



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

ANÁLISIS REGULATORIO Y DE LOS MODELOS DE AGREGADORES INDEPENDIENTES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR

Autor: Luis Herrero Yáñez

Director: Álvaro Pérez Bello

Madrid, 2023

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
**ANÁLISIS REGULATORIO Y DE LOS MODELOS DE AGREGADORES
INDEPENDIENTES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR**

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2022/23 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido

tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Luis Herrero Yáñez

Fecha: 28/08/2023

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Álvaro Pérez Bello

Fecha: 28/08/2023

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESIS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor D. LUIS HERRERO YÁÑEZ **DECLARA** ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: **ANÁLISIS REGULATORIO Y DE LOS MODELOS DE AGREGADORES INDEPENDIENTES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR**, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducir la en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.
- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción

de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6°. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 27 de agosto de 2023

ACEPTA

Fdo



Luis Herrero Yáñez

Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:

[illegible]



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

ANÁLISIS REGULATORIO Y DE LOS MODELOS DE AGREGADORES INDEPENDIENTES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR

Autor: Luis Herrero Yáñez

Director: Álvaro Pérez Bello

Madrid, 2023

Agradecimientos

A mi familia, por haberme dado la oportunidad.

A Bea, por haberme aguantado todos estos años pasándomelos en la cueva.

A Thor, por hacerme compañía en la cueva.

A mis colegas, por sacarme de la cueva.

A todas las personas que me habéis preguntado si podíais echarme un cable; pero, sobre todo, a las personas que no me lo habéis preguntado, pero os lo he pedido y habéis aceptado.

A los profesores que disfrutan enseñando.

Y a los que no, quizás también.

A ti, por leértelo

“Un mercado nunca llega tarde, ni pronto: llega exactamente cuando se lo propone”. -
Luiso

ANÁLISIS REGULATORIO Y DE LOS MODELOS DE AGREGADORES INDEPENDIENTES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR

Autor: Herrero Yáñez, Luis

Director: Pérez Bello, Álvaro.

Entidad Colaboradora: Clevergy

RESUMEN DEL PROYECTO

Análisis regulatorio del marco normativo que rodea a la figura de los agregadores independientes y de su posibilidad de participar en los servicios explícitos de flexibilidad de la demanda del sistema eléctrico nacional peninsular. Enfoque centrado en el desarrollo del producto aplicado a la evaluación de los modelos de agregación independiente y su relación con los agentes del sistema, para concluir en la propuesta del modelo que genere más valor.

Palabras clave: Sistema Eléctrico, Mercado Eléctrico, Normativa, Flexibilidad Explícita, Prosumidor, Respuesta de la Demanda, Agregador Independiente, Desarrollo del Producto

1. Introducción

Los sistemas eléctricos de la Unión Europea (UE) necesitan flexibilizar la demanda de sus consumidores para conseguir una mayor penetración de las energías renovables, abandonando la generación fósil, que hasta ahora ha permitido una sencilla adaptación de la generación centralizada a la demanda, *para hacer que la economía de la UE sea sostenible* [1]. En el caso del sistema eléctrico español peninsular, con una alta generación renovable distribuida, la normativa actual todavía carece de un modelo definido de agregación independiente, a pesar de la urgencia de su implantación.

Debido a que la flexibilidad implícita de la demanda no es suficiente para dar solución a todas las necesidades de la red, se implantará la figura del agregador independiente (AI) [2] para gestionar la demanda de aquellos consumidores activos (prosumidores) que estén dispuestos a variar sus balances netos de energía a cambio de una compensación económica. Según las necesidades técnicas del sistema eléctrico y económicas de sus mercados, estos prosumidores podrán participar en los Servicios de Restricciones Técnicas, de Balance, de Equilibrio y en los Mercados Mayoristas.

Pero para ello, antes es necesario implementar un modelo normativo que regule las necesidades del sistema y defina la relación entre todos los agentes involucrados. Entre los diferentes modelos propuestos, ha de escogerse aquel que genere más valor compartido entre todos estos *stakeholders*, cuyos intereses pueden verse contrapuestos.

2. Definición del proyecto

El proyecto ha llevado a cabo un repaso de la situación actual del sistema eléctrico y de los retos de la transición energética, definiendo los beneficios de activar la flexibilidad implícita y explícita de los prosumidores (residenciales, industriales, comerciales e institucionales). Además, ha localizado las necesidades de Respuesta de la Demanda

(DR, *Demand Response*) por parte de la red y de los mercados eléctricos, vinculándolos con los servicios que estos AI podrían prestar mediante la gestión remota de los Recursos Energéticos Distribuidos (DER, *Distributed Energy Resources*) de sus clientes.

Para ello, se ha realizado un análisis regulatorio del marco normativo que rodea a la figura de los AI (todavía sin implementar) y de los beneficios de su actuación en los diferentes servicios necesarios para el conjunto del sistema eléctrico. Como metodología para la evaluación de los modelos de AI, se ha abordado el problema con un enfoque de desarrollo del producto que parta del entendimiento del problema (¿por qué se busca flexibilizar la demanda de los prosumidores?), continúe con la elección de la herramienta (¿cómo se pretende flexibilizar?) y concluya en la solución (¿qué se va a desarrollar?); dejando clara la consecuencia (¿para qué van a participar los AI?).

3. Descripción del modelo

El modelo propuesto ha buscado repercutir en un bien común para todos los *stakeholders*, integrando las renovables y reduciendo los precios del sistema eléctrico, a través de los productos tecnológicos desarrollados por los AI, que permitan a la demanda interactuar explícitamente en los mercados eléctricos ofreciendo su flexibilidad a cambio de una compensación económica, consiguiendo generar riqueza gracias al valor añadido a la resiliencia del sistema eléctrico y al beneficio de sus *stakeholders*.

Para ello, se ha evaluado la necesidad de estos AI de compensar a los suministradores o a sus BRP (*Balance Responsible Parties*, Sujetos de Liquidación Responsables del Balance) y de corregir las penalizaciones a los BRP/Suministradores derivadas de los posibles desvíos, ya sea por parte del Operador del Sistema (Liquidación Central) o por parte de los AI (Contractual), resultando el modelo propuesto el obtenido en la Tabla 1:

Tabla 1: Análisis de los Modelos Propuestos

CARACTERÍSTICAS	PONDERACIÓN	CON COMPENSACIÓN		SIN COMPENSACIÓN	
		CORREGIDO		NO CORREGIDO	
		Contractual	Liquidación Central		
Fácil de Implementar	2	1	1	2	3
Aumenta la Competencia entre los AI	1	1	1	3	3
No Repercute Costes para el Sistema	2	2	1	1	3
Favorece la Participación del Consumidor	3	1	1	3	3
Asegura los Negocios Existentes	1	3	3	2	1
Favorece la Innovación	2	1	1	2	3
RESULTADO		15	13	24	31

4. Resultados

Tras comparar los posibles modelos de AI, analizando los pros y contras de cada uno, siguiendo la metodología de producto planteada, se concluye en:

- El modelo No Corregido Sin Compensación es aquel más efectivo para favorecer la participación de la DR, fomentar la competencia entre los AI, representar el menor coste para el sistema y para su implementación;
- sin embargo, puede generar pérdidas económicas para los BRP/suministradores que no consigan innovar y adaptarse a las nuevas condiciones del sistema;
- para lo que se propone una implementación paulatina y escalonada, que permita a los Generadores, OS, BRP/Suministradores, AI y Consumidores ir validando sus nuevas estrategias y/o modelos de negocio.

