecto del cambio de modelo energético, que a su vez está alineada con la necesidad de cambio climático, se hace una consideración y se anima a una reflexión más profunda al respecto de proponer la biomasa como fuente recomendable, si bien de forma transitoria pudiera

formar parte del mix energético en sustitución progresiva del gas. Por tal razón, se presentarán datos resumidos del estudio realizado en este apartado.

Como se ha visto en algunos de los modelos europeos analizados, la generación con biomasa es uno de los elementos de generación más importante. Pero se da en los países pioneros en el inicio de la transición y, como ellos mismos reconocen, cuando el concepto de sostenibilidad no formaba parte de la ecuación de la transición energética. Lo cierto es que todos ellos invierten en la investigación y fabricación de nuevos sistemas de generación renovable sin emisiones o en la eliminación o minoración de partículas y emisiones. Estos países también están siendo pioneros en la compensación de emisiones de CO₂, transitando hacia emisiones cero para 2030.

El ejercicio llevado a cabo en la comarca ha analizado exclusivamente la biomasa forestal, los biocombustibles gaseosos y líquidos de explotaciones agropecuarias y la biomasa procedente de la industria maderera de la comarca. No se ha analizado la biomasa procedente de los residuos urbanos (RSU) ya que es gestionada por la Mancomunidad de la comarca y Gipuzkoa cuenta con una incineradora de RSU en Zubieta desde el año 2019. En efecto, los residuos urbanos no tienen valor ecológico o agrícola y, a través del proceso de incineración se elimina la necesidad de disponer de más vertederos (Bat'a & Fuka, 2018). A fecha actual, en Gipuzkoa se valorizan los RSU en la planta de Zubieta con generación eléctrica (28,1 MWh en diseño) y calor (2 x 55,9 MWh en diseño) para la zona de alrededor de la instalación⁴¹.

Los datos obtenidos en la comarca al respecto de la biomasa forestal son los siguientes:

Plantaciones forestales con objetivo energético:	167,79 GWh.
Residuos generados en los tratamientos forestales:	2,40 GWh.
Residuos generados por la industria maderera:	33,32 GWh.
Total, proveniente de biomasa forestal:	203,51 GWh/año.

El objetivo de la biomasa en la comarca podría ser el de producir calor doméstico o industrial (sólo calefacción o procesos de bajo requerimiento calorífico) y por tanto

⁴¹ Datos obtenidos del proyecto técnico, anejo 2, del Centro de Gestión de Residuos de Gipuzkoa.

sustituir al gas o al gasóleo, en su mayor parte. No podría utilizarse en sustitución del gas para procesos industriales.

En cuanto a biocombustibles líquidos, se obtuvieron datos de las toneladas de aceites susceptibles de ser recogidos y utilizados como biodiesel para calefacción. El dato obtenido fue de 82.458 T de aceite, equivalentes a 83.610 T de biodiesel (a igualdad de poder calorífico), equivalentes a 0,42 GWh/año, térmicos.

Finalmente, los biocombustibles gaseosos, obtenibles de los residuos orgánicos de los municipios, equivalentes a 6,52 GWh/año. En este punto se debe reseñar la emisión de metano de estos combustibles almacenados (Esteban & Rodero, 2017) y (Brack, 2017).

El resultado final del apartado de bioenergía, por tanto, es de **210,45 GWh/año**.

Como se ha visto, existe la posibilidad de uso de la geotermia (con emisiones de 0,5 T/año en términos homogéneos comparables a la caldera de biomasa) para sustituir al gas y al gasóleo como fuentes de energía para ACS y calefacción. Lo mismo sucede con la aerotermia (aunque no esté subvencionada, de momento, por IDAE y EVE, salvo para COP estacionales iguales o superiores a 5), cuyas emisiones están al rededor de 0,7 T/año en términos homogéneos a las calderas de gas, gasóleo y biomasa (Ministerio para la Transición Ecológica, 2018). Se debe aclarar que la contribución de emisiones de la geotermia y la aerotermia es debida al consumo eléctrico de las bombas que ambos sistemas utilizan. A medida que la generación eléctrica se vaya realizando por medios renovables, las emisiones de CO₂ de ambos sistemas irán tendiendo a cero.

A modo de resumen, el flujo del proceso de cálculo y obtención del potencial técnico de biomasa forestal es el siguiente (*Figura 23*).

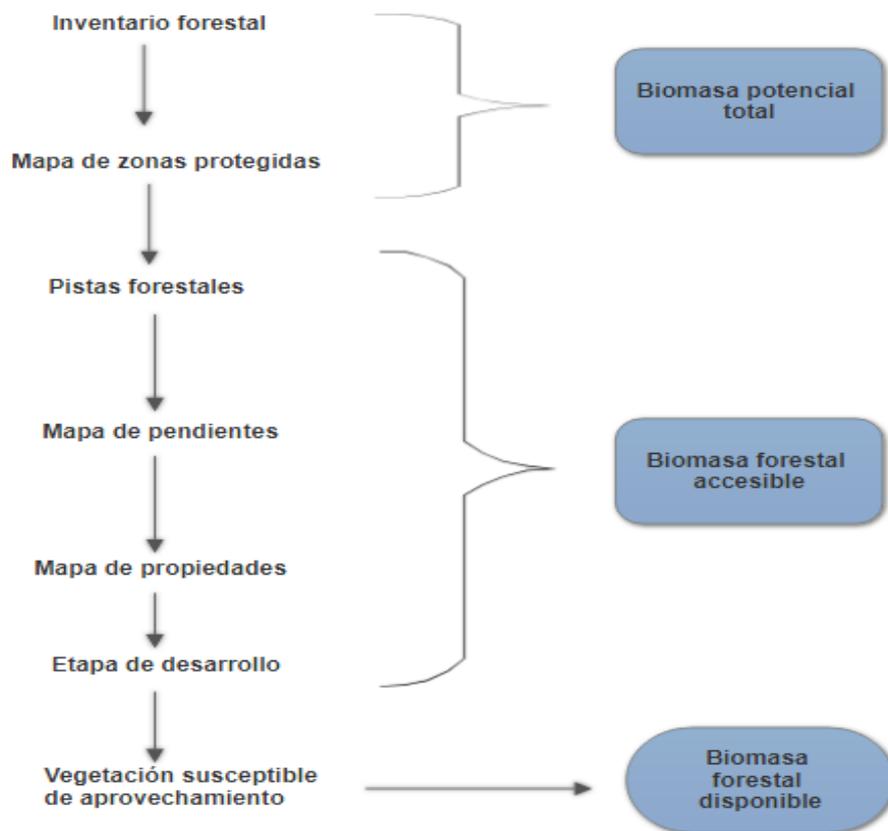


Figura 23. Proceso de cálculo del potencial técnico de biomasa forestal.

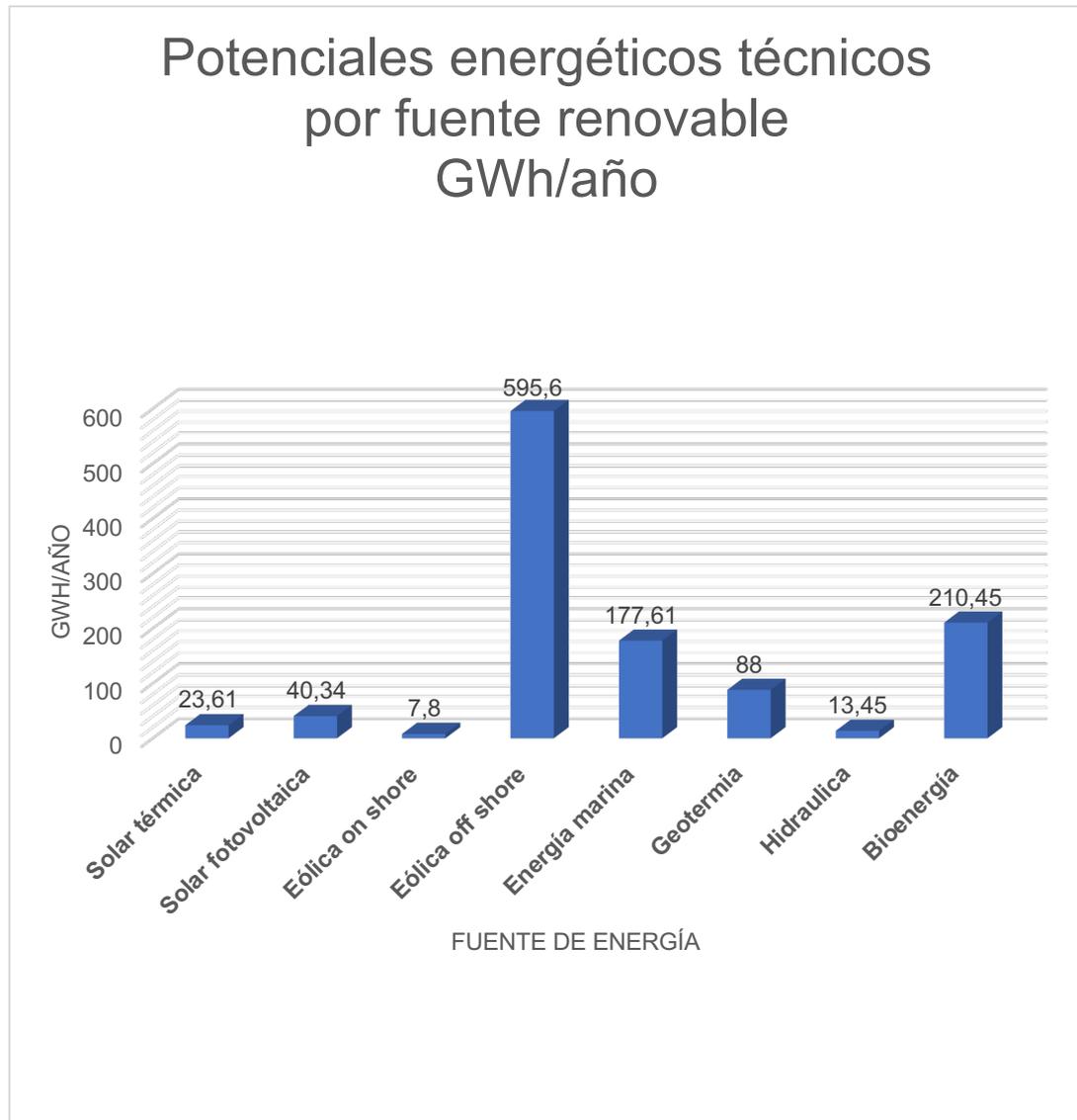
Fuente: Elaboración propia.

6.3.8. Potencial energético técnico total y conclusiones

Estos ejercicios realizados han pretendido demostrar la existencia de energía de proximidad tanto eléctrica como térmica, como para abastecer, en parte y progresivamente, las demandas energéticas de la comarca. Prácticamente el 44% de la energía consumida es para la movilidad (Gráfica 9), por lo que en la actualidad y en el corto plazo será improbable cubrir toda la demanda energética con EE.RR. La transición hacia una movilidad sostenible será progresiva y por razón de ello la demanda eléctrica irá creciendo a la vez que otras tecnologías para la movilidad sostenible (hidrógeno). A este respecto, resaltar que si bien el hidrógeno parece abrirse paso para la movilidad terrestre pesada (autobuses, camiones), probablemente termine replicando el modelo energético actual, es decir, pocas empresas, producción lejana y precios de mercado.

Paralelamente, crecerá también la generación eléctrica en proximidad.

Con la tecnología actualmente conocida, la energía renovable susceptible de ser generada en Debabarrena, es la que se presenta a continuación, en *la Gráfica 26* y en la *Tabla 29*.



Gráfica 26. Potenciales energéticos técnicos obtenibles en Debabarrena.

Fuente: Elaboración propia

Tabla 29. Potenciales energéticos técnicos obtenibles en Debabarrena

(Fuente: Elaboración propia)

Tipo de fuente	GWh/año	Eléctrico (GWh/año)	Térmico (GWh/año)
Solar térmica	23,61		23,61
Solar Fotovoltaica	40,34	40,34	
Eólica on-shore	7,8	7,8	
Eólica off-shore	595,6	595,6	
Marina	177,61	177,61	
Geotermia	88		88
Hidraulica	13,45	13,45	
Bioenergía	210,45		210,45
Total	1.156,86	834,8	322,06

Las conclusiones obtenidas fruto del análisis de las distintas fuentes energéticas renovables de la comarca son las siguientes.

- a) Desde un punto de vista cuantitativo: La energía total obtenible, tanto térmica como eléctrica, supone 1.133,25 GWh/año (descontada la solar térmica en beneficio de la fotovoltaica), equivalente al **59,52%** de las necesidades comarcales en la actualidad (Tabla 9). Si segregamos las producciones y los consumos, la producción eléctrica obtenible supondrían 834,8 GWh/año, un **142,5%** de la energía consumida en esta forma en la actualidad en la comarca. Bien es cierto que la propuesta de generación marina (eólica off-shore y pelamis) está realizada como ejercicio teórico en el que se pudiera constatar la posibilidad de generar en un espacio comarcal de proximidad.

La producción térmica obtenible (por vía geotérmica y de biomasa) sería de

298,45 GWh/año, equivalente al **62,01%** de la energía consumida en forma de gas en Debabarrena (*Tabla 11*). Los consumos de calor doméstico y de servicios podrían ser cubiertos por la geotermia, la aerotermia y, transitoriamente, por la bioenergía -fundamentalmente biomasa forestal- al 100% de la demanda.

Con la tecnología actual, quedaría desabastecido, al menos, un 59,52% de la demanda energética total comarcal, superior al consumo de derivados del petróleo (un 43,96% de la demanda total).

- b) Desde el punto de vista cualitativo, parece conveniente destinar las superficies que quieran disponerse a generación solar, exclusivamente a fotovoltaica en detrimento de la solar térmica. La eólica on-shore, con molinos tripala de baja altura, con los potenciales eólicos disponibles en los lugares permitidos por el PTS, no parece una opción económicamente aconsejable en Debabarrena. Con esas producciones, se crearía un problema de respuesta social para conseguir muy poca energía. La evolución de nuevos desarrollos de modelos de molinos (mini eólica y de media potencia) para producciones individuales que puedan generar poco conflicto social y no afecten (mucho) visualmente, será progresivo y favorecerá la generación de proximidad. No en vano, el periodo de transición es eso, de transición. Tanto para la tecnología como para el acervo social colectivo.

La eólica off-shore, sin embargo, parece una opción con muchas posibilidades y tecnológicamente muy resuelta en la actualidad. Lo mismo sucede con la energía marina. No se entra a valorar el impacto estético y visual que sin duda tiene. Al fin y al cabo, el cambio de modelo tendrá también su cara menos amable. La sociedad debe elegir prioridades.

La energía obtenible de la biomasa es cuantitativamente importante, pero ya se ha explicado que en su consumo genera emisiones de CO₂ y esto es un gran problema que se trata de evitar o minorar. La capacidad de generación con alternativas como la geotermia y la aerotermia para el ámbito doméstico puede cubrir el 100% de la demanda doméstica de calor. Para procesos industriales, parece posible el uso de la biomasa en combinación con la geotermia o aerotermia.

Queda pendiente de resolución el consumo de derivados del petróleo para movilidad. El % que supone su consumo (en el caso del Bajo Deba el 43,96%

-Gráfica 9-), además del problema que genera por emisiones de CO₂ y NO_x, hacen de la movilidad el verdadero reto de la transición energética y climática en cuanto a su planificación. La electrificación de la movilidad, además, va a suponer importantes inversiones en infraestructuras (dimensionamiento y adecuación de redes) y en tecnología para satisfacer la demanda de forma equilibrada.

Finalmente, como conclusión del análisis llevado a cabo, se deduce que la comarca dispone de recursos energéticos renovables para iniciar una transición a un cambio de modelo. No se ha abordado en este análisis la disponibilidad de herramientas de software que, cada vez más, ayudan a gestionar de forma predictiva la energía para equilibrar generación y demanda (Rodríguez, Fleetwood, Galarza, & Fontán, 2018). Estas herramientas van a ser determinantes en la expansión y consolidación del nuevo modelo (de los nuevos modelos) basado en RR. ya que propiciarán la estabilidad de la generación y del suministro. En el caso en estudio, la energía eólica marina tiene un especial significado e interés. Existen recientes publicaciones para la predicción de la densidad energética a través de redes neuronales que permiten el control de micro redes de generación (Rodríguez, Florez-Tapia, Fontán, & Galarza, 2020). Estas aportaciones al control de micro redes favorecerán la gestión que requiere la incorporación de las RR.

6.4. Análisis y evaluación de la madurez energética de los Ayuntamientos de Debarrena

Dentro del marco de la estrategia definida para abordar la transición hacia el cambio de modelo energético, la ejemplaridad y liderazgo de las Administraciones es nuclear.

A este respecto, en 2018 se abordó el análisis del grado de madurez energética de los ayuntamientos de Debarrena.

Este trabajo de campo se llevó a cabo de forma directa, a través de entrevista directa y personal con los responsables encargados de los temas energéticos en cada Ayuntamiento, tanto técnicos como políticos -concejales-.

La entrevista, la misma en todos los casos, se estructuró para evaluar la situación en los siguientes apartados temáticos (en base a los criterios obtenidos en el análisis de los casos europeos):

- Planificación y gestión del modelo energético.
- Eficiencia energética en Alumbrado Público.
- Eficiencia energética en edificios de titularidad municipal.
- Generación: inversiones realizadas en EE.RR.
- Movilidad sostenible.
- Colaboración público-privada.
- Comunicación a la sociedad respecto a la energía y los logros obtenidos.
- Sensibilización y formación interna.
- Fiscalidad energética.

Se asignaron unos rangos de desarrollo cualitativo y cuantitativo y un color, en función del nivel de actuación en cada uno de los anteriores apartados o ítems, siguiendo el criterio de la tabla siguiente (*Tabla 30*).

Tabla 30. Criterios de asignación de puntuación.

(Fuente: Elaboración propia)

Grado de desarrollo	Rango cualitativo	Rango cuantitativo (puntos)	Color
ALTO	Completado y se dirige a mejora continua	80 a 100	Verde oscuro
MEDIO-ALTO	Avanzado	60 a 80	Naranja
MEDIO	Iniciado	40 a 60	Amarillo
MEDIO-BAJO	Pendiente de inicio	20 a 40	Amarillo claro
BAJO	No proyectado a corto plazo	0 a 20	Rojo

Los resultados obtenidos en cada uno de los ítems y para cada uno de los ayuntamientos, han sido los siguientes (Tabla 31):

Tabla 31. Resultados cualitativos y cuantitativos del análisis municipal.

(Fuente: Elaboración propia)

Municipios	Planificación y gestión del modelo energético	Eficiencia energética: alumbrado público	Eficiencia energética: edificios y equipamientos municipales	Generación: Inversiones en Energías Renovables	Movilidad sostenible	Colaboración público-privada	Comunicación	Sensibilización y formación	Fiscalidad energética	Puntuación	Valor cualitativo
Deba	Alto	Medio	Medio	Medio	Medio-bajo	Bajo	Medio-bajo	Medio	Bajo	389	Medio-bajo
Elgoibar	Medio	Medio	Medio	Medio	Medio	Medio-bajo	Bajo	Medio-bajo	Medio	389	Medio-bajo
Ermua	Bajo	Medio-alto	Medio	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Medio	194	Bajo
Mallabia	Medio	Medio	Medio-bajo	Medio-bajo	Medio-bajo	Medio-bajo	Bajo	Bajo	Medio	278	Medio-bajo
Mutriku	Bajo	Medio	Bajo	Medio-bajo	Medio	Medio-bajo	Medio	Medio-bajo	Medio-bajo	278	Medio-bajo
Eibar	Alto	Medio	Medio	Medio	Medio	Medio	Medio	Medio	Medio	556	Medio
Mendaro	Medio	Medio	Medio	Bajo	Medio-bajo	Bajo	Medio	Medio	Bajo	306	Medio-bajo
Soraluze	Alto	Medio	Medio	Medio	Medio-bajo	Bajo	Medio	Medio	Medio	472	Medio

Sobre una puntuación máxima alcanzable de 900 puntos, el municipio que más puntuación obtiene es Eibar, con 556, que supone un valor cualitativo de grado medio. Es importante señalar la capacidad técnica de este ayuntamiento, que, además, es el mayor de la comarca. Aún así, la puntuación obtenida no es relevante. El valor medio comarcal es de 358 puntos, equivalente a un valor cualitativo medio-bajo. El mapa resultante con los valores promedios obtenidos por municipio es el que se presenta a continuación (Figura 24):

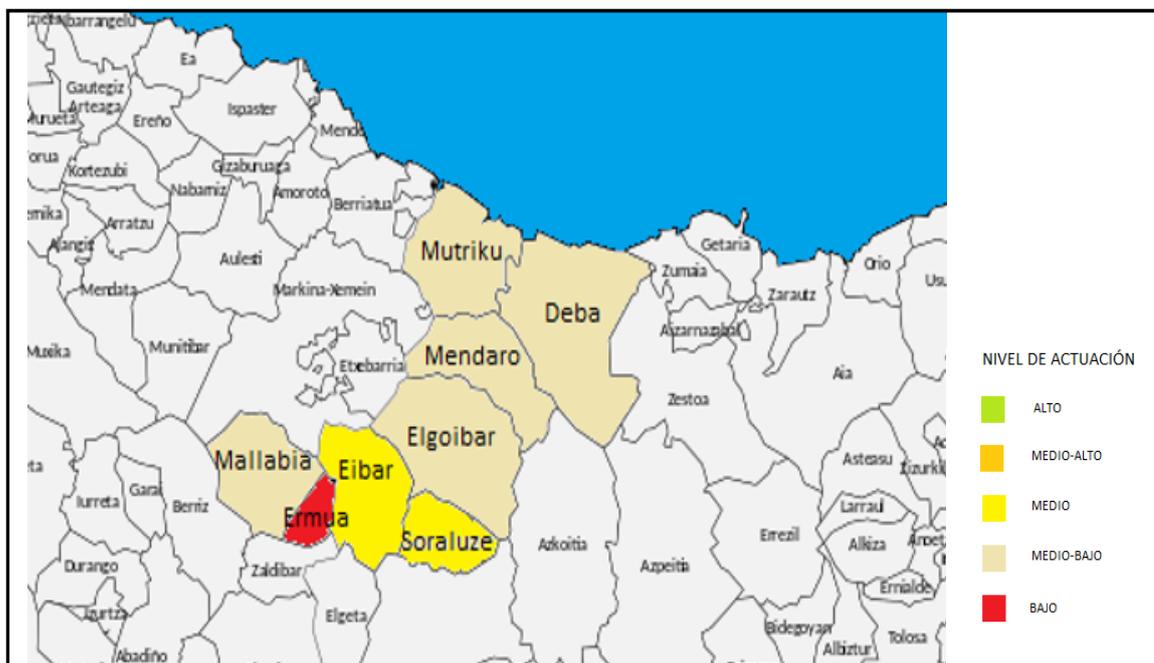


Figura 24. Grado de madurez energética de los municipios de Debabarrena

Elaboración propia.

La conclusión del análisis municipal es poco alentadora de cara a un inmediato liderazgo de un proceso de cambio. Desde el comienzo del análisis se tuvo la clara percepción de que los ayuntamientos no conciben la gestión de la energía como algo propio. Se apelaba con anterioridad a la ejemplaridad que la parte pública debe suponer de cara al administrado. La Ley 4/2019, de reciente aplicación, es exigente con las diversas Administraciones, pero el cumplimiento de dicha Ley no pasa sólo por la disponibilidad o no de recursos en la propia administración, sino por la visión estratégica y la consciencia de los responsables públicos de la importancia del liderazgo ante el cambio de modelo. Se ha visto en los casos estudiados la relevancia de ese liderazgo. En el caso municipal analizado, los Ayuntamientos se sienten “usuarios” de la energía y

sí conciben su responsabilidad en la buena gestión del consumo (ahorro y eficiencia), que es donde más puntuación han obtenido tanto en la parte de alumbrado público como en la de edificios.

Algunos Ayuntamientos tienen equipos profesionales de alto nivel de cualificación, que realizan cierta planificación relativa a la energía (compras, reposiciones, mantenimientos preventivos, eliminación de sistemas obsoletos, ...). Pero ninguno realiza planificación alguna relativa al posicionamiento con respecto a un cambio de modelo energético o a ejercer un liderazgo al frente de la sociedad.

La generación a través de RR. ha sido una actitud influenciada por la moda o la subvención. No ha habido criterio planificado para ello, más bien oportunidad y, como se ha dicho, subvenciones públicas a tal efecto.

En cuanto a la movilidad con criterios de sostenibilidad, las flotas municipales, tanto de servicios como policiales, siguen siendo tradicionales. Un Ayuntamiento tenía un vehículo policial híbrido (en el momento de realizar el análisis) y otro Ayuntamiento disponía de una bici eléctrica. La movilidad sostenible y la subsiguiente ejemplaridad de los Ayuntamientos no está entre los objetivos municipales. La aplicación de la Ley 4/19 hará que, de forma inmediata, todos los nuevos vehículos incorporados a las flotas municipales sean híbridos o eléctricos (excepto los camiones).

La colaboración público-privada, la comunicación al respecto de la energía, la sostenibilidad y la fiscalidad energética, son los ítems con menor puntuación. Los Ayuntamientos no se sienten concernidos con todo ello.

Como síntesis del análisis realizado en la comarca, parece existir mucho camino de mejora y los Ayuntamientos no están en condiciones de poder liderar un proceso de cambio de modelo energético al estilo de los observados en el análisis de los casos europeos.

Se debe indicar que en el momento en que se realizó este trabajo de análisis municipal no existía la Ley 4/2019, pero una vez conocida, se han mantenido un par de reuniones con todas las personas entrevistadas en su momento para la obtención de datos. La conclusión de dichas entrevistas es que los Ayuntamientos la han recibido (la Ley) como una obligación más que como una oportunidad. No hay estrategia municipal con respecto a la energía.

6.5. Definición y presentación del modelo teórico previo (MES)

A continuación, se presenta el modelo teórico previo desarrollado. La estructura del modelo representado en la *Figura 25*, como puede observarse, tiene dos partes bien diferentes. La primera, las bases (**B1, B2 y B3**), que deben cumplirse de forma preliminar para poder abordar el conjunto. La segunda, las actuaciones impulsoras (**A1, A2 y A3**) que, en el caso de Debarrena tienen las características específicas que han ido observándose a lo largo de la investigación. Con el cumplimiento progresivo de las Bases y de las Actuaciones del modelo, se alcanzará, tras un periodo de transición, el objetivo pretendido de un MES.

Tal como se muestra en la *Figura 25*, el MES se basa en el despliegue de los 12 elementos clave analizados y que se recogen en la *Tabla 15*. Con tal fin, se han definido las bases o pilares fundamentales del modelo y las actuaciones posteriores a desarrollar, derivadas todas ellas de los criterios definidos en los diferentes elementos clave (**E1 a E12**). Existe, por tanto, una relación vinculante entre los elementos clave obtenidos de la investigación y las bases y actuaciones impulsoras.

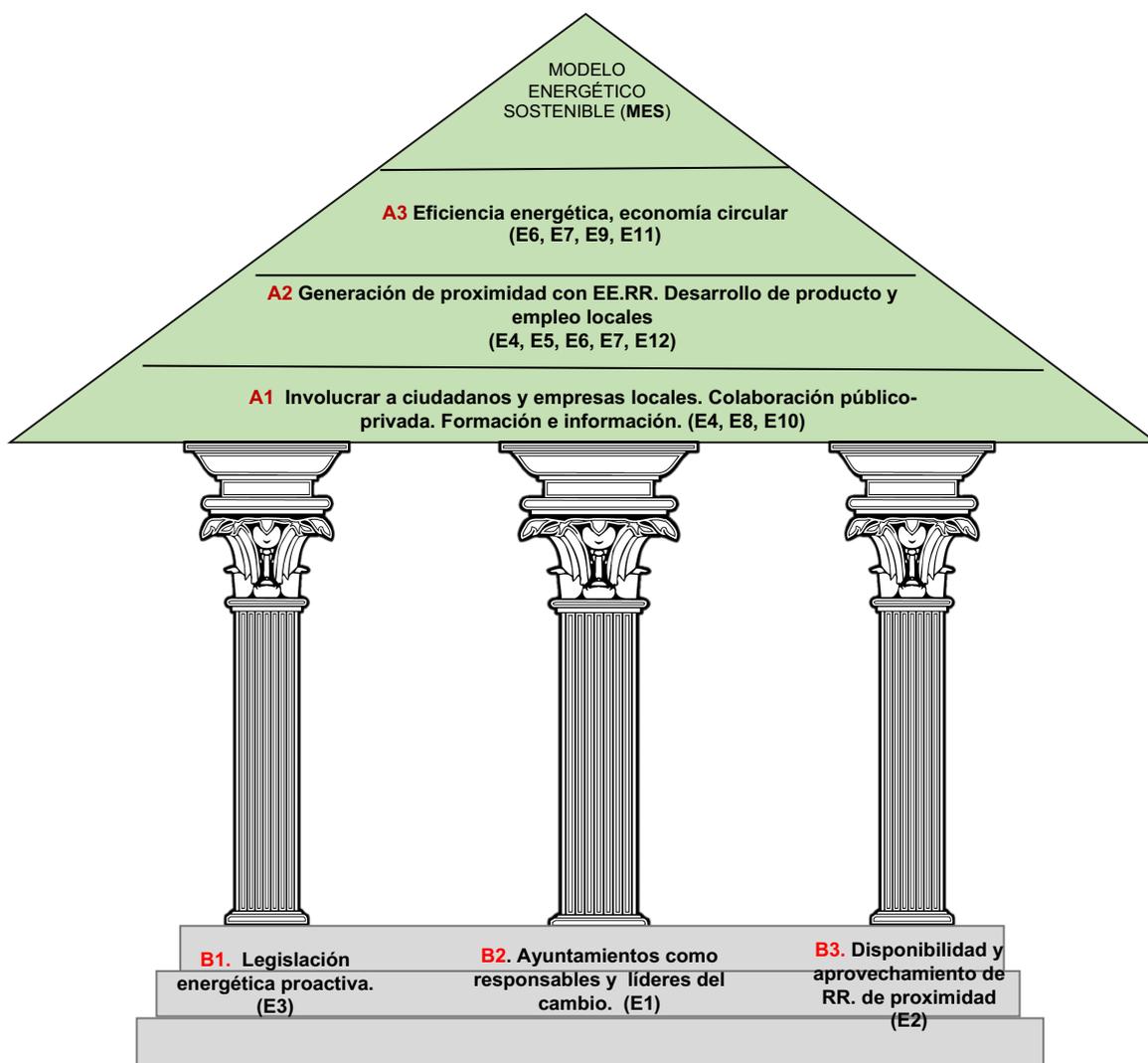


Figura 25. Estructura del modelo teórico previo

Fuente: Elaboración propia

Las características generales de los elementos clave identificados son las siguientes:

- **E1:** Modelo descentralizado, basado en los Ayuntamientos como actores fundamentales y líderes del proceso de cambio (Ivner, 2009),(Scheffran et al., 2015), (Maegaard, 2012), (Gobierno Austriaco, 2013) y (Morris & Pehnt, 2012).
- **E2:** Aprovechamiento máximo de RR de proximidad y priorización en su acceso a red. Diversificación de fuentes. Alineado con el ODS nº 7. (Derakshan Rad, 2011), (Leidreiter et al., 2013), (Mo für Lebenswertes österreich), 2016), (German Federal Association of energy and water industri, 2012), (German Federal Association of

energy and water industri, 2012), (Alvarez Pelegry & Ortiz Martínez, 2016), (ADEME et al., 2017), (United Nations, 2015).

- **E3:** Modelo energético planificado y objetivo nacional. Legislación favorecedora del cambio energético. (Parlamento Sueco, 1977), (Ivner, Björklund, et al., 2010), (Leidreiter et al., 2013), (Justice and Environment, 2011), (Klaus et al., 2009), (Collin, 2017).
- **E4:** Desarrollo de cooperativas locales de generación, distribución y comercialización. Colaboración público-privada y generación de empleo local. Alineado con el ODS nº 17. (Ivner, 2009), (Derakshan Rad, 2011), (Leidreiter et al, 2015); (Maegaard, 2012), (Stocker et al., 2011), (Österreichisches institut für wirtschaftsforschung -WIFO-, 2012), (Morris & Pehnt, 2012), (Gipe, 2012), (Morris & Pehnt, 2012), (Alvarez Pelegry & Ortiz Martínez, 2016), (United Nations, 2015).
- **E5:** Desarrollo de tecnologías de generación y eficiencia. Uso de tecnología madura para el inicio del proceso de cambio. Alineado con el ODS nº 12. (Ivner, Björklund, et al., 2010), (Scheffran et al., 2015), (Leidreiter et al., 2013), (Díaz Mendoza et al., 2016), (Collin, 2017), (United Nations, 2015).
- **E6:** Respeto por el clima. Vinculación entre energía y clima, alineado con el ODS nº 13 (Ivner, 2009), (IRENA (International Renewable Energy Agency, 2013), (Leidreiter et al., 2013), (Morris & Pehnt, 2012), (L'Assemblée Nationale, 2015) (United Nations, 2015).
- **E7:** Garantía del suministro y reducción de consumos (eficiencia), alineado con los ODS nº 11 y nº 12. (Swedish Energy Agency, 2006); (Ivner, 2009), (Leidreiter et al., 2013), (Morris & Pehnt, 2012), (United Nations, 2015).
- **E8:** Modelo apoyado en la sociedad civil, en la participación ciudadana para la toma de decisiones. (Ivner, Björklund, et al., 2010), (Maegaard, 2012), (European Commission, 2012), (Haberl et al., 2001), (Morris & Jungjohann, 2016).
- **E9:** Compromiso con el precio competitivo de la energía y acceso universal a la energía. Alineado con el ODS nº 10 (Swedish Energy Agency, 2006), (Ivner, 2009), (Eloy et al., 2016), (Morris & Pehnt, 2012), (L'Assemblée Nationale, 2015), (United Nations, 2015).
- **E10:** Vinculación entre política energética y política industrial y económica. (Alvarez Pelegry & Ortiz Martínez, 2016).
- **E11:** Generación de economía circular, alineado con el ODS nº 12. (Collin, 2017); (L'Assemblée Nationale, 2015), (United Nations, 2015).
- **E12:** Simplificación de procesos administrativos. (Stocker et al., 2011)

El modelo teórico planteado se sustenta en las siguientes bases o pilares:

- **B1.** Una legislación estatal o autonómica proactiva que permita el cambio, que promueva un modelo energético planificado. Como ha podido apreciarse en el análisis de modelos europeos, y en el análisis normativo y competencial en España en sentido contrario a esos, el marco normativo que permita el desarrollo de la micro generación, la generación distribuida, el balance cero (o balance neto), el acceso prioritario de las RR. a la red y que simplifique y facilite los procesos de legalización y enganche, es fundamental y básico para poder abordar un cambio de modelo.
Esta base está alineada con el elemento clave **(E3)**. También ha podido comprobarse que la legislación vigente hasta 2019 ha impedido, en el marco del Estado, el desarrollo normativo de algunas CC.AA. En la actualidad, con el RD 244/19 en España y con la Ley 4/19 en la C.A.P.V., podría acometerse un proceso de cambio a pesar de no ser dos marcos legislativos tan precisos, amplios y proactivos como son los cuerpos legislativos desarrollados por los países analizados (ver apartado 6.1).
- **B2.** Un liderazgo por parte de los Ayuntamientos de la comarca, encargados de la planificación y de la gestión del proceso de cambio. Se ha podido observar en los modelos analizados que, excepto en Francia, el resto de países han desplegado un modelo descentralizado, fundamentado en los Ayuntamientos como actores clave y líderes del proceso de cambio. Los Ayuntamientos podrían ser lo que se define como “motores del proceso” o “líderes” (Stocker et al., 2011), alineado con el elemento clave **(E1)**. Con tal motivo, en esta investigación se ha evaluado su nivel de madurez energética (ver apartado 6.4). El resultado obtenido no es el más satisfactorio, pero se ha observado voluntad de mejora y proactividad hacia el proceso. En este campo, cabe una oportunidad de mejora.
- **B3.** El estudio de la disponibilidad de EE.RR. de proximidad (capacidad técnica de RR.) para poder abordar el cambio de modelo con las garantías necesarias de existencia de alternativas energéticas. A tal fin se ha llevado a cabo el análisis de capacidad técnica en Debabarrena, exponiendo el modelo de cálculo y el resultado cuantitativo del mismo, con la tecnología disponible en la actualidad (ver apartado 6.3). Esta base está alineada con el elemento clave **(E2)**. De los datos obtenidos, si bien no se cubren todas las necesidades de la demanda actual,

existen posibilidades de ir avanzando en ello a medida que avance la conciencia social y la tecnología. En los modelos analizados, el objetivo (en todos ellos) es poder alcanzar el 100% de generación renovable para abastecer la demanda, pero en la actualidad nadie lo cumple a pesar de haber comenzado la transición hace varios años.

Estas bases son pilares, condiciones *sine qua non*, para sustentar las actuaciones impulsoras (**A1 a A3**) que se llevarán a cabo durante el periodo de transición entre modelos, que se explican a continuación y que complementan el modelo teórico preliminar, tal y como se ha deducido tanto del análisis normativo, como de los modelos de referencia y del estado del arte en la comarca, en los capítulos previos.

- **A1.** Modelo apoyado en la sociedad civil (ciudadanía y empresas locales), en su empoderamiento y en la información y formación, alineado con los elementos clave **E4, E8 y E10**. El elemento clave E4 asociado a esta actuación impulsora presenta el desarrollo de cooperativas locales de generación, distribución y comercialización, así como la colaboración público-privada. El E8 presenta un modelo apoyado en la sociedad civil y en la participación ciudadana para la toma de decisiones, el empoderamiento de los ciudadanos para diseñar su modelo energético. El E10 presenta la vinculación entre política energética y política industrial y económica, poniendo en valor el nuevo modelo energético para el mantenimiento del tejido industrial y el crecimiento económico (Maegaard, 2012), (Cosmi & Salvia, 2015), (Morris & Pehnt, 2012), (Ivner, Björkjund, et al., 2010), (Collin, 2017). Como proceso paralelo, deberá afrontarse la información y la formación de la ciudadanía al respecto de la energía y de su vinculación con el clima y con el desarrollo económico. En los análisis realizados, se ha observado cómo ha habido procesos de información a la ciudadanía previos al comienzo del cambio de modelo (Morris & Pehnt, 2012). Sólo tras haber conseguido un “despertar” de las conciencias ciudadanas, tras informar y formar convenientemente, podrá darse la colaboración de la sociedad civil, la colaboración público-privada y abordar la transición de forma segura.
- **A2.** Generación de proximidad con EE.RR., alineado con los elementos clave **E4, E5, E6, E7 y E12**. Se ha visto anteriormente el elemento E4, si bien en este

apartado, está relacionado con la generación de empleo local. El E5 presenta el desarrollo local de tecnologías de generación y eficiencia y el uso de tecnología madura para el inicio de la transición de cambio de modelo. El E6 propone el respeto por el clima, la vinculación que debe hacerse entre energía y clima en todo el proceso de cambio. El E7 presenta la necesidad de abordar el proceso de cambio bajo el compromiso de garantía de suministro energético y de reducción de consumos. El E12 propone la simplificación de trámites administrativos, la facilitación por parte del sistema para el desarrollo de las RR.

El nuevo modelo energético requiere de inversiones que van desde las pequeñas instalaciones de pocos kW (hasta 50 kW) que pueden acometer de forma privada los ciudadanos -de forma particular o a través de cooperativas o comunidades vecinales-, hasta instalaciones más importantes, de MW, donde la colaboración se hace imprescindible. El desarrollo de cooperativas locales y la colaboración entre la administración local y el tejido industrial ha sido una práctica habitual en los modelos analizados. Igual ha sucedido con el desarrollo de producto (para generación, para transporte, para gestión de líneas, para gestión de producción) y la aplicación del concepto de EC y siempre con un modelo de producción garantista en cuanto al suministro en calidad y cantidad. (Morris & Pehnt, 2012), (Gipe, 2012), (Derakshan Rad, 2011), (Huybrechts & Mertens, 2014), (Collin, 2017), (Guillaumet, 2018).

- **A3.** Eficiencia energética. Economía circular. Alineado con los elementos clave **E6, E7, E9 y E11**. Los elementos E6 y E7 se han visto anteriormente. El E9 recoge dos conceptos importantes que se han podido observar en el análisis de características socioeconómicas de la comarca: el compromiso con un precio competitivo de la energía para permitir tanto el desarrollo económico como social (Alvarez Pelegry & Ortiz Martínez, 2016) y el acceso universal a la energía, para evitar la pobreza energética (P. Linares & Labandeira, 2014), (Mas Consulting Trends, 2014). Ambos items se han expuesto en el apartado 4.7 del Capítulo 4. El E11 abunda en el concepto de eficiencia energética bajo la forma de economía circular. Se ha visto recogida en el modelo francés y supone un avance conceptual alineado a su vez con el ODS nº 12. (Collin, 2017), (Ministerio para la Transición ecológica, 2019c), (Echaiz Valdivia, 2016)

Las acciones impulsoras se cruzan con los ámbitos de aplicación que se han visto en la *Tabla 16* y con los elementos clave (E), por tanto. No debe desprenderse

del orden de presentación un orden de prelación de importancia en las actuaciones impulsoras (A). En cualquier proceso de transformación de modelo energético, una de las actuaciones primeras es la eficiencia energética. De hecho, la E.E. es una actuación transversal que debe procurarse incluso con el modelo energético actual. Es un requisito fundamental para minorar las necesidades presentes y futuras de generación (Muñoz Gómez, 2017), (Fernández Chozas, 2008). La E.E. tanto en los domicilios, con políticas de rehabilitación de viviendas con antigüedad superior a los 25 años (Ruá, Huedo, Braulio, & López-Mesa, 2018), (Stella, 2013) como en las empresas (ahorro de costes industriales en alumbrado y en proceso industrial) tiene un largo recorrido (Lizundia, Etxepare, Sagarna, & Uranga, 2018). En los Ayuntamientos, el cambio del alumbrado público por tecnología led se ha ido produciendo en la Comarca. No obstante, en aislamiento de edificios públicos, en sistemas de calefacción y en iluminación interna de edificios queda mucho por hacer. La Ley 4/2019 es muy exigente al respecto y servirá de marco de referencia de actuación. En cuanto a los combustibles utilizados, como se ha visto en el análisis de madurez energética, está todo por hacer en el ámbito municipal.

La economía circular es otra forma de eficiencia (Cerdá & Khalilova, 2016), (Frérot, 2014a). Se apunta específicamente por la singularidad que tiene en cuanto a la oportunidad que da, tanto al ámbito público como al privado, para establecer procesos de colaboración entre las partes con el objetivo de compartir, analizar ahorros y excedentes productivos que puedan ser valorizados por terceros. Sin obviar los análisis propios de cada entidad en la propia ejecución de elaborar procesos circulares.

En la definición de las bases y las actuaciones que se han desarrollado en las líneas precedentes, han tomado parte los trabajos desarrollados en los Capítulos 4 y 6 que han sido:

- Marco normativo y competencial en materia de energía.
- El estudio y análisis de los países de referencia.
- La evaluación del potencial técnico de EE.RR. en Debabarrena, que nos proporciona un dato básico sobre la disponibilidad de RR. y la capacidad de generación de proximidad en el avance hacia un modelo sostenible MES.
- La evaluación del grado de madurez energética de los Ayuntamientos, con el fin de conocer su capacidad para liderar un proceso de transición.

Con todos los análisis precedentes, se ha definido el modelo teórico previo presentado en la *Figura 25* sobre el que se trabajará posteriormente para su contraste con los datos que se obtengan en los trabajos de campo y que definen los elementos estructurales (o bases del modelo) susceptibles de anclar el nuevo modelo en Debabarrena y las posteriores actuaciones que, sobre las bases del modelo, deberán desarrollarse a lo largo del periodo transitorio hacia el MES. Debe tenerse en cuenta que los conceptos y actuaciones que aparecen por encima de las bases en la *Figura 25* no suponen de forma estricta un orden de prelación, ya que hay actuaciones que deberán intercalarse en el tiempo y que no están necesariamente encadenadas en su orden de ejecución. Así mismo, hay actuaciones transversales como la eficiencia energética, que deberán abordarse a lo largo de todo el proceso.

6.6. Proceso de despliegue del MES

El despliegue del MES deberá tener en cuenta las bases y actuaciones impulsoras referenciadas anteriormente. No obstante, siguiendo los criterios de Farhad (Derakshan Rad, 2011), las relaciones del sistema son determinantes en el proceso de despliegue. Esta reflexión ha llevado a contemplar y a analizar un nuevo escenario relacionado con las acciones impulsoras que se denominará “condicionantes del ecosistema local” (CEL). En efecto, los CEL serán aquellas particularidades locales (comarcales) que, relacionadas siempre con los elementos clave, afectarán de forma diferente en los distintos ámbitos en función de su propia estructura social y sociológica (idiosincrasia, costumbrismo, voluntad social, capacidades, etc...) y que afectarán a las actuaciones impulsoras o a algunas de ellas en cuanto a su intensidad o temporalidad. La afectación a las actuaciones impulsoras puede ser total o parcial e incluso pueden afectar a varias actuaciones impulsoras. En definitiva, los CEL estarán relacionados con las particularidades de cada ámbito donde se vaya a desplegar el MES y también afectarán a las relaciones con el exterior del ámbito. En la *Figura 26* se presenta el esquema conceptual del modelo, incorporando los CEL, y las fases y elementos que se deberán tener en cuenta para cubrir las necesidades sociales y técnicas necesarias para el despliegue del MES. El proceso parte de la existencia o voluntad de una entidad impulsora del MES, que en esta investigación se propone recaiga en los Ayuntamientos o entidades municipales, siempre y cuando exista la voluntad de impulsar un modelo de cambio. Pero la entidad impulsora puede ser una entidad privada o una cooperativa local.

La visión y el rango de actuación debe ser, al menos, de ámbito local. La entidad impulsora será quien compruebe si se cumplen las bases (B) para iniciar el proceso de cambio, teniendo como referentes los elementos esenciales (E) que aporta esta investigación y que ayudarán a un contraste continuo en cada fase del proceso.

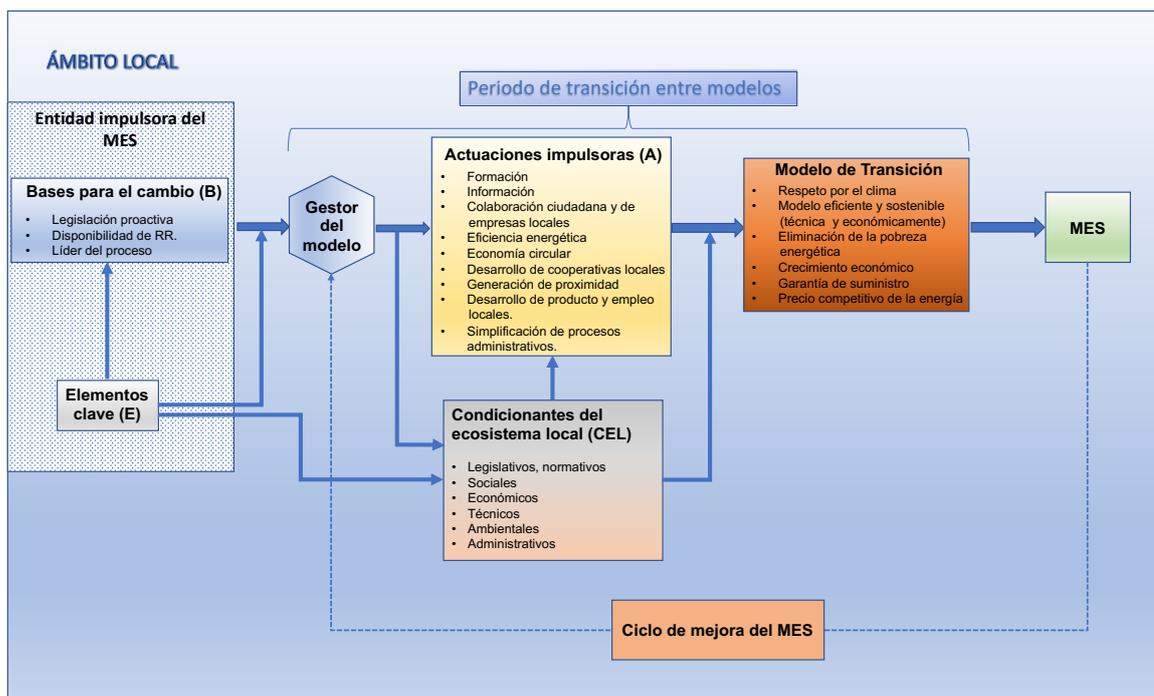


Figura 26. Proceso de despliegue del MES

Fuente: Elaboración propia

Tras disponer de la entidad impulsora, será imprescindible disponer del gestor del modelo. El gestor del modelo, designado por la entidad impulsora, será el responsable de la planificación del modelo, de llevar a cabo las actuaciones impulsoras (A), analizar y gestionar los CEL, de medir los avances del modelo de transición y de proponer las mejoras obtenidas del feed-back del proceso MES.

Los CEL, como se ha dicho, vendrán dados por las particularidades del entorno, es decir, el posicionamiento de la ciudadanía ante el cambio de modelo, la disposición a la colaboración público-privada, la interacción del sistema industrial local propio y las relaciones externas del sistema, fundamentalmente con los actuantes en el modelo actual (comercializadoras y distribuidoras) y Administraciones próximas concernidas.