A continuación, en la Ilustración 1, se adjunta un esquema de funcionamiento del Modelo Propuesto, en condiciones de funcionamiento correcto:

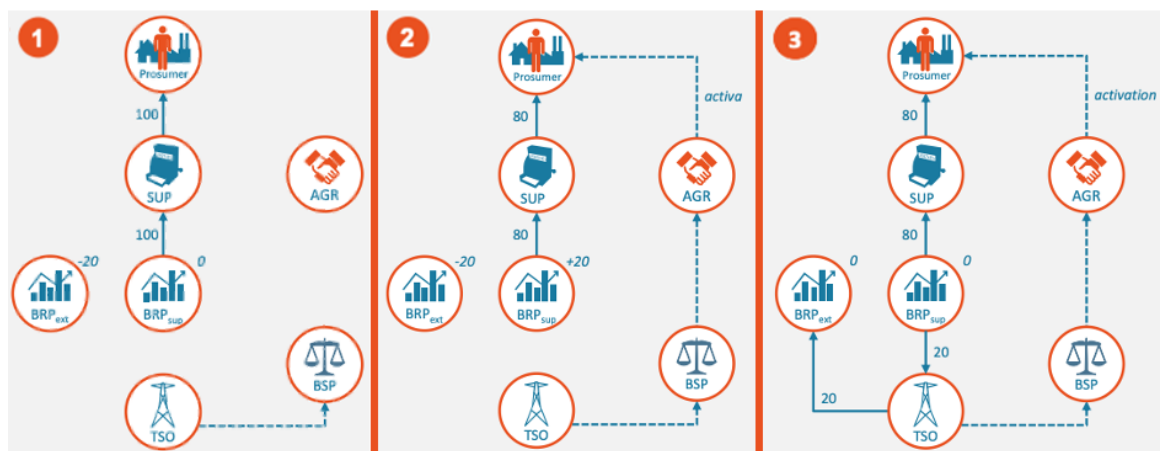


Ilustración 1: Esquema de Funcionamiento - Modelo Sin Compensación y No Corregido [3]

5. Conclusiones

La flexibilidad implícita no es suficiente para llegar a un sistema eléctrico distribuido, asequible y descarbonizado, por lo que se requiere de los AI para activar la DR; pero los prosumidores necesitan recompensas suficientes para participar, los AI incentivos para entrar a competir, y las comercializadoras innovar en la gestión de los consumos de sus clientes, desplazando implícitamente sus consumos a horas más baratas y descarbonizadas para obtener un mayor beneficio por unidad energética vendida.

6. Referencias

- [1] «El Pacto Verde Europeo», *European Commission - European Commission*. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/ip_19_6691 (accedido 27 de agosto de 2023).
- [2] «Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética.».
- [3] U. D. Team, «USEF: Workstream on Aggregator Implementation Models - Recommended practices and key considerations for a regulatory framework and market design on explicit Demand Response», sep. 2017.

REGULATORY AND ANALYSIS OF INDEPENDENT AGGREGATOR MODELS IN THE MAINLAND ELECTRICITY SYSTEM

Author: Herrero Yáñez, Luis

Supervisor: Pérez Bello, Álvaro.

Collaborating Entity: Clevergy

ABSTRACT

Regulatory analysis of the regulatory framework surrounding the figure of independent aggregators and their possibility of participating in the explicit demand flexibility services of the national peninsular electricity system. Focus on the development of the product applied to the evaluation of independent aggregation models and their relationship with system agents, to conclude in the proposal of the model that generates the most value.

Keywords: Electricity System, Electricity Market, Regulatory, Explicit Flexibility, Prosumer, Demand Response, Independent Aggregator, Product Development

1. Introduction

The electricity systems of the European Union (EU) need to make their consumers' demand more flexible to achieve greater penetration of renewable energies, abandoning fossil generation, which until now has allowed a simple adaptation of centralised generation to demand, in order to make the EU economy sustainable [1]. In the case of the Spanish peninsular electricity system, with high distributed renewable generation, the current regulation still lacks a defined model of independent aggregation, despite the urgency of its implementation.

Since the implicit flexibility of demand is not sufficient to provide a solution to all the grid's needs, the figure of the independent aggregator (IA) [2] will be implemented to manage the demand of those active consumers (prosumers) who are willing to vary their net energy balances in exchange for financial compensation. Depending on the technical needs of the electricity system and the economics of their markets, these prosumers will be able to participate in the Technical Restriction Services, Balancing, Balancing and Wholesale Markets.

But to do so, it is first necessary to implement a regulatory model that regulates the needs of the system and defines the relationship between all the agents involved. Among the different models proposed, the one that generates the most shared value among all these stakeholders, whose interests may be in conflict, must be chosen.

2. Project Definition

The project has carried out a review of the current situation of the electricity system and the challenges of the energy transition, defining the benefits of activating the implicit and explicit flexibility of prosumers (residential, industrial, commercial and institutional). In addition, it has identified the Demand Response (DR) needs of the grid

and electricity markets, linking them to the services that these IAs could provide through the remote management of their customers' Distributed Energy Resources (DER).

To this end, a regulatory analysis has been carried out of the regulatory framework surrounding the figure of the IAs (not yet implemented) and of the benefits of their action in the different services required for the electricity system. As a methodology for the evaluation of the IA models, the problem has been approached with a product development focus that starts with the understanding of the problem (why do we want to make prosumer demand more flexible?), continues with the choice of the tool (how do we want to make it more flexible?) and concludes with the solution (what is going to be developed?); making the consequence clear (what are the IAs going to participate for?).

3. Model Description

The proposed model has sought to have an impact on a common good for all stakeholders, integrating renewables and reducing electricity system prices, through the technological products developed by the IAs, which allow demand to interact explicitly in the electricity markets offering its flexibility in exchange for financial compensation, managing to generate wealth thanks to the value added to the resilience of the electricity system and the benefit of its stakeholders.

To this end, the need for these IAs to compensate suppliers or their BRPs (Balance Responsible Parties) and to correct the penalties to the BRPs/Suppliers derived from possible deviations, either by the System Operator (Central Settlement) or by the IAs (Contractual), has been assessed, resulting in the proposed model obtained in the following Table 1:

Table 1: Analysis of the Proposed Models

CHARACTERISTICS	WEIGHTING	WITH COMPENSATION		WITHOUT COMPENSATION	
		CORRECTED			NOT CORRECTED
		Contractual	Central Settlement		
Easy to Implement	2	1	1	2	3
Increasing Competition among IA	1	1	1	3	3
No Cost to the System	2	2	1	1	3
Encourages Consumer Involvement	3	1	1	3	3
Secures Existing Business	1	3	3	2	1
Promotes Innovation	2	1	1	2	3
RESULT		15	13	24	31

4. Results

After comparing the possible IA models, analyzing the pros and cons of each one, following the proposed product methodology, it is concluded that:

- The Uncorrected Without Compensation model is the most effective model in terms of encouraging DR participation, fostering competition among IAs, representing the lowest cost for the system and for its implementation;

- However, it may generate economic losses for BRPs/suppliers that fail to innovate and adapt to the new system conditions;
- Therefore, a gradual and staggered implementation is proposed, allowing Generators, SOs, BRPs/Suppliers, IAs and Consumers to validate their new strategies and/or business models.

A schematic of the operation of the Proposed Model, under correct operating conditions, is shown in Illustration 1 below:

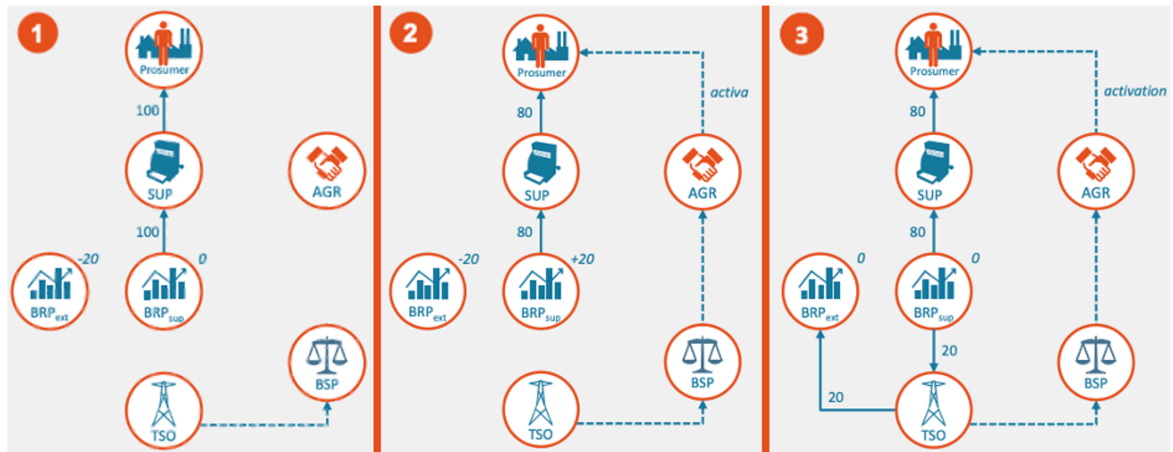


Illustration 1: Operating Schematic - Uncompensated and Uncorrected Model [3]

5. Conclusions

Implicit flexibility is not enough to reach a distributed, affordable and decarbonised electricity system, so IAs are required to trigger DR; but prosumers need sufficient rewards to participate, IAs need incentives to compete, and marketers need to innovate in the management of their customers' consumption, implicitly shifting their consumption to cheaper and decarbonised hours to obtain a higher profit per unit of energy sold.

6. References

- [1] «El Pacto Verde Europeo», *European Commission - European Commission*. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/ip_19_6691 (accedido 27 de agosto de 2023).
- [2] «Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética.».
- [3] U. D. Team, «USEF: Workstream on Aggregator Implementation Models - Recommended practices and key considerations for a regulatory framework and market design on explicit Demand Response», sep. 2017.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	6
1.1 Definiciones de Interés.....	11
1.2 Abreviaturas Utilizadas.....	13
Capítulo 2. Estado de la Cuestión	17
2.1 Cadena de Valor de la Flexibilidad.....	20
2.2 Servicios Implícitos de Flexibilidad Distribuida.....	25
2.3 Servicios Explícitos de Flexibilidad Distribuida.....	27
2.3.1 Participación en los Servicios de Balance, Adecuación y Gestión de Restricciones	32
2.3.2 Otras Oportunidades Técnicas de la Implementación del AI	40
2.3.3 Servicios en Mercados Mayoristas	51
Capítulo 3. Definición del Trabajo	60
3.1 La Esfera del Producto	62
3.1.1 ¿Por qué?	63
3.1.2 ¿Cómo?	66
3.1.3 ¿Qué?	67
3.1.4 ¿Para qué?	69
3.2 Justificación	71
3.3 Objetivos	72
3.4 Metodología	74
3.5 Planificación de la Implementación.....	75
3.6 Estimación Económica de los Modelos	77
Capítulo 4. Modelo Propuesto.....	82
4.1 Complejidades Operativas para los Agregadores Independientes	82
4.1.1 Medición y validación de los datos	83
4.1.2 Metodología de Definición del Patrón Base de Consumo de Referencia	87
4.1.3 Intercambio de Información y Confidencialidad	88
4.1.4 Efecto rebote	89
4.1.5 Relación entre Respuesta de la Demanda Implícita y Explícita	92
4.1.6 Condiciones de la cartera energética	93

4.1.7 Metodología de Pago por la Transferencia de Energía	94
4.2 Análisis del Sistema	95
4.2.1 Independencia del Agregador	95
4.2.2 Compensación Económica	95
4.2.3 Corrección de los Desvíos	99
4.2.4 Conclusiones del Análisis	103
4.3 Diseño y Desarrollo del Modelo Propuesto	106
4.3.1 Características Principales del Modelo No Compensado y No Corregido	107
4.3.2 Caso Práctico del Modelo No Compensado y No Corregido	108
Capítulo 5. Análisis de Resultados	112
Capítulo 6. Conclusiones y Trabajos Futuros	115
Capítulo 7. Bibliografía	118
ANEXO I - Actualización Hoja de Ruta MIE	127
ANEXO II - Alineamiento con los ODS	128

Índice de Ilustra

Ilustración 1: Esquema de Funcionamiento - Modelo Sin Compensación y No Corregido [3]	11
Ilustración 2: Hoja de Ruta del Autoconsumo en España [6].....	7
Ilustración 3: Distribución Geográfica del Potencial de Reducción de Carga, Densidad Media (kW/m2) [11].....	9
Ilustración 4: Distribución Geográfica del Potencial de Reducción de Carga, Media per cápita (kW/m2) [11]	10
Ilustración 5: Cadena de Valor para la Flexibilidad Implícita Distribuida [19].....	22
Ilustración 6: Cadena de Valor para la Flexibilidad Explícita Distribuida [19].....	23
Ilustración 7: Potencial de Reducción de las Diferentes Cargas Pico (GW) y de la Demanda Anual (TWh) de Diferentes Equipos de Demanda [22]	24
Ilustración 8: Gestión Combinada del AI de la Flexibilidad Implícita y Explícita del Prosumidor [19].....	25
Ilustración 9: Cadena de Valor de la Flexibilidad (USEF) [19].....	29
Ilustración 10: Esquema Temporal de los Distintos Mercados Energéticos	31
Ilustración 11: Compensación de Desequilibrios del Proyecto IGCC [39].....	38
Ilustración 12: Opciones Reglamentarias Basadas en las Fuentes de Valor de los Agregadores [5].....	46
Ilustración 13: Valor de los agregadores basado en la tecnología y en el contexto regulatorio [5].....	47
Ilustración 14: Cuota de Mercado por Número de Clientes de Electricidad, España 2021 [51]	54
Ilustración 15: Relación Mayor Beneficio Posible a Menor Precio de la Energía	56
Ilustración 16: La Respuesta Explícita a la Demanda Reduce los Precios Mayoristas de la Electricidad [50]	65
Ilustración 17: Punto de Equilibrio entre Sistema y Prosumidor	68
Ilustración 18: Ejemplo del Efecto Rebote Después del Evento [64]	90
Ilustración 19: Modelo No Corregido	108

Ilustración 20: Fase 1 - Operativa.....	108
Ilustración 21: Fase 2 – Operativa	109
Ilustración 22: Fase 3 – Operativa, BSP Libera Energía de Compensación	109
Ilustración 23: Fase 4 – Liquidación, Se Restablece el Balance Energético	110
Ilustración 24: Fase 3 Alternativa - Operativa, BSP Libera Energía de Compensación ...	110
Ilustración 25: Fase 4 Alternativa - Liquidación, Se Restablece el Balance Energético...	111
Ilustración 26: Fase 5 Alternativa - Liquidación, Liquidación de Desbalances	111
Ilustración 27: Corrientes Financieras Internacionales hacia Países en Desarrollo para Fuentes Renovables [73]	131

Índice de Tabla

Tabla 1: Análisis de los Modelos Propuestos	10
Tabla 2: Abreviaturas y Siglas Utilizadas	14
Tabla 3: Cronograma del Proceso de Implementación del Agregador Independiente [15]	76
Tabla 4: Consumos Pico, Máximos Teóricos y Business-As-Usual (GW) – Demand Response [10]	77
Tabla 5: Estimación de la DR según las alternativas políticas (GW) [10]	78
Tabla 6: Estimación Cuantitativa de los Costes y Beneficios de cada una de las Opciones Políticas [10]	79
Tabla 7: Estimación Cualitativa de los Costes y Beneficios de las Opciones Políticas [10]	80
Tabla 8: Efectos Distributivos de las Opciones Políticas para los Actores del Sistema Eléctrico [10]	81
Tabla 9: Tabla de Puntos Ponderados de los Modelos	103
Tabla 10: Modelo No Corregido de Agregación Independiente [3]	106
Tabla 11: Caso Práctico - Base - Fase 1 [3]	108
Tabla 12: Caso Práctico - Base - Fase 2 [3]	109
Tabla 13: Caso Práctico - Modelo Propuesto – Correcto - Fase 3 [3]	109
Tabla 14: Caso Práctico - Modelo Propuesto – Correcto - Fase 4 [3]	110
Tabla 15: Caso Práctico - Modelo Propuesto – Alternativo – Fase 3* [3]	110
Tabla 16: Caso Práctico - Modelo Propuesto – Alternativo – Fase 4* [3]	111
Tabla 17: Caso Práctico - Modelo Propuesto – Alternativo – Fase 5* [3]	111
Tabla [67]: Actualización Hoja de Ruta MIE a fecha 23 de marzo de 2023 (fuente REE)	127
Tabla [69]: Objetivos de Reducción de la Pobreza Energética en el Marco de la Estrategia Nacional Contra la Pobreza Energética (2019-2024) [69]	129
Tabla [71]: Inability to keep home adequately warm - EU-SILC survey [71]	129

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

En un mundo en constante transformación, donde la lucha contra el cambio climático y la sostenibilidad han emergido como imperativos ineludibles, la necesidad de unir esfuerzos y actuar de manera decidida se revela más urgente que nunca. En esta encrucijada histórica, el compromiso del ser humano por garantizar un futuro habitable en este planeta para las próximas generaciones adquiere un rol de responsabilidad máxima, enfrentándose al reto de desarrollar una economía próspera para toda la sociedad que proteja la biosfera.

Si bien suelen ser los investigadores los encargados de plantear las ideas que más adelante podrán ser guionizadas; los políticos, los encargados de dirigir la obra; y las empresas, las encargadas de materializarla; son los consumidores finales los que, en esta ocasión, protagonizarán la obra. Estamos por tanto ante un cambio de paradigma en el que la proactividad de los consumidores, generalmente pasivos, representará un papel principal en el centro del escenario energético.