Con el gestor del modelo, el abordar las actuaciones impulsoras y los CEL, se dará comienzo al periodo de transición, durante el cual el gestor del proceso irá planificando, negociando, conciliando y gestionando cada ítem del sistema. A medida que se avance con lo anterior, se estará consiguiendo el modelo de transición, cuyos resultados se irán obteniendo a través de los ítems definidos en el sinóptico de la *Figura 26*, es decir:

- Cumplimiento del respeto por el clima
- eliminación de la pobreza energética
- crecimiento económico
- cumplimiento progresivo con la garantía de suministro y precio competitivo de la energía y
- modelo eficiente técnica y económicamente y que propicie la eficiencia energética.

A medida que el MES vaya implantándose, se realizará el análisis de los resultados obtenidos y del proceso seguido en su implantación (feed-back del MES), con el fin de validar los resultados e identificar oportunidades de mejora.

En el Capítulo 7 se analizarán los CEL de Debabarrena. Estos CEL serán:

- la percepción ciudadana al respecto de la energía,
- la colaboración público-privada y
- el análisis de circunstancias técnicas de una instalación FV y de relación con las entidades reguladoras del sistema actual.

De todos ellos se obtendrá información que servirá para establecer el nivel de intensidad con el que se deberá actuar en los ítems de actuaciones impulsoras y permitirán una planificación adecuada del proceso de transición. A continuación, se muestran las características e interacciones clave de los CEL, dentro de este proceso de despliegue.

6.6.1. **Características e interacciones clave en el análisis de percepción ciudadana**

Con este análisis se obtendrá información cualitativa que nos permita evaluar la situación comarcal (uno de los CEL) con respecto a los elementos clave **E4 y E8** del modelo y con dos de los tres aspectos que desarrolla la actuación impulsora **A1**. La obtención de la información necesaria se realizará a través de una consulta a una muestra de población

de la comarca. El elemento E4 se refiere a la conveniencia o capacidad de desarrollar cooperativas locales para generación, distribución y comercialización, además de la colaboración público-privada. El elemento E8 se refiere a la conveniencia de contar con un modelo apoyado en la sociedad civil y en la participación ciudadana desde el punto de vista de toma de decisiones y codiseño del modelo MES.

La participación de la sociedad civil en el proceso de cambio de modelo energético se ha visto como un elemento fundamental en los modelos analizados. La voluntad de participación o de coliderazgo está directamente relacionada con el conocimiento de la ciudadanía al respecto de un problema (Cuevas, 2008), (López Cerezo, 2005). Las características culturales y sociales de los distintos países analizados no son idénticas entre sí, de la misma forma que en Debabarrena son distintas. Por ello, se debe obtener información al respecto del nivel de conocimiento que existe entre la población con respecto a las EE.RR., a su relación con el clima y a la percepción general que tiene la ciudadanía con respecto a la energía. De los resultados de la consulta se podrán obtener acciones necesarias de formación, de información y de procesos de participación organizada con los líderes o, por el contrario, se podrá obtener la posibilidad de abordar directamente procesos de codiseño y coparticipación en la colaboración para la generación con RR. Los resultados obtenidos interactuarán con las acciones impulsoras.

6.6.2. **Características e interacciones clave en el análisis de puesta en marcha de una instalación doméstica FV**

Con este análisis se obtendrá información al respecto de dos necesidades de conocimiento relacionadas con las acciones impulsoras. El estudio que se realizará, dentro de los CEL, consistirá en: el contraste de los datos teóricos obtenidos de los sistemas públicos sobre generación energética solar en la comarca, los precios y características de un sistema FV, los plazos de amortización, las producciones, ahorros y sobrantes reales y las relaciones con las entidades reguladoras del sistema actual (tanto Ayuntamientos, G.V., como las comercializadoras). Se obtendrá datos cuantitativos en cuanto a producciones y amortización y se obtendrán datos cualitativos en cuanto a las relaciones con el sistema inmediato, ¿existen resistencias del sistema actual a la micro generación con RR., se favorece su implantación y uso?, ¿cómo actúan los propios

Ayuntamientos? Este análisis está relacionado con los elementos clave **E2, E6, E7, E9 y E12** y con tres acciones que recoge la actuación impulsora **A2**.

El elemento E2 está relacionado con la priorización del acceso a red de la energía producida. El elemento E6 está relacionado con el respeto por el clima y la reducción de emisiones por el uso de RR. El elemento E7 está relacionado con la reducción de consumos y la garantía de suministro. El elemento E9 está relacionado con el precio competitivo de la energía y el acceso universal a la energía. El elemento E12 está relacionado con la simplificación o facilitación de los procesos administrativos a favor de la RR. Debe entenderse en este punto la facilitación o resistencia del sistema a la entrada de las RR.

Se ha podido observar en los análisis de experiencias europeas que la priorización del acceso a red de las micro y pequeñas producciones, la facilitación de trámites y el abono de un precio justo por los excedentes, forman parte del modelo para poder animar a la ciudadanía a tomar parte en las inversiones y en el cambio del propio modelo. De los resultados de este estudio se obtendrán posibles acciones de mejora para las actuaciones impulsoras (colaboración ciudadana, generación de proximidad, desarrollo de cooperativas locales, desarrollo de producto y empleo locales). Los resultados obtenidos interactuarán con las acciones impulsoras.

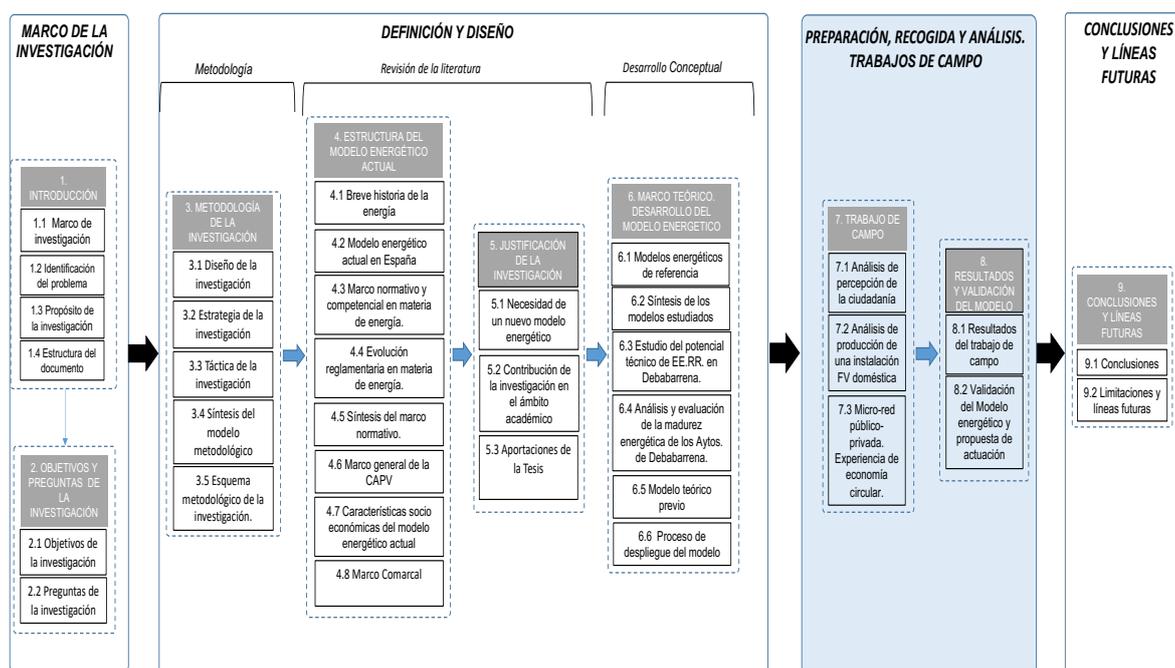
6.6.3. **Características e interacciones clave en el análisis de un modelo de colaboración público-privada y una experiencia de EC**

Con este análisis se obtendrá una información cualitativa al respecto de las características relacionales de los sistemas público y privado y su interacción colaborativa, además de poder observar y experimentar con un modelo de proposición de EC. También se obtendrán datos cuantitativos de consumos energéticos de las empresas y entidades del polígono industrial donde se realizará el estudio. Se pretende buscar y encontrar elementos relacionales, nexos, entre el sistema público y privado, para una colaboración posterior y, si fuese posible, establecer una micro red de autoconsumo o una experiencia de economía circular que reduzca el impacto de emisiones, analizando la casuística relacional entre los actuantes. Este análisis está relacionado con los elementos clave **E4, E6, E7, E10 y E11** y con tres acciones que recoge la actuación impulsora **A3**. El elemento

E4, referido a la colaboración público-privada. Los elementos E6 y E11 están relacionados con el respeto por el clima y la EC, respectivamente; el elemento E7 está alineado con la EE; el elemento E10 relacionado con la vinculación entre política energética y política industrial. Los resultados obtenidos interactuarán con las acciones impulsoras.

Se puede observar que con los tres estudios de campo se han integrado tanto las bases como las actuaciones y los elementos clave del modelo previo para su contraste, observación y análisis de cada uno de ellos. La información obtenida del análisis de los trabajos de campo serán entradas de resultados de los CEL que tendrán su reflejo a través de las actuaciones impulsoras, fundamentalmente en la gestión y planificación de ellas.

Bloque 3. PREPARACIÓN, RECOGIDA Y ANÁLISIS



“Sólo hay una fuerza motriz: el deseo”

Aristóteles

7. TRABAJOS DE CAMPO

En este capítulo se presenta la realización de tres trabajos de campo cuyo fin está en la obtención de datos cualitativos y cuantitativos relacionados con los CEL. Como se ha visto en la bibliografía de los casos europeos analizados, las “*relaciones del sistema*” (Derakshan Rad, 2011) tanto internas como externas condicionan el desarrollo del nuevo modelo. En esta investigación se han definido como CEL, que condicionan las actuaciones que el gestor del modelo deberá realizar para alcanzar el MES.

Los trabajos de campo realizados han sido:

- El análisis de percepción ciudadana al respecto de la energía, con el objeto de conocer qué nivel de conocimiento y sensibilidad existe entre la población de Debabarrena. En las experiencias analizadas se ha podido constatar la importancia del apoyo de la sociedad civil a los líderes del proceso para codecidir (modelo de gobernanza) y su papel fundamental en la materialización del cambio de modelo mediante su involucración directa a través de cooperativas o individualmente (E4 y E8) (Morris & Pehnt, 2012).
- El análisis cuantitativo de la producción obtenible durante 12 meses de experimentación, comparando los datos obtenidos con los datos teóricos existentes y el análisis por experimentación de la complejidad de la relación con los actuantes en el sistema actual (tramitación de una instalación FV doméstica). La disponibilidad real de energía y el contraste con los datos teóricos se consideran importantes para realizar un diseño MES, además de conocer los procedimientos y recorrido administrativo (facilitación o complicación administrativa para el desarrollo de las EE.RR.). En las experiencias analizadas se ha podido observar la voluntad de los países analizados de simplificar los procesos administrativos de instalación de RR. y priorizar el acceso a red de las instalaciones. (E2, E6, E7, E9 y E12) (Couture & Leidreiter, 2014), (Stocker et al., 2011).
- Un análisis de colaboración público-privada, con una experiencia de EC. Se ha querido experimentar y recoger datos cualitativos de una propuesta de colaboración público-privada para ver el grado de implicación y las voluntades de

cara a hacer factible un MES (Leidreiter et al., 2013), (Stocker et al., 2011). Este trabajo de campo también pretende explorar en otra de las conclusiones obtenidas del análisis de experiencias, como es la implicación de las pymes y el tejido empresarial de proximidad para hacer viable el cambio de modelo, en colaboración con el ámbito público (E4, E6, E7, E10 y E11) (Alvarez Pelegry & Ortiz Martínez, 2016).

7.1. Análisis de percepción de la ciudadanía

Entre enero y junio de 2018, se llevó a cabo una consulta estructurada a 216 familias de Debabarrena, a modo de muestreo, con el objetivo de conocer la percepción ciudadana al respecto de la energía en general, las EE.RR. y su relación con la sostenibilidad. La intención de la consulta ha sido percibir el nivel de implicación que podrá obtenerse, en la situación actual, de la sociedad civil y su voluntad o capacidad de coliderazgo en el proceso de cambio de modelo. Además, se ha aprovechado la consulta para obtener datos sobre las preferencias de consumos de combustibles, tipos de instalaciones domésticas de consumo de energía, etc...

La vinculación con el modelo MES se muestra en la siguiente figura (Figura 27)

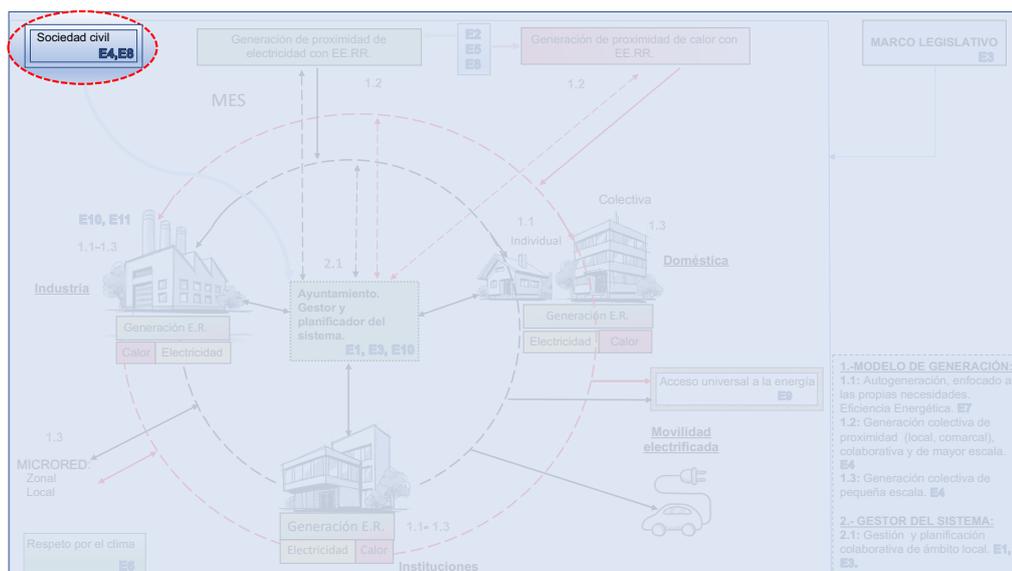


Figura 27. Interacción del análisis de campo con el MES

Fuente: Elaboración propia

El proceso del estudio de campo ha sido el que se presenta en la figura siguiente (*Figura 28*).



Figura 28. Proceso del trabajo de campo

Fuente: Elaboración propia

A través de este proceso, el investigador ha podido observar y evaluar, de forma directa, la información disponible y los resultados obtenidos respectivamente, y ha relacionado todo ello con el cumplimiento de los elementos clave para deducir el impacto de los CEL. Con ello, se han podido concebir mejoras de aplicación para el MES o validar los elementos clave concernidos.

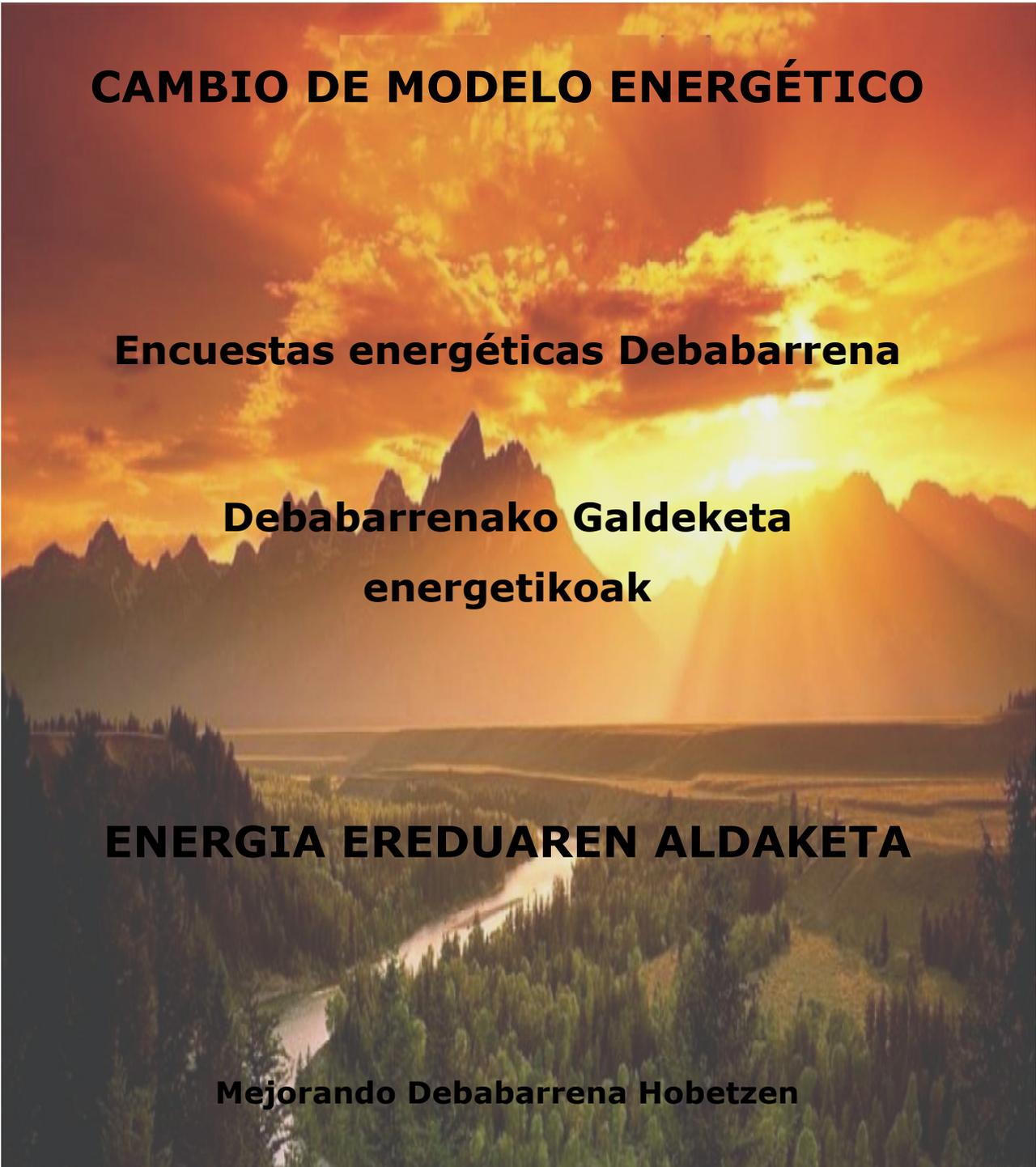
La consulta se ha realizado a través de una página web, de tal forma que el encuestado pudiera contestar a ella con la mayor comodidad posible en cuanto a horario y conveniencia. Se elaboró un formulario con las preguntas que recogían la totalidad de los objetivos de interés desde el punto de vista del estudio, siguiendo para ello los modelos descritos en el proyecto europeo Renergy (Cosmi et al., 2015), (INTERREG IVC Project Renergy, 2015). Los formularios se realizaron en euskara y castellano, pudiendo hacerse la respuesta a elección del encuestado. Los hogares de interés se han distribuido a lo largo de la totalidad de municipios de la comarca, con una distribución proporcional al nº de habitantes de cada municipio, aunque las respuestas obtenidas no se hayan ceñido con exactitud a esa distribución (*Tabla 32*). La canalización de la información para acceder a la encuesta ha sido a través de los centros escolares, a través de los procesos de Agenda XXI escolar en la comarca, a través de algunas empresas industriales, de asociaciones comarcales y también realizada de forma directa.

La encuesta ha tenido la estructura y presentación que se expone a continuación. Se aprovechará la exposición para presentar las preguntas formuladas y las respuestas obtenidas a cada una de ellas habiendo integrado en esta exposición las respuestas obtenidas en ambos idiomas.

Tabla 32. Distribución de las respuestas y comparación con el peso comarcal.

(Fuente: Elaboración propia)

	Peso por nº de habitantes	Peso en la encuesta
Eibar	38%	27 %
Ermua	22%	19 %
Elgoibar	16%	15 %
Deba	7,5%	10 %
Mutriku	7,5%	9 %
Soraluze	5%	10 %
Mendaro	2,5%	5 %
Mallabia	1,5%	5 %



CAMBIO DE MODELO ENERGÉTICO

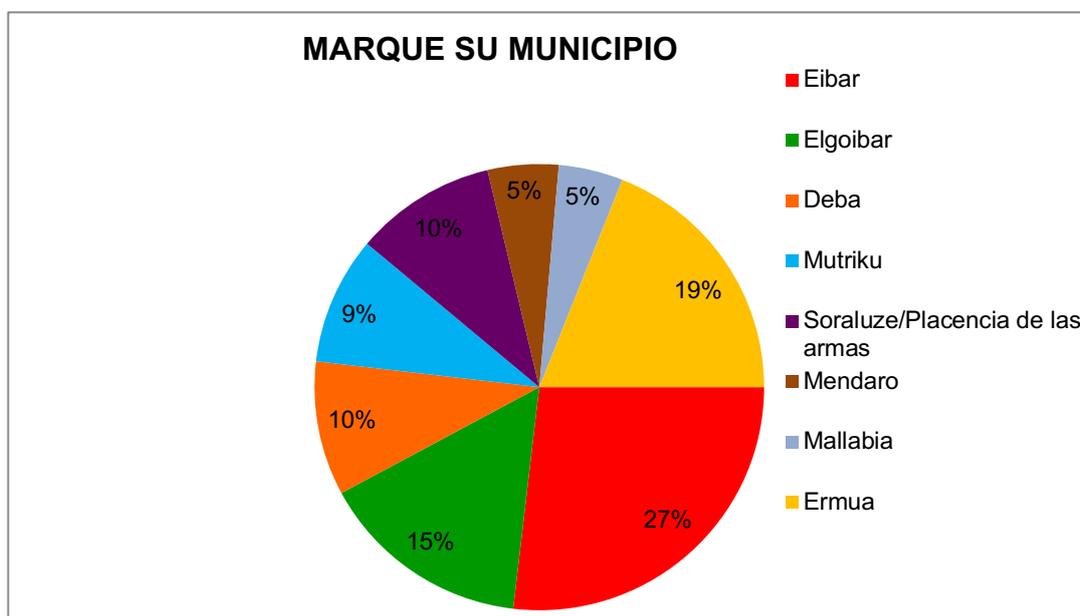
Encuestas energéticas Debabarrena

Debabarrenako Galdeketa energetikoak

ENERGIA EREDUAREN ALDAKETA

Mejorando Debabarrena Hobetzen

7.1.1. Preguntas realizadas y Respuestas obtenidas



Gráfica 27. Municipio de residencia



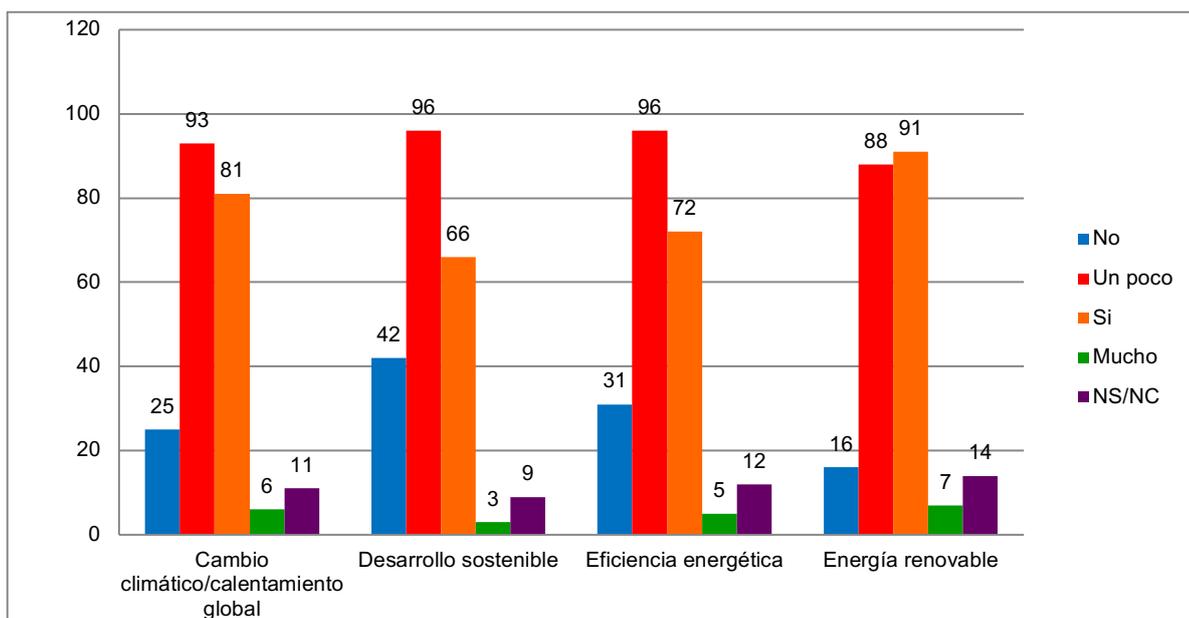
Gráfica 28. Relación con la propiedad

Sección 1: CONOCIMIENTOS PREVIOS

En lo referente a la primera sección de la encuesta, cabe destacar que se persigue el

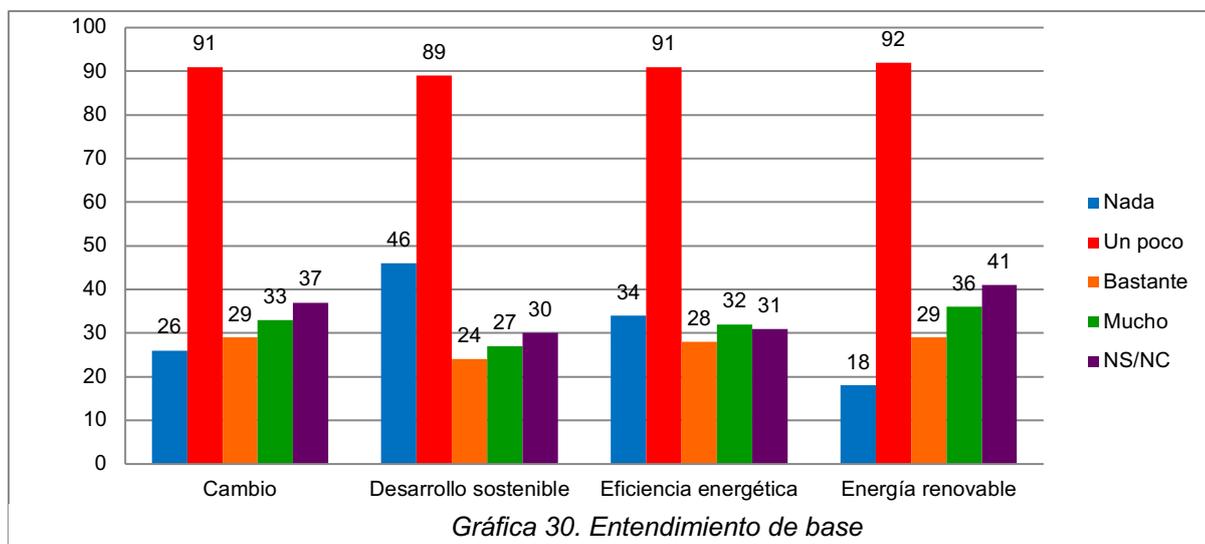
objetivo de conocer cuál es el grado de conocimiento que se tiene en temas como el cambio climático, las energías renovables, el desarrollo sostenible y la eficiencia energética.

¿Tiene conocimientos al respecto de los siguientes temas?



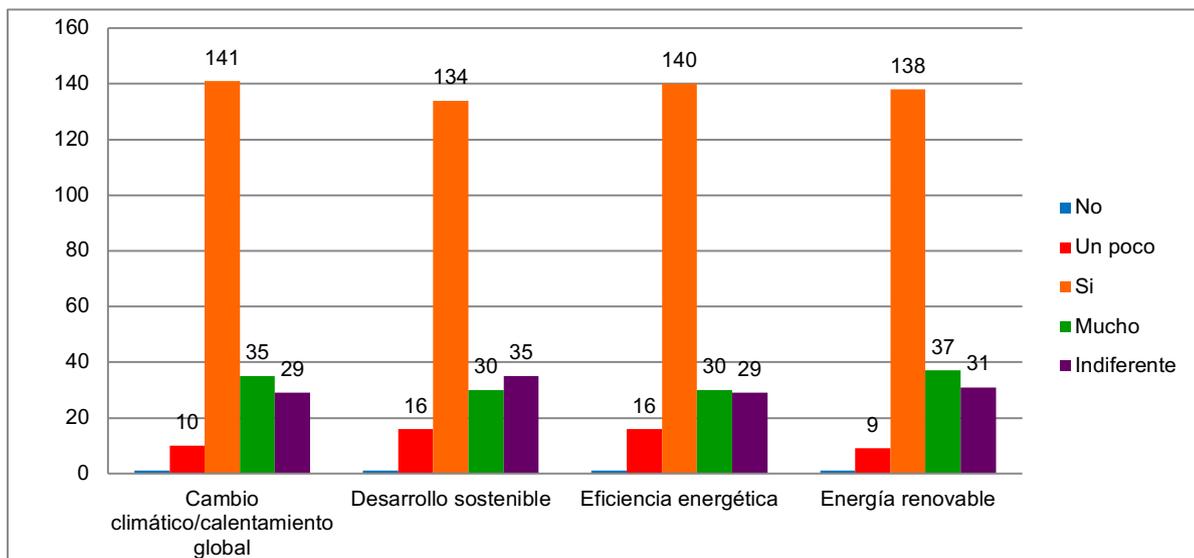
Gráfica 29. Conocimientos de base

¿Entiende lo que significan los siguientes temas?



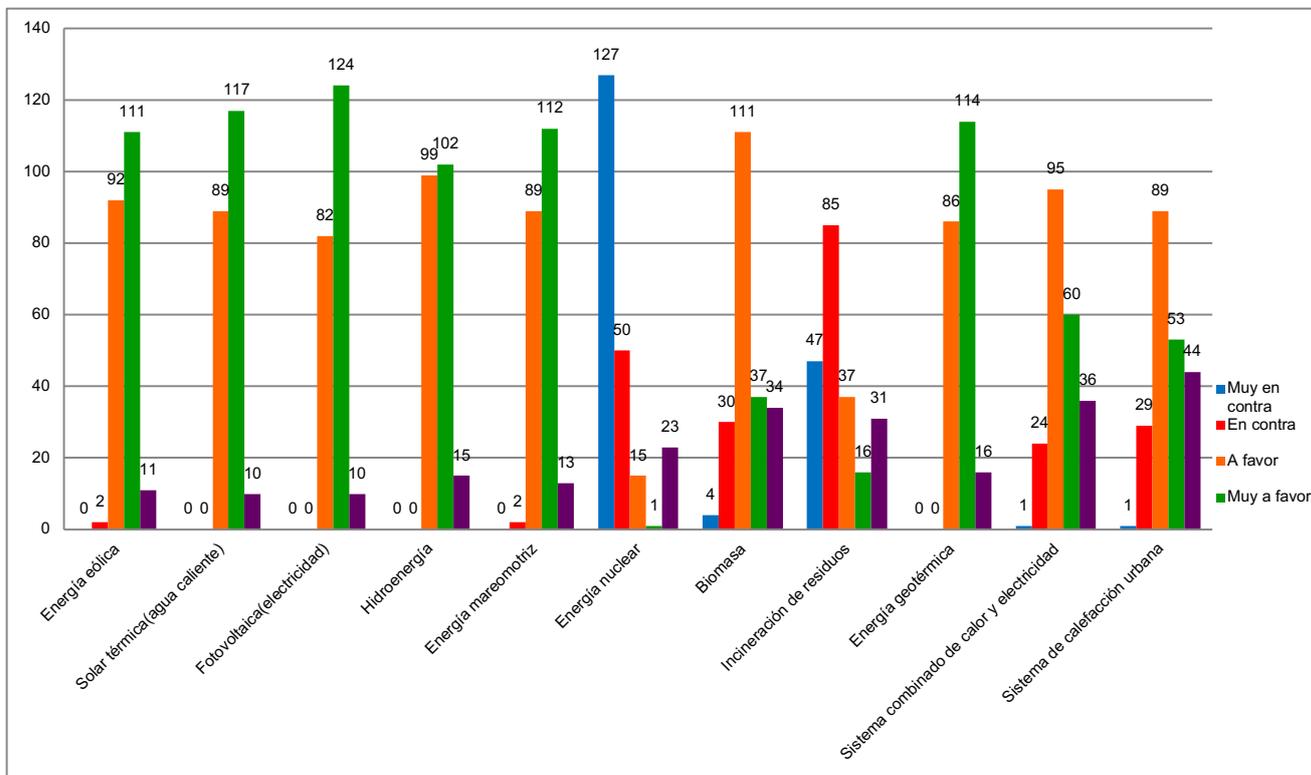
Gráfica 30. Entendimiento de base

¿Es importante para la sociedad abordar estos temas?



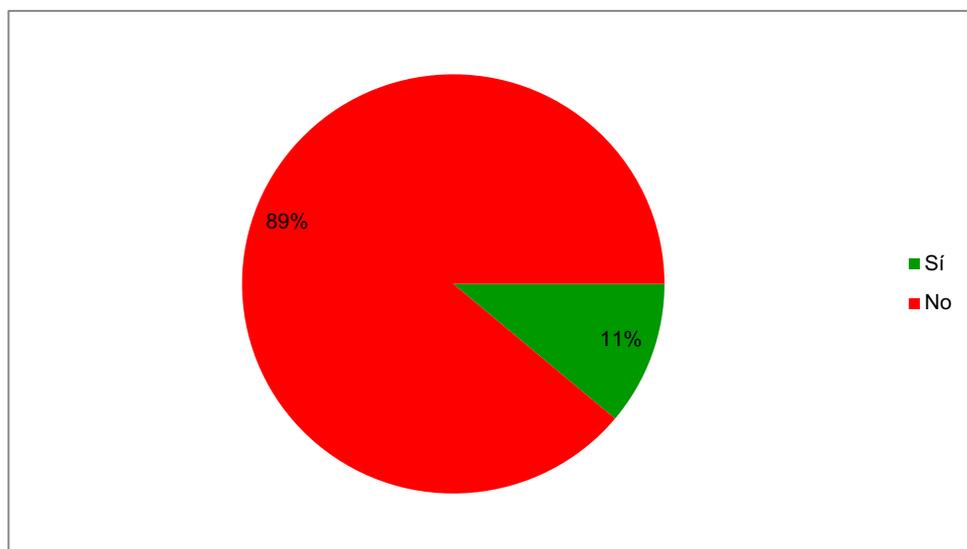
Gráfica 31. Importancia de los items

¿Cuál es su opinión sobre las siguientes fuentes o sistemas de energía renovable como alternativas a los combustibles fósiles (gas, petróleo, carbón)?



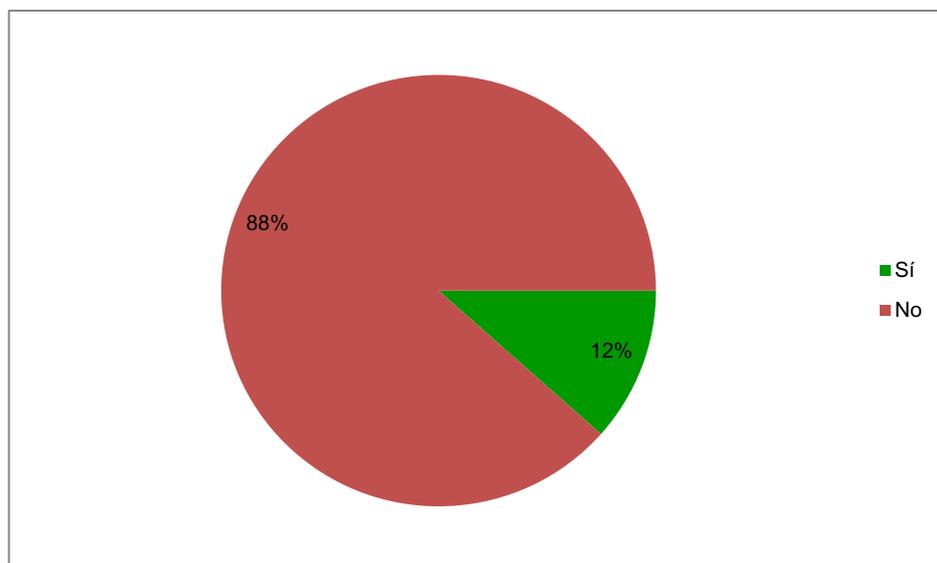
Gráfica 32. Opinión sobre fuentes

¿Tiene suficiente información sobre las fuentes de energía renovables (FER)?



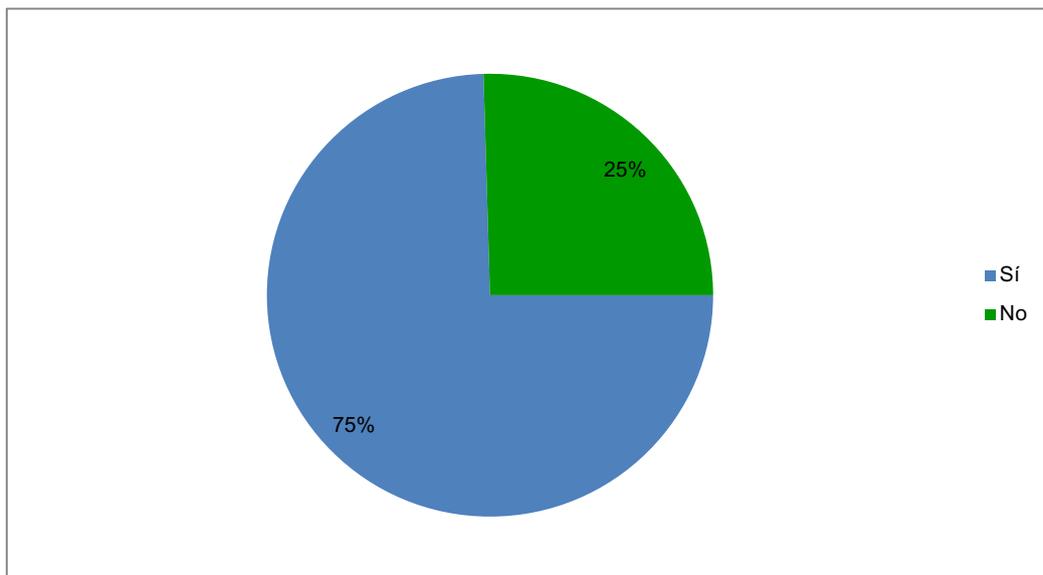
Gráfica 33. Información sobre fuentes

¿Tiene suficiente información sobre la eficiencia energética (EE)?



Gráfica 34. Información sobre EE

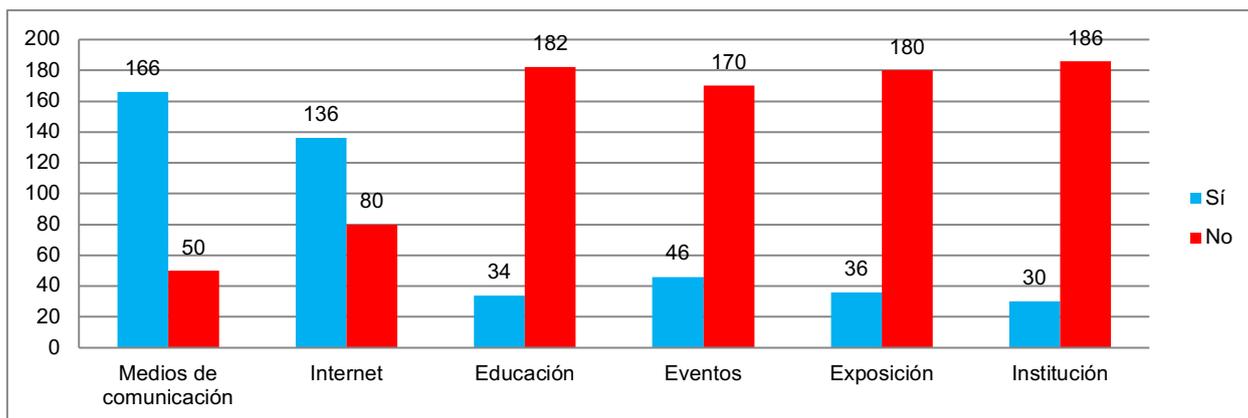
¿Considera que necesita más información sobre las distintas energías renovables?



Gráfica 35. Necesidad de información sobre EE.RR.

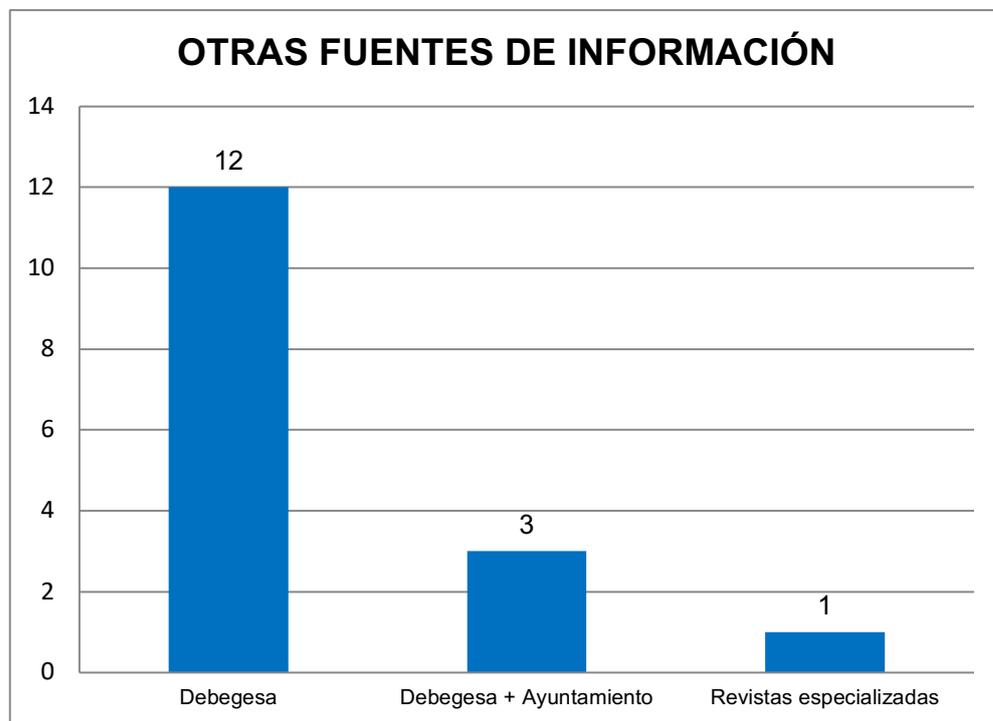
Comentarios realizados a esta pregunta: 3 encuestados necesitan más información sobre energía solar térmica, fotovoltaica y sistemas urbanos de calefacción. Manifiestan que los partidos políticos deben tener más información y además les gustaría conocer novedades o evoluciones tecnológicas.

¿A través de qué fuentes le llega la información sobre la EE y las FER?



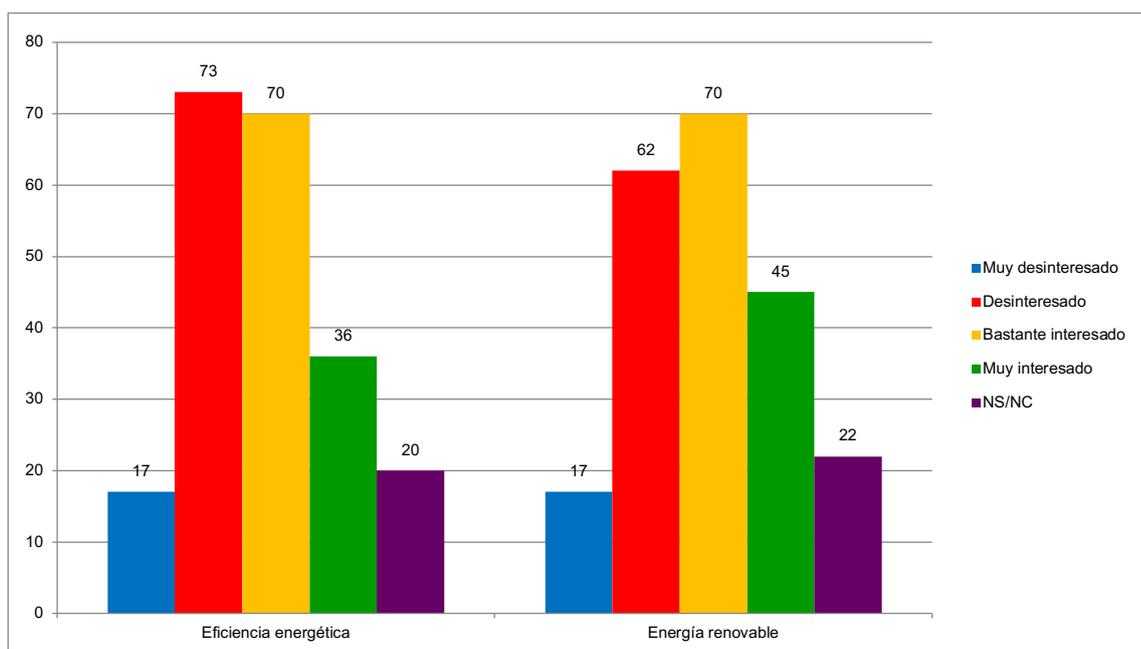
Gráfica 36. Fuentes de información sobre EE y FER

Otras fuentes de información



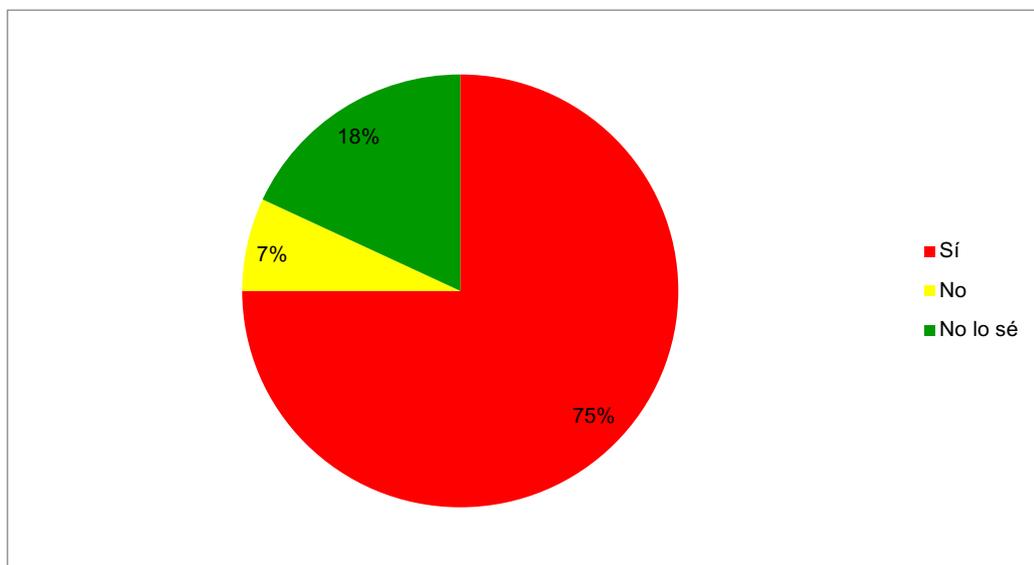
Gráfica 37. Otras fuentes de información

¿Cómo de interesado está en la energía renovable y en las prácticas de eficiencia energética?



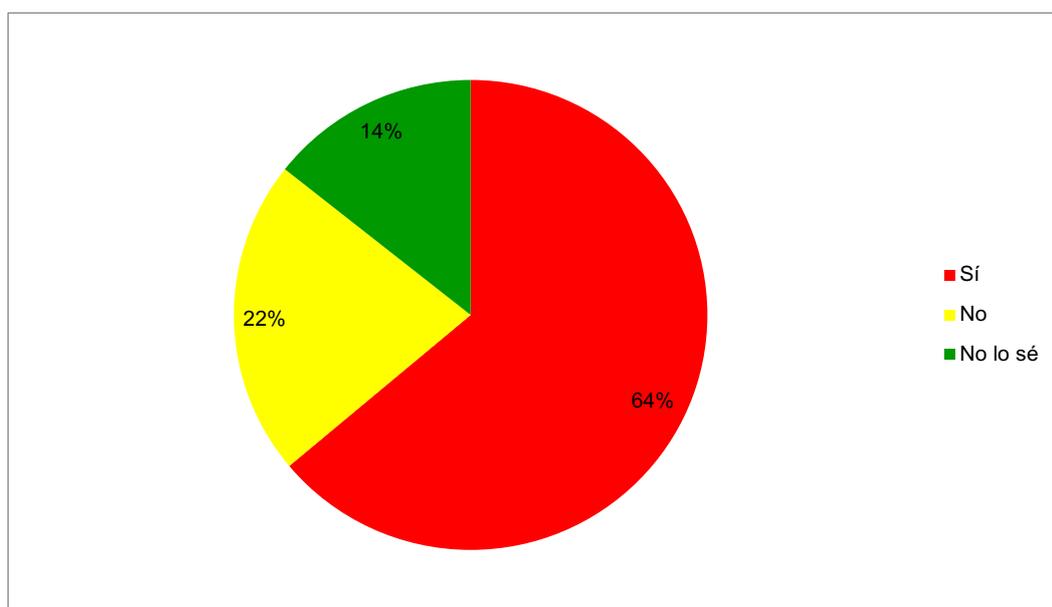
Gráfica 38. Interés en las EE.RR. y en EE

¿Cree usted que la eficiencia energética es una manera efectiva de reducir las emisiones de CO₂?