Durante las últimas décadas, la energía eléctrica ha sido tradicionalmente gestionada bajo un enfoque centralizado, donde las grandes infraestructuras de generación y las colosales empresas han dominado este mercado energético, repartándose unos pocos papeles principales entre los actores de este oligopolio. No obstante, esto no debe sorprender al lector, pues es importante recordar que el sector eléctrico español se liberalizó hace apenas 25 años [4].

Sin embargo, la evolución tecnológica, la descentralización de las fuentes de generación y la digitalización está remodelando el panorama energético, dando lugar a la aparición de nuevos actores, como las Empresas de Servicios Energéticos (ESE), las Comunidades Energéticas o los Agregadores Independientes (AI), a punto de entrar en escena. Estos últimos agentes, capaces de coordinar y optimizar la demanda en función de la oferta, presentan un tremendo potencial para mejorar la eficiencia del sistema eléctrico [5], como se estudia en este proyecto.

La capacidad de impacto de estos agregadores se vuelve más tangible a medida que aumenta la descentralización de la generación eléctrica, como es el caso peninsular, en el que los Recursos Energéticos Distribuidos (DERs, *Distributed Energy Resources*) proliferan y, según se prevé, seguirán aumentando ferozmente, especialmente durante la actual década [6]. A continuación, en la Ilustración 2, se adjuntan los objetivos del MITECO [7] para la penetración del autoconsumo en el país (por supuesto, apenas representan una parte de los DERs esperados, pero se incluye la estimación por su intrínseca relación con los consumidores domésticos).

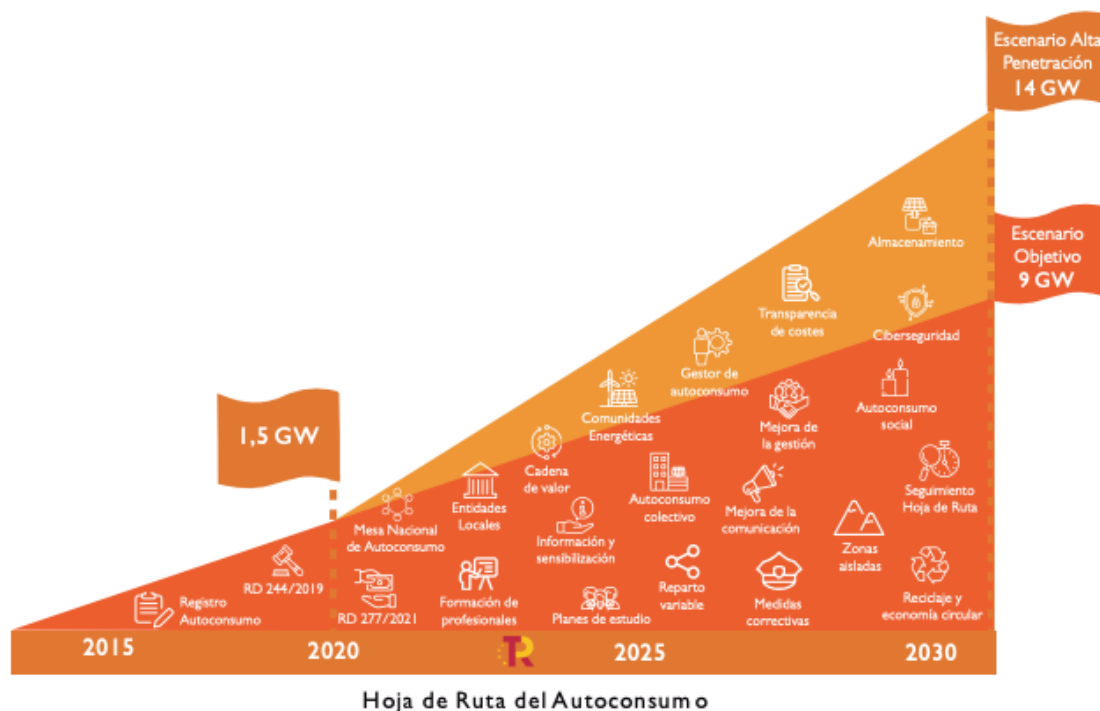


Ilustración 2: Hoja de Ruta del Autoconsumo en España [6]

De hecho, la creciente adopción de la energía solar fotovoltaica desencadena un fenómeno preocupante, la canibalización, donde el desajuste entre la elevada energía producida frente a la escasa demandada (en comparación a la oferta) en determinados momentos del día puede deprimir los precios mayoristas de la electricidad, impactando negativamente en la rentabilidad de estas instalaciones [8]. Como consecuencia, esta falta de rentabilidad de las inversiones en renovables (en este caso de solar fotovoltaica) es un factor que puede frenar

a los consumidores y otros agentes a la inversión en fuentes de energía renovable de estas características, retrasando los objetivos de descarbonización.

Para dar solución a este potencial problema, la innovación empresarial, la colaboración público-privada y la voluntad de los ciudadanos por adoptar medidas audaces, son las herramientas que permitirán transformar los desafíos en oportunidades. He aquí la necesidad del mercado de favorecer la figura del agregador, convirtiéndose en el agente del sistema que agrupe a los consumidores y los empuje a desplazar sus consumos desde las horas más caras, generalmente asociadas a una mayor generación fósil, hacia las más baratas, generalmente asociadas a este excedente renovable.

En contra de lo que algunos ciudadanos puedan pensar, este interés por descarbonizar el sistema eléctrico no es reciente, sino que venía acompañando a la propia liberalización del sistema eléctrico, hace 25 años: “La presente Ley tiene, por consiguiente, como fin básico establecer la regulación del sector eléctrico, con el triple y tradicional objetivo de garantizar el suministro eléctrico, garantizar la calidad de dicho suministro y garantizar que se realice al menor coste posible, todo ello sin olvidar la protección del medioambiente, aspecto que adquiere especial relevancia dadas las características de este sector económico [4]”.

Afirmación también ratificada en la reformulación de dicha Ley, hace 10 años: “[...] todo este proceso se ha enmarcado dentro de los principios de protección medioambiental de una sociedad moderna [9]”. Quizás sea conveniente mencionar que, al menos según dice la propia Ley de 2013, *[...] la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, ha contribuido notablemente al cumplimiento de los compromisos derivados del paquete Energía y Cambio Climático, que establecen como objetivos para 2020 la reducción de gases de efecto invernadero del 20 por ciento en la Unión Europea con respecto a 1990 [9]*.

En línea con esto, se demuestra que la regulación juega un papel crucial en el éxito de la integración de los agregadores independientes en el mercado eléctrico, gracias a su poder para cambiar las reglas del escenario. Por ello, este trabajo se adentrará en un análisis comparativo de las regulaciones planteadas en la Unión Europea (UE) (y otros Estados de

interés), para la cual será necesaria si quiere convertirse en el primer continente climáticamente neutro en 2050, como impulsa el Pacto Verde Europeo [1].

Como se verá en mayor profundidad en el apartado Compensación Económica, los beneficios económicos que traerá la flexibilidad de la demanda dependerán del modelo político que se escoja como marco normativo para la implementación de la figura del agregador, pero como máximo teórico, el potencial es de 160 GW activados (28 % de la potencia total en los periodos punta) [10], mientras que otras estimaciones más realistas de las metas alcanzables oscilarían los 50 GW [10]. No obstante, esta cifra es una media europea, que se distribuirá según las condiciones geográficas y energéticas de cada una de las regiones, además por supuesto del éxito con el que se implementen las medidas en cada región.

Así, una distribución geográfica del potencial de la reducción de carga, según la densidad media en kW/km² podría ser la que puede verse en la Ilustración 3, donde se aprecia la enorme capacidad de aliviar las redes de distribución en las grandes áreas metropolitanas españolas, como Madrid y Barcelona:

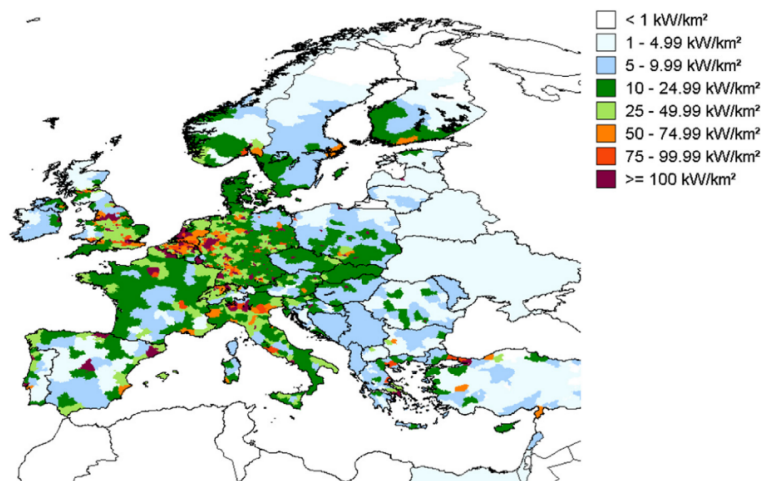


Ilustración 3: Distribución Geográfica del Potencial de Reducción de Carga, Densidad Media (kW/m2) [11]

Por otra parte, en cuanto a la distribución geográfica del potencial de reducción de carga que pueda activar la DR (*Demand Response*, Respuesta de la Demanda), según la media per cápita, en kW, puede verse en la Ilustración 4, donde se aprecia un mayor potencial en las regiones más despobladas de la región española, así como en el norte del País Vasco.

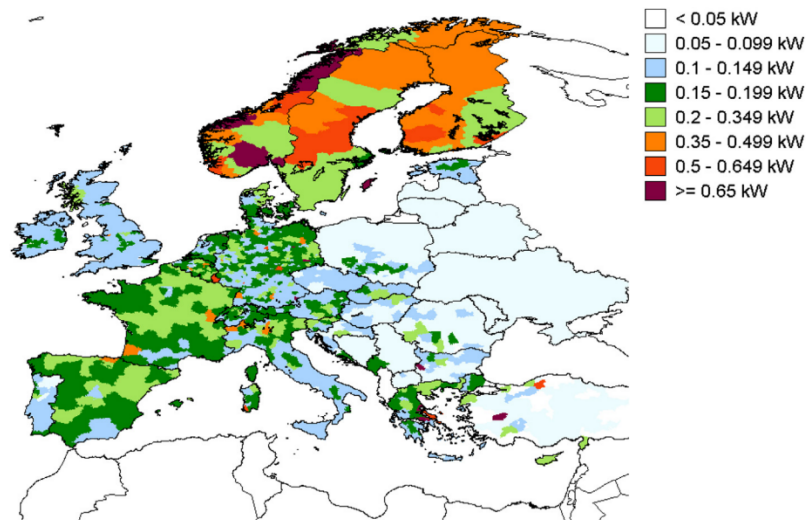


Ilustración 4: Distribución Geográfica del Potencial de Reducción de Carga, Media per cápita (kW/m2) [11]

En el análisis de este proyecto, se identificarán las mejores prácticas y soluciones que puedan ser aplicadas al contexto peninsular, a juicio del autor, promoviendo un marco regulatorio que fomente la competencia justa, la seguridad y eficiencia operativa, así como la generación de riqueza para todos los grupos de interés. Por supuesto, estas prácticas promovidas también deberán ser realistas, por lo que se contemplarán los contras de cada una de las alternativas, así como los costes de implementación.

En definitiva, el presente trabajo aspira a sentar las bases para una mayor flexibilidad y resiliencia del sistema eléctrico, promoviendo la adopción masiva de energías renovables y contribuyendo a la construcción de un futuro energético sostenible y equitativo para las empresas, las personas y el propio Estado. En este sentido, se evitará formular propuestas políticas que encaminen la solución a una dependencia económica del Estado, para evitar así generar una deuda por el coste de implementación que, a la larga, acabarían pagando los consumidores finales; así como soluciones que sólo beneficien a ciertas empresas del sector.

En un paralelismo con el histórico Protocolo de Kioto [12] de la Organización de las Naciones Unidas (ONU), que sentó las bases para la reducción de gases de efecto invernadero, el presente trabajo se sumerge en el desafío de cómo construir un sistema eléctrico más limpio, eficiente y resiliente a nivel europeo. De nuevo, se reconoce la importancia vital de la acción humana en la búsqueda de soluciones inteligentes y sostenibles, para crear una solución sostenible en el tiempo, a la que se tenga por seguro que se unirá casi el total de los países (con el paso del tiempo) en sus luchas por evitar que el calentamiento global supere la barrera de 1,5°C [13].

Con esto, el presente proyecto plasma la necesidad de Europa [14] por diseñar un nuevo mercado interior de la electricidad, que permita el aumento de la electrificación y la plena integración de las energías renovables distribuidas. Además, tendrá que hacer frente al cambio de los patrones de uso de la energía eléctrica, derivado de la adopción de tecnologías como el Vehículo Eléctrico (VE), los sistemas eléctricos de climatización o las instalaciones de autoconsumo en la vida cotidiana de los consumidores domésticos.

1.1 DEFINICIONES DE INTERÉS

Es posible que los diferentes lectores de este documento, si los hubiera, gocen de distintos conocimientos de la materia hasta el momento, por lo que se estima conveniente incluir una pequeña serie de definiciones que puedan facilitarle la lectura de este proyecto.

- Flexibilidad del Lado de la Demanda (DSF, *Demand Side Flexibility*)

Según se recoge en la Hoja de Ruta de la Flexibilidad de la Demanda en España [15] de la Asociación ENTRA, el concepto “flexibilidad” se puede entender como *la capacidad para modificar la producción o el consumo de los distintos recursos energéticos distribuidos ante distintas señales: el precio de la electricidad que determine el mercado; un programa establecido; compromisos adquiridos como pudiera ser la participación en una subasta de capacidad; o las decisiones adoptadas por un tercero que realice funciones de agregación con el fin de gestionar un consumo de energía eficiente [16].*

En definitiva, podría decirse que la *flexibilidad de la demanda* es la capacidad del consumidor eléctrico (o de su representante) de cambiar (subir, bajar, adelantar o posponer) su consumo neto ¹.

Como parece lógico en la situación climática actual no catastrófica en el corto plazo, la mayoría de los consumidores particulares no adoptarán estos comportamientos desinteresadamente, por el mero mantra de reducir las emisiones de carbono asociadas a su consumo, sino que lo harán porque esta variación en su comportamiento va asociada a un fin de lucro. Por ello, según sea la forma de este beneficio económico, bien sea a través de la reducción del gasto económico asociado al consumo directo de energía, o a la obtención de ingresos por la venta directa de su flexibilidad, se divide en estos dos tipos:

- Flexibilidad implícita

El consumidor responde voluntariamente a variaciones de precios, ya sea por su tarifa de tramos horarios en el mercado libre, por estar vinculada su tarifa al PVPC [17], etc.

- Flexibilidad explícita

El consumidor, generalmente a través de un agregador (ya sea independiente, o la propia comercializadora), oferta su flexibilidad en el mercado.

En conclusión, la gestión de la demanda se refiere al cambio de los patrones del consumidor en respuesta a las señales del mercado [18], ya sea para evitar un gasto (ahorro) o para generar un ingreso económico (remuneración).

- Agregación

¹ Es importante aclarar que lo importante es el consumo neto, ya que a la red no le interesa de dónde provenga o en qué se gaste esa energía, sólo cuánto se está exportando o importando.

Según la Directiva de la UE 2019/944, se define “agregación” como una función realizada por una persona física o jurídica que combina múltiples consumos de clientes o electricidad generada para su venta, compra o subasta en cualquier mercado de electricidad [18].

Es decir, la función de agregación es la de intermediación entre los consumidores finales, los propietarios de los DERs y cualquier otro agente del sistema eléctrico [5].

- Agregador

Aquella empresa encargada de llevar a cabo la agregación antes mencionada. Esta empresa podrá ser la propia comercializadora, o bien ser independiente de ella.

- Agregador Independiente

Participante en el mercado que presta servicios de agregación y que no está relacionado *con el suministrador del cliente* [18].

- Flexibilidad Distribuida

Capacidad de los activos conectados a la red de distribución de desplazar o cambiar su patrón previsto de consumo (o generación) en respuesta a una señal, proporcionando a la red de distribución la flexibilidad de los recursos energéticos distribuidos, o activos flexibles [19].

1.2 ABREVIATURAS UTILIZADAS

Así como se han incluido una serie de definiciones previamente para ayudar al posible lector que lo requiera, se adjunta a continuación la Tabla 2, de modo que pueda acudir a ella en el supuesto caso en el que lo necesite. No obstante, se han ido incluyendo las aclaraciones a lo largo del documento, por lo que su lectura no es necesaria para el lector.