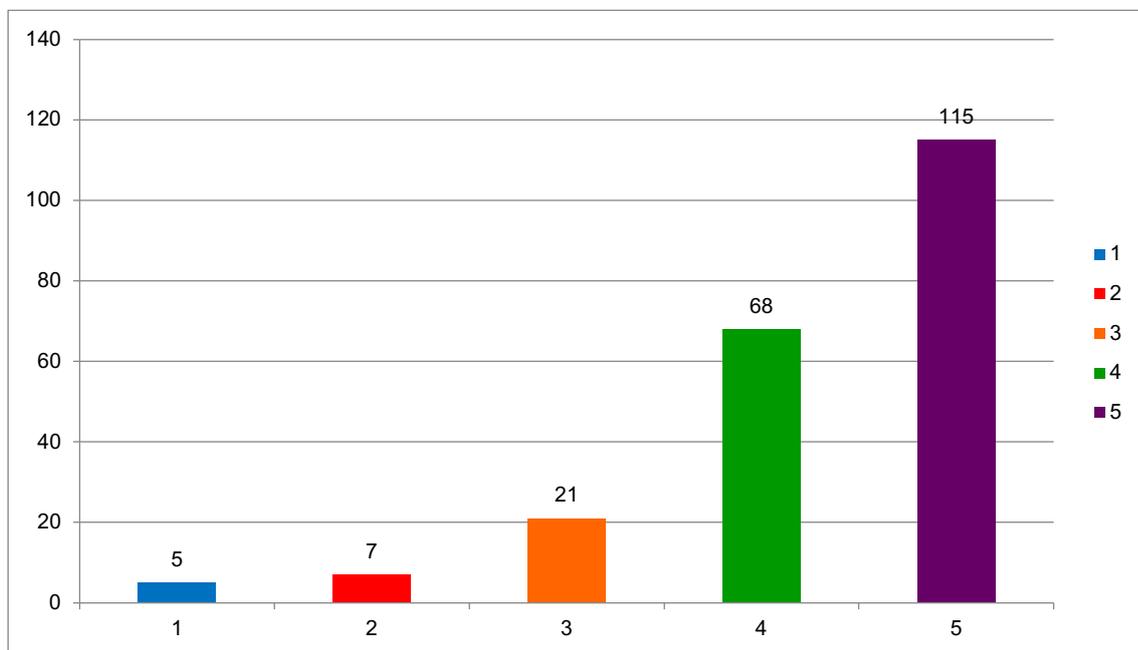
Gráfica 39. EE y reducción de CO₂

¿Cree usted que la eficiencia energética es una forma eficaz de disminuir las facturas de energía?



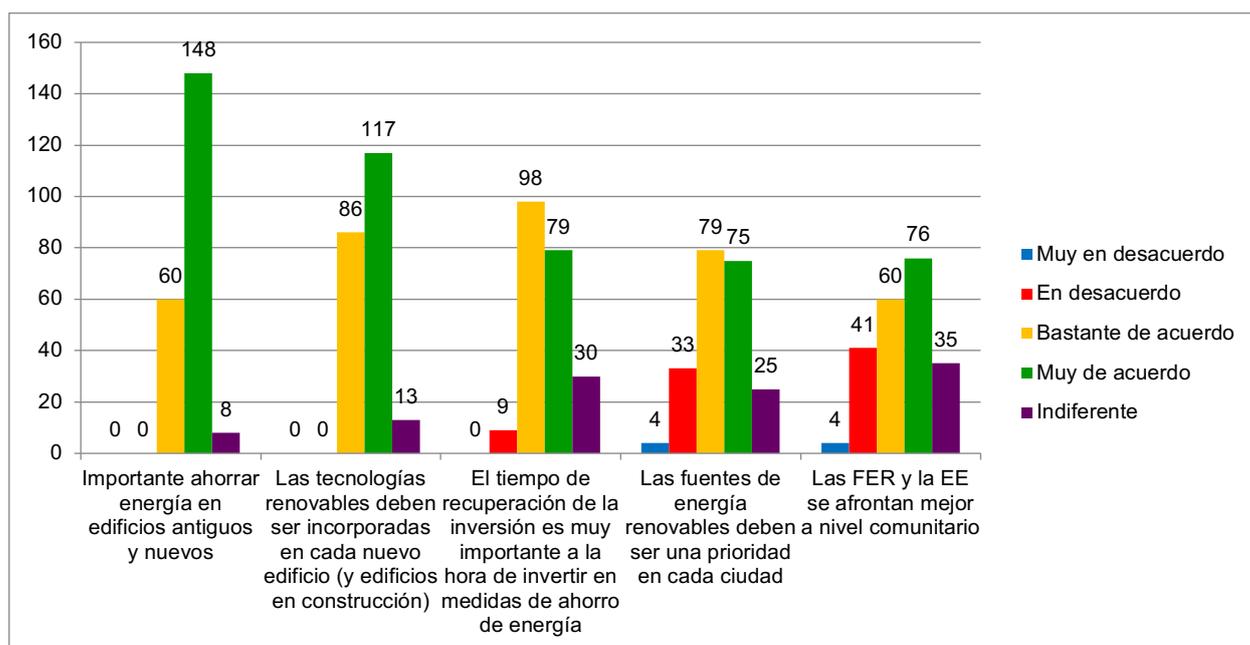
Gráfica 40. EE y disminución de factura energética

En una escala del 1 al 5. ¿Cuánta importancia tiene para usted reducir el consumo de energía?
(1 nada, 5 mucho).



Gráfica 41. Importancia de reducir el consumo de energía

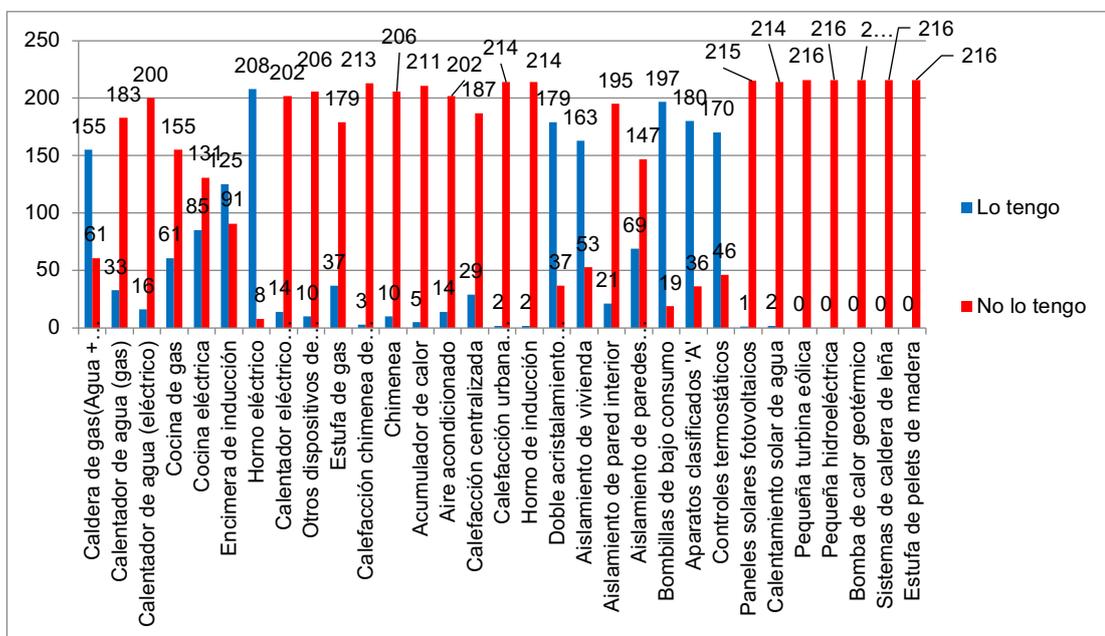
¿Está de acuerdo con las siguientes afirmaciones?



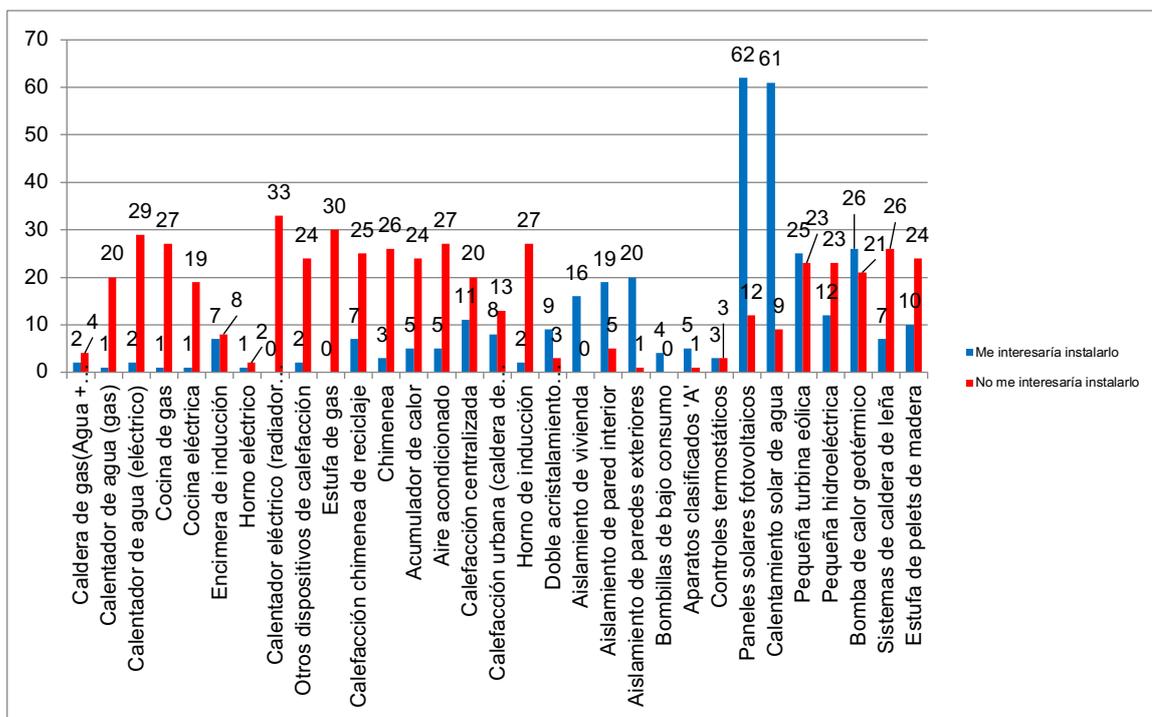
Gráfica 42. Opinión sobre distintos aspectos

Sección 2: TECNOLOGÍAS Y CONSUMOS DEL HOGAR

¿Tiene los siguientes equipos y tecnologías en su hogar? En caso de no tenerlos, indique por favor si está interesado en instalarlos.



Gráfica 43. Equipos y tecnologías del hogar (I)



Gráfica 44. Equipos y tecnologías del hogar (II)

Si ya ha tenido instalaciones de energía renovable en su propiedad, ¿cuál es su opinión sobre ellas?

Los encuestados aportan los siguientes comentarios:

-Yo estoy completamente de acuerdo en apoyar las EE.RR., pero hoy en día en muchos casos se necesitaría una gran inversión.

-Muy interesante.

-Aún no tengo ninguna instalación.

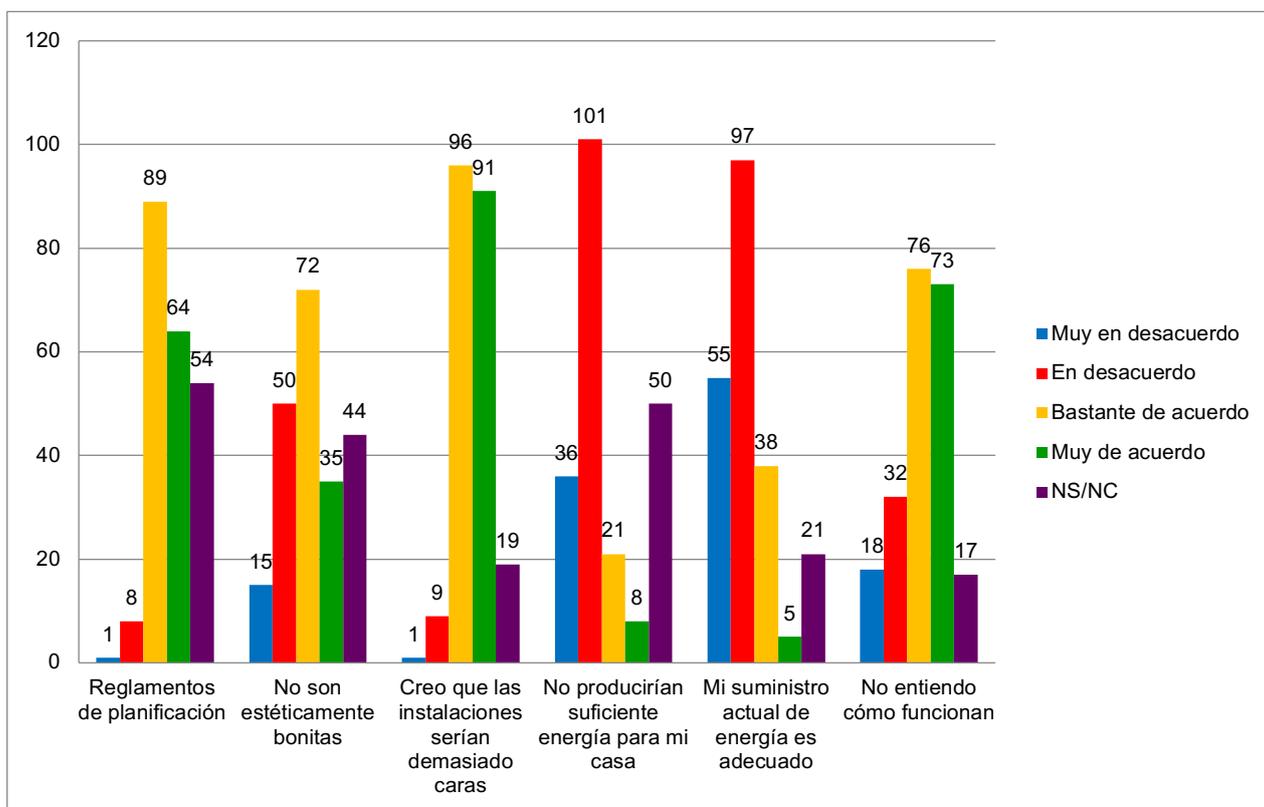
-Si hubiera ayudas, lo intentaría instalar.

-Sí, yo tengo instalación de solar térmica y funciona muy bien.

-Todo positivo, funciona muy bien.

-He tenido placas térmicas, funcionan bien, pero se mantienen mal.

¿Está de acuerdo en que las siguientes afirmaciones pueden ser barreras que impiden la instalación de las anteriores medidas energéticas en su hogar?



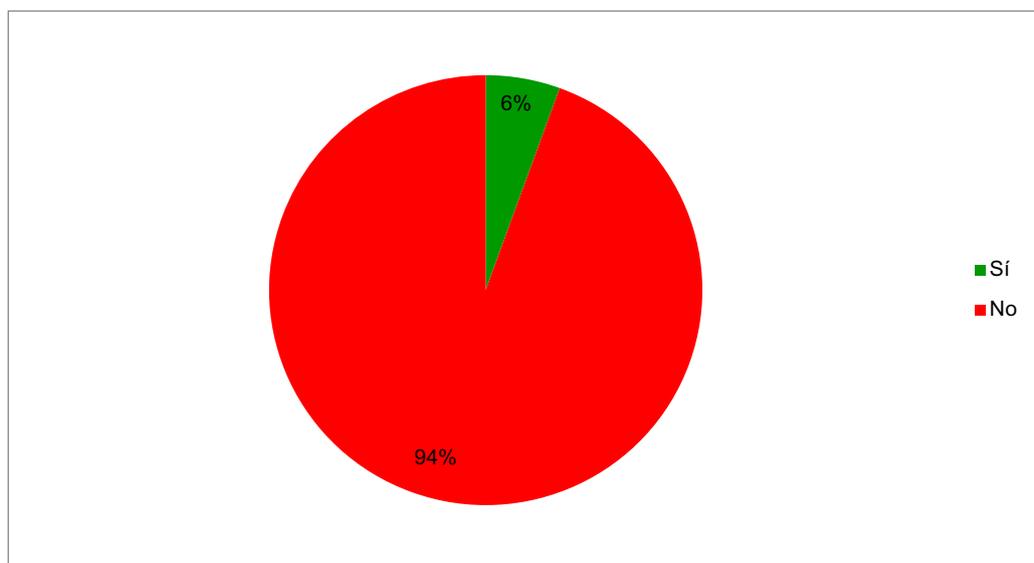
Gráfica 45. Barreras que impiden incorporar medidas energéticas

Otros (especifique por favor).

Un encuestado aporta lo siguiente:

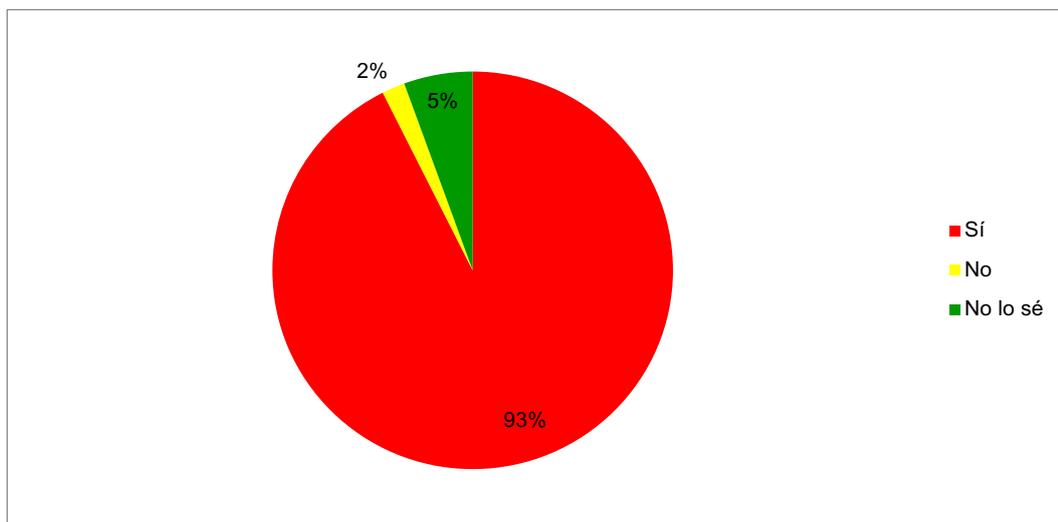
-El sistema eólico produce mucho ruido.

¿Tiene conocimiento de subvenciones o ayudas públicas disponibles para la instalación de Energías Renovables o sistemas de eficiencia energética? Por favor dé detalles.



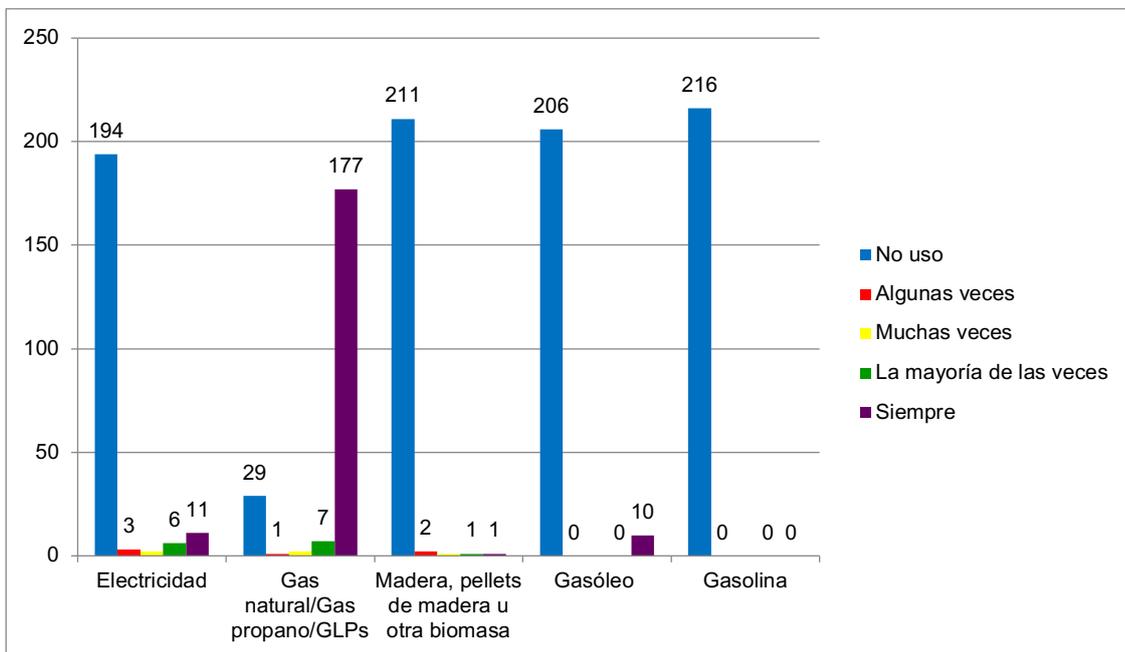
Gráfica 46. Conocimiento de subvenciones o ayudas públicas.

Al comprar una vivienda, ¿estaría dispuesta/o a comprar una con instalaciones de energía renovable?



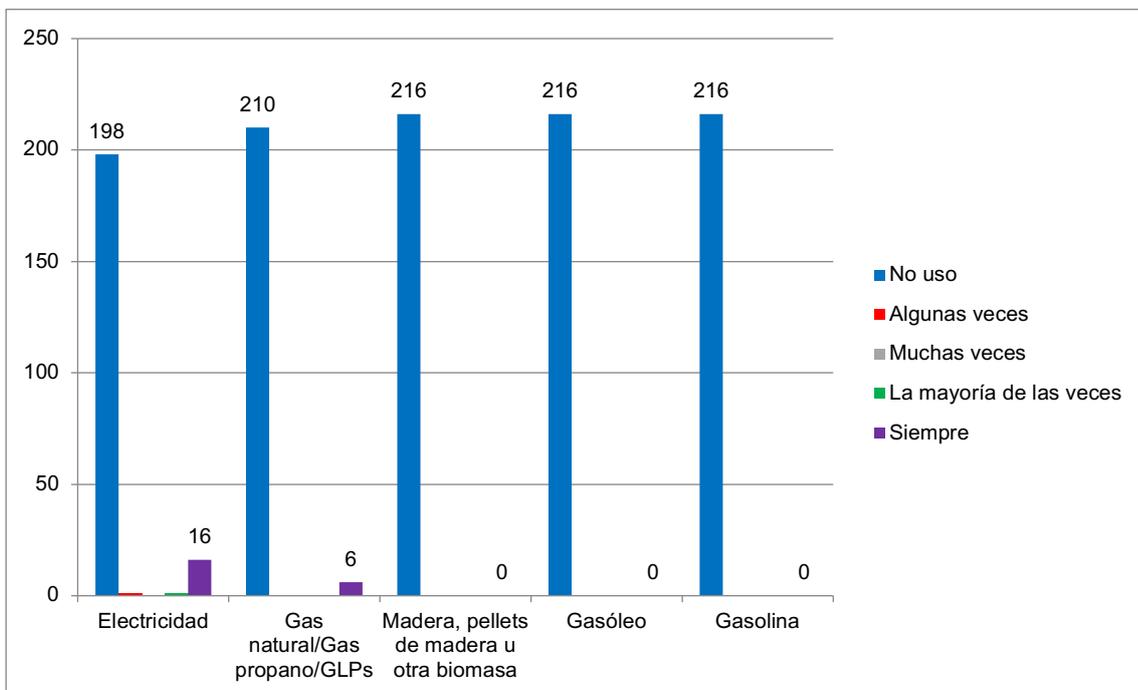
Gráfica 47. Compra de vivienda con EE.RR.

¿Qué tipo de combustible utiliza para la **calefacción** y con qué frecuencia? Marcar todas las que se apliquen.



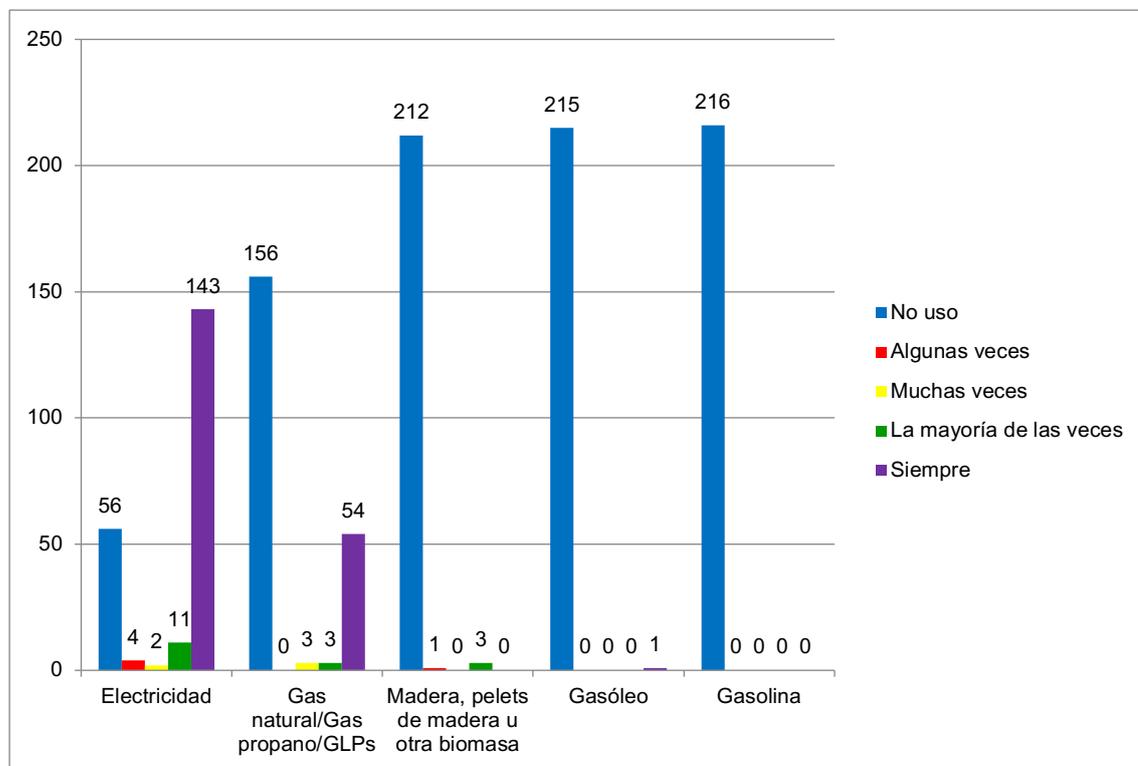
Gráfica 48. Tipo de combustible para calefacción

¿Qué tipo de combustible utiliza **para climatización** (aire acondicionado) y con qué frecuencia? Marcar todas las que se apliquen.



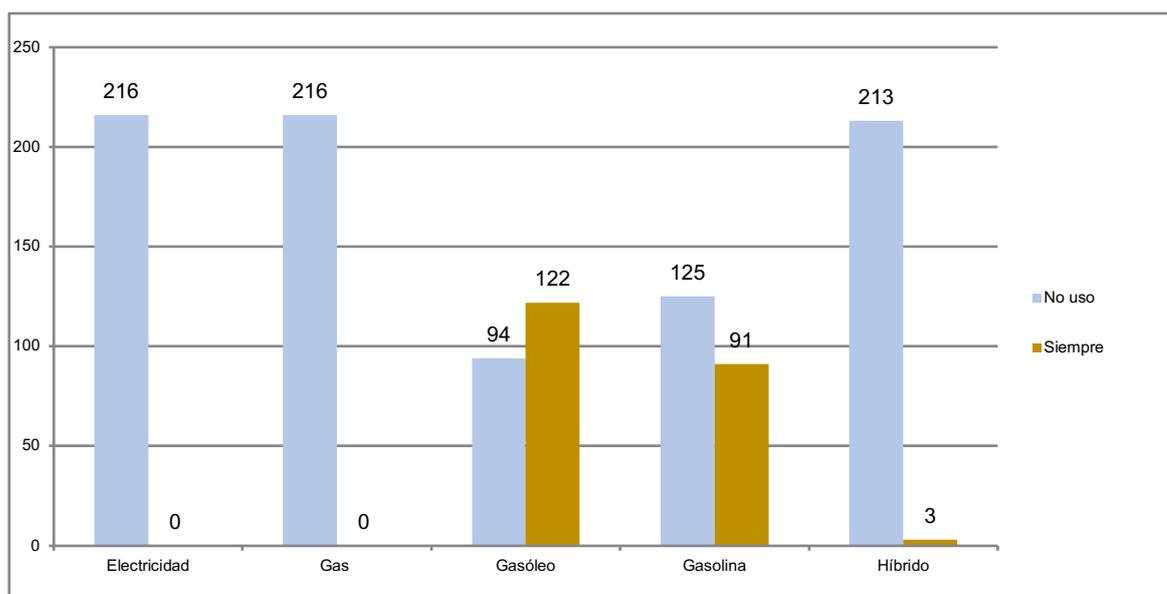
Gráfica 49. Tipo de combustible para climatización

¿Qué tipo de combustible utiliza **para la cocina** y con qué frecuencia? Marcar todas las que se apliquen.



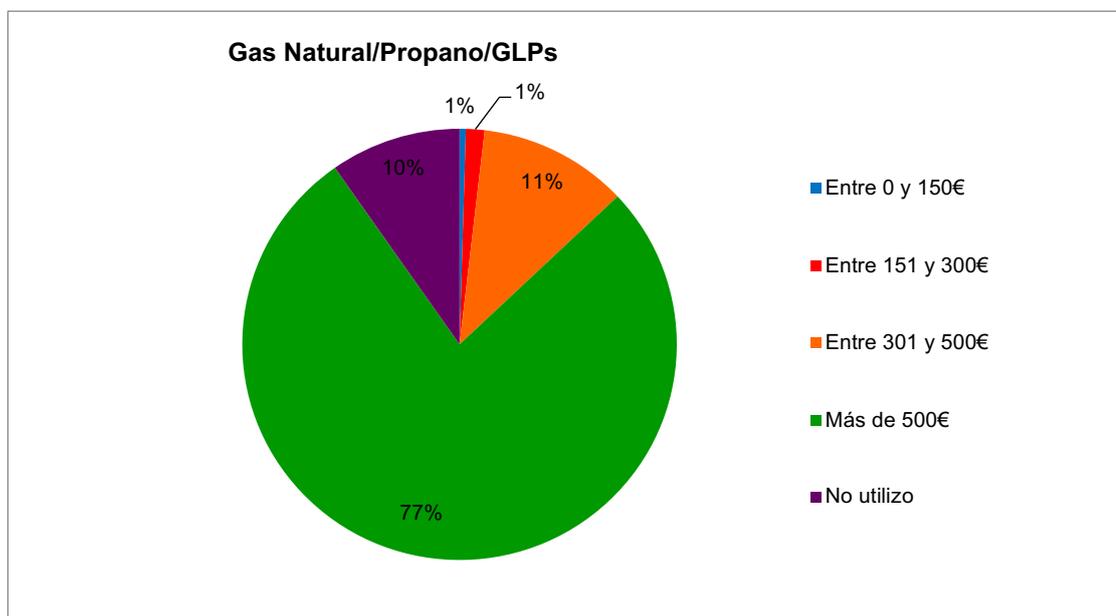
Gráfica 50. Tipo de combustible para cocinar

¿Qué tipo de combustible utiliza **para su vehículo privado**? Marcar todas las que se apliquen.

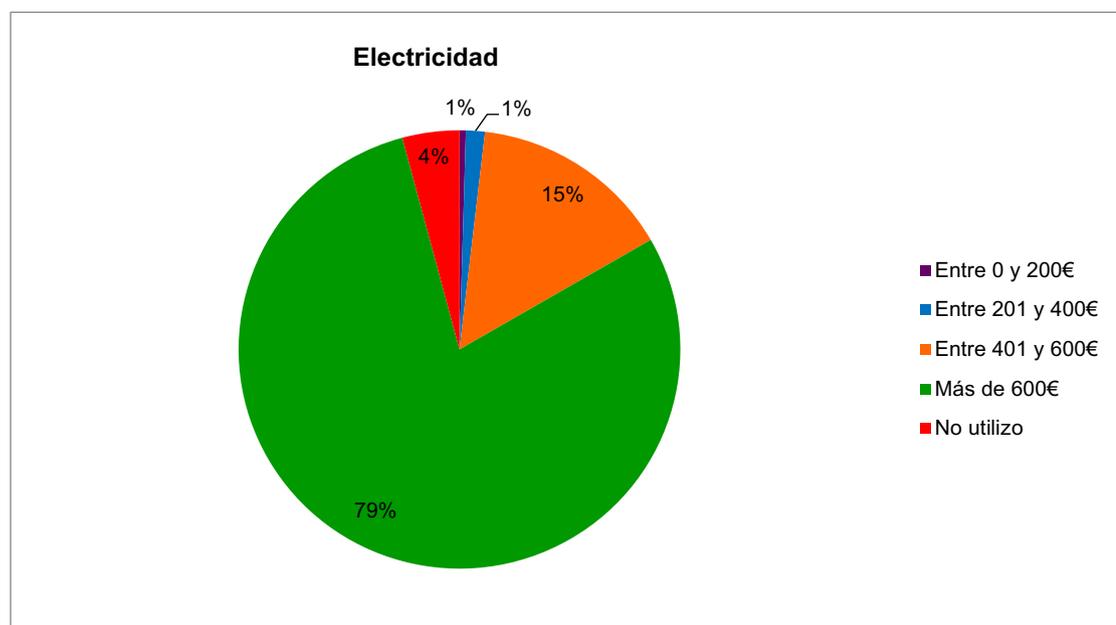


Gráfica 51. Tipo de combustible para el vehículo

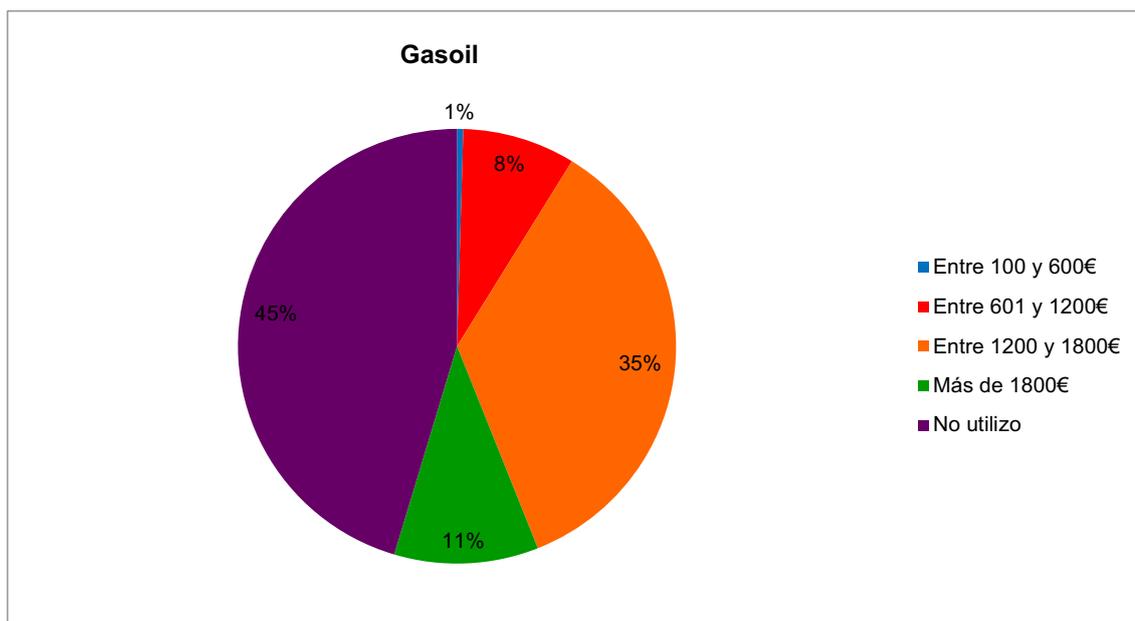
¿Cuál es su consumo anual de las siguientes energías?



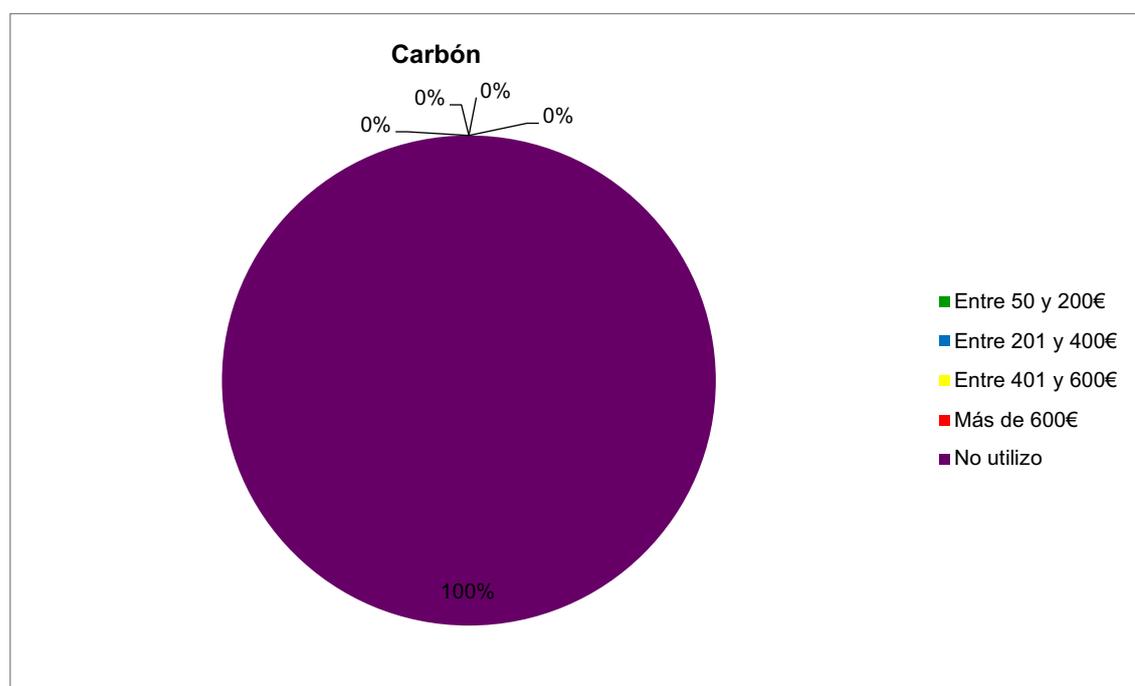
Gráfica 52. Consumo anual de gas/GLP



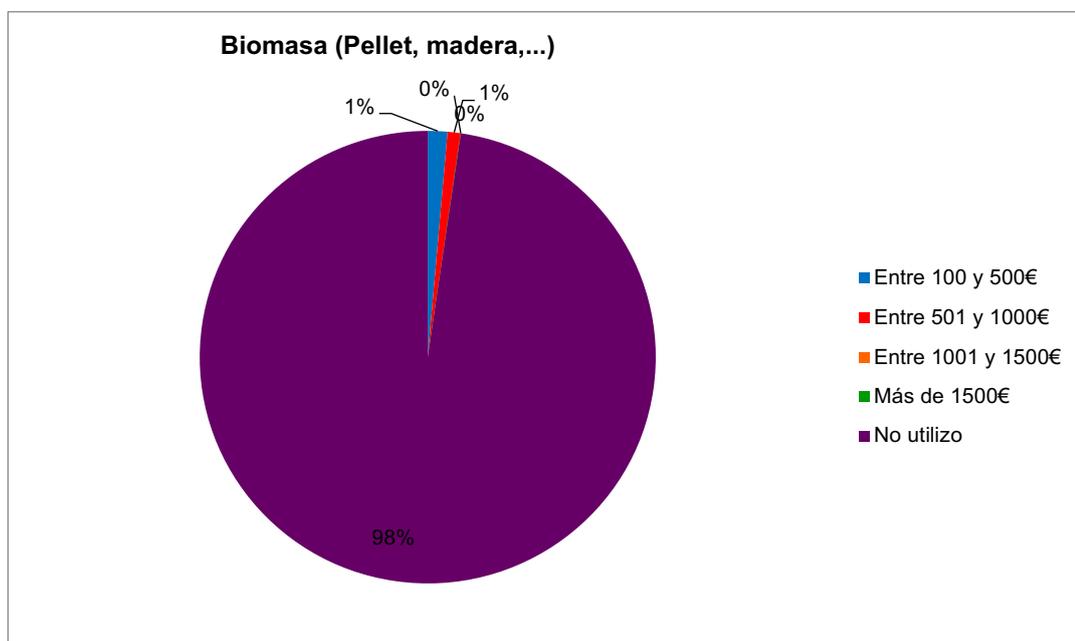
Gráfica 53. Consumo anual de electricidad



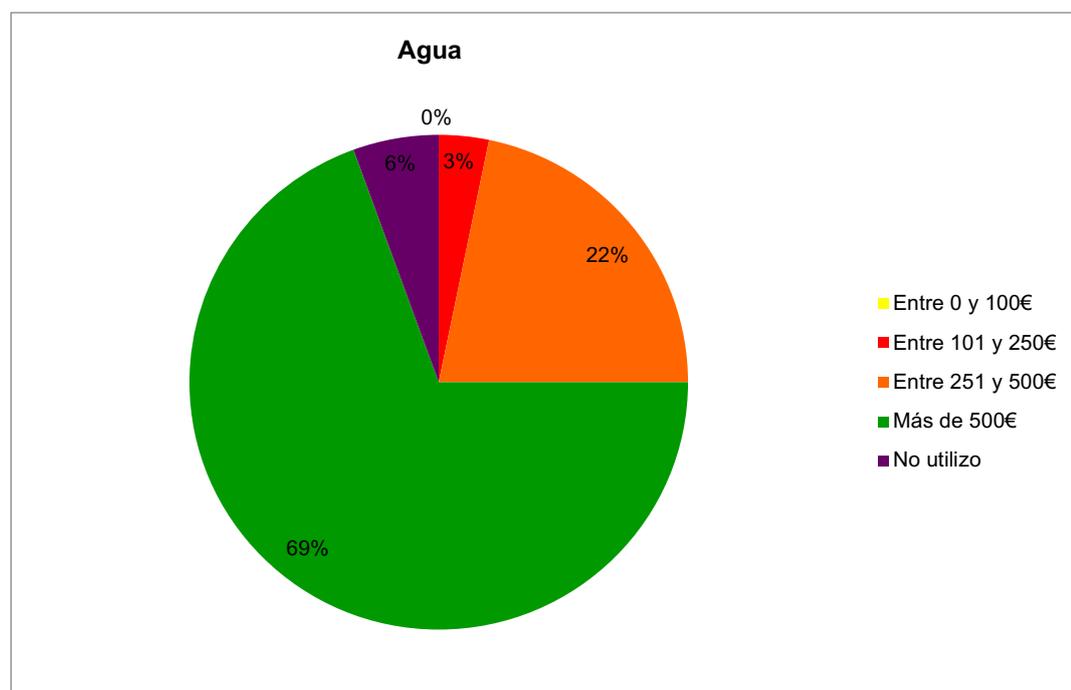
Gráfica 54. Consumo anual de gasóleo



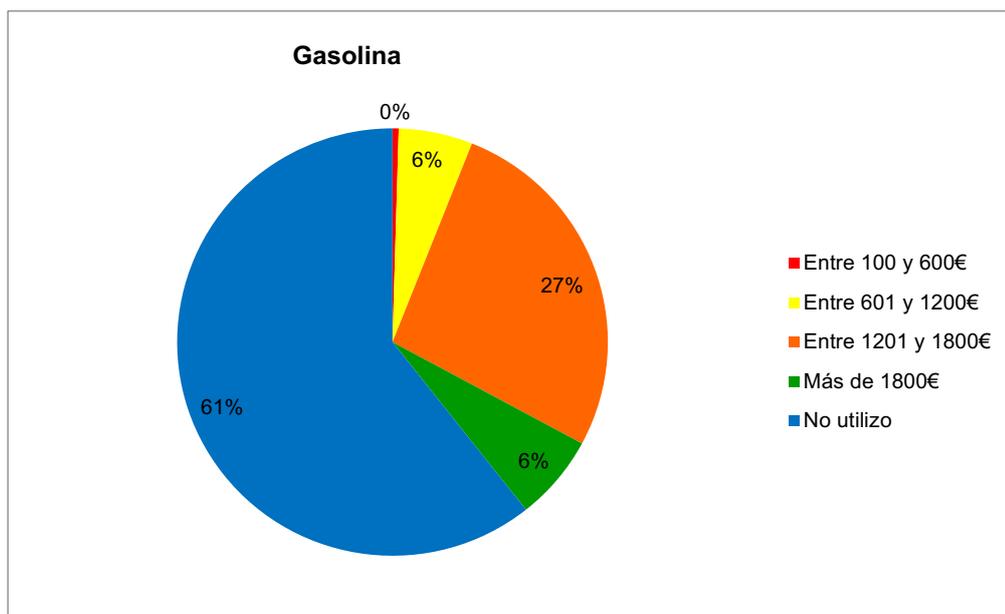
Gráfica 55. Consumo anual de carbón



Gráfica 56. Consumo anual de biomasa

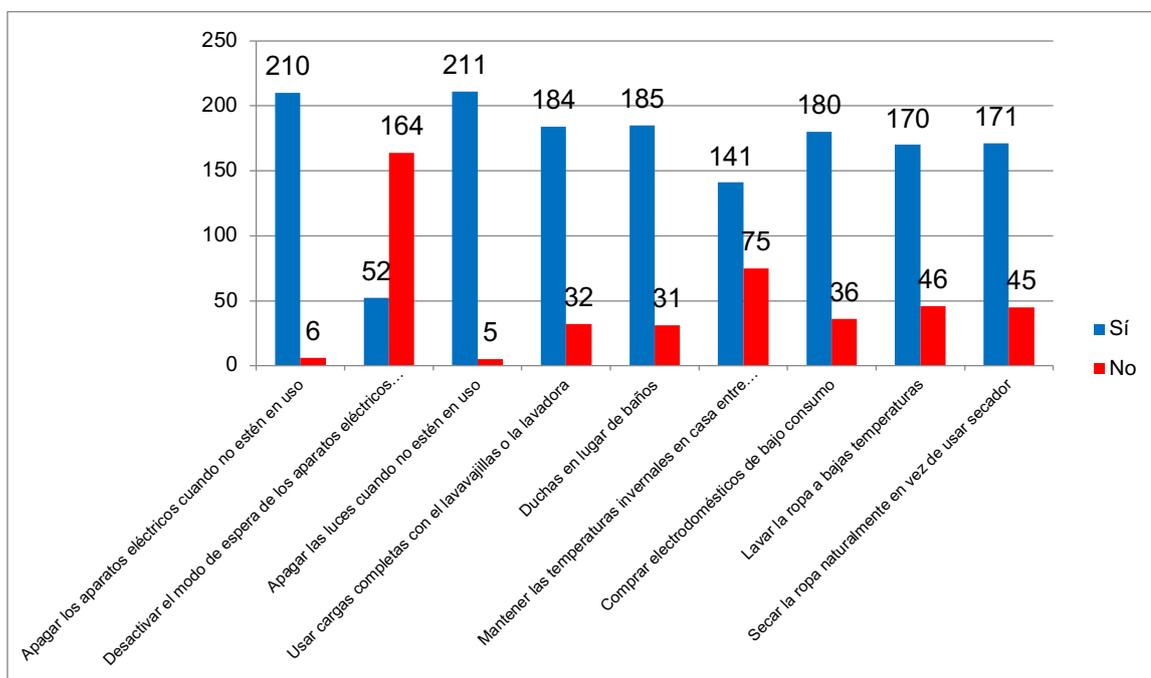


Gráfica 57. Consumo anual de agua



Gráfica 58. Consumo anual de gasolina

¿Intenta ahorrar energía en su vivienda mediante alguna de las siguientes medidas? Marque todas las que aplique.

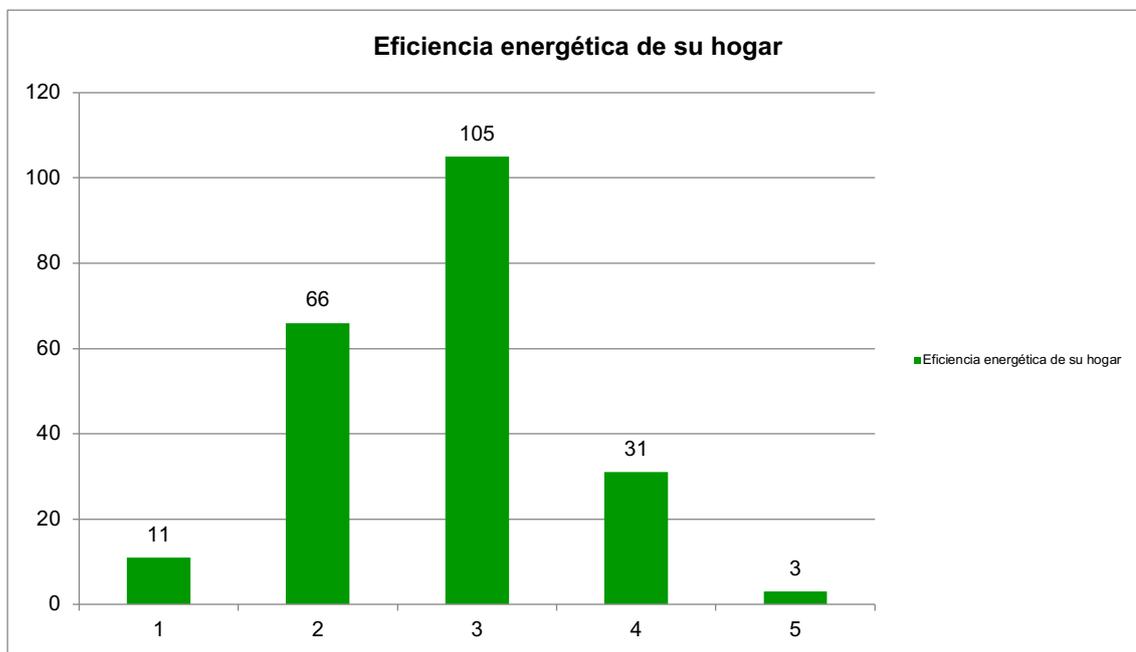


Gráfica 59. Medidas de ahorro en su vivienda

Otros (especifique).