Tabla 2: Abreviaturas y Siglas Utilizadas

ABREVIATURAS/SIGLAS	LEYENDA
aFRR	<i>Frequency Restoration Reserves with Automatic Activation</i> Reservas de Restablecimiento de Frecuencia con Activación Automática
AI	Agregador Independiente
API	<i>Application Programming Interface</i> Interfaz de Programación de Aplicaciones
BE	Balance Eléctrico
BRP	<i>Balance Responsible Party</i> Sujeto de Liquidación Responsable del Balance
BSP	<i>Balancing Service Provider</i> Proveedor de Servicios de Balance
CAPEX	<i>Capital Expenditures</i> Gastos de Capital
CE	Comisión Europea
CMSP	<i>Congestion Management Service Provider</i> Proveedor de Servicios de Gestión de la Congestión
CRO	<i>Common Reference Operator</i> Operador Común de Referencia
CSP	<i>Capacity Service Provider</i> Proveedor de Servicios de Capacidad
CUPS	Código Universal de Punto de Suministro
DER	<i>Distributed Energy Resources</i> Recursos Energéticos Distribuidos
DR	<i>Demand Response</i> Respuesta de la Demanda
DSO	<i>Distribution System Operator</i>

	Operador de la Red de Distribución
ESE	Empresa de Servicios Energéticos
ENTSO-E	<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i> Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad
FCR	<i>Frequency Containment Reserve</i> Reserva de Contención de Frecuencia
IGCC	<i>International Grid Control Cooperation</i> Cooperación Internacional para el Control de la Red
IN	<i>Imbalance Netting</i> Compensación de Desequilibrios
ISP	<i>Imbalance Settlement Period</i> Periodo de Liquidación del Desequilibrio
ISR	<i>Imbalance Settlement Responsible</i> Responsable de la Liquidación de Desequilibrios
LFC Area	<i>Load-Frequency Control Area</i> Área de Control Carga-Frecuencia
MARI	<i>Manually Activated Reserves Initiative</i> Iniciativa de Reservas Activadas Manualmente
MDR	<i>Metered Data Responsible</i> Responsable de los Datos Medidos
MIBEL	Mercado Ibérico de Electricidad
MITECO	Ministerio para la Transición Energética y el Reto Demográfico
mFRR	<i>Frequency Restoration Reserves with Manual activation</i> Reservas de Restauración de Frecuencia con activación Manual
OMIE	Operador del Mercado Ibérico de la Electricidad – Polo Español
OMIP	Operador del Mercado Ibérico de la Electricidad – Polo Portugués
OPEX	<i>Operational Expenditures</i>

	Gastos Operacionales
ONU	Organización de las Naciones Unidas
OS	Operador del Sistema
OTC	<i>Over The Counter</i> De Venta Libre
PICASSO	<i>Platform for the International Coordination of Automated frequency restoration and Stable System Operation</i> Plataforma para la Coordinación Internacional del Restablecimiento Automático de la Frecuencia y la Explotación Estable del Sistema
PVPC	Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor
REE	Red Eléctrica de España
RR	Reservas de Reemplazo
TERRE	<i>Trans European Replacement Reserves Exchange</i> Bolsa Transeuropea de Reservas de Reemplazo
TIC	Tecnologías de la Información y las Comunicaciones
ToE	<i>Transfer of Energy</i> Transferencia de Energía
TSO	<i>Transmission System Operator</i> Operador del Sistema de Transporte
Ud. E.	Unidad de Energía
UE	Unión Europea
USEF	<i>Universal Smart Energy Framework</i> Marco Universal de Energía Inteligente
VC	Venture Capital
VE	Vehículo Eléctrico
VPP	<i>Virtual Power Plant</i> Central Eléctrica Virtual

Capítulo 2. ESTADO DE LA CUESTIÓN

En una sociedad cada vez más desarrollada tecnológicamente con una economía en constante evolución, donde las inteligencias artificiales se desarrollan vertiginosamente, la importancia de desplegar los sistemas energéticos del futuro adquiere una resonancia inigualable. En medio de conflictos geopolíticos internacionales enarbolados intrínsecamente por la dependencia mutua del intercambio comercial de combustibles fósiles, y ante la posible sombra inminente de una recesión económica avivada por la inflación y los altos tipos de interés (procedente de la sobreestimulación económica estatal, a nivel occidental), la llegada de los agregadores independientes emerge como una oportunidad sin igual para aportar resiliencia en el panorama energético y los sectores económicos y sociales que lo rodean.

Una solución para desvincular la generación energética de los combustibles fósiles, evitar un gasto innecesario en infraestructura y a su vez permitir a los ciudadanos europeos una gestión eficiente de su propia energía, es la de introducir un cambio radical de paradigma, en la que sea la demanda la que se adapte a la generación, y no viceversa, como ha sido hasta el momento. En una sociedad inmersa en sus dispositivos móviles, de conectividad constante, el potencial de estos actores para revolucionar la generación, distribución y consumo de energía no sólo es innegable, sino que se erige como un foco de esperanza en la escenificación de esta obra remasterizada que es la mejora disruptiva de un sistema eléctrico inteligente, descarbonizado y asequible para todos.

Por supuesto, esta no es la única solución definitiva, pues como se ha visto previamente en la Ilustración 2, la solución al reto de la transición energética no pasa únicamente por implementar correctamente la figura del Agregador Independiente (AI), sino que va enlazada a otras muchas herramientas que previamente y durante la implementación de la figura del AI deberán ser desarrolladas. En línea con esto, el estado actual de la cuestión ha puesto sobre la mesa un gran número de tecnologías, pues la problemática que genera la

descarbonización y descentralización de la generación abarca muchos factores diferentes, por lo que el lector no debe caer en el fenómeno utópico del Martillo de Maslow [20].

No obstante, la implementación de modelos de agregación que favorezcan la flexibilidad del sistema eléctrico europeo, y en cada uno de los estatales en particular, ha surgido como una temática crucial en el panorama energético. En el caso de España, si bien no se hace mención directa en el Objetivo 7 “Energía Asequible y No Contaminante” del Plan de Acción para la Implementación de la Agenda 2030 [21], sí que se hace mención en otros muchos documentos oficiales, como en la consideración 24 de la Ley 7/2021 [2].

Se espera que, a medida que el sector energético avance acometiendo la transición energética mediante una matriz de generación más renovable, el papel de estos actores emergentes que son los AI vaya cobrando más fuerza. No obstante, es un tema que lleva años despertando un alto interés en la comunidad académica y en el sector empresarial, pero se hace evidente la falta de un marco regulatorio consolidado que defina claramente su funcionamiento. A pesar de que su posible contribución en el contexto del mercado eléctrico ya ha sido suficientemente analizada desde una perspectiva teórica, como queda demostrado en el elevado número de investigaciones científicas que pueden encontrarse al respecto, las cuales superan enormemente a las referenciadas en este proyecto, la normativa sigue sin resolverse.

El marco de investigación sobre los AI es amplio y multifacético, tanto desde la perspectiva tecnológica, como desde la económica y social (incluyendo la medioambiental en esta tercera perspectiva). Todos aquellos son fundamentales, pues la sostenibilidad de este sistema descarbonizado reside en tres pilares: el técnico, el económico y el social; y sin un reparto equitativo entre todos ellos, a ciencia cierta el sistema se derrumbará más pronto que tarde.

Desde la perspectiva técnica, diversas investigaciones se han centrado en el desarrollo de sistemas de gestión de la demanda, analizando las posibilidades y los retos que la implementación de la figura de los agregadores descubriría en la red. Mejoras en la flexibilidad operativa, desafíos como la intermitencia de las renovables y el aumento de la seguridad en la red son algunos de los temas más tratados.

En paralelo, los análisis económicos han apuntado el foco sobre el potencial impacto de los AI en los mercados energéticos, el aumento de la rentabilidad de las renovables, o los nuevos modelos de negocio que derivan de su participación en el mercado. Además, no se trata únicamente de beneficios económicos para las empresas involucradas, que también, sino de beneficios generalizados en las infraestructuras del sistema, que abarcan desde la reducción del gasto del propio Estado, hasta la posibilidad de generar ingresos por parte de los consumidores finales.