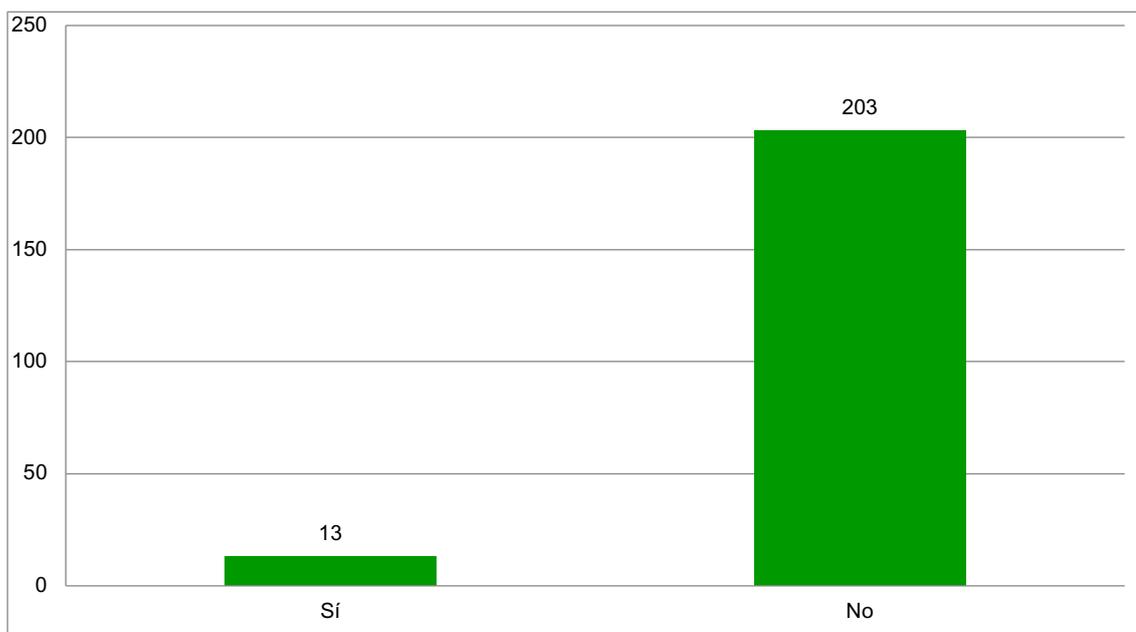
-La temperatura no llega a los 18 °C (2 respuestas).

En una escala de 1 a 5, siendo 5 el más eficiente, ¿cuál cree que es la eficiencia energética de su hogar?



Gráfica 60. Nivel de EE en su hogar

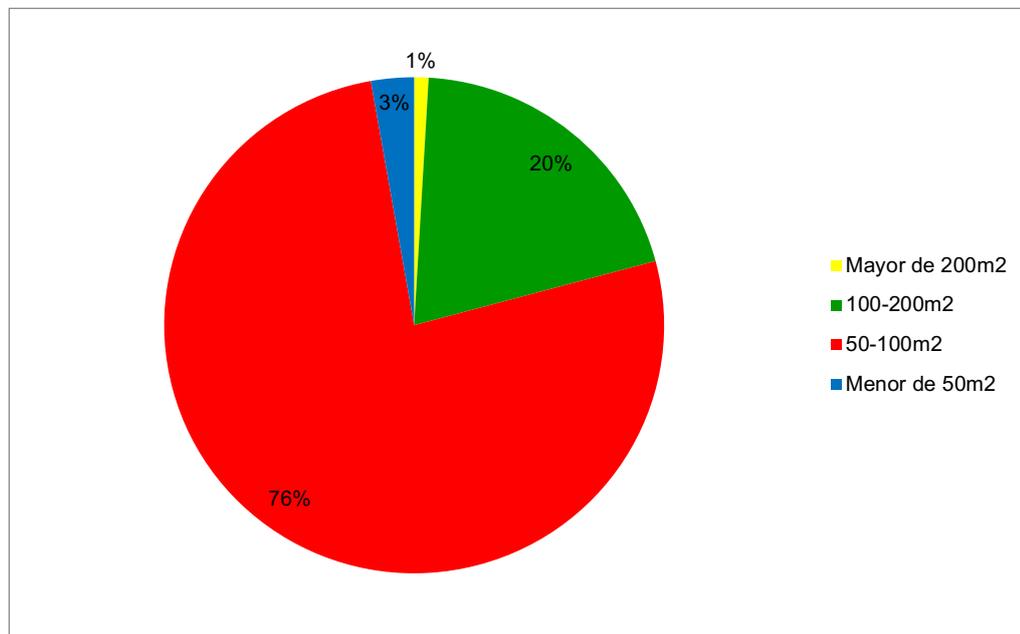
¿Estaría dispuesto a pagar un mayor precio por la electricidad si eso se traduce en un aumento de la energía renovable suministrada a su casa?



Gráfica 61. Mayor precio por energía renovable

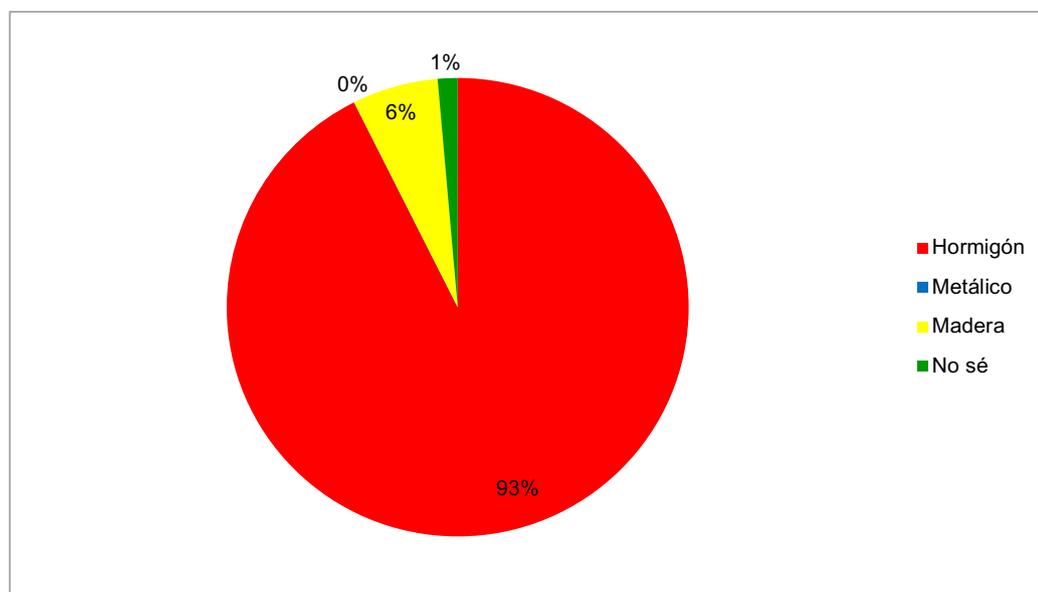
Sección 3: CARACTERÍSTICAS DE LAS VIVIENDAS

¿Cuál es el tamaño de su vivienda?



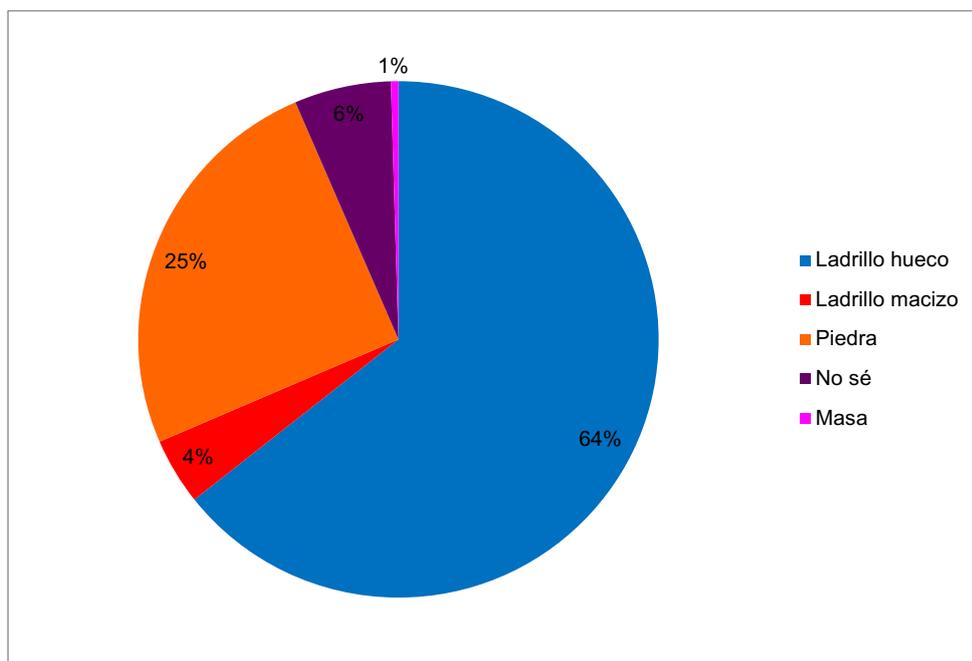
Gráfica 62. Tamaño de la vivienda

¿De qué está construida la estructura del edificio de su vivienda?



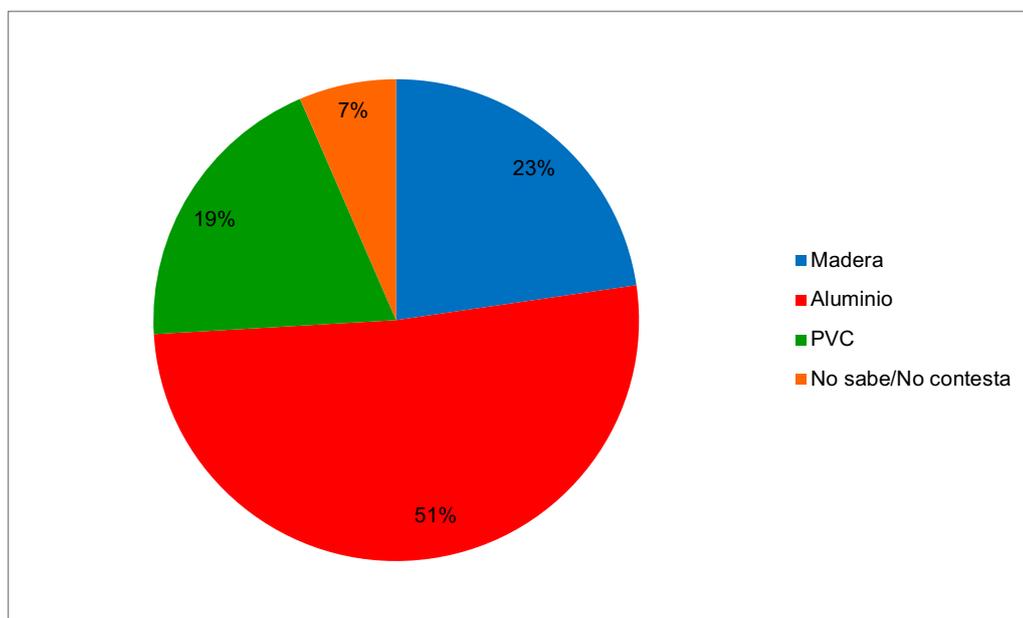
Gráfica 63. Estructura de la vivienda

¿De qué están contruidos los cierres/cerramientos de su edificio?



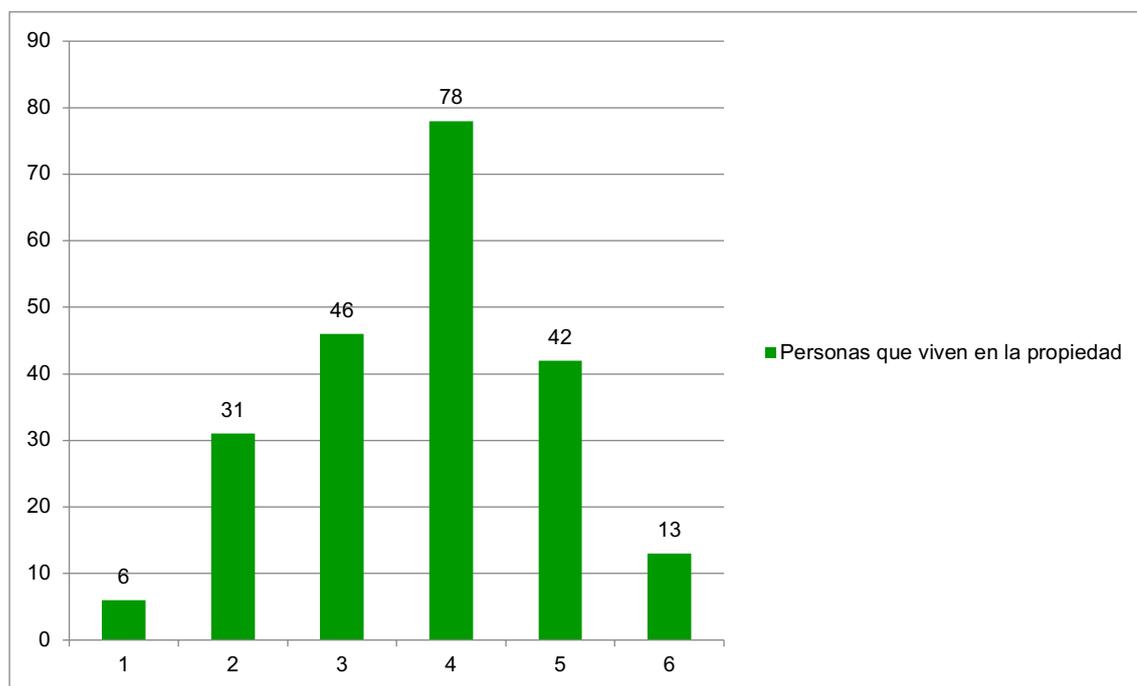
Gráfica 64. Cerramientos del edificio

¿De qué están contruidos los ventanales de su vivienda?



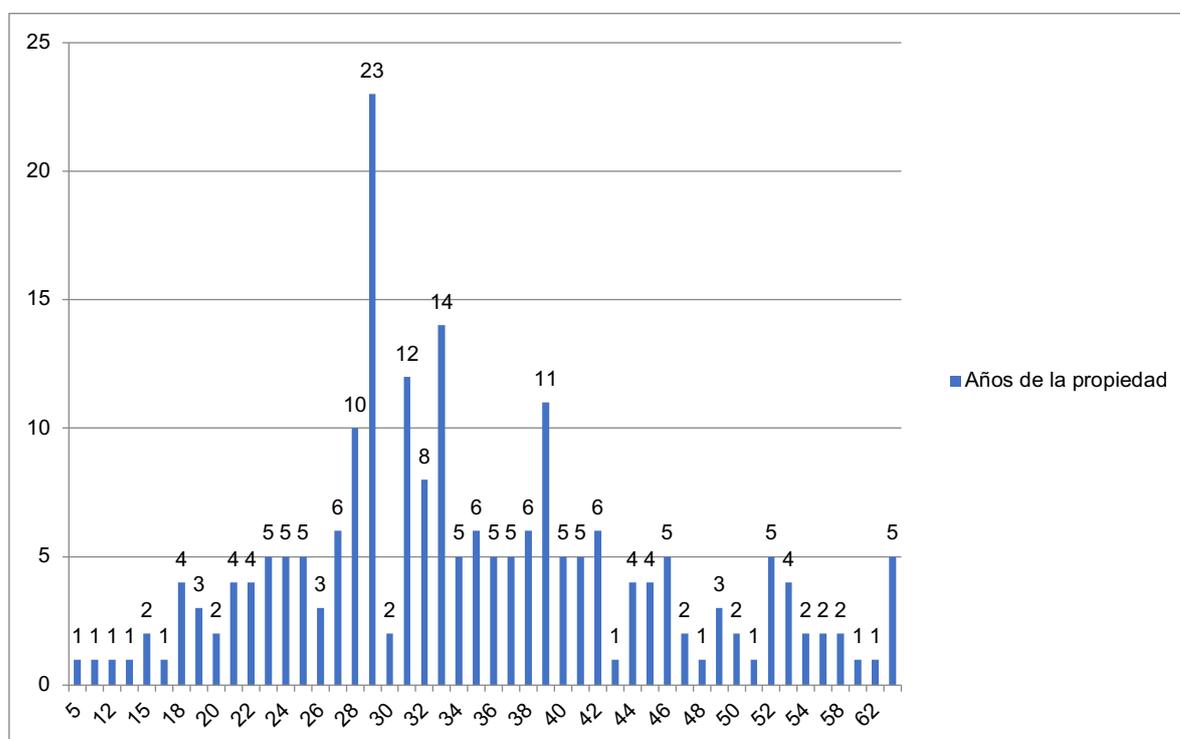
Gráfica 65. Ventanas de la vivienda

¿Cuántas personas viven en la propiedad?



Gráfica 66. Residentes en la vivienda

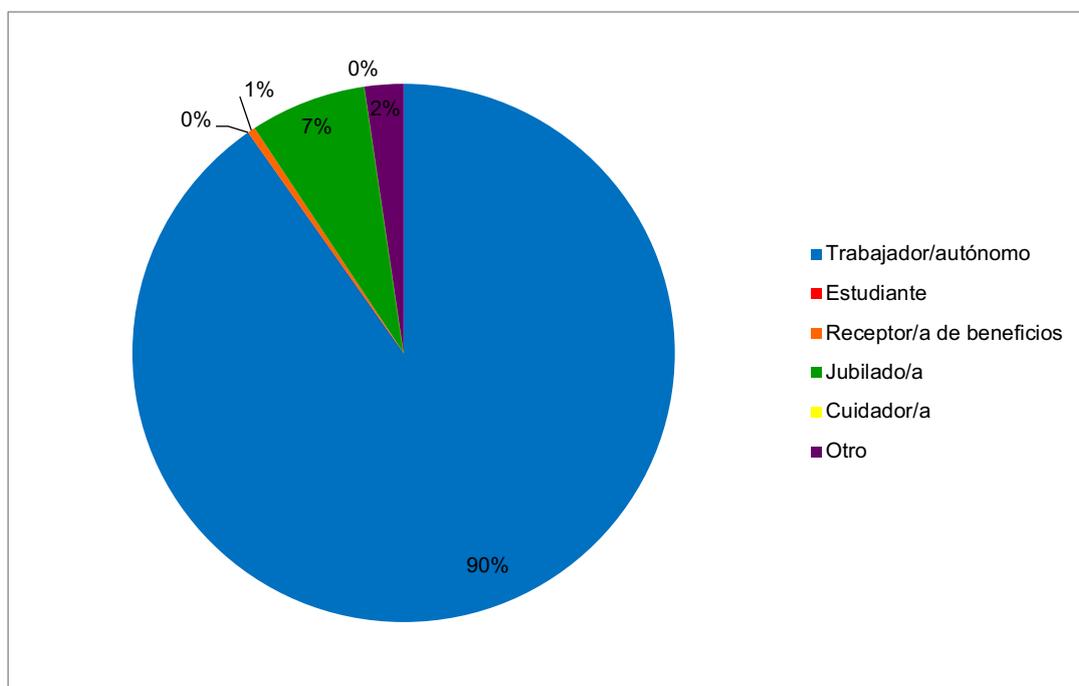
¿Cuántos años tiene su propiedad?



Gráfica 67. Antigüedad de la vivienda

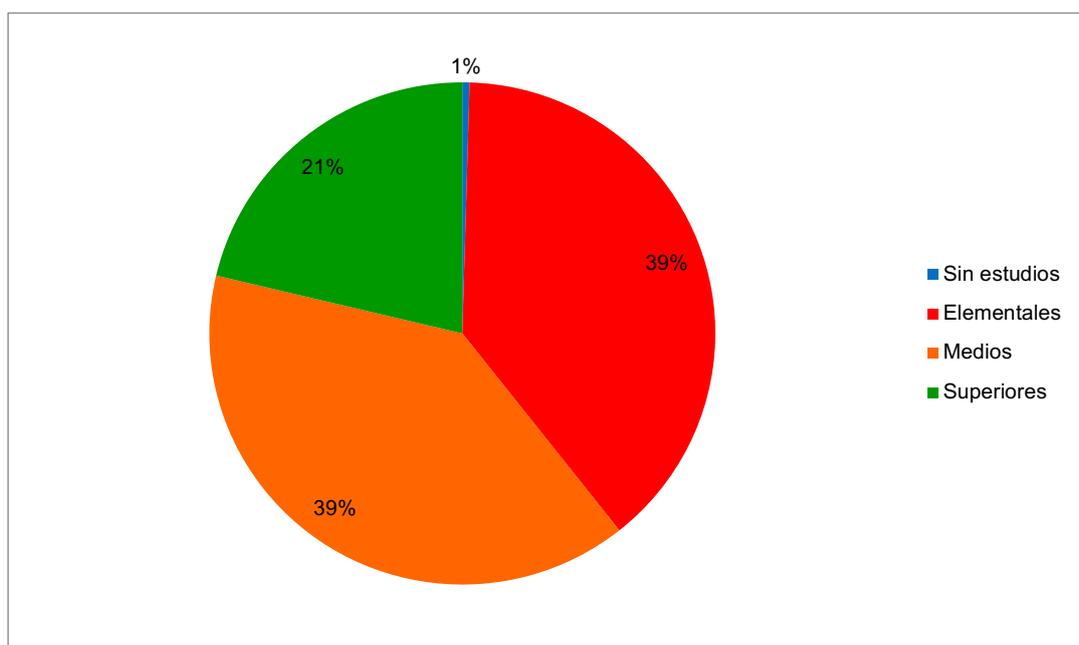
Sección 4: DATOS PERSONALES

Su situación actual es...



Gráfica 68. Situación de actividad

Estudios.



Gráfica 69. Nivel de estudios

7.1.2. Explotación de datos y conclusiones de la encuesta

La encuesta se ha llevado a cabo con 216 familias de Debabarrena, que representan a 806 ciudadanos. Se ha desarrollado con 44 preguntas directas.

El 91 % de los encuestados es propietario/a de su vivienda. La superficie tipo del hogar entrevistado está entre 50 y 100 m² (76,39%), con estructura de vivienda realizada en hormigón y cierres de ladrillo (64,35%). La antigüedad media de las viviendas encuestadas es de 33,29 años.

La encuesta tiene dos partes diferenciadas. La primera de ellas se centra en recabar información al respecto del conocimiento y percepción de los ciudadanos sobre del modelo energético actual y su implicación en la sostenibilidad. La segunda se centra en conocer la situación de los hogares en cuanto al consumo, tipo de combustibles y orientación del ciudadano con respecto a su implicación en la eficiencia energética y energías renovables.

La mayoría no tiene o tiene muy poco conocimiento, al respecto del cambio climático, desarrollo sostenible y eficiencia energética (entre el 55% y el 63,88%, respectivamente). El 50,9% dice conocer el significado del concepto de energía renovable, pero entre el 54% y el 62,5% desconoce o conoce poco el significado de los conceptos de cambio climático, desarrollo sostenible y eficiencia energética.

El 89% dice no tener suficiente información sobre energías renovables y el 88% dice no tener suficiente información sobre eficiencia energética.

En cuanto a la importancia para la sociedad del cambio climático, el desarrollo sostenible, la eficiencia energética y las energías renovables, la mayoría dice que sí es importante o muy importante (>76%).

En cuanto a las fuentes de energía, la mayoría se posiciona a favor (41%) o muy a favor (54%) de las energías renovables y en contra o muy en contra de la energía nuclear (82%), en contra de incinerar residuos (61%) y un 24% a favor de esto último.

El 75% agradecería tener más información sobre las distintas energías renovables y la eficiencia energética. Los medios de comunicación e internet son las vías de acceso a la información que dispone el encuestado sobre eficiencia energética y energías renovables. El papel de las administraciones locales en la información al ciudadano se percibe como

muy reducido (sólo el 13,8% dice haber tenido información a través de ellas). El 84% afirma no haber tenido información alguna por vía del sistema educativo.

Se aprecia falta de información en los encuestados sobre las consecuencias positivas de la eficiencia energética.

La reducción del consumo de energía es importante o muy importante para el 84% de los encuestados.

En un 77% de los hogares encuestados se cuenta con doble acristalamiento, bombillas de bajo consumo y algún electrodoméstico de calificación A, pero sólo en un 1,4% de ellos existe alguna instalación renovable (en 1 caso paneles fotovoltaicos y en 2 casos placas térmicas).

Se manifiesta alto interés por el uso de la energía solar, pero el 94% de las respuestas manifiesta no estar dispuesto a pagar más cara la energía eléctrica por ser renovable. Los ciudadanos reconocen las energías renovables como positivas, pero el factor coste de inversión para su implantación es determinante. Aquí se percibe un desconocimiento real por parte de los ciudadanos de los costes actuales de los sistemas domésticos de renovables, al menos en la energía solar y se aprecia también un desconocimiento del modo de funcionamiento de las renovables con respecto a la minoración de consumos de otras energías.

El 70% está en desacuerdo con el suministro actual de energía que disponen, pero reconocen que el precio y el impacto visual de las renovables son las mayores barreras de acceso a su uso.

El 94% desconoce las ayudas públicas existentes y el 93% dice estar dispuesto a tener una vivienda con renovables.

El combustible más utilizado para calefacción es el gas, seguido de la electricidad y el gasóleo. El carbón ha desaparecido como combustible en la comarca.

El uso del aire acondicionado es muy minoritario y esporádico.

Para cocinar, el 66% usan preferentemente electricidad y el 25% usan preferentemente gas.

En cuanto al vehículo privado, el 56,4 % utiliza gasóleo como combustible, el 42,13 % gasolina.

El uso de vehículos eléctricos es nulo (entre los encuestados) y el de híbridos es todavía poco significativo (1,38%).

En cuanto al gasto energético, el 77% de los encuestados gasta más de 500 € al año en gas, el 79% gasta más de 600 € al año en electricidad.

El 93,98% de los encuestados manifiesta no estar dispuesto a pagar más por una energía que sea renovable.

En cuanto a ahorro y eficiencia, más del 65% dicen ahorrar energía a través de intervención directa en el apagado de luces, electrodomésticos, etc... Más del 64% entienden que su hogar es eficiente o muy eficiente energéticamente.

De los datos anteriores, se puede concluir que el nivel de conocimiento ciudadano al respecto de la implicación del modelo energético en el cambio climático, es muy bajo. Nociones como eficiencia energética, energías renovables, cambio climático y desarrollo sostenible están poco interiorizadas y no forman parte del acervo general. En la sociedad no se percibe una relación directa entre modelo energético y consecuencias ambientales. La energía se asimila a la electricidad y en todo caso al gas, pero muy poco al combustible del vehículo. Los esfuerzos que el entrevistado está dispuesto a hacer van más alineados con el consumo doméstico que con la movilidad, cuando este aspecto supone un 43,9% del consumo energético. Las energías renovables se perciben como acciones que deben llevar a cabo las compañías energéticas y no como una posibilidad de acción individual o colectiva en el ámbito local.

No se percibe por parte de los encuestados ningún tipo de liderazgo institucional, con respecto a un cambio de modelo o una transición energética.

Posteriormente a la elaboración de esta encuesta en 2018 (desarrollada entre Enero y Junio), el Real Instituto El Cano ha llevado a cabo en julio de 2019 una encuesta ciudadana cuya publicación tiene el título de *“Los españoles ante el cambio climático”* (Lázaro Touza et al., 2019) basada metodológicamente en la Teoría de la acción razonada (Fishbein & Ajzen, 1977). Los resultados que se obtienen de dicha encuesta, según sus autores, indican *“que los españoles están preocupados por el medio ambiente, mostrando unos niveles de preocupación...similares a otros países occidentales y desarrollados. La inmensa mayoría de los españoles ha oído hablar del cambio climático y lo consideran como la mayor amenaza a la que se enfrenta el mundo”* y *“los españoles responsabilizan del cambio climático en primer lugar a las empresas, seguidas del gobierno, otros países y, finalmente, cada uno de nosotros”*. Otra de las curiosidades obtenidas en dicha encuesta es que *“el 57% de los entrevistados indica que estaría dispuesto a pagar más por el impuesto de circulación de su vehículo para evitar los impactos del cambio climático, con una media anual de 46 €”*.

Es evidente que entre septiembre de 2018 y noviembre de 2019 ha habido una serie de hitos ambientales en España y en el mundo⁴² que han aumentado la conciencia social al respecto del cambio climático, además del movimiento social juvenil global *Fridays for future*. El foco mediático que estos hitos han producido ha sido importante desde el punto de vista de la información y de la creación de esa conciencia social al respecto del cambio climático. Pero la cultura holística del problema y en concreto del papel que el modelo energético juega en el cambio climático, parece estar todavía en Debarrena lejos del de otros países que iniciaron la transición energética hace años.

Finalmente, cabe comentar la diferencia perceptiva con respecto a las RR. entre el ciudadano medio de Debarrena y lo apreciado en el análisis de los países europeos. La desinformación y la poca cultura al respecto de las RR y su funcionamiento, requieren de unas bien organizadas acciones formativas e informativas al respecto, dirigidas a la ciudadanía. Si pudieran ser extrapolables los datos obtenidos en la encuesta del Real Instituto El Cano a la comarca de Debarrena, las diferencias observadas en ese periodo de tiempo supondrían que habría calado entre la población la situación ambiental y la necesidad de un cambio profundo con respecto a ello. El cambio comienza por el primer paso y ese quizás se haya dado.

Este análisis realizado está relacionado con los elementos clave E4 y E8, tal y como se ha explicado anteriormente. El no disponer de una sociedad civil, en la edad individual de madurez, con una mentalización propicia a solventar el problema del modelo energético, afecta de forma directa a la posibilidad inmediata de que el cambio de modelo pueda apoyarse en decisiones sociales coparticipadas o codecididas (E8). A mayor abundamiento, si no puede darse de forma inmediata un apoyo por parte de la ciudadanía, tampoco parece probable que ésta se decida a participar en cooperativas locales de generación (E4).

Derivado de ello, parece sensato comenzar por un proceso de formación e información que propicie reflexiones colectivas y debates al respecto de la energía, su modelo y sus consecuencias. Entre las acciones impulsoras contempladas, están estas líneas de actividad que se proponen. Por otra parte, apoyarse en los jóvenes y en su capacidad movilizadora, además de su mayor mentalización al respecto de los problemas de clima

⁴² Desastres como la sequía en Europa y Australia, inundaciones en Japón y China o el Tifón Mangkhut, entre sept. y dic. de 2018; o la DANA en España, inundaciones en Filipinas, seísmo 8.0 en Perú, la ola de calor en Europa y posterior tormenta Eberhard, durante 2019, entre otros.

y de energía, parece otra estrategia que permita arrancar con el modelo. Se aprecia una mayor proactividad en los jóvenes con respecto a la energía y al clima.

De todo lo anterior, se han obtenido una serie de debilidades y fortalezas que se presentan a continuación en la *Tabla 33*.

Tabla 33. Debilidades y fortalezas del análisis

(Fuente: Elaboración propia)

Debilidades apreciadas en la sociedad civil	Fortalezas apreciadas en la sociedad civil
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Poco conocimiento de qué son y cómo funcionan las EE.RR. ➤ Poca percepción de relación entre energía y clima. ➤ No parece existir actualmente liderazgo social para propiciar el cambio. ➤ Poca o ninguna información pública al respecto de la energía y sus implicaciones. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Se aprecia un cambio positivo de percepción ciudadana como consecuencia de hitos recientes y movimientos sociales globales. ➤ La juventud puede ser “motor” del cambio. ➤ La mayor formación universitaria de los jóvenes. ➤ Medios de comunicación interesados en el problema.

7.2. Análisis de producción de una instalación FV doméstica.

En este apartado se realiza un análisis técnico (producción, aprovechamiento...), económico (rentabilidad) y de relaciones con el ecosistema, de una instalación fotovoltaica en domicilio, conectada a red, para autoconsumo con vertido de excedentes en la modalidad de compensación (balance neto). Se trata de una vivienda existente, con conexión a red y tarifa 2.0, en la que se ha realizado la instalación y monitorización de 20 placas solares fotovoltaicas (38 m²) en dos ubicaciones separadas. Esta experimentación de campo trata de obtener como datos cuantitativos la viabilidad técnica y económica de una instalación fotovoltaica en esta latitud, verificar las producciones obtenibles, estudiar la aplicabilidad y conveniencia del sistema, contrastar los datos de producción obtenidos con los datos teóricos de PVGIS y como datos cualitativos, extraer conclusiones diversas en cuanto a las condiciones y circunstancias que favorecen o impiden su implantación y que puedan servir de referencia en cuanto al cambio de modelo energético para generación con renovables y conexión a red. La experimentación está relacionada con los elementos clave E2, E6, E7, E9 y E12 y se obtendrán inputs para los CEL del modelo MES, tal y como se puede observar en la figura siguiente *Figura 29*.

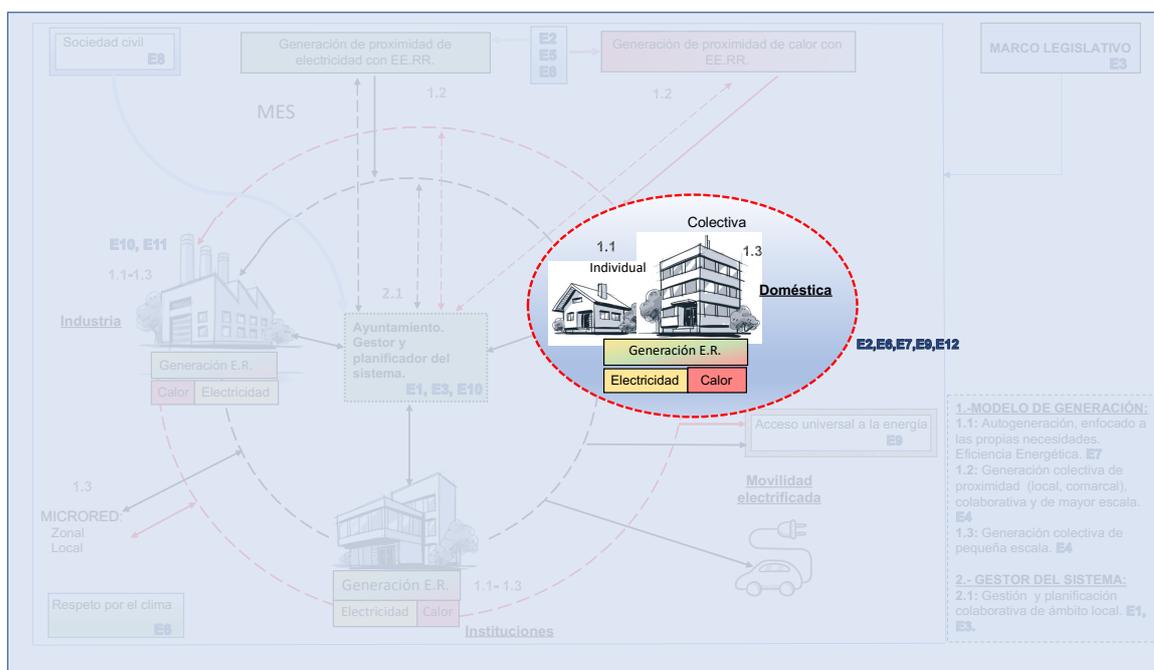


Figura 29. Interacción del análisis de campo con el MES

Fuente: Elaboración propia

El alineamiento con E2 está en el aprovechamiento máximo de EE.RR. de proximidad y priorización de su acceso a red. El alineamiento con E6 está en el respeto por el clima y la reducción de emisiones y la eficiencia (reducción de consumos reales). El alineamiento con E7 está en observar la garantía de suministro, el alineamiento con E9 está en analizar el compromiso con el precio competitivo de la energía generada. Finalmente, el alineamiento con E12 está en comprobar si se produce la simplificación de procedimientos administrativos y evaluar las resistencias del sistema actual.

El proceso del trabajo realizado se presenta en la siguiente figura (Figura 30).

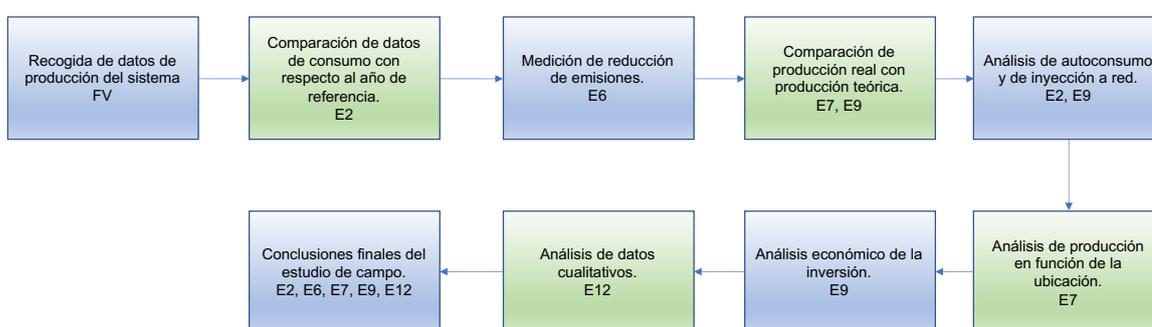


Figura 30. Proceso del trabajo de campo

Fuente: Elaboración propia

A través de este proceso, el investigador ha podido observar y evaluar, de forma directa y participada, la información disponible y los resultados obtenidos respectivamente, y ha relacionado todo ello con el cumplimiento de los elementos clave para deducir el impacto de los CEL. Con ello, se han podido concebir mejoras de aplicación para el MES o validar los elementos clave concernidos (E).

7.2.1. Descripción

La instalación comenzó con una primera fase que entró en funcionamiento el mes de mayo de 2019 (15 de mayo, con 2,7 kWp de potencia instalada), con placas fotovoltaicas monocristalinas sobre estructura metálica que se eleva 3 m sobre cota cero en la zona más alta de la instalación. Esta instalación se orienta al Sur (0°) y se inclina 42°. La segunda fase de la instalación se puso en funcionamiento durante el mes de junio (15 de

junio) con 3,5 kWp de paneles policristalinos, consiguiendo así una instalación de 6,2 kWp totales. Esta segunda fase se ha colocado sobre la cubierta de la vivienda (instalación coplanar), con orientación Oeste (-88°) y la inclinación que dispone la propia cubierta (30° aprox.) (*Ilustración 1, Ilustración 2*).

La inversión neta total realizada para su instalación ha sido de 3.601 €, que suponen 580,81 €/kWp.

Los datos que se presentan a continuación son los obtenidos directamente por el sistema de control de la instalación, a excepción de los valores de radiación estimada incidente en el emplazamiento, que se han obtenido del servidor online PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), (web: <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>). Se pretende contrastar ambos datos reales y teóricos, respectivamente.

Tras haber dimensionado la instalación, haber seleccionado el material y haber realizado la instalación, se describe a continuación el proceso por bloques, seguido en la realización de este estudio de campo.



Ilustración 1. Instalación FV primera fase

Fuente: archivo propio



Ilustración 2. Instalación FV segunda fase.

Fuente: archivo propio

7.2.2. Desarrollo del análisis

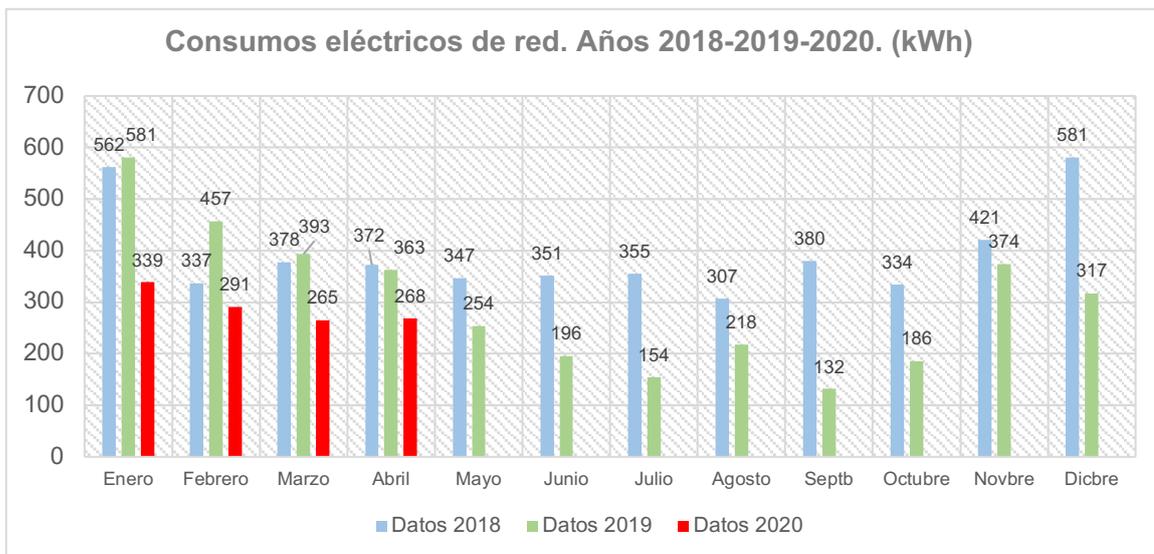
Se han estudiado por un lado los datos disponibles de consumo eléctrico proveniente de la red y, por otro, la generación de energía eléctrica por medios fotovoltaicos, comparando esta última con la producción teórica obtenible a partir de la radiación estimada en el

lugar, tomando como fuente de estos datos teóricos el servidos PVGIS.

7.2.3. **Recogida de datos**

En primer lugar, se recopilan los datos de consumo disponibles. A tal fin, se han tabulado los consumos mensuales realizados durante el año 2018, periodo en el que no existían las placas FV y por tanto se toma como patrón de referencia de consumo habitual en esa vivienda. Durante el periodo de análisis, no han cambiado las condiciones del consumo (número de ocupantes, instalaciones o sistemas de calefacción, climatización, etc...). Se debe indicar que la Comercializadora de electricidad comenzó a facturar con periodicidad mensual desde primeros de 2018. Con anterioridad a esta fecha, se realizaba una facturación bimensual, razón por la cuál se toma sólo 2018 como año de contraste.

En *la Gráfica 70* se presenta la evolución de los consumos en kWh por meses de los años 2018, 2019 y hasta abril de 2020. Durante los meses de enero a abril de 2018 y 2019, se puede apreciar la similitud de comportamiento en el consumo de red de esos años, periodo durante le cuál seguía sin haber placas FV. A partir del 15 de mayo de 2019 entra en funcionamiento la primera fase de la instalación. Se puede apreciar el descenso del consumo de red (un 26,8% menor que en 2018). El 15 de junio de 2019 entra en funcionamiento la segunda fase. De nuevo se aprecia un descenso en el consumo de red (un 44,15% menor que en 2018). En julio de 2019, con la instalación completamente en funcionamiento, el descenso del consumo de red llega al 56,62% sobre el consumo de referencia de 2018. Así continúa en agosto (-56,4%), septiembre (-65,3%), octubre (-44,31%), noviembre (-44,4%) y diciembre (-45,44%). En enero, febrero, marzo y abril de 2020 también se aprecian reducciones (-41,65%, -36,32%, -32,57% y -26,17% sobre datos de 2019, y -39,68%, -13,65%, -29,89% y -27,96%, sobre datos de 2018, respectivamente).



Gráfica 70. Datos de consumos eléctricos de red, en kWh.

Fuente: Elaboración propia

A continuación, se recogen todos los datos de producción fotovoltaica. El sistema de control y monitoreo de la instalación proporciona diariamente la información relativa a la generación de energía eléctrica. A modo de ejemplo se presentan las gráficas de producción diaria de los meses de agosto, septiembre y octubre de 2019 (Gráfica 71, Gráfica 72 y Gráfica 73).



Gráfica 71. Producción eléctrica diaria F.V. en agosto

Fuente: Elaboración propia.



Gráfica 72. Producción eléctrica diaria F.V. en septiembre.
Fuente: Elaboración propia.



Gráfica 73. Producción eléctrica diaria F.V. en octubre.
Fuente: Elaboración propia

El resumen de la producción durante los meses indicados y la reducción de emisiones de CO₂, es la que se presenta en la *Tabla 34*. Ambos datos obtenidos a través del propio

sistema de monitorización⁴³.

Tabla 34. Resumen de la producción eléctrica.

(Fuente: Sistema de monitorización. Elaboración propia)

Meses	Producción (kWh)	Reducción emisiones de CO ₂ (kg)
Mayo-19	330,10	330
Junio-19	324,55	324
Julio-19	422,87	422
Agosto-19	590,10	588,33
Septiembre-19	626,90	626
Octubre-19	444,80	444
Noviembre-19	377,40	377
Diciembre-19	367,30	367
Enero-20	314,20	314
Febrero-20	416,00	415
Marzo-20	500,80	500
Abril-20	571,70	571
TOTAL	5.286,72	5.278,33

⁴³ www.solaxcloud.com Versión: V3.6.1

7.2.4. Producción estimada

Con la aplicación PVGIS, se han obtenido los datos de radiación mensual incidente en el emplazamiento para las condiciones de cada una de las dos fases (o ubicaciones) de la instalación (*Tabla 35*). Se recuerda que, si bien la ubicación de ambas fases es en la misma vivienda, ambas tienen orientación distinta.

Tabla 35. Características de la instalación.

(Fuente: Elaboración propia)

Instalación	Suelo	Tejado
Latitud	43,180	
Longitud	-2,309	
Base de datos	PVGIS-ERA5	
Tecnología PV	Monocristalina	Policristalina
Potencia instalada	2,7 kWp	3,5 kWp
Pérdidas sistema ⁴⁴	10%	5%
Inclinación	42°	30°
Azimut	0° (S)	-88° (W)

El software toma los datos históricos de los últimos años, considerando también las tendencias climatológicas recientes. En la *Gráfica 74* se presentan los datos obtenidos de PVGIS para la ubicación de la instalación, en ambas ubicaciones y orientaciones.

⁴⁴ Las pérdidas del sistema contemplan aspectos como la suciedad y sobrecalentamiento de los paneles y las proyecciones de sombras (que en el caso de la instalación en suelo se considera mayor que en cubierta).



Gráfica 74. Irradiación mensual estimada para la instalación objeto de estudio.

Fuente: Datos PVGIS. Elaboración propia

A partir de estos datos de irradiación, el propio PVGIS estima también la producción de energía eléctrica de la instalación (*Ilustración 3* e *Ilustración 4*). Para ello, se tienen en cuenta posibles cambios en la producción debidos a diversos aspectos, tales como el ángulo de incidencia, efectos espectrales, temperatura y baja irradiancia.



PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar:

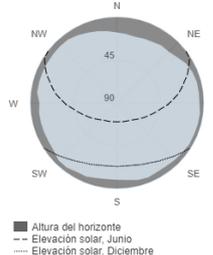
Datos proporcionados:

Latitud/Longitud: 43.180, -2.309
 Horizonte: Calculado
 Base de datos: PVGIS-ERA5
 Tecnología FV: Silicio cristalino
 FV instalado: 2.7 kWp
 Pérdidas sistema: 10 %

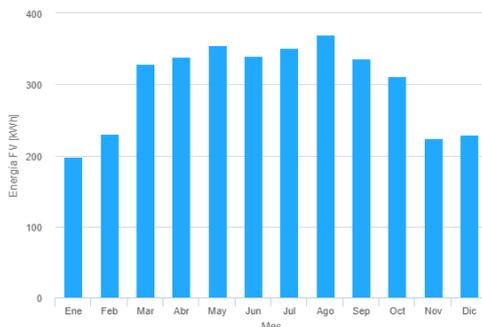
Resultados de la simulación

Ángulo de inclinación: 42 °
 Ángulo de azimut: 0 °
 Producción anual FV: 3610 kWh
 Irradiación anual : 1600 kWh/m²
 Variación interanual: 85.30 %
 Cambios en la producción debido a:
 Ángulo de incidencia: -2.6 %
 Efectos espectrales: 1.6 %
 Temperatura y baja irradiancia: -5.9 %
 Pérdidas totales: -16.1 %

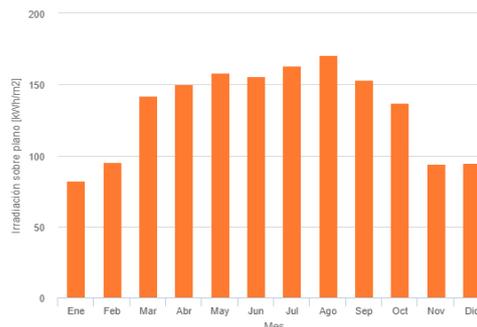
Perfil del horizonte:



Producción de energía mensual del sistema FV fijo:



Irradiación mensual sobre plano fijo:



Energía FV y radiación solar mensual

Mes	Em	Hm	SDm
Enero	198	82.2	13.5
Febrero	230	95.6	29.3
Marzo	329	142	52.3
Abril	339	150	48.6
Mayo	355	158	30.3
Junio	340	156	19.7
Julio	351	163	28.2
Agosto	370	171	20.1
Septiembre	336	153	18.2
Octubre	312	137	32
Noviembre	224	94.1	37.2
Diciembre	229	95	47.1

Em: Producción eléctrica media mensual del sistema dado [kWh].
 Hm: Suma media mensual de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado [kWh/m²].
 SDm: Desviación estándar de la producción eléctrica mensual debida a la variación interanual [kWh].

La Comisión Europea mantiene esta web para facilitar el acceso público a la información sobre sus iniciativas y las políticas de la Unión Europea en general. Nos esforzamos por mantener la información precisa y al día. Tratamos de corregir los errores que se nos señalen. No obstante, la Comisión no asume responsabilidad alguna en relación con la información contenida en estas páginas. Dicha información: i) es de carácter general y no aborda circunstancias específicas de personas u organismos concretos, ii) no es necesariamente exhaustiva, completa, exacta o actualizada, iii) contiene en algunas ocasiones enlaces a páginas externas sobre las que los servicios de la Comisión no tienen control alguno y respecto de las cuales la Comisión declina toda responsabilidad, iv) no otorga asesoramiento profesional o jurídico (para efectos de este tipo, diríjase siempre a un profesional debidamente cualificado). Aunque hacemos lo posible por reducir al mínimo los errores técnicos, algunos datos o informaciones contenidos en nuestra web pueden haberse creado o estructurado en archivos o formatos no exentos de dichos errores, y no podemos garantizar que ello no interrumpa o afecte de alguna manera al servicio. La Comisión no asume ninguna responsabilidad por los problemas que puedan surgir al utilizar este sitio o sitios externos con enlaces al mismo.

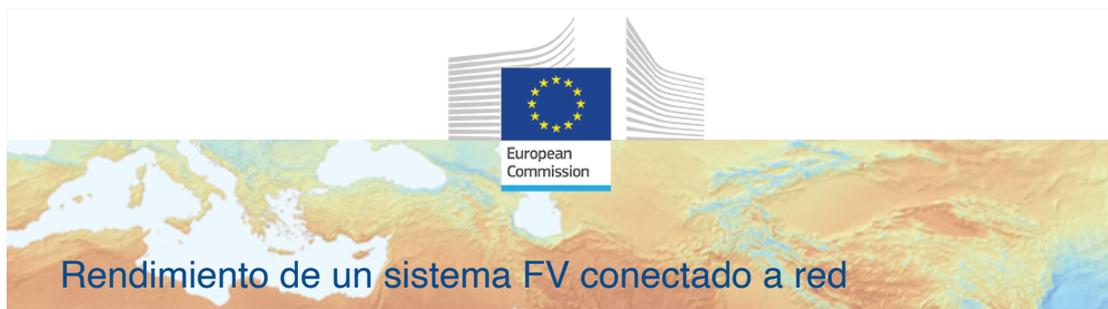


PVGIS ©Unión Europea, 2001-2017.
 Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Datos mensuales de irradiación 2019/1/1/27

Ilustración 3. Informe PVGIS (instalación jardín).

Fuente: PVGIS. Elaboración propia.



PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar:

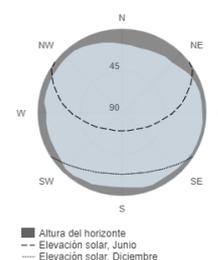
Datos proporcionados:

Latitud/Longitud: 43.180, -2.309
 Horizonte: Calculado
 Base de datos: PVGIS-ERA5
 Tecnología FV: Silicio cristalino
 FV instalado: 3.5 kWp
 Pérdidas sistema: 5 %

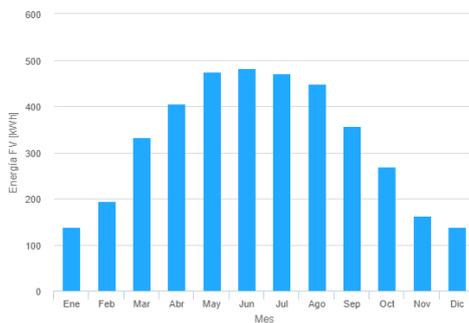
Resultados de la simulación

Ángulo de inclinación: 30 °
 Ángulo de azimut: -88 °
 Producción anual FV: 3880 kWh
 Irradiación anual : 1270 kWh/m²
 Variación interanual: 69.30 %
 Cambios en la producción debido a:
 Ángulo de incidencia: -3.6 %
 Efectos espectrales: 1.5 %
 Temperatura y baja irradiancia: -6.2 %
 Pérdidas totales: -12.9 %

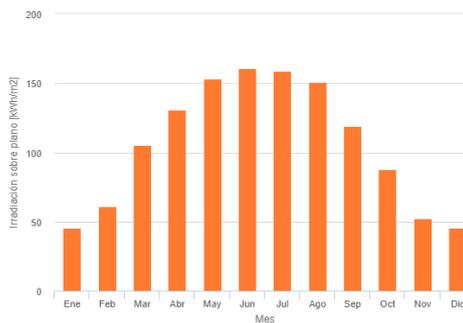
Perfil del horizonte:



Producción de energía mensual del sistema FV fijo:



Irradiación mensual sobre plano fijo:



Energía FV y radiación solar mensual

Mes	Em	Hm	SDm
Enero	139	45.2	6.84
Febrero	194	61.1	20.5
Marzo	332	105.5	51.3
Abril	406	131.0	58
Mayo	474	153.0	41.3
Junio	483	161.0	27.7
Julio	471	159.0	44.9
Agosto	449	151.0	23.5
Septiembre	357	119.0	19.4
Octubre	270	88.1	19.8
Noviembre	162	52.4	21.8
Diciembre	138	45.2	22.7

Em: Producción eléctrica media mensual del sistema dado [kWh].
 Hm: Suma media mensual de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado [kWh/m²].
 SDm: Desviación estándar de la producción eléctrica mensual debida a la variación interanual [kWh].

La Comisión Europea mantiene esta web para facilitar el acceso público a la información sobre sus iniciativas y las políticas de la Unión Europea en general.
 Nuestro propósito es mantener la información precisa y al día.
 Trataremos de corregir los errores que se nos señalen.
 No obstante, la Comisión no asume responsabilidad alguna en relación con la información contenida en estas páginas.
 Datos información:
 i) es de carácter general y no aborda circunstancias específicas de personas u organismos concretos.
 ii) no es necesariamente exhaustiva, completa, exacta o actualizada.
 iii) contiene en algunas ocasiones enlaces a páginas externas sobre las que los servicios de la Comisión no tienen control alguno y respecto de las cuales la Comisión declina toda responsabilidad.
 iv) no ofrece asesoramiento profesional o jurídico (para efectuar consultas de este tipo, diríjase siempre a un profesional debidamente cualificado).
 Aunque hacemos lo posible por reducir al mínimo los errores técnicos, algunos datos o informaciones contenidos en nuestra web pueden haberse creado o actualizado en archivos o formatos no sujetos de dichos errores, y no podemos garantizar que ello no interrumpa o afecte de alguna manera al servicio. La Comisión no asume ninguna responsabilidad por los problemas que puedan surgir al utilizar este sitio o sitios externos con enlaces al mismo.



PVGIS ©Unión Europea, 2001-2017.
 Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Datos mensuales de irradiación 2019/11/27

Ilustración 4. Informe PVGIS (instalación en cubierta).

Fuente: PVGIS. Elaboración propia

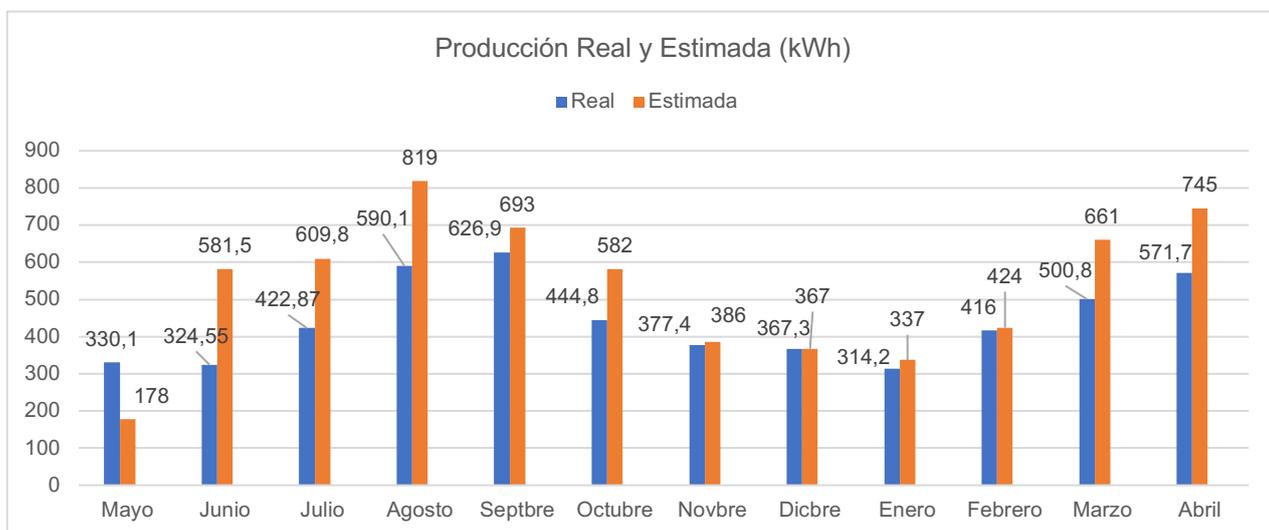
A continuación, se han comparado directamente estos datos teóricos estimativos con la producción real conseguida. En primer lugar, con datos absolutos y posteriormente con relativos (*Tabla 36 y Gráfica 75*)⁴⁵ respectivamente.

Tabla 36 Recopilación de datos de producciones.

(Fuente: PVGIS. Elaboración propia)

	Mayo 2019	Junio 2019	Julio 2019	Agosto 2019	Sept. 2019	Oct. 2019	Nov. 2019	Dic. 2019	Enero 2020	Febrero 2020	Marzo 2020	Abril 2020	TOTAL
Real (kWh)	330,1	324,6	422,9	590,1	626,9	444,8	377,4	367,3	314,2	416	500,8	571,7	5.286,72
Estimada (kWh)	178 ^a	581,5 ^b	411	819	693	582	386	367	337	424	661	745	6.184,5
Producción (%)	185%	55,8%	103%	72%	90,5%	76,4%	97,8%	100%	93,2%	98,1%	75,76%	76,74%	85,48%

^a: 15 días de placas en jardín. ^b: palcas de jardín mes completo y 15 días de placas en cubierta.

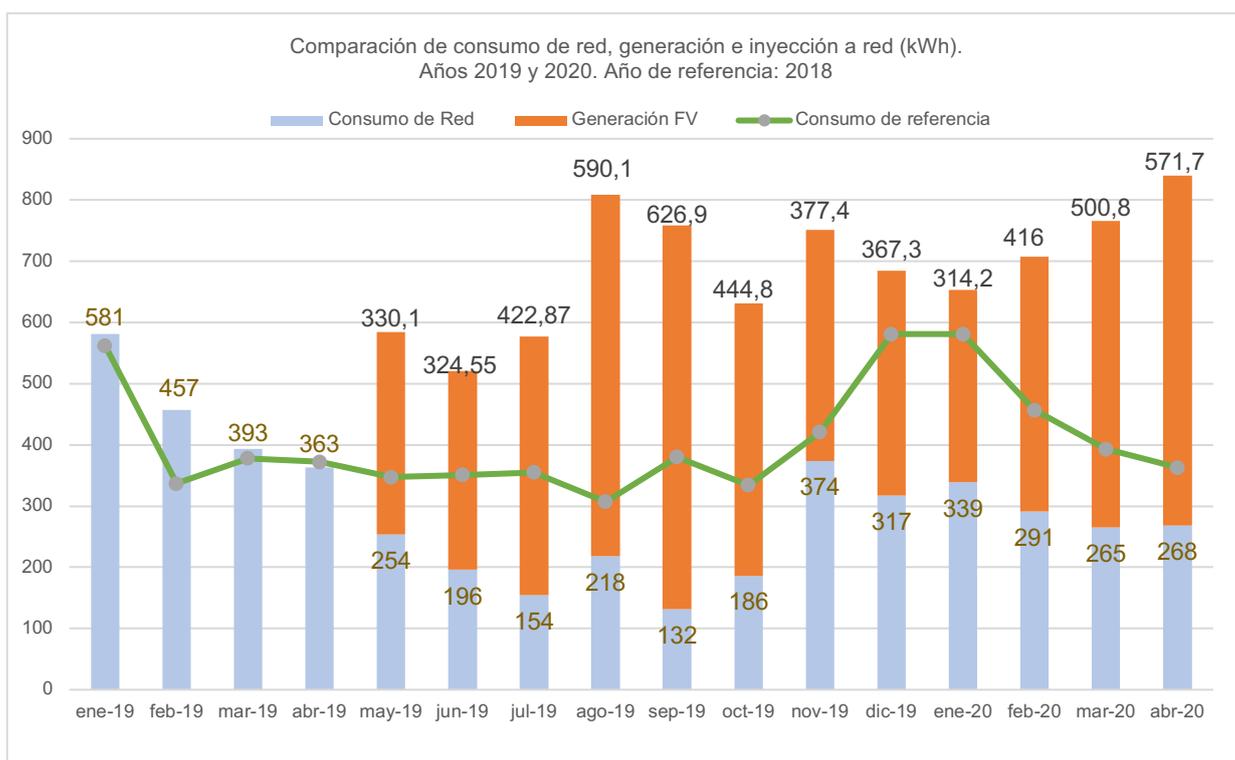


Gráfica 75. Comparativa de la producción estimada y la real.

Fuente: PVGIS e Instalación. Elaboración propia.

⁴⁵ Debe tenerse en cuenta que en mayo tan solo existía la parte de instalación sobre el terreno (primera fase). Las placas de la cubierta (segunda fase) entran en funcionamiento el día 15 de junio. Por tanto, la producción teórica de esta instalación para este mes se ha reducido a la mitad.

En la *Gráfica 76* se aprecia cómo en julio baja la producción real recogida por el sistema de monitorización. La razón está en que se desconectó el sistema durante una semana aproximadamente para hacer mejoras en los soportes de la estructura coplanar y en los sistemas de protección eléctrica. También se instaló un sistema wifi de comunicación para control de la generación. La producción real habría sido semejante a las obtenidas posteriormente.



Gráfica 76. Comparativa del consumo de referencia con el consumo de red y producción FV.

Fuente: Elaboración propia.

7.2.5. Análisis técnico

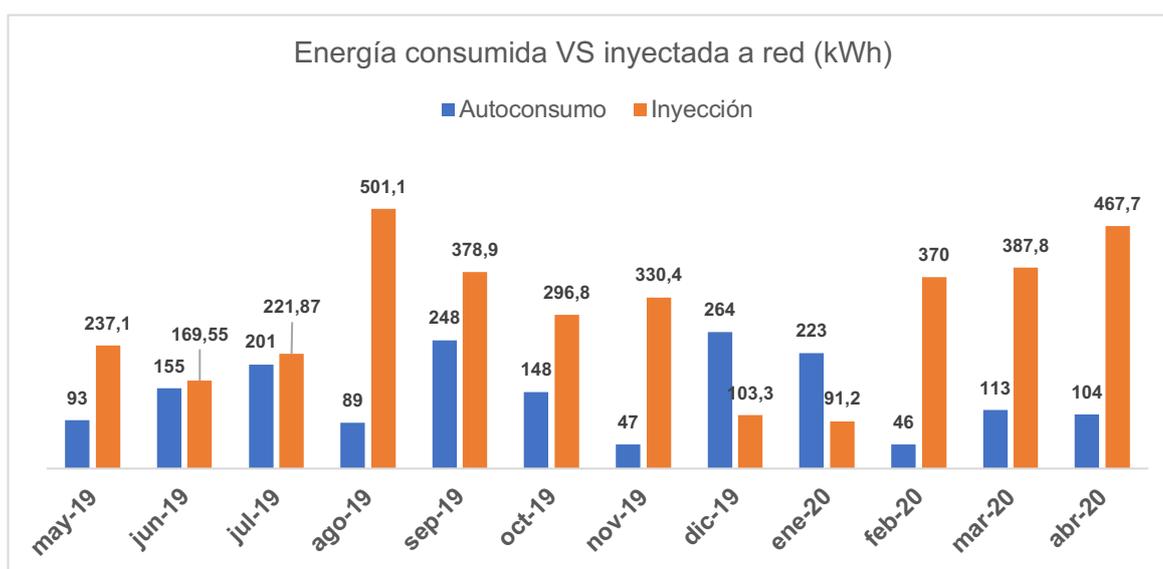
En este apartado se efectúa una evaluación técnica de la instalación.

Cabe destacar que también adquiere influencia el usuario consumidor de la vivienda, ya que su hábito de consumo afecta directamente a aspectos como el aprovechamiento de la energía proveniente de los paneles fotovoltaicos. Por ejemplo, una familia que intente concentrar su consumo durante el mediodía, cuando los paneles producen la energía

máxima, aprovechará más energía eléctrica auto producida que el usuario que no se preocupe por ello y realice el consumo distribuido a lo largo del día de forma aleatoria. Hay consumos importantes, como la lavadora, el lavavajillas, incluso el aire acondicionado o el sistema de calefacción, que son programables y pueden concentrarse en las horas de más insolación.

En la *Gráfica 76* puede observarse cómo durante los primeros meses del año 2019, cuando la instalación fotovoltaica todavía no estaba instalada, el consumo de los años 2018 y 2019 estudiados es similar (barras azules y línea verde), lo cual dota al trabajo de campo de valor comparable.

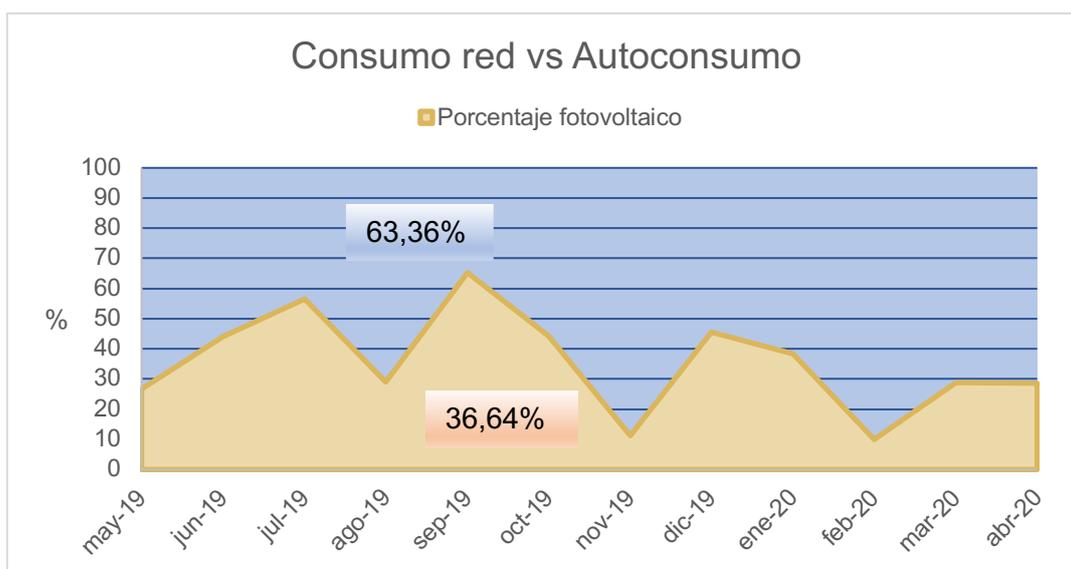
Como puede apreciarse, a partir de mayo de 2019, el consumo de la red eléctrica disminuye debido a la instalación de los paneles solares. A partir de ese momento, parte de la energía eléctrica consumida proviene de la propia instalación fotovoltaica, concretamente la parte de la producción (columnas naranjas) que queda por debajo del consumo de 2018 (por analogía válido para 2019, línea verde). Esto significa que la fracción de producción que sobrepasa la línea verde se inyecta a red, no utilizándose para autoconsumo, pero quedando contabilizada como tal a través del contador inteligente que dispone la comercializadora, para su posterior compensación. En la *Gráfica 77* queda reflejada esta información sobre la inyección producida, de forma más visual.



Gráfica 77. Energía fotovoltaica consumida vs inyectada a la red (2019-2020).

Fuente: Elaboración propia

Finalmente, se muestra gráficamente el porcentaje de consumo eléctrico auto producido (periodo mayo- diciembre 2019 y enero-abril 2020) respecto del total consumido en los mismos meses, a partir de los datos disponibles (*Gráfica 78*). El 36,64% del consumo total ha sido de autogeneración y el 63,36% de red.

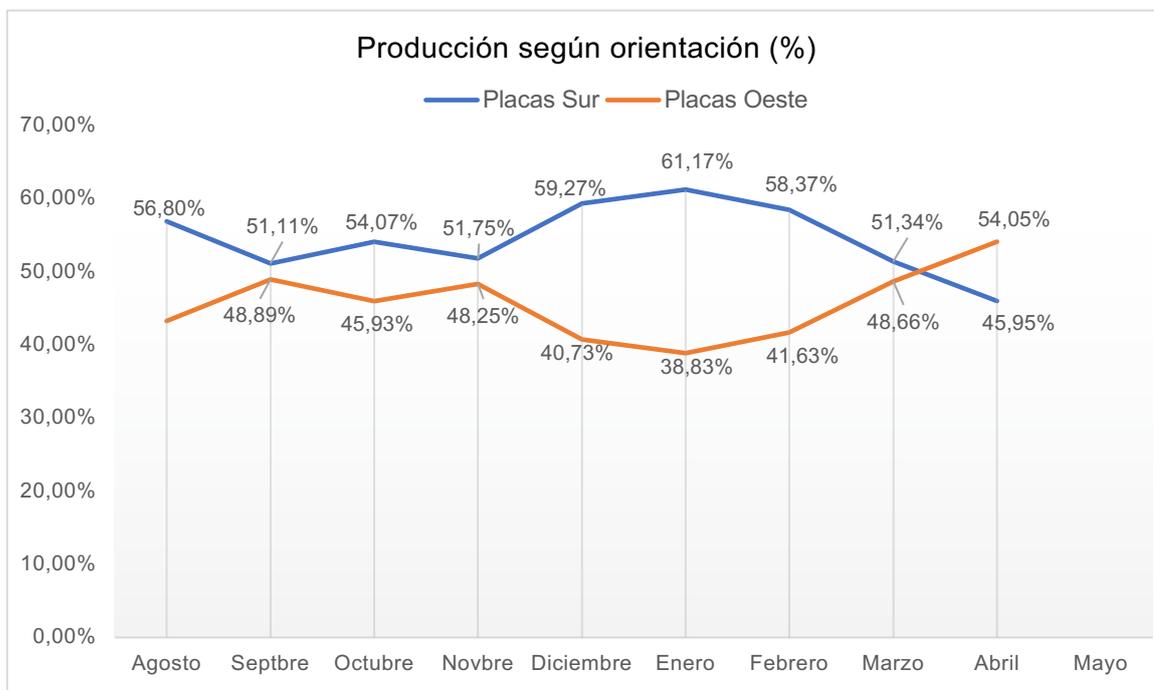


Gráfica 78. Procedencia de la energía consumida.

Fuente: Elaboración propia

Con respecto a la orientación de los dos conjuntos, en la gráfica siguiente (*Gráfica 79*) puede apreciarse el % de generación en cada uno de ellos, por meses, desde agosto de 2019 hasta abril del 2020, ambos incluidos. Las placas orientadas al Sur, a pesar de tener una potencia instalada inferior a las orientadas al Oeste (2,7 kWp y 3,5 kWp, respectivamente), producen más energía (53,78 % frente al 46,22 %). Se constata así la conveniencia de la orientación sur, ya que el rendimiento es superior en 7,56 puntos porcentuales en las mediciones realizadas. Durante los meses de invierno, se acrecienta el porcentaje de la producción en orientación Sur, frente a la orientación Oeste. Es en abril cuando la generación orientada al Oeste supera a la orientación Sur en 9 puntos de diferencia (debe recordarse que esta orientación Oeste tiene instalada 0,8 kWp más). Es evidente que la casuística será variada ya que la climatología afecta directamente (un día con sol por la mañana y nubes por la tarde nos daría una producción mucho mayor al Sur y otro día con fenómenos inversos nos daría más producción al Oeste). En general, la luz

diurna se aprovecha más con la orientación Sur, pero pueden realizarse instalaciones con aprovechamientos interesantes con orientaciones Este y Oeste.



Gráfica 79. Porcentaje de producción según orientación de placas

Fuente: Elaboración propia

7.2.6. Análisis económico

A continuación, se analizan los datos económicos relativos a la instalación. Debe anticiparse la no disponibilidad de un periodo anual completo para poder analizar con esa perspectiva temporal los datos de producción, pero los criterios que se aportan sí son suficientes para visualizar lo pretendido con la experimentación de campo, como es la rentabilidad de la inversión, el plazo de amortización de ésta y la existencia de radiación suficiente como para producir energía por medios fotovoltaicos.

En la *Tabla 37* se presentan los datos de la inversión realizada y datos técnicos de la instalación.

Tabla 37. Datos económicos generales.

(Fuente: Elaboración propia)

Datos generales	
10 placas monocristalinas	1.142 €
10 placas policristalinas	1.223 €
Resto elementos ⁴⁶	2.035 €
Coste bruto total instalación	4.451 €
Coste minorado instalación	3.601 €
Potencia pico instalada	6,20 kW _p
Ratio inversión inicial	0,58 €/W _p

Para el cálculo del ahorro, se toma como precio de la energía el precio aplicado por la Comercializadora para cada uno de los meses de comparación (periodo mayo19-abril20). A continuación, se detalla la composición del coste de un recibo eléctrico, agrupando las partidas o ítems en dos conceptos:

- a) los costes afectados por el consumo (costes proporcionales a la energía consumida) y
- b) los costes que no están afectados por el consumo.

Se describen a continuación todos ellos.

Los costes que contempla un recibo eléctrico de la tarifa 2.0 (doméstico) son los siguientes:

- √ Consumo de energía.
- √ Acceso a la energía.
- √ Impuesto sobre la electricidad.
- √ Término de potencia (o peaje de acceso a potencia).
- √ Comercialización.

⁴⁶ Se incluye el ICIO, impuesto municipal sobre construcciones, instalaciones y obras, aplicado a la instalación.

- √ Alquiler de equipos de medida.
- √ Impuesto sobre el valor añadido (IVA).

Agrupándolos por los dos conceptos arriba indicados, tendremos:

a) Afectados por el consumo, son dependientes de la cantidad de kWh consumidos:

- √ Consumo de energía.
- √ Acceso a la energía.
- √ Impuesto sobre la electricidad⁴⁷.
- √ IVA⁴⁷

b) No afectados por el consumo. Son independientes de que se consuma o no.

- √ Término de potencia.
- √ Comercialización.
- √ Alquiler de equipos de medida.
- √ Impuestos del apartado **b)**

Con estos conceptos detallados, se realizará a continuación un análisis de los ahorros obtenidos en función de estos criterios. Es decir, la amortización de la inversión estará condicionada por la minoración de todos los factores afectados por el consumo exclusivamente y por la cantidad de excedentes inyectados a red.

Para conocer el ahorro en kWh no consumidos de red, se toman los datos de consumo fotovoltaico en el periodo de cada uno de los meses analizados. El ahorro en € será el correspondiente al precio de los factores directamente dependientes del consumo. Los valores para cada uno de los ítems han sido tenidos en cuenta de forma individualizada para conseguir los ahorros en € para cada periodo. En la *Tabla 38* se presentan los datos obtenidos. Más adelante, se presenta un ejemplo de cálculo para el mes de agosto.

⁴⁷ Estos conceptos afectan tanto a los ítems proporcionales al consumo como a los ítems no relacionados con el consumo.

Tabla 38. Ahorro mensual en la factura eléctrica.

(Fuente: Elaboración propia)

Mes	Consumo PV (kWh)	Ahorro en consumo (€)	Inyección a Red (kWh)	Cobro por inyección (€)
Mayo	93	13,13 €	237,1	14,64 €
Junio	155	21,74 €	170	10,29 €
Julio	201	28,46 €	221,87	13,42 €
Agosto	89	12,25 €	501	30,31 €
Septiembre	248	31,96 €	379	22,93 €
Octubre	148	20,33 €	297	17,97 €
Noviembre	47	6,40 €	330,4	19,99 €
Diciembre	264	34,51 €	103,3	6,27 €
Enero	223	28,44 €	91,2	5,52 €
Febrero	46	6,18 €	370	22,39 €
Marzo	113	15,18 €	387,8	23,47 €
Abril	104	11,79 €	467,7	28,30 €
TOTAL	1.731	230,37 €	3.556,47	215,50 €
Media mes	144,25	19,20 €	296,37	17,96 €

Al ahorro producido por el autoconsumo y a las emisiones de CO₂ evitadas (que han sido de 5.278 T durante el periodo de experimentación -no han sido 12 meses completos-), hay que añadirle el vertido de excedentes a la red. El RD. 244/19 contempla dos formas de compensación por vertido a red:

a) Venta de la energía excedente a la Comercializadora, que remunerará el kWh a un precio establecido en el RD 244/2019 (precio del PVPC sin los peajes y sin el resto de los costes que conforman el precio final de PVPC). Este precio se establece en 0,05 €/kWh en el citado Decreto.

b) Compensación de los excedentes a través del consumo -también llamado balance neto-. Esta modalidad también está pendiente de regular y se estima que se producirá una compensación de lo generado por tramos (punta, llano y valle) a lo largo de un mes, entre el microgenerador y la Comercializadora.

A fecha de redacción de este documento, la Comercializadora lleva diez meses sin firmar el contrato de compensación de la instalación en estudio, cuando, según el RD 244/19, debería haberlo realizado en un plazo de 10 días, tras la notificación de Industria. Es patente la resistencia del sistema al cambio de modelo.

A efectos de cálculo, por lo tanto, se tomará como única opción la contemplada en el apartado **a)** anterior, desestimándose el apartado **b)** ya que está sin regular a pesar de aparecer contemplado en el RD 244/19 y, por otra parte, para poder evaluar el ahorro real se debería poder conocer el consumo en cada uno de los tres tramos (punta, llano y valle), datos de los que no se dispone.

Ejemplo de cálculo para el mes de agosto de 2019:

- √ Precio del kWh: 0,0642 €/kWh
- √ Consumo realizado de placas fotovoltaicas (autoconsumo): 89 kWh.
- √ Precio del acceso a la energía: 0,044 €/kWh.
- √ Ahorro inicial en €: $89 \text{ kWh} * (0,0642 + 0,044) = 9,63 \text{ €}$
- √ Impuesto sobre la electricidad: $5,1127\% \text{ s/ } 9,63 \text{ €} = 0,4923 \text{ €}$
- √ IVA: $21\% \text{ s/ } 10,12 = 2,13 \text{ €}$
- √ Total (B.I.+ IVA) = 12,25 €.

De lo anterior se deduce que los retornos por la inversión realizada son, de media -con una experimentación de 12 meses, de los cuales 2 han sido parciales-, 19,20 €/mes por ahorro en pago de consumo y 17,96 €/mes por remuneración de los Kilovatios inyectados a red. El total es de 37,16 €/mes.

Esto supone un periodo de amortización de la inversión realizada de 97 meses, es decir, 8 años.

7.2.7. Conclusiones del análisis realizado

Como se puede observar, es más conveniente autoconsumir que inyectar a red (al menos con la referencia de remuneración que se ha estimado y que contempla el RD 244/19). La relación media es de un 220 % más favorable al autoconsumo -13,31 Cent€/kWh de coste por consumo de red frente a 6,06 Cent€/kWh por inyección a red-, por lo tanto, una

primera conclusión es la necesaria programación de los consumos más importantes del hogar en las horas de mayor insolación para aprovechar la capacidad de autoconsumo. Reiterando la afirmación, es más rentable consumir lo auto producido que inyectarlo a red. Esta práctica supone dos actuaciones: informar y formar a los usuarios al respecto de las horas de realizar los consumos más importantes y disponer de gestores automáticos de control de producción energética para conectar/desconectar cargas de la vivienda en función de la producción o de la necesidad de consumo. La domótica aplicada a la producción con renovables parece tener aplicación directa.

La producción real obtenida con respecto a la teórica presentada en PVGIS es del 85,48%, debiendo tenerse en cuenta que dos de los meses de comparación no han sido completos. Por lo tanto, se validan los datos de PVGIS ligeramente a la baja. En una serie más amplia los datos comparados quedarían homogéneos. Se constata la existencia de radiación suficiente como para utilizar la energía solar FV como fuente generadora de energía en Debabarrena. Todo ello está alineado con los elementos clave E2 y E7, que se cumplen. El elemento E7 se cumple en la medida en que se comprueba la existencia de energía solar suficiente para hacer eficientes unos paneles fotovoltaicos y prácticamente autoabastecer una vivienda. La garantía de suministro a través de RR. vendrá dada con la evolución del proceso de transición y con la implantación de sistemas complementarios.

Desde el punto de vista económico, es una inversión cuya amortización es de plazo medio. Pensando en una vida útil de la instalación de 20 años (los fabricantes de paneles garantizan una vida de 25 años), el retorno de la inversión se produce a partir de un 40% de la vida útil, con lo que algo menos de 2/3 de su vida son de retorno neto.

En cuanto a la cuantía de la inversión, 0,58 €/W_p no supone un gran desembolso para una comunidad de vecinos o para un ciudadano particular (en general). Estas instalaciones son accesibles en cuanto a su coste. A corto plazo se prevé una bajada en precios del W_p de panel.

Desde el punto de vista de la estabilidad de la rentabilidad de la inversión, a medida que se vayan instalando MW de sistemas de producción renovables, irán bajando los precios del kWh consumido de red y también de la prima por producción, pero paralelamente, como se ha dicho, irán bajando los precios del W_p instalado.

El ahorro en emisiones se manifiesta como muy importante y con ello la contribución a la sostenibilidad ambiental (relación de modelo energético y clima), relacionado con el elemento clave E6, que se cumple.

En cuanto a la observación cualitativa, se debe comentar que la legalización de la instalación es muy tediosa y con bastantes requisitos de dudosa validez (técnica o administrativa) -requiere proyecto técnico, planos, memoria, etc.- cuando se trata de una instalación eléctrica de mucha sencillez y que cualquier electricista cualificado podría realizarla. Esta circunstancia difiere de lo propuesto en el elemento clave E12 “*Simplificación de procedimientos administrativos*”.

Lo verdaderamente decepcionante es la respuesta (más bien la no respuesta) de la Comercializadora. Esta actitud difiere del elemento clave E2 -priorización de las instalaciones de RR. en su acceso a red- y del E12, observados en los modelos de referencia. Todo ello supone que la legalización de una instalación de este tipo no esté al alcance de cualquier persona y mucho menos la tramitación con la Comercializadora. Este aspecto es relevante en cuanto a la comparativa con los países de referencia estudiados. En todos ellos (excepto el caso francés, que está en desarrollo), se ha velado por la simplificación de procedimientos para la tramitación de instalaciones de baja potencia para autoconsumo, además de favorecer el acceso a red, con carácter prioritario, de la energía que producen dichas instalaciones (Derakshan Rad, 2011), (Leidreiter et al., 2013), (Richter, 2013). De momento, no es el caso de la C.A.P.V. En cuanto a los Ayuntamientos, cabe también la apreciación de la distinta aplicación que tienen al respecto del ICIO y del IBI. En la Comarca, cuatro de ellos aplican impuestos a las instalaciones energéticas con renovables (tanto ICIO como IBI) y otros cuatro tienen minoraciones o exenciones a estos impuestos. Cabría esperar una facilitación por parte de los Ayuntamientos como elementos fundamentales en la tracción y gestión del cambio de modelo. Esta práctica difiere de lo propuesto en E12. Con respecto al elemento E9, precio competitivo de la energía, cabe señalar lo siguiente: Con una inversión como la señalada (3.601 €), para una vida esperada mínima -garantizada por el fabricante- de 20 años, la producción obtenible será de ~106 MWh. Luego el precio al que saldrá el kWh será de 0,034 €/kWh durante ese periodo. Parece un precio más que razonable que supone un 75% de minoración del coste del kWh actual (de media). Llevado a términos de inversión, con los retornos esperados y las minoraciones expuestas, el tipo de interés de la inversión a 20 años es de 7,4% anual y de 8,38% anual a 25 años. Por lo tanto, el elemento E9 parece cumplido.

Con todo lo anterior, se presenta a continuación, en la *Tabla 39*, las debilidades y fortalezas observadas en el análisis de campo realizado.

Tabla 39 Debilidades y fortalezas del análisis

(Fuente: Elaboración propia)

Debilidades apreciadas en el análisis	Fortalezas apreciadas en el análisis
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Profusa documentación técnica necesaria para la legalización administrativa. No existe simplificación de procedimientos. ➤ Ayuntamientos que no eximen de carga impositiva (ICIO, IBI) a la generación con RR. ➤ Comercializadora que ignora la legislación y retrasa la incorporación de la instalación a la red según RD 244/19. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Hay radiación suficiente como para contemplar la FV como fuente renovable utilizable en esta latitud. ➤ Reducción importante de emisiones. Respeto por el clima. ➤ Rentabilidad interesante de la instalación (2/3 de su vida útil de retorno neto). ➤ Instalación sencilla y con escaso mantenimiento. ➤ Permite el aprovechamiento de cubiertas de orientación Este y Oeste, además de las Sur.

7.3. Colaboración público-privada. Experiencia de EC

Una de las actuaciones propuestas en el modelo para el cambio, ha sido la necesidad de optimizar recursos, de trabajar la eficiencia de forma colaborativa y de estimular la participación público-privada, además de abordar procesos de EC como otra forma de eficiencia (E4, E6, E7, E10, E11). Todo ello alineado con la actuación A3, tal y como se puede observar en la figura siguiente (Figura 31).

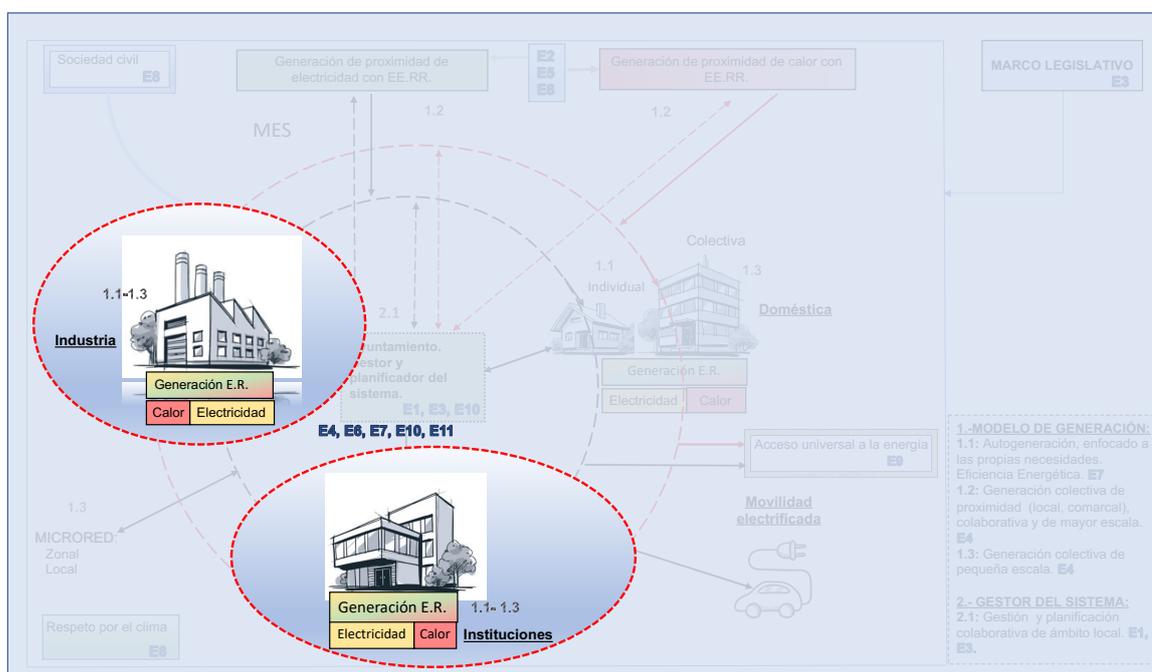


Figura 31. Interacción del análisis de campo con el MES

Fuente: Elaboración propia

La vinculación con el elemento E4 está en la colaboración público-privada; la vinculación con E6 está en el respeto por el clima, con E7 en la reducción de consumos (eficiencia), con E10 está en la vinculación entre política energética y política industrial y económica. Finalmente, la vinculación con E11 está en la actividad, en la puesta en práctica, de una colaboración interempresarial (en este caso de colaboración público-privada) de EC.

La economía circular, según Emilio Cerdá y Aygun Khalilova (Cerdá & Khalilova, 2016) supone preservar y aumentar el capital natural, optimizar el rendimiento de los recursos y promover la efectividad del sistema eliminando las externalidades negativas. Por su

parte, Antoine Frérot ya orientaba en 2014 hacia “*el tratamiento y la recuperación de los residuos en forma de materias primas secundarias deberían ser uno de los pilares de los nuevos modelos económicos, modelos más sostenibles y que estimulen el crecimiento económico*” (Frérot, 2014b). Los diversos autores, vienen a concebir la EC como un modelo económico y social respetuoso con el medio ambiente, que evita el despilfarro y que promueve el ahorro de recursos y fuentes de energía. Para realizar esta experiencia de campo se ha tomado como base el modelo metodológico de Eguren et al. (Serrano Lasa, Torre Garaizabal, & Eguren Eguiguren, 2005), y el modelo de ecosistemas industriales o de relación organización-entorno (metamodelo de competitividad territorial) (Eguren, Ganzarain, & Fortea, 2012).

Bajo esta pretensión, en junio de 2018 se comenzó a realizar un análisis de consumos energéticos en el polígono industrial de Azitain, tanto en empresas como en el ámbito público, con el objetivo de evidenciar mejoras posibles (eficiencia) y proponer una micro red energética (*Figura 32*). Se trata de analizar las posibilidades y necesidades que puedan surgir en el escenario de un modelo de energías renovables con generación distribuida, el compartir excedentes de capacidad, subproductos, la búsqueda de soluciones y el análisis de viabilidad de los posibles proyectos.

Capítulo 7. TRABAJOS DE CAMPO

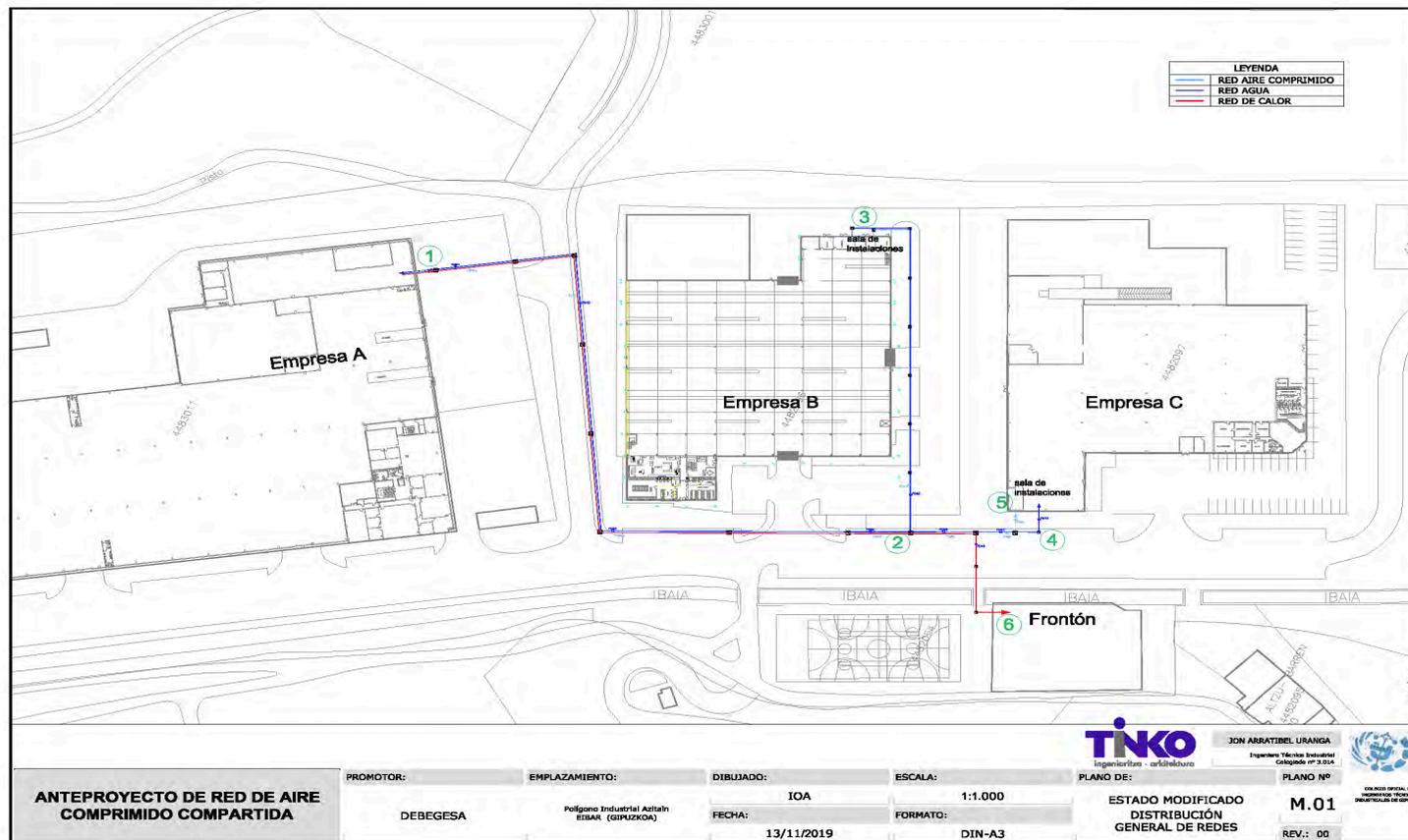


Figura 32. Ámbito de actuación del estudio.

Fuente: Ingeniería TINKO

Posteriormente, con los datos conocidos, se ha realizado una práctica de EC en el mismo polígono industrial para evidenciar las posibilidades y los problemas que surgen en su desarrollo, tanto técnico como normativo y relacional.

El esquema de trabajo se presenta en la *Figura 33*

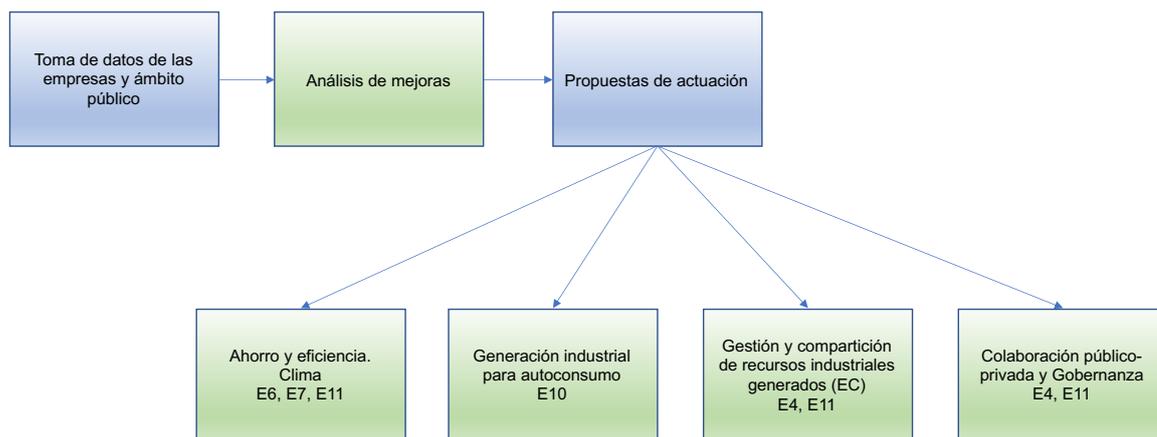


Figura 33. Proceso del trabajo de campo

Fuente: Elaboración propia

A través de este proceso, el investigador ha podido observar y evaluar, de forma directa y participada, la información disponible y los resultados obtenidos respectivamente, y ha relacionado todo ello con el cumplimiento de los elementos clave para deducir el impacto de los CEL. Con ello, se han podido concebir mejoras de aplicación para el MES o validar los elementos clave concernidos.

7.3.1. Toma de datos de consumos

A tal fin se han estudiado los siguientes ámbitos:

- a) **Ámbito público:**
 - a.1) Parque de bomberos de la DFG.
 - a.2) Alumbrado público del polígono de Azitain.
 - a.3) Incubadora pública o Eibargune.

- a.4) Oficinas de Debegesa.
- a.5) Bar Restaurante del edificio social.
- a.6) Frontón público.
- a.7) Garbigune de la Mancomunidad.
- b) **Ámbito privado (se preserva la razón social de cada empresa participante):**
 - b.1) Empresa A, S.A.
 - b.2) Empresa B, S.A.
 - b.3) Empresa C, S.A.

El análisis para cada uno de los ámbitos ha consistido en los siguientes ítems, tanto para electricidad, como gas, como otro tipo de combustible:

- a) Detalle de las cargas
- b) Hábitos de consumo (horarios de trabajo, etc)
- c) Unidades de consumo en cada ámbito.
- d) Análisis de facturas de los últimos 3 años (2015 a 2017), por energía consumida.
- e) Análisis de excedentes de capacidad en el sistema productivo, susceptible de ser compartido.
- f) Análisis de excedentes, subproductos o desperdicios energéticos compartibles y revalorizables.

En la *Tabla 40* se resumen los datos más importantes, por consumibles, obtenidos de las empresas, con datos de 2017.