Gracias a ello, este potencial ahorro en gasto social permite tanto al Estado como a los ciudadanos destinar sus inversiones a otros fines que, de otra manera, no podrían enfrentarse. Asimismo, gracias al abandono de las centrales menos eficientes, derivado de esta gestión activa de la demanda, se reducirán los precios de la energía en el mercado mayorista, beneficiando tanto a aquellos consumidores activos que se quieran ver involucrados en los eventos de flexibilidad explícita (a través de remuneraciones específicas), como a aquellos consumidores que permanezcan pasivos (pues se reducirán los precios de las horas punta).

No obstante, los desplazamientos de carga derivados de la actuación de estos agregadores también provocarán un encarecimiento de las horas más baratas, lo cual no debe verse como algo negativo, sino como un hecho que favorecerá los retornos de las inversiones en renovables, incitando a su vez a una mayor inversión en este tipo de tecnologías.

En línea con esto, favorecer la competencia de estos AI conduciría a la optimización de los recursos, pero el modelo con el que se relacionen con el resto de los agentes del sistema, especialmente con los suministradores de energía, todavía no ha sido definido: he aquí uno de los motivos por los que no se ha adoptado ya un modelo como postulado irrefutable. Esta duda denota el bloqueo del sector por lanzarse a desarrollar empresas que den solución a estos problemas, pues, a pesar de que el riesgo empresarial suele ser asumido en contraparte a un potencial ingreso, se trata de grandes inversiones que, o bien pueden permitirse empresas colosales del sector porque saben que podrán reutilizar gran parte del conocimiento adquirido, o bien pueden permitirse aquellas Venture Capital (VC) dedicadas a financiar startups que buscan desarrollar nuevos modelos de negocio para la transición energética.

En resumen de esta introducción, el estado de la cuestión confirma el interés académico y empresarial por el desarrollo de dichas figuras en el sistema eléctrico, categorizándolos de actores esenciales para la transición energética hacia un sistema descarbonizado y eficiente que, por definición, debe ser flexible. Sin embargo, la carencia de un marco normativo sólido retrasa el despliegue de estas empresas, por lo que se insta a que se acelere la intersección entre la innovación tecnológica, la economía energética y la regulación para conformar la creación de este nuevo escenario.

2.1 CADENA DE VALOR DE LA FLEXIBILIDAD

La flexibilidad distribuida será útil para múltiples propósitos, pudiendo servir a distintos tipos de clientes en diferentes mercados eléctricos; no obstante, es requisito indispensable que sea gestionada de manera eficiente, y es ahí donde aparece la figura del AI de la demanda, para agrupar los DER, manejándolos conjuntamente para conseguir que generen valor para el sistema. Por supuesto, esta gestión de la demanda no será altruista, pues de lo contrario no habría un motivo que incitase a las empresas a formar parte de estos nuevos mercados, por lo que deberán recibir una remuneración económica justa, a la par que deberán estar sometidos a unas responsabilidades que deben cumplir si quieren asegurar su éxito.

La agrupación de estos DER permite a los agregadores regular sus carteras de manera que, en caso de no activación de un recurso concreto que esperaba ser activado, puedan emplear otros recursos de sus carteras para suplir estos desvíos. Los propietarios de los DERs, generalmente consumidores minoristas, no pueden acceder a los mercados mayoristas debido a su baja capacidad de influencia, lo cual tampoco les sería rentable frente a los grandes esfuerzos que les supondrían, debido a las ganancias marginales que una única activación puntual conlleva.

Estos activos de flexibilidad (ya sean cargas, unidades controlables de generación local o almacenamiento) pueden aportar valor a distintos agentes de la red, entre los que se encuentran [19]:

- El prosumidor, o **consumidor activo**, el cual puede flexibilizar su consumo energético para optimizar el gasto monetario a través de las tarifas de red (flexibilidad implícita), aumentando su propia energía generada, o a través de la obtención de una remuneración por dejar de consumir electricidad en momento críticos (flexibilidad explícita), ya sea por sobrecostes de generación en los mercados o por motivos técnicos.
- El proveedor de energía (**suministrador** o comercializadora), o/y su responsable de balance (**BRP**, *Balance Responsible Party*), los cuales buscan reducir sus gastos de aprovisionamiento para maximizar el beneficio sobre sus ingresos, para lo cual es importante también evitar las sanciones económicas por errores en sus estimaciones previa de consumo de sus clientes; por lo que ser capaces de flexibilizar el consumo de sus clientes en momentos puntuales les permitiría optimizar sus carteras energéticas.
- Los Gestores de las Redes de Distribución (**DSO**, *Distribution System Operator*), encargados de la instalación y el mantenimiento de dichas redes, podrían evitar ineficiencias en su operación gracias a la reducción de cargas en momentos de congestión; además, podrían evitar la necesidad de refuerzo de dichas redes.
- El Gestor de la Red de Transporte (**TSO**, *Transmission System Operator*), encargado de la instalación y el mantenimiento de dicha red; así como el Operador del Sistema (**OS**), encargado de la estabilidad del sistema, podrían aplicar la flexibilidad para aumentar la eficiencia de la operación de la red, asegurando el balance o evitando congestiones. Además, podría llegar incluso a evitar la necesidad del TSO de reforzar dichas redes de transporte. Es importante aclarar que, en la mayoría de los sistemas eléctricos nacionales europeos, ambas labores son llevadas a cabo por una misma empresa, como es el caso de Red Eléctrica de España (REE), en el panorama nacional.

Uno de los requisitos indispensables de la Transición Energética recae en situar al ciudadano en el centro del sistema eléctrico, evolucionándolo de una actitud de consumo pasiva hacia un rol mucho más activo. En este sentido, ya son muchos los consumidores que alteran sus

patrones de consumo en función del precio de la electricidad, especialmente aquellos prosumidores con instalaciones de generación solar fotovoltaica que quieren aprovechar al máximo la generación de sus paneles (pues la remuneración por venta de energía en estas horas de mayor producción suele ser bastante inferior al precio de compra en otras franjas temporales).

A continuación, en la Ilustración 5, puede verse un esquema simple de cómo una Empresa de Servicios Energéticos (ESE), mediante recomendaciones o acciones de control directo sobre los DER de sus clientes, puede activar a estos consumidores para actuar en función de los costes del mercado regulado o de la tarifa contratada en el mercado libre que tengan con sus comercializadoras.

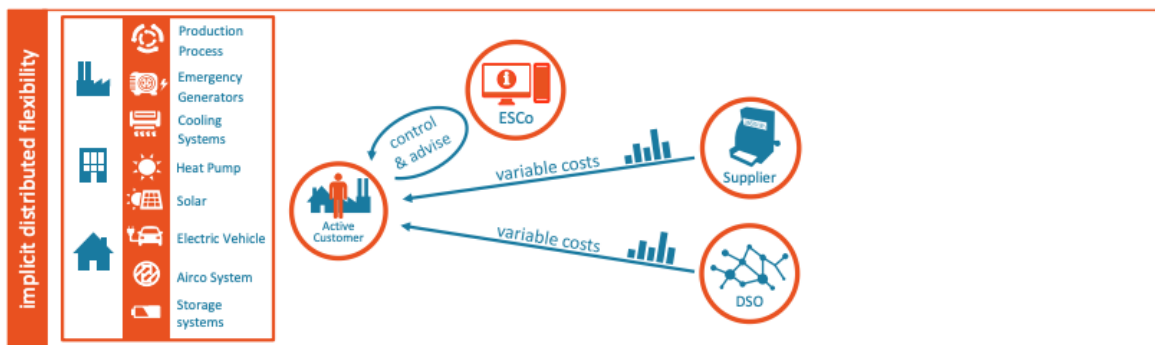


Ilustración 5: Cadena de Valor para la Flexibilidad Implícita Distribuida [19]

En este sentido, en el que los propios prosumidores y las ESE promueven este tipo de flexibilidad implícita, el autor del proyecto considera que es una metodología ideal para educar a los ciudadanos a la futura flexibilidad explícita. Esta futura opción de flexibilidad permitirá a los consumidores vender la energía no consumida tanto a sus comercializadoras o sus BRP, a su DSO, o al propio TSO, según peticiones en los mercados de equilibrio y capacidad, a través de un representante como el AI.

Más adelante, en la Ilustración 6, puede verse un esquema algo más complejo de la relación de estos agregadores con el sistema eléctrico, a través de los supuestos agentes encargados de interceder en los mercados eléctricos entre ambas partes. La figura de estos agentes puede existir en un mercado como intermediario, o bien su función o funciones puede/n ser

asumida/s por el propio agregador. Este agregador, por una parte, otorgaría una compensación económica al consumidor activo por su flexibilidad, mientras que por otra parte vendería esta flexibilidad a los agentes de la red (DSO o TSO) o a la propia comercializadora o su BRP a cambio de una remuneración económica.