Tabla 40. Datos de consumibles de empresas.

(Fuente: Elaboración propia)

Datos anuales 2017 (empresas privadas)							
Producto	Punto de suministro	Compañía actual	Potencia contratada	Potencia máx. demandada	Diferencia	Consumo TOTAL €	Consumo TOTAL kWh
Electricidad	Empresa A	AXPO	690 kW	1555 kW	-865,00	221.523,30	1.515.148
	Empresa B	ASE	975 kW	981 kW	-6,00	418.694,69	4.422.012
	Empresa C	Iberdrola	200 kW	203 kW	-3,00	60.967,27	440.214
Gas natural	Empresa A	EDP				42.762,44	970.745
	Empresa B	EDP				91,86	-
	Empresa C	Iberdrola				12.670,05	249.018
TOTAL						756.710	7.597.137
Consumo Total Electricidad						701.185,26	6.377.374
Consumo Total Gas Natural						55.524,35	1.219.763

En la *Tabla 41* se presentan los datos de consumibles del ámbito público.

Tabla 41. Datos consumibles de ámbito público

Datos anuales 2016-2017 (ámbito público)							
Producto	Unidad	Compañía actual	Potencia contratada	Consumo 2016 (€)	Consumo 2017 (€)	Consumo 2016 (kWh)	Consumo 2017 (kWh)
Electricidad en Edificios	Parque de bomberos	Iberdrola	18	4.740,04	2.738,52	24.043	13.879
	Alumbrado público	Iberdrola	15,1	7.602,28	3.512,58	37.580	18.496
	Eibargune	Iberdrola	15,1	2.283,65	1.792,41	7.113	6.065
	Debegesa	Iberdrola	3,464	2.531,90	1.988,80	17.177	11.593
	Restaurante	Iberdrola	33	8.187,09	6.693,31	43.644	35.469
	Frontón	Iberdrola	15,1	-	1.065,53	-	2.040
Alumbrado Público	CM 30		10,392	4.398,40	2.832,90	21.448	13.516
	CM 31		10,392	3.488,30	2.605,70	25.801	17.281
	CM 56		6,928	2.144,10	1.741,50	19.367	12.969
	CM 57		13,856	831,50	563,90	251	0
	CM 68		4,9	766,18	1.110,21	6.024	7.273
Gas natural	1	EDP		3.396,44	2.623,32	43.147	36.519
	2	Iberdrola		1.482,39	704,80	22.571	11.069
Gasóleo C	6	Repsol		2.069,32	8.420,88	51.421	154.200
TOTAL				43.922	38.394	319.587	340.369
Consumo total Electricidad (2016 – 2017)				36.973,44	26.645,36	202.448	138.581
Consumo Electricidad AP				11.628,48	8.854,21	72.891	51.039
Consumo Electricidad ED				25.344,96	17.791,15	129.557	87.542
Consumo Gas/Gasóleo				6.948,15	11.749,00	117.139	201.788

Los perfiles de consumo mensual son los que aparecen en la *Tabla 42* y la *Tabla 43* para las empresas privadas tanto para electricidad como para gas, respectivamente y en la *Tabla 44* y la *Tabla 45*, para el ámbito público, también para electricidad y gas, respectivamente.

Tabla 42. Datos mensuales de consumo eléctrico de las empresas privadas (2017)

(Fuente: Elaboración propia con datos aportados por las empresas)

Mes	Empresa A		Empresa B		Empresa C	
	€	kWh	€	kWh	€	kWh
Enero	20.226,83	120.694	32.089,10	281.517	5.559,48	42.184
Febrero	23.734,22	131.151	37.597,66	349.240	4.882,03	34.822
Marzo	19.930,58	142.824	35.267,31	391.823	5.193,28	38.064
Abril	12.538,61	85.422	25.535,30	267.370	4.051,97	26.152
Mayo	16.161,98	127.553	35.002,12	424.106	4.988,20	37.398
Junio	22.538,17	137.840	40.946,16	435.827	5.663,88	44.447
Julio	17.122,13	113.684	41.280,96	394.738	5.825,59	37.202
Agosto	12.970,23	99.460	19.724,78	191.382	2.836,01	11.093
Septiembre	17.413,40	117.640	38.365,48	436.251	5.576,20	43.930
Octubre	20.453,28	157.988	38.770,25	464.171	5.716,02	46.349
Noviembre	20.285,66	152.435	39.487,75	451.008	5.964,37	49.322
Diciembre	18.148,21	128.457	34.627,82	334.579	4.710,24	29.251

Tabla 43. Consumos mensuales de gas de las empresas (2017)

(Fuente: Elaboración propia)

Mes	Empresa A	Empresa C
Enero	4.240,86 €	2.906,88 €
Febrero	9.428,01 €	2.964,06 €
Marzo	5.454,76 €	1.198,57 €
Abril	5.811,33 €	449,88 €
Mayo	2.741,23 €	268,34 €
Junio	1.905,22 €	107,59 €
Julio	2.019,90 €	96,36 €
Agosto	1.665,54 €	107,46 €
Septiembre	643,60 €	89,18 €
Octubre	1.044,87 €	108,44 €
Noviembre	2.019,97 €	1.902,29 €
Diciembre	5.787,15 €	2.471,00 €

Tabla 44. Consumos eléctricos mensuales del ámbito público.

(Fuente: Elaboración propia)

Consumos eléctricos mensuales 2017 (kWh)							
Mes	Debegesa	Bar	Bomberos	Garbigune	Total (sin AP)	Alumbrado Público	TOTAL
Enero	2.151	2.511	4.597	819	10.078	12.477	22.555
Febrero	2.379	2.948	3.651	749	9.727	4.698	14.425
Marzo	2.241	2.923	3.642	806	9.612	9.772	19.384
Abril	2.324	3.459	4.126	416	10.325	2.842	13.167
Mayo	1.999	3.336	3.257	213	8.805	6.288	15.093
Junio	2.183	4.084	3.340	422	10.029	2.199	12.228
Julio	1.704	3.310	2.664	494	8.172	7.017	15.189
Agosto	1.390	2.371	3.201	459	7.421	1.488	8.909
Septiembre	1.503	2.894	2.827	442	7.666	8.328	15.994
Octubre	1.850	3.476	3.576	665	9.567	2.255	11.822
Noviembre	2.158	3.332	4.338	765	10.593	4.264	14.857
Diciembre	2.161	2.936	4.425	863	10.385	11.263	21.648
ANUAL	24.043	37.580	43.644	7.113	112.380	72.891	185.271

Tabla 45. Consumos térmicos del ámbito público

(Fuente: Elaboración propia)

	DEBEGESA		RESTAURANTE		BOMBEROS	
	kWh	Coste	kWh	Coste	kWh	Coste
Enero	6.532	450,59 €	2.052	143,29 €	20.000	931,43 €
Febrero	9.984	664,50 €	2.544	167,14 €	18.000	838,29 €
Marzo	6.656	443,00 €	2.544	167,14 €	8.000	372,57 €
Abril	3.000	231,11 €	2.255	149,95 €	4.000	186,29 €
Mayo	2.412	201,12 €	2.160	99,97 €	2.800	130,40 €
Junio	0	83,12 €	1.940	123,14 €	2.000	93,14 €
Julio	0	89,21 €	1.355	87,94 €	1.800	83,83 €
Agosto	0	95,31 €	892	61,8 €	1.800	83,83 €
Septiembre	0	97,69 €	1.104	73,20 €	3.600	167,66 €
Octubre	3.000	219,76 €	1.697	106,68 €	8.000	372,57 €
Noviembre	5.002	331,59 €	1.757	107,70 €	10.000	465,71 €
Diciembre	8.164	533,49 €	2.206	128,02 €	18.000	838,29 €
TOTAL	44.750	3.440,49 €	22.506	1.415,97 €	98.000	4.564,00 €
Media	3.729	286,71 €	1.876	118,00 €	8.167	380,33 €

También se recogieron datos de las superficies de las cubiertas de las empresas y del frontón municipal, para ver la posibilidad de ubicar paneles solares FV. En la *Tabla 46* se presentan los datos de superficies, la potencia instalada propuesta y el porcentaje de autoconsumo que supondría, en base a los datos de consumo de la

Tabla 40.

Tabla 46. Datos técnicos de las empresas

(Fuente: Datos obtenidos de las empresas. Elaboración propia)

	Superficie disponible en cubierta (m ²)	Consumo anual (MWh) 2018	Potencia propuesta (kWp)	Proporción Gener. /Consumo	Generación prevista (MWh/año)
Empresa A	5.700	4.846	360	8%	367
Empresa B	11.250	1.491	480	33%	490
Empresa C	6.200	549	260	48%	265
Frontón	1.000	15	15	102%	15

7.3.2. Análisis de mejoras posibles

De los datos anteriores se extrajo la conclusión de que cabrían diversas colaboraciones. En primer lugar, la posibilidad de hacer una micro red de generación fotovoltaica para alumbrado público del polígono industrial, con acumuladores. Otras posibilidades barajadas fueron: micro red de calor para calefacción, generación FV para autoconsumo y compartición de excedentes y aprovechamiento circular de residuos o excedentes.

Cuando en 2019 se comenzó a trabajar la posibilidad de la generación FV compartida con las empresas y el ámbito público del polígono, se tuvo conocimiento de que podría publicarse en breve un RD que permitiera el autoconsumo y la inyección a red. En efecto, en abril del 19 se publicó el RD244/19. La compartición de excedentes, con ese escenario, no tenía sentido. La micro red de generación para alumbrado público ponía en valor sólo la parte pública, por lo que se optó por analizar la utilización de excedentes en una práctica de economía circular involucrando a las empresas y al Ayuntamiento.

En cuanto a la práctica de EC, fruto del anterior análisis se observó la existencia de elementos energéticos aprovechables tales como el aire comprimido, el agua de proceso y el calor residual.

Así, desde mediados de 2019, se trabajó con las empresas A, B y C y con el propio

Ayuntamiento de Eibar en el diseño de una red compartida bajo el siguiente escenario:

- Una de las empresas (la empresa B) dispone de un sistema de osmotización del agua de lluvia para consumo en proceso, con capacidad sobrada para las necesidades propias de su proceso y por tanto para poder filtrar y depurar parte o toda el agua de consumo de las otras dos empresas. Estas últimas consumen agua de red para su proceso industrial.
- Una de las empresas (la empresa A) dispone de aire comprimido objeto de sus pruebas a equipos, que disipa al ambiente. Este volumen de aire comprimido (seco y sin aceite) es suficiente para abastecer las necesidades de proceso que tienen las otras dos empresas, sin necesidad de compresores propios. En la actualidad, una de estas empresas tiene cinco compresores, la otra tiene dos.
- El calor que conlleva el aire comprimido de prueba de equipos es aprovechable por el frontón público para el ACS de las duchas de éste, a través de un pequeño intercambiador. En la actualidad el frontón no ofrece este servicio de duchas.

7.3.3. Propuesta de actuación

Se propuso llevar a cabo esta actuación de EC y se comenzó a trabajar en el análisis de los datos con todas las empresas concernidas y el propio Ayuntamiento. Los datos técnicos se presentan en la *Tabla 47*.

Las condiciones de suministro para la red de aire deberán ser las siguientes:

- √ Aire seco y libre de aceite.
- √ Presión estable en todo momento.
- √ Garantía de suministro continuo.

Con tal fin, el sistema contará con un depósito acumulador en la empresa A donde se almacenará aire a 30 bar, para irlo pasando, a medida de su demanda, a otro depósito acumulador de 12 bar desde el que se suministrará a las empresas B y C (con una presión de servicio de 8 bar), además de satisfacer la demanda de la propia empresa A. El transporte por la conducción se realizará a 12 bar.

La conexión de aire comprimido se realizará de forma directa a los depósitos acumuladores existentes en las respectivas empresas, a través de un regulador de presión de ajuste a la presión de uso de cada una.

Tabla 47. Datos técnicos del proyecto de EC.

(Fuente: Elaboración propia)

	Empresa A	Empresa B	Empresa C
Caudal de aire generado	1.896.720 m ³ /h/año	-----	-----
Presión disponible	30 bar	-----	-----
Caudal de consumo	-----	1.434.780 m ³ /h/año	296.148 m ³ /h/año
Presión de servicio	-----	8 bar	8 bar
Nº compresores actuales	-----	5	2
Consumos de agua de proceso	1.800 m ³ /año (discontinuo)	980 m ³ /año (continuo)	589 m ³ /año (discontinuo)
Capacidad del sistema	-----	1.752 m ³ /año	-----

En cuanto al agua osmotizada, se realizará un transporte en continuo en función de demanda, ya que se cuenta con depósito acumulador de agua de lluvia en la empresa B. Si fuese necesario, se podría instalar otro depósito acumulador de agua de lluvia en la empresa A que sería conducida por gravedad a la empresa B a través de un tubo por la misma zanja.

Definidos los datos técnicos de la red y las necesidades de cada actor, se encargó la redacción de un anteproyecto a la ingeniería TINKO para disponer de costes reales.

De este trabajo, se han obtenido los siguientes datos.

Las características de la red compartida de aire son las siguientes⁴⁸:

- √ Trazado recto y longitud de 392 m.
- √ Origen en la fachada sur de la empresa A, siendo subterránea hasta la fachada este de la empresa B y aérea hasta la fachada oeste de la empresa C.
- √ Zanja de 60 cm de anchura y profundidad de 60 cm bajo aceras y 80 cm bajo calzada.
- √ Asiento de los tubos sobre lecho de hormigón de 5 cm de espesor.
- √ Tubo primario de polietileno SDR11 PN16 atm., de Ø 160 mm en el tramo entre A y B y de Ø 140 mm en la parte entre B y C. Las conexiones se realizarán con Ø 90 mm.
- √ El presupuesto de la obra civil es de 169.166,53 €
- √ El ahorro estimado es del 15% sobre el coste eléctrico, equivalente a 105.178 €/año.
- √ La amortización de la inversión se realizará en 1,6 años.

En cuanto a la red de agua de lluvia osmotizada para proceso industrial, se utilizará la misma zanja que la realizada para el aire comprimido, separando en horizontal los tubos de ambas redes.

- √ El tubo para agua será de polietileno SDR11 PN16 atm de Ø 63 mm.
- √ La capacidad de suministro de agua osmotizada para el consumo de las tres empresas es del 43% de la demanda en continuo, pero dos de las tres empresas trabajan en turnos de mañana y tarde, mientras que la tercera trabaja a tres turnos, por lo que el % de cobertura real de la demanda superará el 56,7% del consumo actual. Las empresas A y C consumen en la actualidad agua de red.
- √ El coste del tubo y sus elementos y la conexión a pie de fábrica, más la separación de la red actual de agua potable en las empresas A y C, será de 19.312 €.
- √ El ahorro esperado será del 35% sobre el consumo de agua de A y C, equivalente a 23.140 €/año.
- √ El plazo de amortización de esta instalación será inferior a 1 año.

⁴⁸ Datos obtenidos del proyecto encargado y realizado por TINKO Ingeniaritza S.L.U y SANTILLAN. 2019

El aprovechamiento del calor que se dispone en el aire comprimido de prueba de equipos se llevará por un tramo de tubería en parte coincidente con las tuberías anteriores. Se añade un tramo de zanja de 35 m para la conexión entre la red anterior y el frontón municipal (*Figura 32*). El equipo necesario es un intercambiador de calor en cabecera (empresa A), para un consumo de 1.500 a 2.000 litros/día y un acumulador con intercambiador en el frontón, de 150 l de capacidad.

Las características del sistema son:

- √ Temperatura de suministro en cabecera: 48-50° C
- √ Temperatura de intercambio en consumo: 40° C
- √ Volumen del consumo previsto: 1500 l día
- √ Acumulación: acumulador de 150 l, con respaldo.
- √ Tubería de transporte de calor: polietileno SDR 11 PN 16 atm de 32 mm
- √ Intercambiador de calor en cabecera.
- √ Coste de la zanja y tubería: 5.860 €
- √ La amortización de esta instalación no se considera ya que se trata de un servicio público. El calor obtenido es de coste marginal, por lo que no hay coste añadido al servicio de ACS.

En diciembre de 2019 se finalizó el proyecto técnico y en febrero de 2020 se realizó el análisis de costes y de amortización de la inversión por parte del Ayuntamiento y las empresas. En marzo de 2020 se dejó el proyecto pendiente de realización.

7.3.4. Conclusiones del análisis realizado

- Los datos cuantitativos obtenidos de los consumos eléctricos y de gas, recomiendan el uso de EE.RR. para generación eléctrica utilizando las cubiertas de los distintos pabellones y naves del polígono. En la actualidad, Debegesa tiene una instalación FV y la empresa C ha instalado FV para autoconsumo en febrero de 2020. El resto de analizados, excepto el parque de bomberos, que tiene 3 placas térmicas para ACS, no dispone de aprovechamiento de ningún recurso renovable.
- Los consumos eléctricos de alumbrado público recomiendan la instalación de placas FV y/o farolas FV. El Ayuntamiento dispone de una instalación (frontón) con una superficie de cubierta de 1.000 m² donde poder ubicar las placas.

- La instalación de recuperación de aire comprimido, calor y agua osmotizada tiene sentido industrial y económico. La amortización de esta instalación es a muy corto plazo.
- Con la red de aire comprimido compartida se evitan:
 - a) Un consumo eléctrico de 433.117 kWh/año en la empresa B y de 148.074 kWh/año en la empresa C.
 - b) Unas emisiones anuales de CO₂ de 231.374 Kgs en la empresa B y de 78.035 Kgs. en la empresa C.
 - c) Unos costes de mantenimiento anual de 6.815 € en la empresa B y de 1.050 € en la empresa C.
 - d) Consumos de aceite y otras averías (no cuantificado) en ambas empresas.
- Las conclusiones cualitativas obtenidas han sido óptimas desde el punto de vista de relación entre las empresas privadas y entre ellas y la Administración. La figura de líder del proyecto o “motor” del proyecto ha sido fundamental. Se aprecia fácil comunicación y decisión rápida si se gestionan los distintos frentes por parte de ese “motor”.
- El entendimiento por parte de las empresas del sentido que tienen las EE.RR. y la EE. ha sido inmediato, basado siempre en el fundamento económico y después en el ambiental. La motivación ambiental ha existido siempre y se ha apreciado creciente.

De la vinculación de esta experiencia de campo con los elementos clave del MES, cabe señalar lo siguiente: El elemento E4 se ha cumplido con solvencia, habiendo encontrado fácil relación entre las partes a través de un coordinador externo. El elemento E6 se obtiene del propio cumplimiento de la intención del trabajo de campo, con una minoración importante de emisiones de CO₂ en las empresas B y C. El E7 se cumple, con los datos que se han presentado anteriormente, tanto en ahorro de consumo eléctrico como en mantenimiento. Añadir a esto que el aire suministrado está libre de aceite y es seco, dos aspectos muy importantes de eficiencia que evitan procesos de filtrado y secado posteriores en el sistema de consumo. El E10 es una consecuencia del cumplimiento de la experiencia de campo, lo mismo que el cumplimiento del E11. Por lo tanto, la experiencia de campo ha resultado satisfactoria en todos sus puntos.

Con todo lo anterior, se presenta a continuación, en la *Tabla 48*, las debilidades y fortalezas observadas en el análisis de campo realizado.

Tabla 48. Debilidades y fortalezas del análisis

(Fuente: Elaboración propia)

Debilidades apreciadas en el análisis	Fortalezas apreciadas en el análisis
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Limitaciones económicas del ámbito público, que condicionan las decisiones de inversión. Lentitud en la toma de decisiones públicas. ➤ Poca cultura de compartir y colaborar. ➤ Escaso liderazgo público y necesidad de un líder o motor del proyecto. No se asumen liderazgos entre empresas. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Fácil relación entre empresas y ámbito público para aprovechamiento de excedentes. ➤ Relación interempresarial cómoda. Experiencia positiva. ➤ Amortización de la instalación en corto plazo. ➤ Instalación sencilla y con escaso mantenimiento. ➤ Hay mucho camino por hacer en colaboración público-privada y en EC.

8. RESULTADOS Y VALIDACIÓN DEL MODELO

En este capítulo se van a desarrollar dos puntos que cierran este tercer bloque. El primero de los puntos será la exposición de los resultados de los trabajos de campo, donde se analizan las conclusiones obtenidas, poniéndolas en contraste con lo analizado en el capítulo 6 del bloque 2, con los CEL, las actuaciones impulsoras (A), los elementos clave (E) y con las preguntas de investigación.

El segundo de los puntos será la exposición definitiva del MES y las propuestas de actuación, alineadas también con las preguntas de investigación, con los objetivos y principios de la investigación.

8.1. Resultados del trabajo de campo

Se han realizado tres trabajos de campo, alineados con las conclusiones obtenidas en el análisis conceptual, tanto del análisis normativo, como de los modelos energéticos de referencia, de los datos obtenidos en el estudio del potencial técnico de RR y del análisis de madurez energética de los Ayuntamientos. Los tres trabajos de campo realizados están relacionados con los CEL propios de Debabarrena, en base a la literatura analizada en capítulos precedentes de este trabajo de investigación.

1.- El primero de los trabajos de campo se ha realizado entre una muestra de la población de Debabarrena, para conocer el grado de implicación y sensibilidad colectiva disponible para abordar un cambio de modelo energético. Esta necesidad de conocimiento y contraste está alineada con los elementos clave E4 y E8 de la *Tabla 15*. Los resultados obtenidos están alineados cualitativamente con un desconocimiento de los conceptos de eficiencia energética, cambio climático y desarrollo sostenible. El concepto de EE.RR., sin embargo, es de conocimiento generalizado, pero más allá del simple vocablo (muy utilizado en los medios de comunicación) se manifiesta una deficiencia en la información al respecto de lo que suponen las EE.RR. Podría concretarse que la ciudadanía intuye su importancia y se posiciona a favor de su uso (en contraposición con la energía nuclear). La desinformación es generalizada y no se

vincula energía con clima y, además, se simplifica el concepto de energía con el de electricidad o gas. Los derivados del petróleo para la movilidad parecen no formar parte del interés energético. La sensibilidad de costes de la electricidad y del gas se asocian directamente a la necesidad o conveniencia de EE.RR., pero no los derivados del petróleo. La movilidad es un verdadero reto conceptual para avanzar en el cambio de modelo con liderazgo ciudadano.

En las experiencias analizadas se ha visto cómo la ciudadanía ha tomado parte activa en el liderazgo de los procesos de cambio. Desde la implicación económica en cooperativas en Dinamarca o Austria, hasta los movimientos sociales alemanes en los que la ciudadanía se ha ido involucrando en actuaciones participativas, el ciudadano ha sido un actor fundamental y forma parte del modelo pretendido. De la encuesta de percepción ciudadana no se obtiene la misma situación en la comarca.

Sin embargo, se aprecia que los jóvenes tienen una mayor sintonía con todo lo que significa clima y EE.RR. Pero todavía no representan la voz generalizada de la sociedad.

Por todo ello, la línea de salida de esta carrera de obstáculos para conseguir un cambio de modelo energético, en el caso de Debabarrena, está mucho antes que la apreciada en los modelos analizados. Debe partirse de una formación e información preliminar y muy intensa para conseguir un nivel de sensibilización de la población, al respecto (CEL).

- Se entiende, por tanto, que no se cumplen las condiciones del elemento clave E8. La ciudadanía, en estos momentos, no podría ser un puntal de decisión coparticipada para la definición del MES.
- En cuanto al elemento clave E4, podría darse alguna cooperativa, pero esa circunstancia estaría desconexa de un modelo energético y más de un MES. De la misma forma, la posible colaboración público-privada no estaría planificada ni podría ser generalizada. Es necesario el cumplimiento del E8 para poder abordar con solvencia y garantía el E4, a pesar de que ambos vienen afectados por el criterio social.

2.- El segundo de los trabajos ha analizado aspectos técnicos relacionados con la generación FV, además de analizar su funcionamiento real en la comarca, su complejidad, sus características económicas (amortización y retornos) y la respuesta

del sistema actual (administraciones, comercializadora) a una instalación para autoconsumo conectada a red. Todo ello alineado con los elementos clave E2, E6, E7, E9 y E12.

La parte técnica ha resultado muy positiva, resultando una instalación sencilla y sin mantenimiento destacable.

La parte económica resulta atractiva desde el punto de vista de costes, de amortización y de retornos de la inversión.

La parte relacionada con el elemento clave E6, ha resultado muy satisfactoria. Se han evitado 5,3 Tn de emisiones de CO₂ en menos de 12 meses.

La instalación ha funcionado dentro de los parámetros de los análisis teóricos y produce un buen aprovechamiento de una energía renovable de proximidad (E2). La priorización de acceso a red de los excedentes se produce por RD 244/19.

En lo relacionado con el elemento E7, se ha producido una interesante reducción de consumos de red (un 38,3 % de media, sobre los consumos de 2018) y se han inyectado a red 3.556 kWh (el consumo total anual de 2018 -sin placas FV en el domicilio- fue de 4.725 kWh) que suponen el 75,25% del consumo habitual.

Con respecto al elemento E9, se ha detallado anteriormente el coste de 3,4 Cent€/kWh para esa instalación y a lo largo de 20 años de vida, con los datos obtenidos en el análisis de campo.

Se puede concluir que los datos técnicos y económicos obtenidos en la instalación observada cumplen con las expectativas de los elementos clave.

Sin embargo, no se produce el cumplimiento del elemento E12. Ni la administración autonómica ha simplificado el procedimiento de legalización de la instalación, ni la administración local deja de pedir sus propios documentos, ni se deja de cobrar el ICIO y el IBI, ni la comercializadora receptiona la instalación.

La administración autonómica requiere la siguiente documentación:

- Diagrama unifilar de la instalación
- Datos del punto de suministro
- Datos de la instalación de generación
- Certificado eléctrico de la instalación
- Tipología de la instalación
- Boletín de BT emitido por instalador autorizado (4 páginas con múltiples datos)

- Memoria de la instalación firmada por Técnico cualificado (no requiere proyecto, pero sí cálculos justificados).

Esta documentación está recogida en el RD244/19, por lo que se entiende que es idéntica en todo el Estado. Se tramita por vía telemática (exclusivamente).

Si, además, se quiere optar a una subvención a través del Ente Vasco de la Energía, deberá enviarse la siguiente documentación:

- Foto aérea de la ubicación de la instalación
- Certificado de Hacienda de estar al corriente de pagos
- Certificado de la instalación emitido por instalador autorizado
- Documento de comunicación para la puesta en servicio
- Facturas de los elementos de la instalación
- Justificantes de pago
- Fotos del entorno antes de realizar la instalación
- Fotos de la instalación finalizada, y...
- No en todos los casos, inspección de la instalación

Pero, además, como ha sido el caso, si en un mismo domicilio se realizan dos ubicaciones distintas (en jardín y en cubierta), la documentación completa debe ser doble. Una por cada instalación.

La tramitación se hace de forma telemática exclusivamente.

En el caso de la Administración local, también requiere su protagonismo y pide:

- Proyecto firmado por Ingeniero o Arquitecto con cálculos de los elementos estructurales
- Precio de la instalación
- Fotos de la instalación

No hace falta explicar que ninguna de las tres administraciones se transmite datos o permite que, habiendo entregado una misma documentación en otra administración anteriormente, sirva como presentada.

Pero no acaba aquí la carrera administrativa, ya que se debe presentar más documentación ante la Comercializadora:

- Esquema unifilar (uno por ubicación)
- Boletín de baja tensión (uno por instalación)

Si una de las características de los modelos europeos estudiados ha sido la simplificación de los procedimientos administrativos para animar a los pequeños productores, en el caso de la C.A.P.V. se consigue todo lo contrario. La burocracia necesaria, antes vista, parece excesiva. En esto, algunos Ayuntamientos, aprovechan para recaudar y limitar con ello el despliegue de las renovables de micro productores. Otros, sin embargo y por ser justos, bonifican el ICIO (González González & Sidrach de Cardona Ortin, 2018). Se puede decir, por tanto, que el elemento E12 no se cumple.

3.- El tercero de los trabajos ha analizado la posibilidad de colaboración público-privada en un polígono industrial y ha diseñado una práctica de EC. Todo ello alineado con los elementos clave E4, E6, E7, E10 y E11.

El resultado de esta experimentación de campo ha sido muy positivo en la parte de obtención de resultados con respecto a los elementos clave relacionados. Se han cumplido todos ellos (unos, como E6 y E7, son consecuencia de otros, como E4, E10 y E11). En la parte cualitativa se ha observado que hace falta un líder, un motor del proyecto que coordine, dinamice, organice, ponga plazos, programe... en definitiva, que gestione y coordine el proyecto.

8.2. Condicionantes del Ecosistema Local (CEL)

Se han analizado los CEL observados como importantes en la comarca y que podrían afectar parte de las actuaciones impulsoras. Estos CEL analizados están en relación con la *Tabla 16*, en concreto con los ámbitos social, económico, técnico, ambiental y administrativo. La parte legislativa se había analizado en el estado del arte. Los CEL que se consideran deben ser de especial atención en el despliegue de actuaciones impulsoras son del ámbito social y administrativo que, a su vez, están relacionados con los elementos clave E8, E2 y E12, especialmente necesitados de trabajo y atención por el gestor del modelo.

El resto de los elementos estarían en condiciones de ser considerados como cumplidos en la Comarca. En la siguiente tabla (*Tabla 49*) se presentan los elementos cumplidos con color verde y los elementos pendientes de cumplir en rojo o amarillo.

Tabla 49. CEL pendientes de trabajo

(Fuente: Elaboración propia)

Nivel de cumplimiento	Ámbitos de aplicación	Elemento clave concernido	Observaciones
	Legislativo o normativo	E1, E3	Elementos validados en el estado del arte
	Social	E1, E4, E9, E8	El elemento E8 (modelo apoyado en la sociedad civil) no cumple con las condiciones planteadas en el modelo
	Económico	E4, E5, E9, E10	Elementos validados en los trabajos de campo
	Técnico	E2, E5, E7, E10	Elementos validados en los trabajos de campo
	Ambiental	E6, E11	Elementos validados en los trabajos de campo
	Administrativo	E12 E2	El elemento E12 (simplificación de procesos administrativos) no cumple con las condiciones planteadas en el modelo. E2 no cumple en la parte de priorización de acceso a red

8.3. Presentación y validación del MES y propuesta de actuación

Teniendo en cuenta los trabajos de campo y las particularidades observadas en los distintos ámbitos de aplicación relacionados con los elementos clave (Tabla 16), se presenta en la siguiente figura (Figura 34) el modelo MES definitivo.

Este modelo definitivo de MES se corresponde con un ámbito local y se recogen en él las bases del modelo, el resto de los elementos clave (E) y actuaciones impulsoras (A). En el modelo se representan los distintos ámbitos de aplicación (normativo, social, económico, técnico, ambiental y administrativo) que conforman los CEL que deben gestionarse por el gestor del sistema. Los CEL afectan, como se ha dicho, a las actuaciones impulsoras (A).

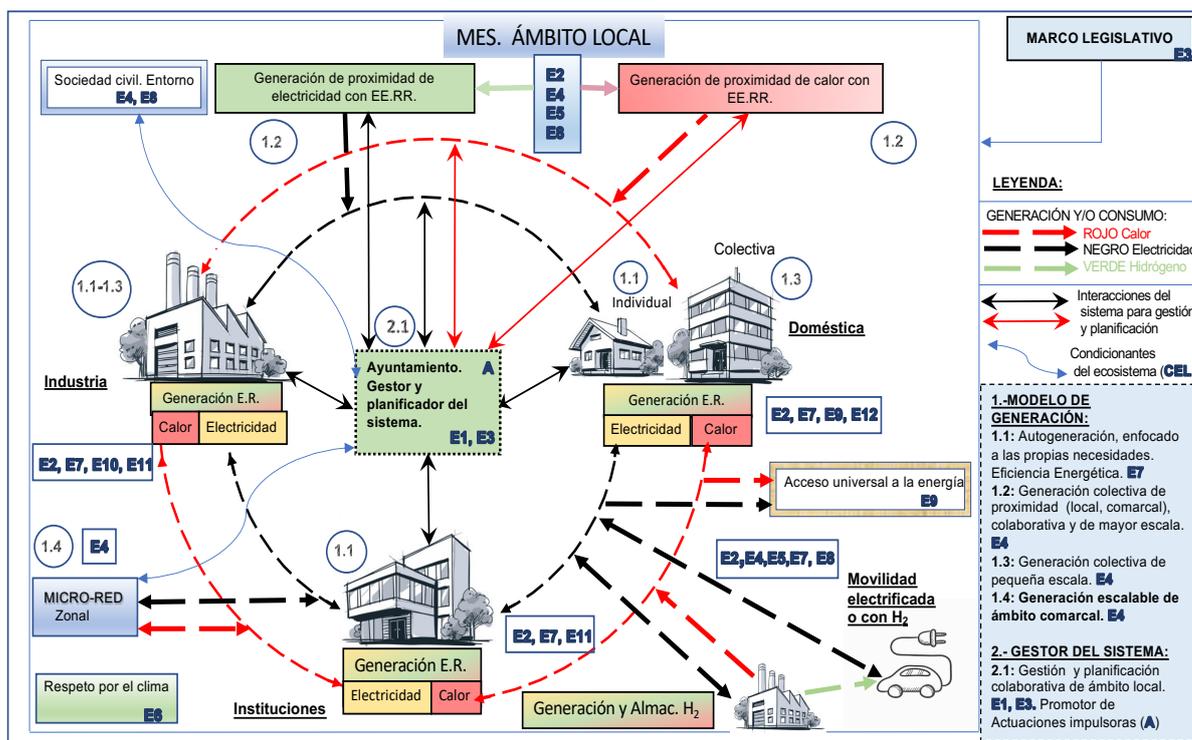


Figura 34. Modelo local de despliegue MES.

Fuente: Elaboración propia.

El ámbito de actuación comarcal será la interacción gestionada y organizada de cada uno de los ámbitos locales. Puede apreciarse en la Figura 34 la referencia 1.4 donde se ve relacionada la comarca con el sistema local individual, pudiendo crearse una micro red en anillo entre los distintos municipios, tanto para calor como para electricidad.

A continuación, se detallan los distintos elementos del modelo MES representado en la Figura 34 y su relación con el sistema:

- Como se ha explicado, la figura representa el modelo para un municipio.
- Las líneas discontinuas, una roja y otra negra, representan la generación y el consumo tanto de electricidad (línea negra) como de calor (línea roja). Las líneas circulares representan los anillos locales de generación y distribución entre pequeños productores y consumidores. Entre los extremos de esos anillos se genera y se consume de forma indistinta. Las líneas rectas discontinuas unidireccionales representan exclusivamente generación en el sentido de la

flecha y consumo en el punto de la flecha o conexión con el anillo de distribución. Se representan sistemas colectivos de generación tanto de electricidad (sistema de generación FV cooperativo, eólico cooperativo, etc.) como de calor (district heating, geotérmica distribuida, etc...) que conectan con el anillo local de distribución. El anillo eléctrico podrá ser, durante el periodo transitorio, la red eléctrica actual. Posteriormente podría seguir siéndolo, independientemente de la ampliación de redes que se producirán por razón de la electrificación de los consumos (la movilidad electrificada va a demandar redes añadidas o ampliación de las existentes). El anillo de calor deberá habilitarse en su caso. La red local dispondrá de un sistema de conexión a una red comarcal para su vinculación conjunta.

La línea verde discontinua representa la distribución de H₂ para alimentación a los vehículos ligeros y pesados que consuman H₂. La generación se realiza en una instalación colectiva comarcal, alimentada con EE.RR. a través del anillo local o comarcal de producción.

- Las líneas continuas negras y rojas bidireccionales representan los sistemas de control de los procesos de generación y consumo de los que dispondrá el gestor del sistema. Estos sistemas de control permitirán al gestor realizar el control de red, control de producción y demanda, pero también la interrelación con el sistema desde el punto de vista de las actuaciones impulsoras (A) que el sistema necesita.

En la figura se ven reflejados los distintos ámbitos de micro generación y consumo, como son el ámbito doméstico (viviendas individuales y colectivas), las instituciones y las empresas. La movilidad electrificada se ha representado bidireccional en tanto en cuanto, además de consumir, puede ser objeto de devolución a la red.

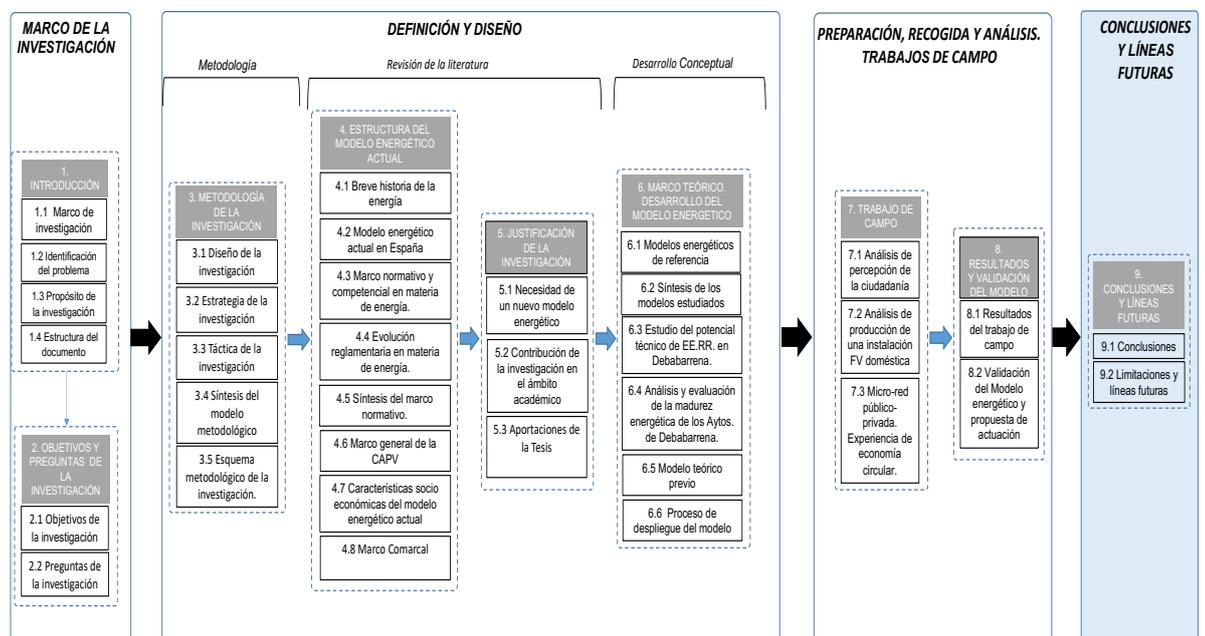
- La línea de relación con la sociedad civil y el entorno sugiere la conexión del gestor del sistema con el entorno para poder recibir y gestionar los CEL.
- La figura recoge también los elementos clave (E) relacionados en cada uno de los ámbitos. Algunos de los elementos claves se ven reflejados en más de una

situación debido a que la amplitud del E o su relación con el sistema, así lo requiere.

- La conexión entre modelos municipales para conformar un modelo comarcal se realiza a través del punto 1.4 (Micro-red zonal), donde se conexionan tanto la red de electricidad como la red de calor, en su caso. La interrelación para la gestión de sistemas locales se realiza a través de la línea continua azul.

Junto con la *Figura 34*, debe tenerse en cuenta lo diseñado en la *Figura 26* en la que aparece el proceso de transición del modelo y el flujo relacional de los diversos factores intervinientes. Este periodo de transición será necesario para acomodar y solapar los modelos entrante y saliente y ajustar las (A) en función de los CEL observados en el entorno.

Bloque 4. CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS.



“Más vale equivocarse que hacer nada. Además, equivocándose se acaba aprendiendo a acertar”

José María Arizmendiarieta

9. CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS

Este capítulo tiene dos apartados: El apartado de conclusiones, en el que se resume lo realizado en esta investigación, se responde a las preguntas de investigación, se presentan las dificultades observadas para la implementación del MES y, finalmente, se presentan las claves para la implementación del MES.

El segundo apartado presenta las limitaciones y líneas futuras de desarrollo, en un proceso de cambio y mejora continua de un modelo energético.

9.1. Conclusiones

La energía es uno de los vectores estratégicos de desarrollo de cualquier economía y un objetivo clave de la propia Unión Europea. El modelo energético disponible en la actualidad está superado por diversas circunstancias, algunas tecnológicas, otras sociales (Aristondo & Onaindia, 2018a), otras económicas (Alvarez Pelegry & Larrea Basterra, 2016) y cada vez más, ambientales (Bermejo, 2014). Una primera evidencia se obtiene de la comparación de modelos y de la estructura de dependencia energética de España y de otros países de la UE comparables en tamaño y relevancia. La demanda energética aumenta, lo hace en el Estado y en la C.A.P.V., con lo que la dependencia y externalización de recursos se refuerza.

Como consecuencia de ello, los países más avanzados han evolucionado hacia el diseño de otros modelos energéticos, en los que las fuentes renovables de proximidad juegan un papel primordial. Pero no sólo las fuentes son objeto de cambio, también los modelos de distribución y de explotación requieren una revisión adaptada a la evolución social y tecnológica. La aparición progresiva de multitud de nuevos pequeños productores de electricidad va a ha modificar el escenario productivo tradicional y la gestión de la distribución y de las redes. La mayor electrificación del consumo (aumentando la demanda en automoción y para sistemas de calor) favorecerá lo anteriormente expuesto y modificará el uso de otros combustibles como el gas y los carburantes.

Siendo España uno de los países europeos con más dependencia de las energías fósiles (APPA Renovables, 2017) pero con más de 2.500 h/año de sol en la mayor parte de su territorio, con viento y prácticamente 6.000 km de costa, es, sin embargo, el 13º país (EU28) en generación a través de renovables (Eurostat, 2019) y, a fecha de este estudio, sigue sin disponer de un modelo de transición energética que dé respuesta a los requerimientos expresados anteriormente (el RD 244/19 no es equivalente a una Ley de transición energética ni contiene elementos equivalentes), aunque parece haber iniciado un cambio progresivo. Por extensión, las distintas CC.AA. tampoco lo tienen y la C.A.P.V no es una excepción, aunque se disponga de la Ley 4/2019 de sostenibilidad energética (no de transición de modelo), aunque marca una diferencia en cuanto a la inacción política que se venía teniendo, a pesar de disponer de un Estatuto de Autonomía con competencias equivalentes a las del Estado.

Cuando se analizaba la posibilidad de realizar esta investigación sobre la necesidad de cambio en el modelo energético de una comarca industrial, los criterios más importantes que se tuvieron en cuenta fueron los económicos, además de los técnicos. Parecía coherente abordar un análisis de la situación bajo las premisas de coste-eficiencia. Una economía o una sociedad como la española con altos costes energéticos (Díaz Mendoza et al., 2016), alta dependencia energética (Albistur Marin, 2014) y de mediana industrialización (Fariñas, Martín Marcos, & Velázquez, 2015), debería tener un modelo energético basado en el aprovechamiento de renovables para reducir costes, minorar la dependencia externa y asegurar un modelo económico basado en la industria. En el caso de la CAE, parecía más evidente todavía. La economía de Euskadi está sustentada en la industria, luego la relación de beneficio esperado será mayor.

Frente a la línea de pensamiento que expone los límites que tienen las grandes ciudades (megaciudades) en la generación de recursos renovables para autoconsumo (Grubler et al., 2012), existen otras realidades urbanas y socioeconómicas europeas que han demostrado la posibilidad de hacerlo. El cambio de modelo energético es incuestionable por los diversos argumentos ya expuestos y prolíficamente razonados en abundante bibliografía y deberá llevarse a cabo a través de un periodo de transición en el que vaya desarrollándose el nuevo, a la par que el anterior desaparece. Todo ello con la garantía de que la energía, a lo largo de esa singladura de transición, no puede suponer incertidumbre alguna en cuanto a su disponibilidad y suficiencia, lo que se entiende por seguridad energética.

Bien es cierto que esta transición hacia un nuevo modelo está pendiente de ser incorporada al acervo social y requiere de reformulación en la forma de consumir energía (principio de eficiencia energética) (González Ríos, 2017), (Poveda, 2007), (Guillaumet, 2018), también en la forma de almacenarla (Sánchez Llano, 2017), (García Gorría, 2017), (Guacaneme, Velasco, & Trujillo, 2014) y en la gestión de las redes que se vayan incorporando al nuevo modelo de generación para cumplir con esa seguridad de suministro (Jiménez Andres, Lluna Arriagia, Monreal Tolmo, & Lagarda, 2017), (Zuñiga Cortes, Caicedo Bravo, & López Santiago, 2017), (Segador Vega, 2017), (Fossati, Galarza, Martín-Villate, & Fontán, 2015).

Esta investigación aporta un método, una reflexión sistemática y un proceso, además de la propuesta de un modelo, de cómo abordar el cambio de modelo, los elementos a tener en cuenta y los limitantes. Todo ello obtenido del análisis de 5 experiencias europeas, de la situación normativa y energética de la C.A.P.V., de la situación de la comarca objeto de análisis y de unas experiencias de campo de contraste.

Este cambio pretendido pasa, según se ha podido comprobar en el desarrollo de esta investigación por tres bases o fundamentos:

- a) La disponibilidad o existencia de un marco legal, generalmente de ámbito estatal, pero en el caso de la C.A.P.V. también posible de ámbito autonómico, que permita y favorezca el cambio,
- b) Una asunción de que el marco de desarrollo del nuevo modelo será el ámbito municipal y con los propios Ayuntamientos como líderes del cambio, y
- c) Por la disponibilidad de RR de proximidad en el entorno donde vaya a producirse el cambio de modelo.

Con estas bases disponibles, el periodo de transición comenzará con la disponibilidad de un gestor del proceso, de la mano de los Ayuntamientos, que inicie el camino con un análisis de los CEL para, a continuación, poner en marcha las actuaciones impulsoras del modelo (A).

Se requieren herramientas y planificación concienzuda del modelo y una masa crítica conveniente, según las experiencias analizadas, que está a partir de los 60-70.000 habitantes.

Se ha observado la necesidad de comenzar con la formación e información a la ciudadanía, para explicar la trascendencia y necesidad del cambio y conseguir el empoderamiento de la ciudadanía para la ejecución, despliegue y financiación del nuevo modelo.

Las conclusiones, por tanto, se corresponden con las aportaciones metodológicas que esta investigación ha realizado. A saber:

- √ Se ha realizado un análisis de 5 modelos de éxito en Europa. En ellos se ha podido comprobar que el interés por las RR. de proximidad, por el cambio de modelo energético y la no dependencia externa, son estrategias de países punteros.
- √ Se ha comprobado la dependencia energética de la comarca objeto de análisis y cómo el actual modelo limita el desarrollo socioeconómico.
- √ Se ha realizado un análisis de los consumos por ámbito y combustible para cuantificar las necesidades totales y segmentadas por uso (calor, alumbrado, consumo eléctrico, movilidad).
- √ Se ha analizado el potencial técnico de RR. susceptible de ser aprovechado, con las tecnologías conocidas. En dicho análisis se ha expuesto la metodología utilizada a tal fin.
- √ Se ha realizado un análisis de la situación de partida del grado de madurez energético de los diferentes municipios de la comarca, con el fin de conocer los ámbitos de trabajo que deben reforzarse para poder liderar un proceso de cambio de modelo en el ámbito local y comarcal (agentes motores del cambio).
- √ Se ha realizado un análisis de percepción ciudadana a través del cual se ha podido constatar la necesidad de un profundo cambio en la forma de enfocar las RR. por parte de la ciudadanía, además de necesitarse mucha información y formación al respecto de la trascendencia económica, social, tecnológica y ambiental que un cambio de modelo puede suponer.
- √ Se han analizado la productividad, las dificultades y el proceso administrativo de una experiencia de implantación de FV, así como su rentabilidad y plazos previsibles de amortización. También se han comparado los datos de producción teóricos disponibles para esa latitud con los reales obtenidos en la experiencia, validando los datos teóricos.

- √ Se ha analizado la percepción de la ciudadanía al respecto del uso de la tecnología solar térmica, sus disfunciones, sus costes de mantenimiento y con ello la cualificación de las empresas de mantenimiento de instalaciones.
- √ Se ha desarrollado un proyecto piloto experimental de colaboración público-privada y de EC, como reto de actividad necesaria para abordar el cambio de modelo energético, y
- √ Se ha definido un modelo metodológico para el despliegue del cambio de modelo hacia un MES.

De todo ello, se han obtenido 10 indicadores de cumplimiento alcanzados y dos más que deben trabajarse y mejorarse para poder iniciar el periodo de transición hacia el MES.

9.1.1. Respuestas a las preguntas de investigación

A continuación, se procede a dar respuesta a las tres preguntas que esta investigación formuló.

Pregunta de investigación 1:

¿Qué aspectos o elementos clave se deben tener en cuenta a la hora de desarrollar un MES, cumpliendo los principios establecidos?

Para responder a esta primera pregunta, se ha realizado una profunda revisión de la literatura sobre las características sociales, normativas y económicas de distintos modelos energéticos, además del propio. Esta pregunta está relacionada con los Objetivos específicos 1, 2 y 3.

A tal fin, se ha analizado el modelo energético español del que se han obtenido una serie de características (Barbero Sierra & Llistar Bosch, 2014):

- Oligopólico, con producción distante al consumo, con costes facturados opacos para el consumidor (Moreno Berrocal, 2017) y (Staff Commission, 2015). Desde el punto de vista técnico, el modelo actual provee de energía de calidad y en cantidad suficiente como para abastecer la demanda, además de su amplia cobertura en el territorio.
- El modelo actual es dependiente de países terceros para el gas y para los derivados del petróleo. No lo es para la electricidad, excepto el uranio -20,6% del mix eléctrico- y parte del carbón -13,5% del mix-. Sin embargo, en el mix energético eléctrico, las EE.RR. sólo suponen el 36,6 % (Red Eléctrica de España, 2019).
- Los precios energéticos han venido evolucionando muy por encima del IPC y España era el quinto país más caro de la UE (28) en 2018 en precios de la electricidad (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 2019). Con datos de Eurostat 2019, entre 2007 y 2018 el precio de la electricidad en España se incrementó un 94,5% y el del gas un 48,8%, el IPC fue del 20% (Instituto Nacional de Estadística, 2019).
- Esta evolución de precios de la energía conjunta ha generado capas de pobreza energética (Martínez, 2016), (Aristondo & Onaindia, 2018a).

Posteriormente se ha analizado el marco normativo y competencial en materia de energía en la UE., en el Estado, en la C.A.P.V. y en 5 CC.AA. más. La razón del análisis ha estado en la incompreensión de que, con los datos anteriores, España siga sin tener un amplio despliegue de RR. Se han encontrado razones de ordenamiento normativo con respecto a la energía. El Estado ha impedido durante varios años el despliegue de marcos normativos en las CC.AA. y no ha desarrollado un marco legal estatal que permitiera el desarrollo de las RR. en el modelo de microgeneración conectada a red.

En el ámbito comarcal, objeto de esta investigación en la fase de implantación, la dependencia energética externa es total y las competencias municipales son nulas.

Para definir los aspectos o elementos clave que deben tenerse en cuenta para desarrollar un MES, se han analizado cinco modelos europeos de éxito en materia de transformación de modelo energético. De estos cinco modelos se han obtenido 12 **elementos clave (E)** necesarios para la implantación del MES (*Tabla 15*). De ellos, se han identificado 3 pilares o **bases fundamentales (B)** sobre las que poder construir el modelo (*Figura 25*):

- La existencia de un marco jurídico o normativo proactivo que permita un cambio de modelo.
- La existencia de un “líder o entidad impulsora” del MES.
- La existencia de EE.RR. de proximidad para su aprovechamiento en sustitución progresiva de las energías tradicionales.

Sobre estos tres pilares o bases podrán desarrollarse las **actuaciones impulsoras del modelo (A)**, en íntima relación con los **condicionantes del ecosistema local (CEL)** que en cada comarca o municipio puedan existir.

Pregunta de investigación 2:

¿Cuál es el proceso que se debe seguir para desplegar un MES de forma estructurada e integrada en los diferentes ámbitos de consumo, cumpliendo con los principios establecidos?

Esta pregunta está relacionada con los Objetivos específicos 4 y 5. **El proceso diseñado** para poder desplegar el MES de forma estructurada es el que **se presenta en la Figura 26**. En este proceso se relacionan los diversos elementos constituyentes del modelo, que se han visto en la respuesta a la pregunta de investigación 1.

Además de lo anterior, **en la Figura 34 se representa el modelo local de despliegue y gestión del MES**. En esta figura aparecen los agentes implicados en el despliegue del MES, sus interrelaciones y los **E** a los que están vinculados.

Pregunta de investigación 3:

¿Puede llevarse a cabo un cambio de modelo energético en Debabarrena?

Para poder contestar a esta pregunta, se seguirá la estructura establecida en la *Figura 25* y en la *Figura 26*.

Con respecto a la *Figura 25*, los tres pilares o bases (**B**) necesarios son:

- La existencia de un marco normativo o jurídico que permita el cambio de modelo. A este respecto, en la actualidad se cuenta con el RD 244/19 en el Estado y con la Ley 4/2019 en la C.A.P.V. Ambos marcos pueden clasificarse de mínimos, comparados con los marcos legislativos observados en los países europeos de referencia, pero permiten y respaldan un arranque de cambio de modelo. Por lo tanto, con las evidencias obtenidas esta base **B1** se da como válida.
- La existencia de un líder del proceso o entidad impulsora que, siguiendo la mayor parte de los modelos analizados, serían los Ayuntamientos. A este respecto, se ha realizado un análisis del grado de madurez de los Ayuntamientos de Debabarrena. Los resultados obtenidos en el momento de realizar el análisis no han sido los óptimos, más bien lo contrario (*Tabla 31*). No obstante, fruto de ese proceso, los responsables municipales han tomado conciencia del cambio y de su papel como impulsores de un nuevo modelo. Si bien esta base **B2** no está consolidada, de cara a futuras actuaciones se podría validar con la progresiva involucración de los Ayuntamientos como líderes del cambio.
- La existencia de EE.RR. de proximidad en la comarca. A este respecto, se ha realizado un análisis del potencial técnico de EE.RR. en la comarca, con 6 tipos distintos de energías. El resultado, con las tecnologías actuales, es muy importante desde el punto de vista de posibilidades (*Tabla 29*). Desde el punto de vista cuantitativo, la energía obtenible es de 1.133,25 GWh/año, equivalente al 59,52% de la demanda actual. Desde el punto de vista cualitativo, no se aconseja la eólica on-shore por la respuesta social que en la actualidad tiene. Esta tercera base **B3** del sistema, se considera más que suficiente para iniciar el proceso de despliegue.

A la vista de los datos obtenidos en las Bases B1, B2 y B3, se considera posible comenzar el proceso de transición energética en Debabarrena.

No obstante, se han realizado tres trabajos de campo para conocer con más precisión los CEL de la comarca. Se ha realizado una consulta estructurada a una muestra ciudadana para conocer el grado de percepción que tiene la ciudadanía al respecto de las EE.RR. y de la necesidad de cambio de modelo energético; se ha realizado un análisis cuantitativo y cualitativo de una instalación FV doméstica y, finalmente, se ha realizado una práctica de colaboración público-privada con una experiencia de EC.

La realización de estos tres trabajos de campo, han dado como resultado la necesidad de trabajar a través de las A en los E8 y E12 (*Tabla 49*). La realización de este tipo de actuaciones será consustancial al despliegue del MES.

A la vista de lo anterior, **la respuesta a la tercera pregunta de investigación es positiva**, en tanto en cuanto hay elementos suficientes para abordar el inicio del cambio.

9.1.2. Dificultades para la implementación del MES

Las mayores dificultades observadas para la implementación del MES en Debabarrena se han apreciado en la falta de información y concienciación de la sociedad civil. Es un porcentaje minoritario (entre el 15,3% y el 28,7%) el que dice conocer el significado de cambio climático, entre el 12,5 y el 23,6% el que dice conocer el significado de desarrollo sostenible, entre el 14,8 y el 27,7% el que dice conocer el significado de eficiencia energética y entre el 16,6 y el 30,09% el que dice conocer el significado de EE.RR. La población no vincula modelo energético con cambio climático, con pobreza energética, con dependencia energética, ni vincula modelo energético con condicionante de desarrollo industrial y social.

Otra dificultad está en las resistencias del sistema a perder su hegemonía. Esta situación se ha visto en algún otro modelo analizado (Alemania, entre otros), pero rápidamente ha sido superado por la inteligencia propia de las empresas que tienen mucho que ganar en un sistema conjunto de cambio de modelo.

9.2. Limitaciones y líneas futuras de investigación

9.2.1. Limitaciones

Las limitaciones de esta investigación están en los siguientes aspectos:

- En la parte metodológica, se trata de una investigación en acción (IA) de caso único con varias unidades de análisis. El conocimiento obtenido de ello, por tanto, no es un conocimiento universal pero sí es un conocimiento específico y profundo de la realidad analizada. No obstante, el modelo obtenido y propuesto sí es de aplicación general en entornos limitados de población (no para ciudades muy masificadas).

Otra limitación a caballo entre metodológica y de alcance, ha sido la de no abordar el análisis de la movilidad sostenible. La propia complejidad del caso en estudio ha recomendado priorizar y abordar la mayor parte del consumo (57%) frente a la movilidad (43%).

- En la parte de despliegue, la limitación fundamental es la económica. Un cambio de modelo energético supone inversiones importantes. En las experiencias analizadas se ha podido constatar que la evolución del modelo requiere de un amplio periodo de transición durante el cual se han ido realizando pequeñas inversiones por parte de la ciudadanía, de forma individual o colectiva, incluso con la creación de cooperativas, para evolucionar en el cambio de modelo. En Alemania, se pidió a la ciudadanía su colaboración para acometer, en la medida de sus posibilidades, las inversiones necesarias para autoabastecerse, aportando por parte de las autoridades alemanas mucha información a la sociedad y facilitando los procesos administrativos (Couture & Leidreiter, 2014), (Leidreiter et al., 2013).

Otra limitación en el despliegue es la resistencia social en la comarca a la ubicación de aerogeneradores en su entorno. Conviven en la ciudadanía comarcal decisiones duales como un rechazo a la energía nuclear (82%), una opinión favorable o muy favorable a la energía eólica (94%) y un rechazo a la implantación de aerogeneradores en su entorno.

9.2.2. Líneas futuras

La investigación realizada ha cumplido con los objetivos perseguidos. Como consecuencia de su elaboración, se han identificado diversas oportunidades de estudio y de reflexión asociadas al MES.

- Un primer aspecto es la observación del aumento de consumo cuando se dispone de producción propia a través de RR. Esta reflexión ya se observó en el caso sueco, pero se ha constatado en el trabajo de campo con FV. De ello deviene la necesidad de abordar con intensidad la EE como línea de trabajo tanto formativa como tecnológica. La EE probablemente sea la materia olvidada o menos explotada para una política energética con ciertas garantías. A este respecto, Francisco Guerrero (Guerrero, Yebra-Rodriguez, Olivares-Bremont, Jimenez-Melero, & Wilker, 2016) citando a F. Garrido, concluye que *“la generación de nuevas tecnologías que incrementen la EE conllevan la disminución del consumo instantáneo, pero incrementan el uso del modelo, lo que finalmente genera un aumento final del consumo global”*. En paralelo, la EC como una forma de eficiencia y con características propias suficientes como para singularizarla y analizar su mayor vinculación con el cambio de modelo energético.
- La movilidad sostenible es otro de los aspectos de necesaria investigación próxima, debido a su importancia en la totalidad del consumo comarcal (43%) y a las derivadas que se producirán por la demanda de una electrificación de la movilidad y una movilidad, tanto ligera como pesada, con H₂ como combustible. Los planes políticos de impulso a la movilidad personal electrificada (vehículo eléctrico) y a la movilidad colectiva con H₂ (autobuses urbanos) pueden tirar de la demanda eléctrica y favorecer la autogeneración con RR.
- El almacenamiento de energía ha sido otra de las necesidades observadas como consecuencia de la investigación. Es algo que está ocupando a muchos investigadores en la actualidad. El almacenamiento deberá observarse como importante y para tener en cuenta en la fase de despliegue del proceso de transición energética.
- Las necesidades y desarrollos que hay detrás de los conceptos como Ciudades inteligentes (Smart Cities) y redes inteligentes (Smart Grids) en su vinculación con el modelo MES. En el modelo local de despliegue presentado en la *Figura 34* se proponen las vinculaciones que deben existir entre el Gestor del sistema y las redes y micro-redes que se vayan creando. La gestión energética de consumos y

generación en el ámbito local y comarcal a través de sistemas inteligentes es una línea de investigación a pie de campo que se presume como muy interesante.

- La necesidad de abordar métodos de planificación local en el ámbito del MES. La disponibilidad para los ayuntamientos de herramientas de planificación será fundamental junto con el anterior punto de gestión a través de sistema inteligentes, más allá de la buena voluntad o la improvisación de métodos.
- La extensión a otros ámbitos para contrastar el modelo con otras realidades y observar posibles diferencias metodológicas.
- El desarrollo de modelos colaborativos para facilitar las cooperativas energéticas, que no están muy desarrolladas en nuestra C.A.P.V. en este ámbito energético, comparado con otros países europeos.
- Finalmente, un análisis de posibilidades de desarrollo tecnológico en diversas tecnologías para generación con RR. de proximidad, en colaboración con el tejido productivo industrial de la comarca.

Nota Final

Cuando se están escribiendo las últimas líneas de esta investigación, ha aparecido una noticia importante de una empresa energética española, como es Repsol, cuyo Consejero Delegado presentaba el pasado 30 de abril una propuesta para fomentar la generación distribuida y acercar la generación al punto de consumo a través de “*comunidades solares en núcleos urbanos*” (Imaz, 2020), generando electricidad a través de placas FV instaladas en las cubiertas de los edificios de los ciudadanos adheridos (*roofers*). Un ejemplo de lo que va a producirse con el modelo de microgeneración y generación distribuida, que es alternativo al modelo de las grandes compañías eléctricas.

Ezina, ekinez egina

(Edificio Artklass, Bilbao)

10. BIBLIOGRAFÍA

- Abegg, B. (2011). *Climate change in the European Alps*. (OECD, Ed.). Paris: OECD.
Retrieved from www.oecd.org
- ADEME, Dubilly, A.-L., Fournié, L., & Chiche, A. (2017). *Mix électrique 100 % EnR en 2050: quelles opportunités pour decarboner les systèmes gaz et chaleur?* Angers 49004. Retrieved from www.ademe.fr/mediatheque
- Alayo, J. C., & Barca, F. X. (2012). *La tecnología del gas a través de su historia*. (Fundación Gas Natural Fenosa, Ed.) (1ª edición). Barcelona: LID. Retrieved from www.fundaciongasnaturalfenosa.org
- Albistur Marin, F. X. (2014). La transición energética: un reto al desarrollo sostenible. *Cuadernos Del Cendes*, 149–155.
- Alvarez Pelegry, E. (2015). *Tres retos para la energía en España: competitividad, seguridad y crecimiento*. (Nº 96 Sept). *Dialnet*. Madrid. Retrieved from dialnet.unirioja.es
- Alvarez Pelegry, E., & Larrea Basterra, M. (2016). Afectan los precios de energía a la competitividad de la industria? *Orkestra- Instituto VASCO de COmpetitividad*, 155–170. Retrieved from https://www.mincotur.gob.es/Publicaciones/Publicacionesperiodicas/EconomiaIndustrial/RevistaEconomiaIndustrial/401/PELEGRY_y_OTROS.pdf
- Alvarez Pelegry, E., & Ortiz Martínez, I. (2016). *La transición energética en Alemania (Energiewende)*. (Orkestra, Ed.). Bilbao: ISSN 2340-7638. Retrieved from www.orkestra.deusto.es
- Álvarez Villanueva, C. (2014). *Hacia un nuevo modelo energético. Propuesta WWF 2013*. Madrid. Retrieved from www.wwf.es
- Ander-Egg, E. (2003). Repensando la investigación-acción participativa. *Grupo Editorial Lumen Hvmánitas.*, 151. Retrieved from https://s3.amazonaws.com/academia.edu.documents/34317063/REPENSANDO_LA_IAP.ANDER-EGG.pdf?AWSAccessKeyId=AKIAIWOWYYGZ2Y53UL3A&Expires=1516897880&Signature=tcAk%2Buqprh9r48MyrUeZPxfIIA%3D&response-content-

disposition=inline%3B filename%3DRepensando_la_Inve

Aparicio, F., Aguilar, M., García, J. M., López, J. M., Mozas, A., Riquelme, R., ... Wolf, G. (2019). *Transición hacia una movilidad sostenible. Colegio de Ingenieros Industriales de Madrid*. Madrid. Retrieved from <http://portal.coiim.es/publicaciones/otras-publicaciones/transicion-hacia-una-movilidad-sostenible-5>

APPA Renovables. (2017). *Estudio del Impacto Macroeconómico de las Energías Renovables en España en 2017*. Appa. Retrieved from http://www.appa.es/descargas/2017/Estudio_APPA_2016.pdf

Araya Ahumada, G. (2016). Derecho internacional y política de adaptación al cambio climático en el Reino Unido. *OPERA*, N° 19, 11–34. Retrieved from <https://ssrn.com/abstract=2896940>

Arias, M., & Giraldo, C. (2011). Reflexión sobre el rigor científico en la investigación cualitativa. *Invest Educ Enferm*, 29 (3), 500–514. Retrieved from <http://hdl.handle.net/10495/5258>

Aristondo, O., & Onaindia, E. (2018a). Counting energy poverty in Spain between 2004 and 2015. *Energy Policy*, 113, 420–429. <https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2017.11.027>

Aristondo, O., & Onaindia, E. (2018b). Inequality of energy poverty between groups in Spain. *Energy*, 153, 431–442. <https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2018.04.029>

Arodudu, O., Ibrahim, E., Voinov, A., & Van Duren, I. (2014). Exploring bioenergy potentials of built-up areas based on NEG-EROEI indicators. *Ecological Indicators*, 47(November 2015), 67–79. <https://doi.org/10.1016/j.ecolind.2014.04.042>

Asing, S. de I. (2012). Ensayos de mantenimiento predictivo en instalaciones de producción eléctrica. Rendimiento de Turbinas Hidráulicas.

Asociación de Ciencias Ambientales. *Transición Energética* (2018). Madrid. Retrieved from <https://www.cienciasambientales.org.es/index.php/nuestra-labor/areas-tematicas/transicion-energetica>

Avison, D., Lau, F., Myers, M., & Axel Nielsen, P. (1999). Action research. In *Communications of the ACM* (Vol. 42, pp. 75–98). https://doi.org/10.1007/978-3-319-65217-7_5

- Aymamí, J., García, A., Lacave, O., Lledó, L., Mayo, M., & Parés, S. (2011). *Análisis del recurso. Atlas eólico de España. Estudio Técnico PER 2011-2020*. Madrid.
- Balbás, J. Á. (2015). *Modelo energético actual de Debabarrena. Junio 2015*. Mondragón. <https://doi.org/10.1007/s13398-014-0173-7.2>
- Barbero Sierra, C., & Llistar Bosch, D. (2014). El modelo energético español. Un análisis desde la coherencia de políticas para el desarrollo. (Plataforma 2015 y más, Ed.), *Cuadernos 2015 y Más V. 5*. Retrieved from www.2015ymas.org
- Bat'a, R., & Fuka, J. (2018). Modelling of biofuel potential as a tool for public managers. *Sustainability (Switzerland)*, 10(12). <https://doi.org/10.3390/su10124380>
- Bermejo Gómez de Segura, R. (2013). Ciudades postcarbono y transición energética. *Revista de Economía Crítica*, (16), 215–243.
- Bermejo, R. (2005). *La gran transición hacia la sostenibilidad*. (Centro de investigación para la Paz, Ed.). Madrid: CATARATA.
- Bermejo, R. (2014). *Transición energética*. Durango: Centro de investigación para la Paz.
- Betanco Maradiaga, J. A. (2018). Energía: Desde un modelo de derroche, hacia un modelo sostenible mediante energía renovable. *Revista Científica de FAREM-Estelí*, (24), 40–59. <https://doi.org/10.5377/farem.v0i24.5551>
- Blanco, J. F. (2016). Hacia un nuevo modelo energético sostenible . Creciente protagonismo de la electricidad. Una reflexión general. *Cuaderno de Energía*, nº 50 (20/), 52–60.
- Brack, D. (2017). Re: Woody Biomass for Power and Heat: Impacts on Global Climate. *Chatham House*, (February). <https://doi.org/10.1111/1750-3841.12986>
- Brundtland, G. H. (1987). Our Common Future—Call for Action. *Environmental Conservation*, 14(4), 291–294. <https://doi.org/10.1017/S0376892900016805>
- Bueno, G. (2014). *Hacia un modelo energético sostenible en Euskal Herria*. (ELA, Ed.). Bilbao: Manu Robles-Arangiz Institutua. Retrieved from www.mrafundazioa.org
- Burger, B. (2015). *Electricity production from solar and wind in Germany in 2014*. Freiburg. Retrieved from www.ise.fraunhofer.de
- Burlat, C., & Mills, C. E. (2018). *Power to the People? How an energy company's*

- strategic texts constitute the company-consumer interface working against collective action. M@n@gement* (Vol. 21). <https://doi.org/10.3917/mana.212.0738>
- Capellán-Pérez, I., Campos-Celador, Á., & Terés-Zubiaga, J. (2018). Renewable energy cooperatives as an instrument towards the energy transition in Spain. *Energy Policy*, 46. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.08.064>
- Cerdá, E., & Khalilova, A. (2016). Economía Circular. *Economía Circular, Estrategia y Competitividad Empresarial*, 20. Retrieved from <https://www.mincotur.gob.es/Publicaciones/Publicacionesperiodicas/EconomiaIndustrial/RevistaEconomiaIndustrial/401/CERDÁ y KHALILOVA.pdf>
- Chantal, R., & Hauber, J. (2014). Changing the Energy System towards Renewable Energy Self-Sufficiency—Towards a multi-perspective and Interdisciplinary Framework. Freiburg: Freiburg University.
- Collin, J. F. (2017). La ley de transición energética francesa para el crecimiento verde y la programación plurianual de energía 2016-2023. *Real Instituto Elcano; Estudios Internacionales y Estratégicos*, 130.
- Comisión Europea. (2011). *Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones. Hoja de ruta hacia una economía hipercarbónica competitiva en 2050*. (No. Document 52014DC0015). Bruselas, U.E. Retrieved from <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=celex%3A52014DC0015>.
- Comisión Nacional de los Mercados y la competencia. (2017). Operadores de derivados del petróleo. Retrieved February 4, 2017, from www.cnmc.es
- Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (2017). Principales operadores eléctricos. Retrieved February 4, 2017, from www.cnmc.es
- Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (2018). Operadores del mercado de gas. Retrieved October 2, 2019, from www.cnmc.es
- Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Precios eléctricos 2018 (2019). Madrid. Retrieved from <https://www.cnmc.es/estadistica/precios-mercado-2019>
- Cormio, C., Dicorato, M., Minoia, A., & Trovato, M. (2003). A regional energy planning methodology including renewable energy sources and environmental constraints. *Renewable and Sustainable ...*, 7(2), 99–130. [https://doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/S1364-0321\(03\)00004-2](https://doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/S1364-0321(03)00004-2)

- Corvinos Baseca, P. (2015). Competencia normativa municipal en materia de eficiencia energética y energías renovables. *Espublico*, 23–26. Retrieved from <http://www.administracionpublica.com/competencia-normativa-municipal-en-materia-de-eficiencia-energetica-y-energias-renovables/>
- Cosmi, C., Dvarioniene, J., Marques, I., Di Leo, S., Gecevicius, G., Gurauskiene, I., ... Selada, C. (2015). *A holistic approach to sustainable energy development at regional level: The RENERGY self-assessment methodology*. *RENEWABLE & SUSTAINABLE ENERGY REVIEWS* (Vol. 49). Potenza, Italy. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.094>
- Cosmi, C., & Salvia, M. (2015). Interregional Cooperation as a key tool for the achievement of strategic energy and climate targets: the experience of the INTERREG IVC RENERGY and SEE RE-SEETiesprojects. Bolzano.
- Couture, T. D., & Leidreiter, A. (2014). *How to achieve 100% renewable energy*. Hamburg. Retrieved from medspring.eu
- Cuevas, A. (2008). Conocimiento científico, ciudadanía y democracia Revista Iberoamericana de Ciencia, Tecnología y Sociedad - CTS. *Revista Iberoamericana de Ciencia, Tecnología y Sociedad - CTS*, 4(10), 67–83. Retrieved from <https://www.redalyc.org/pdf/924/92441006.pdf>
- Dagens Industri. (2015). Suecia cerrará sus centrales nucleares. *Dagens Industri*. *Stokolm, Noviembre*. Retrieved from www.di.se
- Daghigh, R., & Shafieian, A. (2016). Theoretical and experimental analysis of thermal performance of a solar water heating system with evacuated tube heat pipe collector. *Applied Thermal Engineering*, 103, 1219–1227. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2016.05.034>
- Danish Ministry of Climate, E. and B. (2012). *DK Energy Agreement, March 22 2012*. Copenhagen. Retrieved from [www.ens.dk/en-US/Info/news/News_archives/2012/Documents/ FAKTA UK 1.pdf%0A](http://www.ens.dk/en-US/Info/news/News_archives/2012/Documents/FAKTA_UK_1.pdf%0A)»
- de Guzmán Montón, S. (2011). Plataforma Offshore para un aerogenerador de 5 MW. Madrid. Retrieved from <http://oa.upm.es/8569/>
- Debegesa. (2017). *Guia Industrial de Debabarrena*. Eibar. Retrieved from <http://www.debegesa.eus>
- Derakshan Rad, F. (2011). *On Sustainability in Local Energy Planning*. Lund

- University. Retrieved from www.citeseerx.ist.psu.edu
- Díaz Mendoza, A. C., Larrea Basterra, M., & Kamp, B. (2016). *Precios de la energía y competitividad industrial*. (Orkestra, Ed.). Bilbao: Orkestra, ISSN 2340-7638.
- Diputacion Foral de Gipuzkoa. (2015). Pobreza energética en Gipuzkoa 2014. In Diputación Foral de Gipuzkoa (Ed.) (2015th ed., p. 90). Donostia.
- Diputacion Foral de Gipuzkoa. (2017). Pobreza Energética en Gipuzkoa 2016. Retrieved from www.pobrezaenergetikoa.eus
- Diputación Foral de Gipuzkoa. (2019). Obras hidráulicas Medias mensuales [Hidrometeorología]. Retrieved from https://www.gipuzkoa.eus/es/web/obrahidraulikoak/hidrologia-y-calidad/red-de-estaciones-permanentes?p_p_id=DoaConsultas2018_WAR_doaconsultas2018portlet_INSTANCE_7SH9zYXn9cMy&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-3&p_p_col_count=
- Diputación Foral de Gipuzkoa, F. E. C. (2013). *La pobreza energética en Gipuzkoa*.
- Easterby-Smith, M., Graça, M., Antonacopoulou, E., & Ferdinand, J. (2008). Absorptive capacity: A process perspective. *Management Learning*, 39(5), 483–501. <https://doi.org/10.1177/1350507608096037>
- Echaiz Valdivia, Á. (2016). *El futuro de las ciudades, los grandes desafíos*. CIDEU. *Proyectos & Comunicación*. Donostia San Sebastian. Retrieved from www.cideu.org
- Eguren, J. A., Ganzarain, J., & Fortea, E. (2012). Diseño de un metamodelo de innovación de competitividad territorial basado en los modelos de ecosistemas industriales y desarrollo. In *6th. International conference on industrial engineering and industrial management* (pp. 1169–1176). Vigo, July 18-20. Retrieved from dialnet.unirioja.es
- Ehrlich, P. R. (1993). *La explosión demográfica*. (S. Editores, Ed.), *Salvat Ediciones*. Barcelona. Retrieved from <http://dieoff.org/page27.htm>
- Eisenhardt, K. M. (1989). Building Theories from Case Study Research. *Academy of Management Review*, 14(4), 532–550. <https://doi.org/10.5465/AMR.1989.4308385>
- Elcacho, J. (2020). Francia cierra su central nuclear más vieja. *La Vanguardia*. Retrieved from

<https://www.lavanguardia.com/natural/20200221/473676966862/francia-cierra-su-central-nuclear-mas-vieja-tras-43-anos-de-vida.html>

- Eloy, Á., Díaz, A., Larrea, M., & Bart, K. (2016). *Precios de la energía y competitividad industrial*. Bilbao: ISSN 2340-7638.
- Energía y Sociedad. (2017, January). Historia de la electricidad en España. Retrieved February 15, 2017, from energiaysociedad.es
- Energía y Sociedad. (2016). Los reguladores europeos (CEER) sientan las bases de la regulación del autoconsumo. *Energía y Sociedad. Boletín #165*, 3. Retrieved from www.energiaysociedad.es
- Energiewende Team. (2016). Energy Transition. Small countries, big transitions. *The Global Energiewende. The Hague, 26/Dic/16*, 10. Retrieved from energytransition.org
- Ente Vasco de la Energía. (2016). *Estrategia Energética de Euskadi 2025 Documento para consulta pública*. Bilbao. Retrieved from www.eve.es
- Ente Vasco de la Energía. (2017). *Estrategia Energética de Euskadi 2030*. Bilbao.
- Ente Vasco de la Energía (EVE). (2017). Euskadi energía 2016. Retrieved from <http://www.eve.eus/EVE/media/EVE/pdf/energia/Euskadi-Energia-2016.pdf>
- Ente Vasco de la Energía (EVE). (2018). *Informe anual 2018*. Bilbao. Retrieved from <https://www.eve.eus/CMSPages/GetFile.aspx?guid=2d60d272-3334-45c1-bc5b-48dd56414c6b>
- EOLICCAT. (2016). Qué países lideran el ranking de las energías renovables en Europa? *Eoliccat.Es. Barcelona, Agosto 16*, 4. Retrieved from www.eoliccat.net
- Eresimi, S., Chalageri B, S., Deshpande M, A., Banad S, M., & Pavate S, A. (2017). Generation of electricity by wind power. *International Journal of Advanced Research in Science, Engineering and Technology*, 4(5), 535–537. Retrieved from <http://www.ijarset.com/upload/2017/may/5-IJARSET-nabichelagiri.pdf>
- Esteban, L., & Rodero, P. (2017). Bioenergy International n°35. *Bioenergy International*, N° 35, 5.
- European Commission. (2012). *Commission approves Austrian support scheme for renewable energies*. Brussels. Retrieved from http://europa.eu/rapid/press-release_IP-12-111_en.htm

- European Commission. (2015). *State of the Energy Union 2015* (No. SWD(2015) 239 final). COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT. Brussels.
<https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- European Commission. (2019). *Commission priorities for 2019-24*.
- European Committee for Standardization CEN. (2007). Heating systems in buildings — Method for calculation of system energy requirements and system efficiencies — Part 4-3 Space heating generation systems , thermal solar systems. *Bs En 15316-4-3:2007*, 1–40.
- Eurostat. (2017). Energy imports dependency. Retrieved from
http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=demo_gind&lang=fr
- Eurostat. (2019). *File_Share of energy from renewable sources 2018. Statistics explained. Eurostat*. Brussels: Eurostat. Retrieved from
https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=File:Share_of_energy_from_renewable_sources_2018_infograph.jpg
- Eurostat. (2020). Share of energy from renewable sources. Retrieved from
<https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?oldid=447221>
- EUROSTAT. (2019). *Energy, Transport and environment statistics. 2019 edition*. (PUBLICATION OFFICE OF THE EUROPEAN UNION, Ed.) (Septiembre). Belgium: European Union, 2019. <https://doi.org/10.2785/660147>
- Eustat. (2016). *Núcleos familiares por tamaño medio*. Vitoria- Gasteiz. Retrieved from
<https://www.euskadi.eus/gobierno-vasco/-/nucleos-familiares-por-tamano-medio-en-miles/>
- Eustat. (2019). *Participación de las energías renovables en el consumo final bruto de energía*. Retrieved from
http://www.eustat.eus/elementos/ele0006800/ti_Cuota_de_energias_renovables_en_el_consumo_final_bruto_de_energia/tbl0006875_c.html
- EUSTAT. (2019). *Consumo final de energía de la C.A. de Euskadi por sectores. (Ktep)*. Bilbao. Retrieved from
http://www.eustat.eus/elementos/ele0000300/ti_Consumo_final_de_energia_de_la_CA_de_Euskadi_por_sectores/tbl0000396_c.html#axzz4EDa3FC46
- FACUA. (2013). Incremento de la energía. Retrieved from

<https://www.facua.org/es/publicaciones.php>

- Fariñas, J. C., Martín Marcos, A., & Velázquez, F. J. (2015). La desindustrialización de España en el contexto europeo (*). *Papeles de Economía Española*, N° 144, 42–55. Retrieved from <https://www.funcas.es/Ofei/pdf/144art04.pdf>
- Fariza, I. (2014). Bruselas cree que España incumplirá el objetivo de renovables. *El País*. Madrid, 2. Retrieved from www.elpais.com
- Fernández-Cuesta, N. (2016). Veinte años de liberalización energética. *Cuaderno de Energía*, N°50 (20/1), 46–51.
- Fernández Chozas, J. (2008). *UNA APROXIMACIÓN AL APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA DE LAS OLAS PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD*.
- Fernández Díez, P. (1996). Turbinas hidráulicas. *Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética*. ..., 1–19. Retrieved from http://www.ulsa.edu.ni/publicaciones/-II-Anio/Plan-Sabatino-II-Trimestre/Methodologia-de-la-Investigacion/turbinas-hidraulicas-Investigación_documental.pdf
- Fishbein, M., & Ajzen, I. (1977). *Belief, attitude, intention and behavior: An introduction to theory and research*. *Journal of Business Venturing* (Vol. 5).
[https://doi.org/10.1016/0883-9026\(90\)90031-N](https://doi.org/10.1016/0883-9026(90)90031-N)
- Folgado Blanco, J. (2016). Hacia un nuevo modelo energético sostenible . Creciente protagonismo Una reflexión general. *Cuaderno de Energía*, n° 50 (20/, 52–60.
- Fossati, J. P., Galarza, A., Martín-Villate, A., Echeverría, J. M., & Fontán, L. (2015). Optimal scheduling of a microgrid with a fuzzy logic controlled storage system. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 68, 61–70.
<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.12.032>
- Fossati, J. P., Galarza, A., Martín-Villate, A., & Fontán, L. (2015). A method for optimal sizing energy storage systems for microgrids. *Renewable Energy*, 77, 539–549.
<https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.12.039>
- Frérot, A. (2014a). Economía Circular y eficacia en el uso de los recursos. *Robert-Schuman.Eu*. Retrieved from <http://keepontrack.eu/contents/>
- Frérot, A. (2014b). Economía circular y eficiencia en el uso de los recursos: un motor de crecimiento económico para Europa. *Cuestion de Europa*. *Fondation Robert Schuman*, 10. Retrieved from <https://www.robert-schuman.eu/es/doc/questions-d-europe/qe-331-es.pdf>

- FUNDACION ENERGIAS RENOVABLES. (2019). *Escenario, políticas y directrices para la transición energética*. Madrid. Retrieved from www.fundacionrenovables.org
- García Gorriá, A. (2017). *TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN LA RED ELÉCTRICA (Energy storage technologies in the electricity grid)*. Universidad de Cantabria.
- Gerehou, M. (2016, April 17). Seis cifras para los que niegan que hay pobreza energética en España. *El Diario.Es*, p. 4. Retrieved from www.eldiario.es
- German Federal Association of energy and water industri. (2012). *Competition in 2012*. Berlin. Retrieved from www.bdew.de
- German renewable energy agency. (2010, October). Value creation for local communities through renewables energies. *Renews Special. Berlin*. Retrieved from www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/46_renews_special_valuecreation_for_local_communities.pdf
- Ghuri, P., Gronhaug, K., & Strange, R. (2020). *Research Methods in Business Studies*. (C. University, Ed.) (5^a). London: Cambridge University Press.
- Gipe, P. (2012). Citizen Power. Retrieved from www.windworks.org
- Glaser, B. G., & Strauss, A. L. (1967). *The Discovery of Grounded Theory: Strategies for Qualitative Research. Observations* (Vol. 1). New Brunswick (USA): Aldine Transaction. <https://doi.org/10.2307/2575405>
- Go 100 percent. (2016). Region of upper Austria. *Go100percent.Org. Santa Mónica (CA)*. Retrieved from http://www.go100percent.org/cms/index.php?id=70&tx_ttnews%5Btt_news%5D=41
- Gobierno Austriaco. (2013). Klima und energiefonds Österreich. Viena. Retrieved from www.klimaundenergiefonds.gv.at
- Gobierno Vasco. (2010). Litología y permeabilidad de la CAPV, 0, 3. Retrieved from <https://www.geo.euskadi.eus/geograficos/litologia-y-permeabilidad/s69-geodir/es/>
- Gobierno Vasco. (2019). *Ley Vasca de sostenibilidad energética de la CAPV. Régimen Local. Esquemas* (Vol. 1087). Spain: BOPV nº 42 de 28 de febrero de 2019. <https://doi.org/10.2307/j.ctv9zchd1.4>

- Gobierno Vasco. (2020). Indicadores municipales de sostenibilidad_ Estructura Económica - Gobierno Vasco - Euskadi. Datos de cierre de 2017. Vitoria- Gasteiz: Euskadi.eus. Retrieved from <http://www.euskadi.eus/indicadores-municipales-de-sostenibilidad-dinamismo-economico/web01-ejeduki/es/>
- Goldsmith, E. R. D. (1972). *A blueprint for survival*. Richmond: San Francisco State University.
- Goleman, A., Richard, B., & Mckee, D. (2017). Arranca el plan contra la pobreza energética en España. *El Confidencial*, 53(9). Retrieved from https://brands.elconfidencial.com/sociedad/2017-07-24/plan-pobreza-energetica-espana-gas-natural_1418471/
- González González, C. E., & Sidrach de Cardona Ortin, M. (2018). Analisis Comparativo De Bonificaciones Fiscales Al Autoconsumo. *Fundación Energías Renovables*, 1–104. Retrieved from www.fundacionrenovables.org
- González Ríos, I. (2017). Actuales desafíos en ahorro y eficiencia energética en España : Incidencia en la Protección Ambiental Present challenges concerning energy savings and energy efficiency in Spain : The Environmental Dimension. *Revista Electronica De Direito Publico Publica*, 4, 1–25. Retrieved from <http://www.scielo.mec.pt/pdf/epub/v4n2/v4n2a16.pdf>
- Grandjean, A. (2012). La transition écologique: comment? *S.E.R. Études*, 416, 439 a 448. Retrieved from <https://www.cairn.info/revue-etudes-2012-4-page-439.htm>
- Grubler, A., Bai, X., Buettner, T., Dhakal, S., Fisk, D., Ichinose, T., ... Weisz, H. (2012). Urban Energy Systems - Toward a Sustainable Future. *Global Energy Assessment2*, 1307–1400. Retrieved from http://www.iiasa.ac.at/web/home/research/Flagship-Projects/Global-Energy-Assessment/GEA_Chapter18_urban_hires.pdf
- Guacaneme, J. A., Velasco, D., & Trujillo, C. L. (2014). Revisión de las características de sistemas de almacenamiento de energía para aplicaciones en micro redes. *Informacion Tecnologica*. <https://doi.org/10.4067/S0718-07642014000200020>
- Guerrero, F., Yebra-Rodriguez, Á., Olivares-Bremond, L., Jimenez-Melero, R., & Wilker, F. (2016). Sostenibilidad 360º: pinceladas para entender el concepto. *Revista de Antropología Experimental*, 35–57. Retrieved from <http://revistaselectronicas.ujaen.es/index.php/rae>

- Guerrero Fernández, A. (2010). *Componentes de una instalación solar fotovoltaica*. McGraw-Hill. Retrieved from <https://www.mheducation.es/bcv/guide/capitulo/8448171691.pdf>
- Guevara Díaz, J. M. (2013). Cuantificación del perfil del viento hasta 100 m de altura desde la superficie y su incidencia en la climatología eólica. *Terra Nueva Etapa*, XXIX(46), 81–101. Retrieved from http://ve.scielo.org/scielo.php?pid=S1012-70892013000200006&script=sci_arttext
- Guillaumet, M. P. (2018). *Modelización urbana para la planificación energética: el caso de Escaldes-Engordany*. UPC.
- Haberl, H., Erb, K. H., & Krausmann, F. (2001). How to calculate and interpret ecological footprints for long periods of time: The case of Austria 1926-1995. *Ecological Economics*, 38(1), 25–45. [https://doi.org/10.1016/S0921-8009\(01\)00152-5](https://doi.org/10.1016/S0921-8009(01)00152-5)
- Hartley, J. F. (1994). Case studies in organizational research. In *Qualitative Methods in Organizational Research: A Practical Guide*, 208–229.
- He, H., Qu, Q., & Li, J. (2013). Numerical simulation of section systems in the Pelamis wave energy converter. *Advances in Mechanical Engineering*, 2013, 1–8. <https://doi.org/10.1155/2013/186056>
- Healy, M., & Perry, C. (2000). *Comprehensive criteria to judge validity and reliability of qualitative research within the realism paradigm*. *Qualitative Market Research: An International Journal* (Vol. 3). MCB UP Ltd. <https://doi.org/10.1108/13522750010333861>
- Hernández-Sampieri, Roberto & Mendoza Torres, P. (2018). METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN: LAS RUTAS CUANTITATIVA, CUALITATIVA Y MIXTA - Roberto Hernandez Sampieri - Google Libros. *Mac Graw Hill Education*. Retrieved from [https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=5A2QDwAAQBAJ&oi=fnd&pg=PP1&dq=METODOLOGÍA+DE+LA+INVESTIGACIÓN+sampieri&ots=Ti_j_SVjJ6&sig=4Ri-zeqkaAst48r7fPCXj-_5tww#v=onepage&q=METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN sampieri&f=false%0Ahttps://books.google.es/books?h](https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=5A2QDwAAQBAJ&oi=fnd&pg=PP1&dq=METODOLOGÍA+DE+LA+INVESTIGACIÓN+sampieri&ots=Ti_j_SVjJ6&sig=4Ri-zeqkaAst48r7fPCXj-_5tww#v=onepage&q=METODOLOGÍA+DE+LA+INVESTIGACIÓN+sampieri&f=false%0Ahttps://books.google.es/books?h)
- Hernández Sampieri, R., Baptista Lucio, P., & Fernández Collado, C. (2010). *Metodología de la Investigación*. McGraw-Hill Interamericana (11ª). México. Retrieved from

https://s3.amazonaws.com/academia.edu.documents/38911499/Sampieri.pdf?response-content-disposition=inline%3Bfilename%3DSampieri.pdf&X-Amz-Algorithm=AWS4-HMAC-SHA256&X-Amz-Credential=AKIAIWOWYYGZ2Y53UL3A%2F20200307%2Fus-east-1%2Fs3%2Faws4_request&X-Amz-Da

Hilario, A., Gilabert, V., Arz, J. A., & Arenillas, I. (2016). Estudio bioestratigráfico con foraminíferos planctónicos del Santoniense-Campaniense en la sección de Deba-Zumaia (Gipuzkoa): Nueva biozonación con heterohelícidos, 71–74.

Hofierka, J., & Šúri, M. (2002). The solar radiation model for Open source GIS: implementation and applications. In *Proceedings of the Open source GIS - GRASS users conference*. Retrieved from http://www.ing.unitn.it/~grass/conferences/GRASS2002/proceedings/proceedings/pdfs/Hofierka_Jaroslav.pdf

Huld, T., Müller, R., & Gambardella, A. (2012). A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa. *Solar Energy*, 86(6), 1803–1815. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2012.03.006>

Huybrechts, B., & Mertens, S. (2014). The relevance of the cooperative model in the field of renewable energy. *Annals of Public and Cooperative Economics*. <https://doi.org/10.1111/apce.12038>

Ibañez, M. (2018). OCEANOGRAFIA DEL GOLFO DE VIZCAYA (EN ESPECIAL REFERIDA A LA COSTA VASCA). *Journal of Chemical Information and Modeling*, 53(9), 1689–1699. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>

Ibarra-Berastegi, G., Saénz, J., Esnaola, G., Ezcurra, A., & Ulazia, A. (2015). Short-term forecasting of the wave energy flux: Analogues, random forests, and physics-based models. *Ocean Engineering*. <https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2015.05.038>

Ibarra-Berastegi, G., Sáenz, J., Ulazia, A., Serras, P., Esnaola, G., & Garcia-Soto, C. (2018). Electricity production, capacity factor, and plant efficiency index at the Mutriku wave farm (2014–2016). *Ocean Engineering*, 147(September 2017), 20–29. <https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2017.10.018>

IDAE. (2011). *Atlas eólico de España. Estudio técnico PER 2011-2020*. Madrid. Retrieved from https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_e4_atlas_eolico_A

_9b90ff10.pdf

- IDAE. (2012). *Guía Técnica. Guía técnica de instalaciones de climatización con equipos autónomos*. <https://doi.org/10.1126/science.1076535>
- IDAE. (2015). *Condiciones administrativas y técnicas para instalaciones de autoconsumo*. Madrid. Retrieved from <http://www.minetur.gob.es/energia/desarrollo>
- IHOBE. (2012). *ECO EUSKADI 2020. Diagnóstico de situación para una Euskadi sostenible en 2020*. Vitoria-Gasteiz. Retrieved from www.ecoeuskadi2020.net
- Imaz, J. J. (2020). Repsol lanza la primera gran comunidad solar de España. Retrieved from https://cincodias.elpais.com/cincodias/2020/04/30/companias/1588242267_116605.html
- Infante, M. (2000). *Las hepáticas y antocerotas (Marchantiophyta y Anthocerotophyta) en la Comunidad Autónoma del País Vasco*. Basque Country University. Retrieved from <https://www.ehu.es/ojs/index.php/Guineana/article/view/20452>
- Instituto Nacional de Estadística. (2020). *Contabilidad Nacional Trimestral de España : principales agregados Primer trimestre de 2019 . Avance Principales resultados Instituto Nacional de Estadística Evolución intertrimestral e interanual del PIB (Vol. 2019)*. Madrid. Retrieved from www.ine.es
- Instituto Nacional de Estadística. (2019). *Cálculo de variaciones del Índice de Precios de Consumo*. [Http://Www.ine.es/Varipc/](http://www.ine.es/Varipc/). Retrieved from www.ine.es
- International Energy Agency. (2019). *World Energy Outlook 2019*. International Energy Agency. [https://doi.org/DOE/EIA-0383\(2012\)](https://doi.org/DOE/EIA-0383(2012)) U.S.
- INTERREG IVC Project Renergy. (2015). *Report on "Renergy Methodology: selfassessment analysis-guidelines for project partners*. <https://doi.org/10.1016/0031>
- IRENA. (2016). *Renewable Energy in Cities. Cities, Towns and Renewable Energy: Yes in My Front Yard (Vol. 9789264076)*. Abu Dhabi. <https://doi.org/10.1787/9789264076884-en>
- IRENA (International Renewable Energy Agency). (2013). *Lessons from Denmark*. Copenhagen. Retrieved from www.irena.org

- Ivner, J. (2009). *Municipal Energy Planning - Scope and Method Development*. Linköping University, Linköping. Retrieved from <http://www.iei.liu.se/envtech>
- Ivner, J., Björkjund, A. E., Dreborg, K.-H., Johansson, J., Viklund, P., & Wiklund, H. (2010). *New tools in local energy planning: experimenting with scenarios, public participation and environmental assessment*. Linköping: Linköping University. Retrieved from <http://dx.doi.org/10.1080/13549830903527639>
- Ivner, J., Björklund, A. E., Dreborg, K.-H., Johansson, J., Viklund, P., & Wiklund, H. (2010). New tools in local energy planning: experimenting with scenarios, public participation and environmental assessment. *Local Environment*, 15(2), 105–120. <https://doi.org/10.1080/13549830903527639>
- Jiménez Andres, L., Lluna Arriagia, A., Monreal Tolmo, J., & Lagarda, A. L. (2017). *SISTEMA DE GESTIÓN ENERGÉTICO AMBIENTAL INTELIGENTE PARA LA CONSECUCCIÓN DE ÁREAS OPTIMIZADAS ENERGÉTICAMENTE EN LAS SMART CITIES. WPS Review International on Sustainable Housing and Urban Renewal (RI-SHUR) WPS RI-SHUR, nº5, 2017, vol.1, ISSN: 2387-1768 86 (Vol. 1)*.
- Jover Couce, F. M. (2012). *Análisis de viabilidad de un parque eólico offshore.pdf*. Madrid.
- Justice and Environment. (2011). *Climate change Legislation Austria*. Brno. Retrieved from [http://www.justiceandenvironment.org/_files/file/2011 CC AT%281%29.pdf](http://www.justiceandenvironment.org/_files/file/2011%20CC%20AT%281%29.pdf)
- Kahen, G. (1995). Integrating Energy Planning and Techno-Economic Development: A Solid Basis for the Assessment and Transfer of Energy Technology to Developing Countries. In *The First Joint International Symposium - Energy Models for Policy and Planning* (pp. 1–18). London: Imperial College, University of London. Retrieved from https://www.mendeley.com/research/integrating-energy-planning-technoeconomic-development-solid-basis-assessment-transfer-energy-techno/?utm_source=desktop&utm_medium=1.17.6&utm_campaign=open_catalog&userDocumentId=%257B0faceb2b-5844-449e-baa5-7a30a680356c
- Klaus, T., Vollmer, C., & Werner, K. (2009). *Energy target 2050: 100% renewable electricity supply*. Dessau-Roblau. Retrieved from www.eltdatam.de
- L'Assemblée Nationale. (2015). *LOI POUR LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE*. Paris. Retrieved from legifrance.gouv.fr

- Laitner, J. A., DeCanio, S. J., Koomey, J. G., & Sanstad, A. H. (2013, June). Room for improvement: increasing the value of energy modeling for policy analysis. *Utilities Policy*, 11(2), 87–94. [https://doi.org/10.1016/S0957-1787\(03\)00020-1](https://doi.org/10.1016/S0957-1787(03)00020-1)
- Latorre, A. (2003). *La investigación-acción*. Graó (Graó). Madrid. Retrieved from http://www.academia.edu/download/35282480/11_Latorre-Inv-Acc-cap-1.pdf
- Latour, B. (2009). Ciencia en Acción. *Ágora Flacso Andes*, 1–22. Retrieved from http://www.academia.edu/download/35282480/11_Latorre-Inv-Acc-cap-1.pdf
- Lauber, V., & Jacobsson, S. (2016). *The politics and economics of constructing, contesting and restricting socio-political space for renewables – The German Renewable Energy Act*. Dorchester, UK. Retrieved from www.sciencedirect.com
- Lázaro Touza, L., González Enríquez, C., & Escribano Francés, G. (2019). *Los españoles ante el cambio climático*. MADRID.
- Lehaney, B., & Paul, R. J. (1994). Using Soft Systems Methodology to Develop a Simulation of Out-Patient Services. *The Journal of the Royal Society for the Promotion of Health*, 114(5), 248–251. <https://doi.org/10.1177/146642409411400507>
- Leidreiter, A., Moss, D., & Markus, G. (2013). *From vision to action: A workshop report on 100% Renewable Energies in European Regions*. (Climate Service Center, Ed.). Hamburg: Climate service center. Retrieved from www.climate-service-center.de
- Leidreiter et al, A. (2015). 100 % Renewable Energy : Boosting Development in Morocco (p. 28). Hamburg: World Future Council Foundation. Retrieved from www.worldfuturecouncil.org
- Lim, B., Spanger-siegfried, E., Burton, I., Malone, E. L., & Huq, S. (2005). *ADAPTATION POLICY FRAMEWORKS FOR CLIMATE CHANGE : DEVELOPING STRATEGIES, POLICIES AND MEASURES*. Cambridge University Press.
- Linares, P., & Labandeira, X. (2014). *Pobreza Energética en España Análisis económico y propuestas de actuación*. *Economics for Energy*. Retrieved from www.eforenergy.org
- Linares, Pedro. (2012). *La sostenibilidad del modelo energético español*.
- Lizundia, I., Etxepare, L., Sagarna, M., & Uranga, E. J. (2018). *El coste de la*

- obligatoria rehabilitación energética de la vivienda colectiva : ¿ un problema social ?* (Vol. 70). <https://doi.org/https://doi.org/10.3989/ic.59856> EI
- López Cerezo, J. A. (2005). Participación ciudadana y cultura científica. *Arbor*, 180(715), 351–362. <https://doi.org/10.3989/arbor.2005.i715.417>
- Maegaard, P. (2012). 50 Integrated Systems to Reduce Global Warming. In *Climate Change Mitigation* (pp. 1891–1943). Hurup Thy: Springer Science +Business Media. <https://doi.org/10.1007/978-1-4419-7991-9>
- Máiquez, M. (2010). La lista más negra: más de 130 desastres por vertidos de petróleo desde 1960. *Tierra Viva Clima, Sostenibilidad y Medio Ambiente*.
- Manwell, J. F., McGowan, J. G., & Rogers, A. L. (2009). *Wind energy explained theory, design and application*. (2nd ed.). Chichester, West Sussex. Retrieved from www.wiley.com
- Martínez, Á. (2016). Las verdaderas causas de la " pobreza energética ": el paro y el coste político de la luz. *Libre Mercado. Madrid*, 3. Retrieved from www.libremercado.com
- Martínez Carazo, P. C. (2006). El metodo de estudio de caso: estrategia metodológica de la investigación científica. *Pensamiento y Gestión*, N20, 29. Retrieved from http://ciruelo.uninorte.edu.co/pdf/pensamiento_gestion/20/5_El_metodo_de_estudio_de_caso.pdf
- Mas Consulting Trends. (2014). *La Pobreza energética : Análisis y soluciones*. Madrid. Retrieved from www.masconsulting.es
- Master-D. (2013). *Energía Solar y Eólica. Dimensionamiento de una instalación de energía solar térmica*. Madrid. Retrieved from <https://www.slideshare.net/osito2012/automatismos-electricos-82284544>
- Merriam, S. B. (1988). *Case study research in education: a qualitative approach*. Retrieved from www.psycnet.apa.org
- MINETUR. (2016). *La Energía en España 2015*. (Minetur, Ed.). Madrid: Minetur. Retrieved from www.minetad.gob.es
- Ministerio para la Transición ecológica. (2019a). *Anteproyecto-Ley-Cambio-Climatico-Transicion-Energetica*. España. Retrieved from <https://s03.s3c.es/imag/doc/2018-11-15/Anteproyecto-Ley-Cambio-Climatico-Transicion-Energetica.pdf>

- Ministerio para la Transición ecológica. (2019b). *Estrategia para una transición ecológica justa*. Ministerio para la transición ecológica. España. Retrieved from www.miteco.gob.es
- Ministerio para la Transición ecológica. (2019c). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima*. IDAE. España. Retrieved from www.idae.es
- Ministerio para la Transición Ecológica. (2018). *Huella de Carbono 2016*. Madrid. Retrieved from www.miteco.gob.es
- Mº de Industria, energía y turismo. (2015). *Condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo*. España: Boletín Oficial del Estado. Retrieved from www.boe.es
- Mº für Lebenswertes österreich). (2016). Climate and energy. Retrieved from www.klimaaktiv.at
- Moreno Berrocal, J. M. (2017). Regulación y competencias del sector energético español. Retrieved October 19, 2016, from www.eoi.es
- Morris, C., & Jungjohann, A. (2016). *Energy Democracy: Germany's Energiewende to Renewables*. (P. Macmillan, Ed.) (1ª). Freiburg. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-31891-2>
- Morris, C., & Pehnt, M. (2001). La Energiewende Alemana, (10), 132–151. [https://doi.org/10.1016/S0025-6196\(11\)63845-7](https://doi.org/10.1016/S0025-6196(11)63845-7)
- Morris, C., & Pehnt, M. (2012). Energy Transition: The German Energiewende. *Heinrich Bill Stiftung*.
- Müller, M. O., Stämpfli, A., Dold, U., & Hammer, T. (2011). Energy autarky: A conceptual framework for sustainable regional development. In Elsevier (Ed.), *Energy Policy* (Vol. 39, pp. 5800–5810). Amsterdam: Elsevier Ltd. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2011.04.019>
- Muñoz Gómez, R. (2017). *El autoconsumo : Economía eléctrica sostenible*. Universitat d'Alacant-Universidad de Alicante.
- Navarro Rodríguez, P. (2013, November). Distribución de competencias en materia de Energía en España. *Actualidad Administrativa*. Sevilla, 11. Retrieved from juntadeandalucia.es

- Neil, S. P., & Reza Hashemi, M. (2018). Fundamentals of Ocean Renewable Energy. Generating electricity from the sea. *Science Direct*, 1–30.
<https://doi.org/10.1016/B978-0-12-810448-4.00001-X>
- Noel, C., Viala, C., & Stephan, Y. (2012). BACKGROUND ENVIRONMENT AND EXAMPLE OF REAL DATA IN THE BAY OF BISCAY. *French Service Hydrographique et Océanographique de La Marine*. Retrieved from <http://www.semantic-ts.fr/articles/publis/joe.htm>
- Nordensvärd, J., & Urban, F. (2015). The stuttering energy transition in Germany: wind energy policy and feed-in tariff lock-in. In Elsevier Ltd (Ed.), *Energy Policy* (2015th ed., pp. 156–165). Southampton: Elsevier Ltd.
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.03.009>
- NREL. (2020). Buildings Research Sets Foundation for Future Design. Retrieved April 20, 2020, from <https://www.nrel.gov/index.html>
- Nuevo modelo energético. (2018). Memoria de actividades y Documento Base. Madrid. Retrieved from www.nuevomodeloenergetico.org
- OCU. (2013, December). Precios de la Energía. *Revista OCU. Madrid*, 4. Retrieved from www.ocu.es
- Oekonews. (2013). Burgenland is the first wind power autonomus province. *Oekonwes*, 5/02/2013, 3. Retrieved from http://www.oekonews.at/index.php?mdoc_id=1077187
- Olivares, A. (2017, July). La seguridad energética en la Unión Europea : ¿ un modelo a imitar ? *Estudios Internacionales* 187, 187, 43–84. <https://doi.org/ISSN 0716-0240>
- Olmo, B. C. del. (2009). Explotación del potencial de energía del oleaje en función del rango de trabajo de prototipos captadores. *Universitat Politècnica de Catalunya*. Barcelona. Retrieved from <http://upcommons.upc.edu/handle/2099.1/8720>
- Ordóñez, J., Jdraque, E., Alegre, J., & Martínez, G. (2010). Analysis of the photovoltaic solar energy capacity of residential rooftops in Andalusia (Spain). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.01.001>
- Österreichisches institut für wirtschaftsforschung -WIFO-. (2012). *Economic effects of measures to improve energy efficiency and the participation of renewable energies in the Austrian regions*. Viena. Retrieved from

3B2-V

- Poveda, M. (2007). Eficiencia Energética: Recurso no aprovechado. *Latin American Energy Organization*, 25.
- Rae, C., & Bradley, F. (2012). Energy autonomy in sustainable communities—A review of key issues. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(9), 6497–6506. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.08.002>
- Ramírez Domínguez, K. (2007). *Nuevo regionalismo, cooperación energética y el desarrollo de una estrategia energética Global*: Universidad Complutense de Madrid.
- Red eléctrica de España. (2015). *El sistema eléctrico español - Avance 2015*. Madrid. Retrieved from www.ree.es
- Red Eléctrica de España. (2019). *Avance ISE 2018. El sistema Eléctrico Español* (Vol. 1). MADRID. Retrieved from https://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/Informes SistemaElectrico/2019/Avance_ISE_2018.pdf
- Red Eléctrica Española, & El Economista. (2017). La nueva ley de cambio climático y transición energética. In *Cambio climático y transición energética* (p. 23). Retrieved from https://www.ree.es/.../files/Cambio_climatico_y_transicion_energetica.pdf
- Réseau de Transport d'Electricité. Mix électrique (2019). Paris, 2019. Retrieved from <https://rte-france.com>
- Richter, M. (2013). *German utilities and distributed PV: How to overcome barriers to business model innovation*. *Renewable Energy* (Vol. 55). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.12.052>
- Riutort Isern, S. (2015). *Reapropiación Popular de la Energía en los Albores de una Transición Incierta. Una Contribución a partir del Análisis de Caso de Som Energia*. Universitat de Barcelona. Retrieved from <http://www.tdx.cat/handle/10803/380162>
- Robson, C., & McCartan, K. (2002). *Real World Research: A resource for users of social research methods in applied settings*. (P. Trento, Ed.) (4^a). London: Blackwell Publishers. Retrieved from www.britishlibrary
- Roca, J. A. (2020). La pobreza energética en Europa : así tratan los países a los

consumidores más vulnerables. *El Periódico de La Energía*, p. 2. Retrieved from <https://elperiodicodelaenergia.com/la-pobreza-energetica-en-europa-asi-tratan-los-paises-a-los-consumidores-mas-vulnerables/>

Rodríguez, F., Fleetwood, A., Galarza, A., & Fontán, L. (2018). Predicting solar energy generation through artificial neural networks using weather forecasts for microgrid control. *Renewable Energy*, 126, 855–864.
<https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.03.070>

Rodríguez, F., Florez-Tapia, A. M., Fontán, L., & Galarza, A. (2020). Very short-term wind power density forecasting through artificial neural networks for microgrid control. *Renewable Energy*, 145, 1517–1527.
<https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.07.067>

Rodríguez Hidalgo, M. C., Rodríguez Aumente, P. A., Lecuona, A., Gutiérrez Urueta, G. L., & Ventas, R. (2011). Flat plate thermal solar collector efficiency: Transient behavior under working conditions. Part I: Model description and experimental validation. *Applied Thermal Engineering*, 31(14–15), 2394–2404.
<https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2011.04.003>

Ruá, M. J., Huedo, P., Braulio, M., & López-Mesa, B. (2018). *Nuevos enfoques en la rehabilitación energética de la vivienda hacia la convergencia europea*. (P. de la U. de Zaragoza, Ed.). Zaragoza. Retrieved from https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=Lr2GDwAAQBAJ&oi=fnd&pg=PA8&dq=modelo+energético&ots=0whfmHQp_g&sig=6PHPeVq8TgbqK0J4jwUztU5ALMA#v=onepage&q=modelo+energético&f=false

Ruiz, E., & Martínez, M. (2015). Hidrología aplicada: Tema 5. Escorrentía, 57. Retrieved from https://ocw.ehu.eus/pluginfile.php/4576/mod_resource/content/1/...
· A

Sáfián, F. (2014). *Modelling the Hungarian energy system-The first step towards sustainable energy planning* (Vol. 69). Budapest.
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.067>

Salmerón, J. M., Cerezuela, A., & Salmerón, R. (2010). IDAE. Escala de calificación energética Edificios existentes. Madrid (2010). *Idae - Instituto Para La Diversificación y Ahorro de La Energía*, 5(1), 1–148. Retrieved from https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11261_EscalaCalifEnerg_EdifExistentes_2011_accesible_c762988d.pdf

- Sánchez de Tembleque, L. J., & Morata, F. (2009). *Promoviendo un nuevo modelo energético* (2009th ed.). *Energía del siglo XXI: perspectivas europeas y tendencias globales*. Barcelona: Institut Universitari d'Estudis Europeus. Retrieved from www.iuee.eu
- Sánchez Llano, P. (2017). *Análisis de escenarios energéticos para el Mix de generación eléctrica en la España peninsular del 2050*. Escuela Superior de Ingenieros de Minas.
- Sandín Esteban, M. (2000). Criterios de validez en la investigación cualitativa: de la objetividad a la solidaridad. *Revista de Investigación Educativa, RIE*, 18(1), 223–242. Retrieved from <https://revistas.um.es/rie/article/view/121561>
- Sarabia Sánchez, F. J. (1999). *Metodología para la investigación en marketing y dirección de empresas*. (E. Pirámide, Ed.) (Fundación). Madrid.
- Sass, I., Brehm, D., Coldewey, W. G., Dietrich, J., Klein, R., Kellner, T., ... Wesche, D. (2010). *Shallow Geothermal Systems - Recommendations on Design, Construction, Operation and Monitoring*. John Wiley & Sons.
- Scheffran, J., Burrougs, J., & Leidreiter, A. (2015). *CLIMATE-NUCLEAR* (segunda, a). Prague.
- Secretaría Confederal de Medio Ambiente y Movilidad de CCOO. (2018). *Evolución de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero en España*. MADRID. Retrieved from https://www.nodo50.org/termicasno/descargas/emisiones_gases.pdf
- Segador Vega, C. (2017). *Análisis cualitativo y cuantitativo del comportamiento energético de los municipios de la provincia de Badajoz (España)*. Universidad de Extremadura.
- Serrano Lasa, I., Torre Garaizabal, I., & Eguren Egiguren, J. A. (2005). Desarrollo de un método para la implantación de Ecosistemas Industriales a nivel comarcal. In *IX Congreso de Ingeniería de Organización* (p. 7). Gijón.
- SMA Solar Technology AG. (2015). Performance ratio. Retrieved from <https://pdfs.semanticscholar.org/e9fe/e1ab2f58cf36956aac51ee422dafdc6eda20.pdf>
- Smith, C. (1999). *The Science of energy, a cultural history of energy physics in Victorian Britain*. London. <https://doi.org/10.1353/vic.2001.0065>
- Smith, P., Davis, S. J., Creutzig, F., Fuss, S., Minx, J., & Gabrielle, B. (2016).

- Biophysical and economic limits to negative CO₂ emissions. *Nature Climate Change*.
- Solera Ureña, M. (2017). *CRISIS POLÍTICAS Y DESEQUILIBRIOS ESTRUCTURALES DE UNA TRANSFORMACIÓN SISTÉMICA DEL PARADIGMA ENERGÉTICO...* UNED. Retrieved from e-spacio.uned.es
- Solomon, B. D., & Krishna, K. (2011). *The coming sustainable energy transition: History, strategies, and outlook. Energy Policy* (Vol. 39). Michigan U.S.
<https://doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2011.09.009>
- Sotelo Navalpotro, J. A. (2002). Desarrollo y medioambiente en Europa: La política energética comunitaria. *Observatorio Medioambiental*, 5, 279–328. Retrieved from <https://revistas.ucm.es/index.php/OBMD/article/viewFile/OBMD0202110279A/21762>
- Staff Commission. (2015). State of the energy union, 2015. In U.E. (Ed.) (p. 13). Brussels, 18-11-2015: U.E. Retrieved from <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52015SC0239&from=EN>
- Stake, R. (1998). *Investigación con estudio de casos*. (Ediciones Morata SRL, Ed.) (3^a edición). Madrid: Sage Publications Inc. Retrieved from academia.edu
- Stella, D. (2013). *Pobreza energética: la coyuntura española*. Barcelona. Retrieved from <http://hdl.handle.net/2099.1/20592>
- Stocker, A., Großmann, A., Madlener, R., & Ingo, M. (2011). *Sustainable energy development in Austria until 2020 : Insights from applying the integrated model “e3 . at .”* *Energy Policy* (Vol. 39). Elsevier.
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.07.009>
- Stringer, E. T. (2014). *Action Research*. Thousand Oaks, California: Sage Publications Inc. Retrieved from https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=Vp52AwAAQBAJ&oi=fnd&pg=PP1&dq=Action+research&ots=RPOggrKH_F&sig=kmmFnTljxJr8lcLgS98W1HVVWxtw
- Šúri, M., Huld, T., Dunlop, E. D., & Ossenbrink, H. A. (2007). Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries. *Solar Energy*, 81(10), 1295–1305.
<https://doi.org/10.1016/j.solener.2006.12.007>
- Swedish Energy Agency. (2006). *Planes de energía*. Estocolmo, Sweden. Retrieved

from www.energimyndigheten.se

- Teresa, P., & Al, R. (2016). *La transición energética en Francia: ¿Un ejemplo para España? - Medio Ambiente - Diario digital Nueva Tribuna*. Retrieved from <http://www.nuevatribuna.es/articulo/medio-ambiente/transicion-energetica-francia-ejemplo-espana/20140906134814106888.html>
- Thomas, S., Suerkemper, F., & Adisom, T. (2015). *Energy Efficiency watch. Country Report Sweden. European Union*. Luxemburg. https://doi.org/10.1007/978-94-015-3859-6_30
- Timmons, D., Harris, J. M., & Brian, R. (2014). *The Economics of Renewable Energy*. (Tufts University, Ed.), *Renewable Energy* (Vol. No. 15081). Medford, MA: Global Development and Environment Institute. <https://doi.org/10.3386/w15081>
- Tirado Herrero, S., Jimenez Meneses, L., López Fernández, J. L., & Martín García, J. (2014). *Pobreza Energética en España. Análisis de tendencias*. Madrid. Retrieved from www.cienciasambientales.org.es
- Tirole, J. (2014). Quelle transition énergétique? *La Documentacion Française*, 3097(86), 149–155.
- UDALMAP, G. V. (2019). *Datos energéticos de renovables*. Vitoria- Gasteiz.
- Ulazia, A., Penalba, M., Ibarra-Berastegui, G., Ringwood, J., & Saénz, J. (2017). Wave energy trends over the Bay of Biscay and the consequences for wave energy converters. *Energy*, 141, 624–634. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.09.099>
- Ulazia, A., Saenz, J., & Ibarra-Berastegui, G. (2016). *Sensitivity to the use of 3DVAR data assimilation in a mesoscale model for estimating offshore wind energy potential. A case study of the Iberian northern coastline*. *Applied Energy* (Vol. 180). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.08.033>
- Ulazia, A., Sáenz, J., Ibarra-Berastegui, G., González-Rojí, S. J., & Carreno-Madinabeitia, S. (2017). Using 3DVAR data assimilation to measure offshore wind energy potential at different turbine heights in the West Mediterranean. *Applied Energy*, 208, 1232–1245. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2017.09.030>
- Unión Europea. (2009). *Directiva 2009/28/CE*. U.E.: Parlamento Europeo. Diario Oficial de la Unión Europea.
- Unión Europea. (2018). *Energía, Invertir en un futuro energético sostenible para Europa*. Retrieved from https://europa.eu/european-union/topics/energy_es

- United Nations. (1992). *Comisión Técnica de Desarrollo Sostenible*. Rio de Janeiro.
Retrieved from
https://sustainabledevelopment.un.org/content/dsd/resources/res_docukeyconf_eartsumm.shtml
- United Nations. (2015). *17 Objetivos para transformar nuestro mundo. Derecho Global. Estudios sobre Derecho y Justicia*. <https://doi.org/10.32870/dgedj.v0i6.106>
- URA. (2012). Plan Hidrológico de la Demarcación Hidrográfica del Cantábrico Oriental Cantábrico Oriental 2010-2021.
- Urrutia Azkona, K., Fontán Agorreta, L., & Díez Trinidad, F. J. (2018). SMART ZERO CARBON CITY READINESS LEVEL: SISTEMA DE INDICADORES PARA EL DIAGNÓSTICO DE LAS CIUDADES EN SU CAMINO HACIA LA DESCARBONIZACIÓN Y SU APLICACIÓN EN PAÍS VASCO. *DYNA*, 332–338. <https://doi.org/10.6036/8476>
- VanBeeck, N. (2003). *A new decision support method for local energy planning in developing countries*. Tilburg University. Retrieved from www.mendeley.com
- Villarig Tomás, J. M. (2017). ¿Cuál es la realidad del modelo energético español? *Energía Bolivia*, 4. Retrieved from www.energiabolivia.com
- Villarreal Larrinaga, O., & Landeta Rodríguez, J. (2010). El Estudio de Casos como Metodología de Investigación Científica en Dirección y Economía de la empresa. *Investigaciones Europeas de Dirección y Economía de La Empresa*, 16(3), 31–52. [https://doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/S1135-2523\(12\)60033-1](https://doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/S1135-2523(12)60033-1)
- Watson, R., Zonyowera, M., & Moss., R. (1996). *Tecnologías, Políticas Y Medidas Para Mitigar El Cambio Climático. Documento técnico I del IPCC*.
- Wessex. (2019). Energy and Sustainability 2019. In *Energy and Sustainability 2019*. Coimbra. Retrieved from <https://www.wessex.ac.uk/conferences/2019/energy-and-sustainability-2019>
- Willis, N. J., & Griffiths, H. D. (2007). *Advances in Bistatic Radar - Google Libros*. (N. J. W. and H. D. Griffiths, Ed.). Raleigh, NC: Sci Tech Publishing, Inc. Retrieved from <https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=HZYOVhgOmzwC&oi=fnd&pg=PP11&dq=Willis,+N.J.,+2007&ots=k5Sbuf8vwQ&sig=JnLb9L3kK39euDMA8tooblELsmE#v=onepage&q=Willis%2C N.J.%2C 2007&f=false>
- Xylia, M. (2016). *Is energy efficiency the forgotten key to successful energy policy?:*

Investigating the Swedish case. KTH Royal Institute of Technology, Stockholm, Stockholm.

- Yamaguchi, A., & Ishihara, T. (2014). Assessment of offshore wind energy potential using mesoscale model and geographic information system. *Renewable Energy*, 69, 506–515. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.02.024>
- Yin, R. K. (2003). *Case study research. Design and Methods.* (D. S. Foster, Ed.) (3^a). London: SAGE Publications.
- Yin, R. K. (2013). Validity and generalization in future case study evaluations. *On Line*, 19(3), 321–332. <https://doi.org/10.1177/1356389013497081>
- Zuñiga Cortes, F. A., Caicedo Bravo, E. F., & López Santiago, D. M. (2017). Gestión óptima de la potencia eléctrica en una microgrid conectada, basada en el algoritmo genético para optimización multiobjetivo MOGA. *Revista UIS Ingenierías*, 15(2), 17–33. <https://doi.org/10.18273/revuin.v15n2-2016002>

ANEXOS

Anexo 1: Dimensión territorial de Debabarrena.

Anexo 2: Normativa

Anexo 3: Jurisprudencia

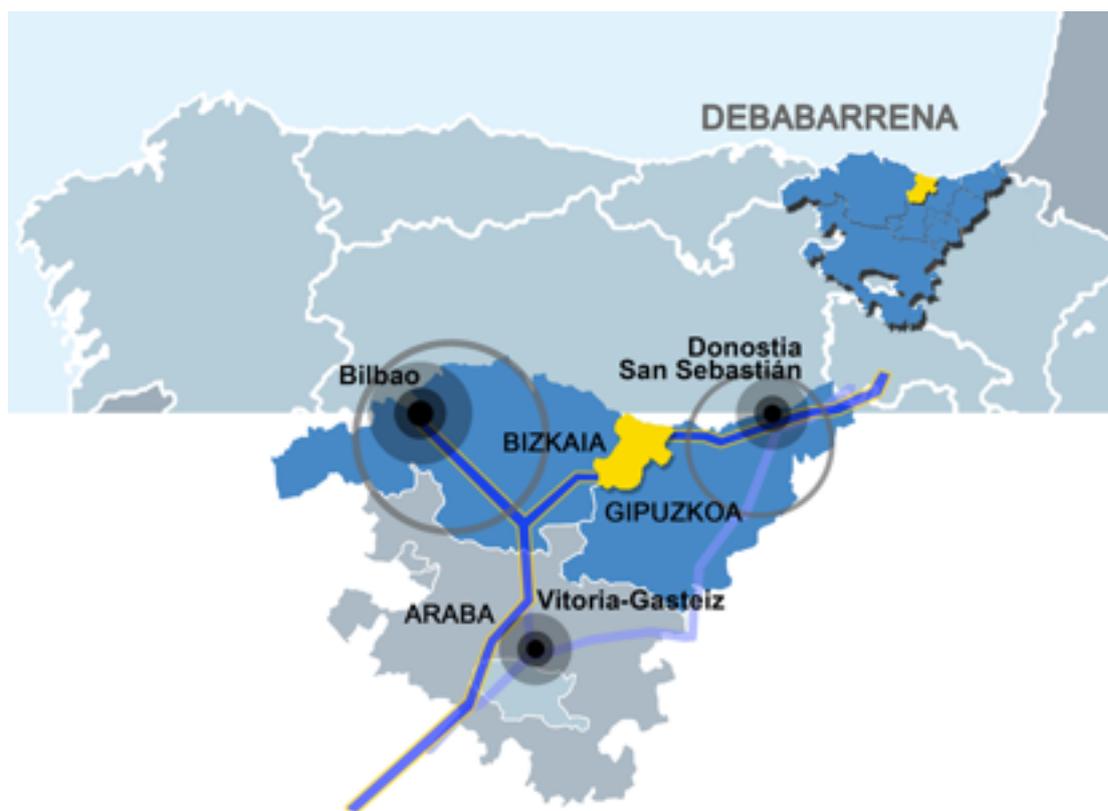
Anexo 4: Doctrina

Anexo 5: Informes diarios obtenidos del sistema de gestión de producción de la instalación FV

Anexo 6: Encuesta dirigida a los Ayuntamientos para evaluar el grado de madurez energética

ANEXO 1: DIMENSIÓN TERRITORIAL DE DEBABARRENA

a) Ubicación de la comarca en la CAPV



Fuente: Debegesa, 2019

b) Municipios que componen la comarca



Fuente: Debegesa, 2019

DEBABARRENA:

- 6 Centros de FP
- 2 Centros Universitarios de la UPV
- 2 Centros Tecnológicos de la RVCT
- 1 Centro de innovación y transferencia tecnológica para Pymes.
- 12 Unidades de la Red Vasca de Ciencia, Tecnología e Innovación.

Habitantes por municipio

Deba :	5.455
Eibar:	27.462
Elgoibar:	11.564
Ermua:	15.924
Mallabia:	1.153
Mendaro:	2.010
Mutriku:	5.357
Soraluze:	3.895

Fuente: Debegesa, 2019

c) Red de carreteras principales



Fuente: Debegesa, 2019

d) Red fluvial de debabarrena

COMARCA DE DEBABARRENA



Fuente: Debegesa. Elaboración propia.

ANEXO 2: NORMATIVA

Directiva 2010/31/UE del Parlamento Europeo y del Consejo
de 19 de mayo de 2010

relativa a la eficiencia energética de los edificios. Ref. Diario Oficial de la Unión Europea.

Parlamento Europeo. “Informe sobre la propuesta de Directiva del Parlamento Europeo
y del Consejo relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables
(refundición)”. 6 de diciembre de 2017. Págs.1-448. Disponible en:

[http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-
//EP//NONSGML+REPORT+A8-2017-0392+0+DOC+PDF+V0//ES](http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//NONSGML+REPORT+A8-2017-0392+0+DOC+PDF+V0//ES)

Comisión Europea, “Third Report on the State of the Energy Union“, Brussels, 23 de
noviembre de 2017. Págs. 1-17.

Carta Europea de Autonomía Local. Estrasburgo, 15 de octubre de 1985. Ref. BOE, nº.
47, de 24 de febrero de 1989.

Congreso de los Diputados. Proposición de Ley de medidas para el fomento del
autoconsumo eléctrico. Presentada por los Grupos Parlamentarios Socialista,
Confederal de Unidos Podemos-en Comú Podem-En Marea, de Esquerra Republicana,
Vasco (EAJ-PNV) y Mixto, 122/000241. Ref. Boletín Oficial de las Cortes Generales. 21
de mayo de 2018, nº 272-1. Págs.1-5.

Parlamento de Cantabria. Proposición No de Ley ante el Pleno, de 28 de mayo de 2018,
Ref. Boletín Oficial de Cantabria, nº.378. Pág.10922.

Ley 27/2013, de 27 de diciembre, de racionalización y sostenibilidad de la
Administración Local. Ref: BOE. nº310, 30 de diciembre de 2017, págs. 106430.

Orden ETU/1282/2017, de 22 de diciembre, por la que se establecen los peajes de
acceso de energía eléctrica para 2018. Ref. BOE, nº.314, 27 de diciembre de 2017,
Sección I, pág. 1258531.

Corrección de errores de la Orden ETU/1282/2017, de 22 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2018. Ref. BOE, nº315, 28 de diciembre de 2017, Sección I, pág. 128836.

Ley 11/2015, de 30 de marzo, de modificación de la Ley 10/2006, de 21 de diciembre, de Energías Renovables y Ahorro y Eficiencia Energética de la Región de Murcia. Ref. BOE, nº. 104, 1 de mayo de 2015, Sección I, pág. 38055.

RD 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. Ref. BOE. nº 243, 10 de octubre de 2015.

Informe en relación con la suspensión de la Ley 11/2015, de 30 de marzo, de modificación de la Ley 10/2006, de 21 de diciembre, de energías renovables y ahorro y eficiencia energética de la región de murcia. Ministerio de industria energía y turismo. 10 de febrero de 2016. Págs.1-15.

Decreto 178/2015, de 22 de septiembre, sobre la sostenibilidad energética del sector público de la Comunidad Autónoma de Euskadi. Ref. Boletín Oficial de Euskadi.nº195. Págs 4303.

Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Ref. BOE. 310. nº310, 27 de diciembre de 2013, Sección I. Pág. 105198.

Ley 27/2013, de 27 de diciembre, de racionalización y sostenibilidad de la Administración Local. Ref. BOE, nº.312, de 30 de diciembre de 2013.

RDL 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero. Ref. BOE, nº29, Sección I, pág. 9072.

Código Técnico de Edificación, Parte I, Última modificación conforme a la Ley 8/2013, de 26 de junio, de rehabilitación, regeneración y renovación urbanas, Consejo Superior de Investigaciones científicas, 28 de junio de 2013, págs 1-28. Disponible en:

https://www.codigotecnico.org/images/stories/pdf/realDecreto/Parte_I_28jun2013.pdf

Ley Orgánica 2/2012, de 27 de abril, de Estabilidad Presupuestaria y Sostenibilidad Financiera. Ref. BOE, nº. 103, de 30 de abril de 2012

RDL 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión.

<http://www.euskadi.eus/bopv2/datos/2019/02/1901087a.pdf> los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos. Ref. BOE, nº 24. Sección I, pág. 8068.

Ley 10/2006, de 21 de diciembre, de Energías Renovables y Ahorro y Eficiencia Energética de la Región de Murcia. Ref. BOE, nº. 111, 9 de mayo de 2007, pág. 19952.

LEY 711985, de 2 de abril, Reguladora de las Bases del Régimen Local. Ref: BOE, nº.80. págs. 8945.

Ley 4/2019, de 21 de febrero de 2019, de sostenibilidad energética de la C.A.P.V.; B.O.P.V. nº 42, págs. 37.

ANEXO 2: JURISPRUDENCIA

Sentencia del Tribunal Supremo 3531/2017, Sección 3º, 13 de octubre de 2017, Ref. CENDOJ, nº 1542/2017.

Sentencia del Tribunal Constitucional 205/2016, de 1 de diciembre de 2016. Recurso de inconstitucionalidad 36-2016. Interpuesto por el Presidente del Gobierno respecto al apartado 12 del artículo único de la Ley de la Asamblea Regional de Murcia 11/2015, de 30 de marzo, de modificación de la Ley 10/2006, de 21 de diciembre, de energías renovables y ahorro y eficiencia energética de la Región de Murcia. Ref. BOE.nº 7, 9 de enero de 2017, Sección TC, pág. 1188.

Sentencia del Tribunal Supremo 2338/2015, Sección 4º, 22 de mayo de 2015, Ref. CENDOJ. nº de rec. 2438/2013.

Sentencia del Tribunal Supremo 2339/2015, Sección 4º, 22 de mayo de 2015, Ref. CENDOJ. nº de rec. 2433/2013.

ANEXO 3: DOCTRINA

CALVO VÉRGEZ, J. “A vueltas con la nueva regulación del autoconsumo eléctrico y con la aplicación del llamado “impuesto al sol “: algunas consideraciones “. Revista Aranzadi Doctrinal nº1/2016. Págs.1-15.

GONZÁLEZ, R. “Experiencias de autoconsumo instantáneo fotovoltaico “, Energética XXI, nº. 148, Publicado en Marzo/Abril.

MENDOZA LOSANA, A.I., “Trabas al autoconsumo de energía eléctrica “. Revista Aranzadi Doctrinal, nº3/2016. Págs.1-15.

MENDOZA LOSANA, A.I., “El real decreto de autoconsumo eléctrico o la paradoja de pagar por generar energía “, Gómez Acebo & Pombo. Noviembre 2015. Págs.1-3. Disponible en: <http://www.gomezacebo-pombo.com/media/k2/attachments/el-real-decreto-de-autoconsumo-electrico-o-la-paradoja-de-pagar-por-generar-energia.pdf>.

MUÑOZ GÓMEZ,R.,“El autoconsumo: Economía eléctrica sostenible“. Dialnet. 2017. Disponible en: <https://dialnet.unirioja.es/servlet/tesis?codigo=137990>

SOLER TAPPA, E., “Derechos adquiridos, expectativas legítimas y retroactividad de las normas que alteran o modifican derechos económicos reconocidos “. “Caso particular de las instalaciones de producción de energía eléctrica: distinto régimen de primas en el RD 661/2007 respecto del RD 436/2004“. Diario La Ley, Nº 7259, Sección Tribuna, 9 de octubre de 2009, Ref. D-317.

ANEXO 4: INFORMES

Informes diarios obtenidos del sistema de gestión de producción de la instalación FV

Dear Customers,

The daily operation of your power station as follows:

User ID:	Auzmendi
Daily generation:	9.1Kwh
Month generation:	590.1Kwh
Total generation:	914.3Kwh
Daily income:	0.0
Total income:	30.62
CO2 reduction:	911.56Kg
Number of alarms:	0
Date:	2019/08/31

Your sincerely,
Solax Power

This is an automatically generated email. Please don't reply to this email.

If you have any question, please contact our service: service@solaxpower.com.



Archivo adjunto
al mensaje

Dear Customers,

The daily operation of your power station as follows:

User ID:	Auzmendi
Daily generation:	25.9Kwh
Month generation:	626.9Kwh
Total generation:	1.54Mwh
Daily income:	0.0
Total income:	30.62
CO2 reduction:	1.54T
Number of alarms:	0
Date:	2019/09/30

Your sincerely,
Solax Power

This is an automatically generated email. Please don't reply to this email.
If you have any question, please contact our service: service@solaxpower.com.

Captura de pantalla



Archivo adjunto
al mensaje

Dear Customers,

The daily operation of your power station as follows:

User ID:	Auzmendi
Daily generation:	9.0Kwh
Month generation:	444.8Kwh
Total generation:	1.99Mwh
Daily income:	0.0
Total income:	30.62
CO2 reduction:	1.98T
Number of alarms:	0
Date:	2019/10/31

Your sincerely,
Solax Power

This is an automatically generated email. Please don't reply to this email.
If you have any question, please contact our service: service@solaxpower.com.

Captura de pantalla



Archivo adjunto
al mensaje

Dear Customers,

The daily operation of your power station as follows:

User ID:	Auzmendi
Daily generation:	6.5Kwh
Month generation:	184.8Kwh
Total generation:	2.17Mwh
Daily income:	0.0
Total income:	30.62
CO2 reduction:	2.16T
Number of alarms:	0
Date:	2019/11/27

Your sincerely,
Solax Power

This is an automatically generated email. Please don't reply to this email.

If you have any question, please contact our service: service@solaxpower.com

Captura de pantalla



Archivo adjunto
al mensaje

Dear Customers,

The daily operation of your power station as follows:

User ID:	Auzmendi
Daily generation:	15.6Kwh
Month generation:	264.0Kwh
Total generation:	2.45Mwh
Daily income:	0.0
Total income:	30.62
CO2 reduction:	2.44T
Number of alarms:	0
Date:	2019/12/31

Your sincerely,
Solax Power

This is an automatically generated email. Please don't reply to this email.

If you have any question, please contact our service: service@solaxpower.com

Captura de pantalla



Archivo adjunto
al mensaje

Dear Customers,

The daily operation of your power station as follows:

User ID:	Auzmendi
Daily generation:	16.5Kwh
Month generation:	314.2Kwh
Total generation:	2.77Mwh
Daily income:	0.0
Total income:	30.62
CO2 reduction:	2.76T
Number of alarms:	0
Date:	2020/01/31

Your sincerely,
Solax Power

This is an automatically generated email. Please don't reply to this email.

If you have any question, please contact our service: service@solaxpower.com

Captura de pantalla



Archivo adjunto
al mensaje

Dear Customers,

The daily operation of your power station as follows:

User ID:	Auzmendi
Daily generation:	4.0Kwh
Month generation:	416.0Kwh
Total generation:	3.18Mwh
Daily income:	0.0
Total income:	30.62
CO2 reduction:	3.17T
Number of alarms:	0
Date:	2020/02/29

Your sincerely,
Solax Power

This is an automatically generated email. Please don't reply to this email.
If you have any question, please contact our service: service@solaxpower.com

Captura de pantalla



Archivo adjunto
al mensaje

Dear Customers,

The daily operation of your power station as follows:

User ID:	Auzmendi
Daily generation:	8.6Kwh
Month generation:	500.8Kwh
Total generation:	3.68Mwh
Daily income:	0.0
Total income:	30.62
CO2 reduction:	3.67T
Number of alarms:	0
Date:	2020/03/31

Your sincerely,
Solax Power

This is an automatically generated email. Please don't reply to this email.
If you have any question, please contact our service: service@solaxpower.com

Captura de pantalla

ANEXO 5: ENCUESTA MUNICIPAL

Encuesta dirigida a los Ayuntamientos para evaluar el grado de madurez energética.

Encuesta Grado de Madurez Energética

ESTRUCTURA DEL ESQUEMA DE CONTENIDOS PARA REALIZAR EL "AUTODIAGNÓSTICO" DEL GRADO DE MADUREZ ENERGÉTICA MUNICIPAL DE LOS MUNICIPIOS DE DEBABARRENA

El objetivo es conocer el grado de madurez de los Ayuntamientos a la hora de desarrollar una política energética acorde con el cambio de modelo energético (objetivo: promover la transición hacia unos municipios y una comarca energéticamente sostenible).

Para ello, inicialmente recogeremos los objetivos estratégicos relacionados con la gestión energética, incluidos en el documento de revisión del Plan de Acción para la sostenibilidad de Debabarrena 2012-2020:

LÍNEAS ESTRATÉGICAS Y PROGRAMAS DE ACTUACIÓN DIRECTAMENTE RELACIONADAS CON SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA	
HACIA LA RENOVACIÓN URBANA SOSTENIBLE E INTEGRADA: PROMOVER LA RENOVACIÓN DEL PAISAJE URBANO Y LOS ESPACIOS DEGRADADOS DE LOS MUNICIPIOS DE LA COMARCA	Mejorar la calidad de las áreas urbanas y potenciar su dinamismo
	Impulsar la rehabilitación sostenible del patrimonio edificado
AVANZAR HACIA UN MODELO ENERGÉTICO COMPETITIVO BASADO EN LA EFICIENCIA ENERGÉTICA Y EN EL	Diseño de un nuevo modelo energético comarcal basado en la descentralización, el aprovechamiento máximo de las renovables y la colaboración interinstitucional

APROVECHAMIENTO DE RECURSOS LOCALES.	Impulsar la eficiencia energética en todos los ámbitos
	Sensibilización entorno al uso y la gestión de la energía
	Fomento del talento comarcal
	Impulso de la energía como factor competitivo y elemento de diversificación
PROMOVER LA UTILIZACIÓN DE MEDIOS ALTERNATIVOS AL VEHÍCULO PRIVADO PARA LOS DESPLAZAMIENTOS INTERNOS Y EXTERNOS	Impulsar el desarrollo las condiciones físicas para favorecer la movilidad sostenible de las personas y las mercancías
	Reducir el impacto de los desplazamientos en vehículo privado
	Impulso de medidas de fomento del transporte público
	Impulso de la puesta en marcha del tren de alta frecuencia

Con objeto de diagnosticar el grado de madurez energética del Ayuntamiento, se ha elaborado este formulario que se basa en la metodología de la escala Likert, comúnmente utilizada en cuestionarios (se trata de la escala de uso más amplio en estas para la investigación).

Encuesta Grado de Madurez Energética

FICHA DE CONTENIDOS

Ayuntamiento:

Nombre-apellidos:

Cargo:

Correo electrónico:

Teléfono de contacto:

Señale en cada ámbito si el Ayuntamiento ha realizado alguna de las actuaciones incluidas (puede incluir otras actuaciones desarrolladas de interés que guarden relación con cada ámbito). Posteriormente, puede elegir el nivel de desarrollo de cada actuación, teniendo en cuenta que cada número significa lo siguiente:

1: No proyectado a corto plazo (2019-2021).

2: Proyectado pero pendiente de inicio.

3: Iniciado

4: Avanzado

5: Finalizado, hacia la mejora continua.

ÁMBITO ENERGÉTICO	ÍTEM	GRADO DE DESARROLLO					OBSERVACIONES
		1	2	3	4	5	
PLANIFICACIÓN Y GESTIÓN DEL MODELO ENERGÉTICO:	- Información y diagnósticos parciales e integrales	1	2	3	4	5	Si es parcial, concretar en qué ámbitos:
	- Herramientas de control del gasto municipal (responsable y periodicidad de revisión)	1	2	3	4	5	
	- Propuesta de prioridades de intervención (Planificación, presupuesto anual, parcial o integral...)	1	2	3	4	5	

Encuesta Grado de Madurez Energética

ÁMBITO ENERGÉTICO	ÍTEM	GRADO DE DESARROLLO					OBSERVACIONES
		1	2	3	4	5	
EFICIENCIA Alumbrado público:	- Legalización de los cuadros	1	2	3	4	5	
	- Cumplimiento del reglamento de eficiencia energética	1	2	3	4	5	
	- Estudios sobre estado actual y propuestas de mejora	1	2	3	4	5	
	- Sustitución de luminarias	1	2	3	4	5	
	- Renovación de la red	1	2	3	4	5	
	- Sistemas de monitorización	1	2	3	4	5	
	- Reducción de potencias	1	2	3	4	5	
	- Otras actuaciones relevantes:	1	2	3	4	5	
EFICIENCIA Edificios municipales eficientes:	- Estudios sobre estado actual y propuestas de mejora	1	2	3	4	5	
	- Cambio de luminarias	1	2	3	4	5	
	- Mejora de la envolvente térmica	1	2	3	4	5	
	- Sustitución de calderas	1	2	3	4	5	
	- Suministro eléctrico de comercializadoras “verdes” certificadas	1	2	3	4	5	

	- Otras actuaciones relevantes:	1	2	3	4	5	
GENERACIÓN	- Análisis del potencial de renovables.	1	2	3	4	5	<i>¿Tiene algún estudio de potencial técnico de renovables en su municipio? Especifique cuál.</i>
Inversiones en Energías	- Instalaciones solares en cubiertas de equipamientos o instalaciones municipales	1	2	3	4	5	
	- Instalaciones solares en mobiliario urbano	1	2	3	4	5	
	- Otro tipo de instalaciones de energías renovables: biomasa, hidroeléctrica, eólica, mareomotriz, geotermia...	1	2	3	4	5	
Renovables:							

Encuesta Grado de Madurez Energética

ÁMBITO ENERGÉTICO	ÍTEM	GRADO DE DESARROLLO					OBSERVACIONES
	- Adquisición de la propiedad de instalaciones de producción de EE.RR.	1	2	3		5	
	- Redes de electricidad y de calor para dar servicio a instalaciones municipales	1	2	3		5	
	- Redes de electricidad y de calor para dar servicio a instalaciones municipales, sector residencial, etc.	1	2	3		5	
	- Otras actuaciones relevantes:	1	2	3		5	
MOVILIDAD SOSTENIBLE	- Sustitución progresiva de la flota municipal por vehículos más eficientes	1	2	3		5	
	- Instalación de puntos de recarga de vehículos eléctricos	1	2	3		5	
	- Servicio municipal de bicicletas eléctricas	1	2	3		5	
	- Mejora de la oferta de transporte público urbano	1	2	3		5	
	- Inversiones ligadas a la red de carriles-bici del municipio	1	2	3		5	
	- Mejoras en la red peatonal	1	2	3		5	

- Medidas para el calmado de tráfico motorizado (ampliación zonas 30, etc.)	1	2	3		5	
- Formación sobre conducción eficiente a la plantilla municipal	1	2	3		5	
- Planes de Movilidad Urbana Sostenible. -Plan de Acción para la movilidad Sostenible y a favor del Clima en el municipio. <i>¿Se aprobó por pleno? ¿Sigue estando vigente y sigue siendo útil para la gestión municipal de la movilidad?</i>	1	2	3		5	
- Colaboración con empresas para la promoción de la	1	2	3		5	

Encuesta Grado de Madurez Energética

ÁMBITO ENERGÉTICO	ÍTE M	GRADO DE DESARROLLO					OBSERVACIONES
	movilidad sostenible por motivos de trabajo (planes de movilidad laboral, etc.)						
	- Otras actuaciones relevantes: Plan para la introducción del vehículo eléctrico en Debabarrena.	1	2	3		5	
COLABORACIÓN	- Fomento de programas de investigación	1	2	3		5	
	- Diseño de programas educativos	1	2	3		5	
	- Fomento del emprendimiento.	1	2	3		5	
	- Creación de alianzas (empresas-centros de formación-universidad...)	1	2	3		5	
	- Aprovechamiento térmico de los excedentes de calor	1	2	3		5	
	- Otras actuaciones relevantes:	1	2	3		5	
COMUNICACIÓN	- Participación en el portal energético de Debabarrena	1	2	3		5	<i>Aurreikusten duzue epe motzera bat egitea? Epe motza: hemendik 2021era.</i>
	- Organización de charlas, ferias de la energía, visitas	1	2	3		5	<i>Mesa informativa comarcal de energía (2015) desde Debegesa.</i>

	a instalaciones de la comarca, etc.						¿Se realizaron también en el Ayuntamiento las miniauditorías energéticas de comercios de alimentación?
	- Comunicación a la ciudadanía, empresas, etc. sobre líneas de subvención existentes.	1	2	3		5	
	- Otras actuaciones relevantes:	1	2	3		5	
SENSIBILIZACIÓN Y FORMACIÓN:	- Cursos de formación dirigidos a la plantilla municipal (gestión energética, medidas de prevención y protocolo	1	2	3		5	En 2015 Debegesa organizó 2 sesiones formativas dirigidas a responsables técnicos y políticos de los Ayuntamientos de la comarca (“ahorro energético y eficiencia energética sostenible” y

Encuesta Grado de Madurez Energética

ÁMBITO ENERGÉTICO	ÍTEM	GRADO DE DESARROLLO					OBSERVACIONES
	sobre pobreza energética, etc.)						<i>“Legalización de las instalaciones de alumbrado exterior”. ¿Participó el Ayuntamiento?</i>
	- Organización de cursos/talleres sobre distintos ámbitos entorno a la energía (facturas, eficiencia, etc.)	1	2	3		5	
	- Organización de campañas de sensibilización	1	2	3		5	
	- Servicio de asesoramiento energético dirigido a distintos sectores	1	2	3		5	Udalak aurreikusten du Debabarreneko energiaren behatokian sartzea?
	- Otras actuaciones relevantes:	1	2	3		5	
FISCALIDAD Exenciones, bonificaciones (El objetivo es favorecer, mediante instrumentos jurídicos de naturaleza fiscal, conductas más respetuosas con el medio	- IBI (impuesto sobre bienes inmuebles)	1	2	3		5	
	- IAE (impuesto sobre actividades económicas)	1	2	3		5	
	-IVTM (Impuesto de vehículos de tracción mecánica)	1	2	3		5	<i>%75 vehículos eléctricos, 60% híbridos, etc.</i>
	- ICIO (impuesto sobre construcciones,	1	2	3		5	<i>95% para obras que incluyan instalaciones de</i>

ambiente entre la población en general así como entre el sector empresarial):	instalaciones y obras)						<i>aprovechamiento de energía solar.</i>
	- Tasas municipales (por estacionamiento del vehículo, por concesión de licencias, etc.).	1	2	3		5	<i>TAO etab. badaude?</i>
	- Subvenciones dirigidas a la población y a sectores específicos.	1	2	3		5	
	- Otras actuaciones relevantes: - -	1	2	3		5	

Nota aclaratoria para la realización de la encuesta:

Tras cumplimentar el cuestionario, se analizará los resultados y se determinará el grado de madurez energética del Ayuntamiento para cada ámbito incluido en estas fichas. A modo orientativo, los criterios que se seguirán serán los siguientes (se propone la asignación de 5 colores, donde el verde reflejará un alto grado de madurez, el amarillo significará que el ayuntamiento va por buen camino en su gestión energética pero que debe mejorar para lograr los objetivos del Plan, y el rojo indicaría un grado de madurez bajo, entre el verde y el amarillo habrá un color intermedio para posiciones intermedias y entre el rojo y el amarillo habrá otro color intermedio para posiciones intermedias).