Ilustración 6: Cadena de Valor para la Flexibilidad Explícita Distribuida [19]

La manera en la que se repartirán estos beneficios, y si el agregador tiene que compensar a otros agentes posiblemente afectados de la red, como sería el proveedor energético, todavía está por definir (se analizarán las posibilidades más adelante, en el Capítulo 4. Modelo Propuesto). Además, en dicha Ilustración 6, pueden verse algunas de las utilidades que los compradores finales de la flexibilidad podrán darle a esta: optimización de su cartera energética, gestión de restricciones técnicas de la red, o para asegurar el balance entre oferta y demanda.

Se analizará la figura del AI en mayor profundidad a lo largo del proyecto, así como de su posibilidad para encargarse de gestionar tanto la flexibilidad implícita como explícita de los consumidores finales. No obstante, según la metodología de cálculo empleada como referencia para la medición de la flexibilidad explícita aportada por el prosumidor, estas dos flexibilidades pueden entrar en conflicto, llegando incluso a la situación en la que un consumidor activo con flexibilidad implícita perfecta no pueda optar a la explícita, en la mayoría de los casos.

En cuanto al potencial de reducir las diferentes cargas pico (GW), así como de desplazar la demanda anual (TWh) de diferentes fuentes de demanda que rodean al prosumidor,

dependerá enormemente del tipo de prosumidor (doméstico, industrial, comercial o institucional), así como de su localización geográfica y otras muchas variables, como el modelo de agregación que implemente; sin embargo, resulta interesante analizar el caso estimado para Reino Unido, en el 2050, en el que los VE y las bombas de calor representan, con creces, la mayoría del potencial de los DER, como puede verse en la Ilustración 7:

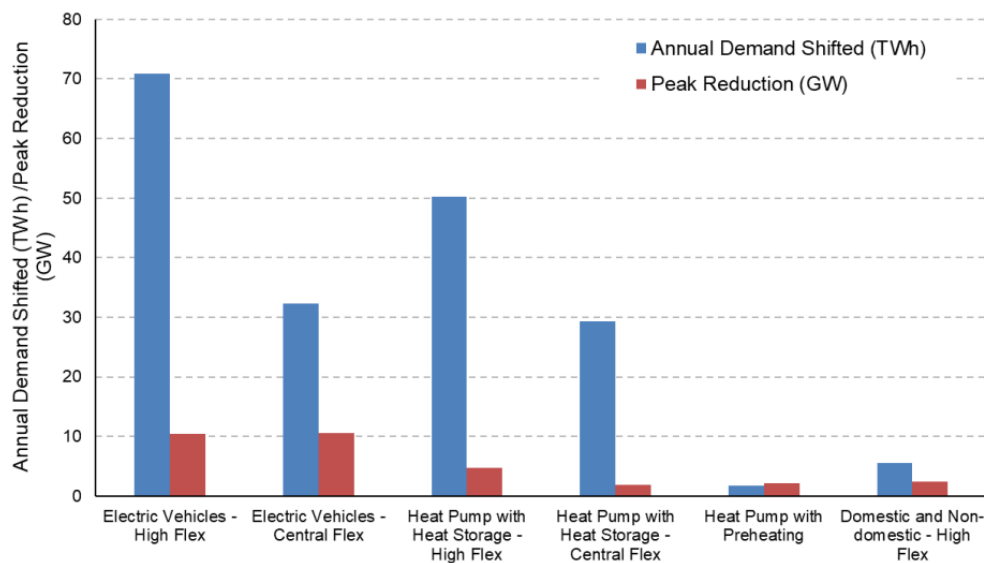


Ilustración 7: Potencial de Reducción de las Diferentes Cargas Pico (GW) y de la Demanda Anual (TWh) de Diferentes Equipos de Demanda [22]

Aun con todos los problemas que la implementación de esta figura pueda suponer, téngase por seguro que los agentes del sistema (desde la propia red hasta los consumidores finales, pasando por los mercados) crearán soluciones para hacerles frente. Por ello, se analizarán a continuación algunas de las consecuencias técnicas, económicas y sociales (y la relación entre ellas) que la introducción de este nuevo marco normativo puede desencadenar, generalmente positivas, en forma de beneficios, pero también algunas negativas, en forma de retos por resolver (todavía sin afrontar), a los cuales habrá que ir dando solución para convertirlas en oportunidades.

2.2 SERVICIOS IMPLÍCITOS DE FLEXIBILIDAD DISTRIBUIDA

Dejando de lado en este proyecto el análisis profundo de los beneficios que la flexibilidad implícita puede llegar a otorgar a los prosumidores, debido a la independencia entre agentes del sistema eléctrico para su consecución. Afortunadamente para la consecución de este beneficio, no depende de la interacción de todos los agentes del sistema eléctrico, salvo del DSO para la obtención de datos energéticos (y evitar un gasto innecesario en monitorización), de la ESE y sus clientes.

Es posible que la empresa tecnológica encargada de gestionar la información energética de los clientes de dicha ESE pueda ser a su vez el encargado de gestionar su flexibilidad explícita, por lo que se adjunta una representación gráfica en la Ilustración 8 de dicha gestión holística llevada a cabo bajo la figura del AI:

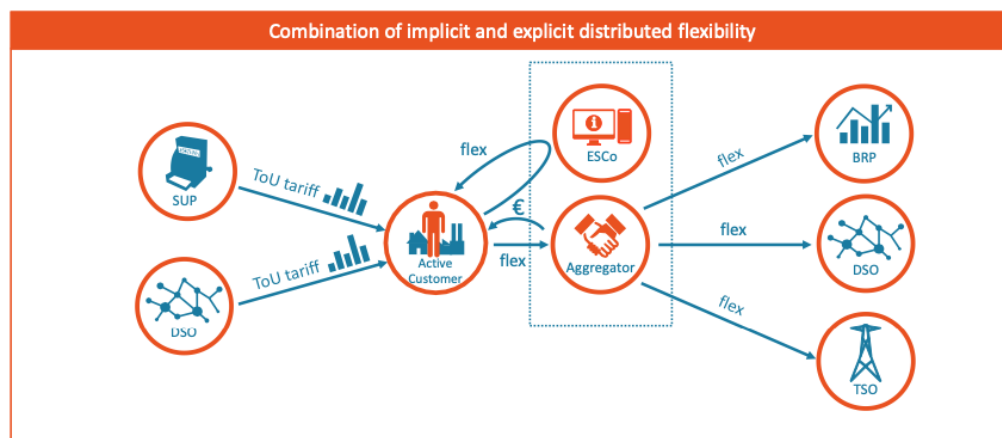


Ilustración 8: Gestión Combinada del AI de la Flexibilidad Implícita y Explícita del Prosumidor [19]

En cuanto a esta gestión de la flexibilidad implícita del prosumidor a cargo del AI, se procede a enumerar algunos de los beneficios principales [19]:

- **Optimización de los tiempos de uso** de los equipos de consumo, en función de la tarifa del consumidor (ya sea por tramos o indexada al PVPC). En el caso de consumidores domésticos, estos equipos pueden dividirse en tres grupos, según su capacidad para ser flexibilizados [23]:

- **No flexibles:** los cuales no pueden (o no tienen sentido) ser desplazados, como los ordenadores, la televisión o el alumbrado de la vivienda.
 - **Semiflexibles:** los cuales pueden ser desplazados si el consumidor es notificado con la suficiente antelación, como las lavadoras, los lavavajillas o las secadoras.
 - **Flexibles:** los cuales son fácilmente desplazables, e incluso interrumpibles en el acto, como los VE o los dispositivos eléctricos de climatización.
- Además, en caso de interrupciones temporales no superiores a 15 minutos, se podría barajar la inclusión de frigoríficos y congeladores en este grupo.

- **Aprovechamiento del autoconsumo**, en caso de tenerlo.
- **Gestión del almacenamiento**, en caso de tenerlo.
- **Optimización de la potencia contratada**, en caso de ser necesaria.
- **Detección de la tarifa ideal**, según el patrón de consumos del usuario y las tarifas disponibles en el mercado de las comercializadoras.

Además, la flexibilidad implícita llevada a gran escala traería un beneficio enorme a los mercados eléctricos mayoristas, pues reduciría los consumos en horas pico -generalmente más caras y asociados a una mayor generación mediante combustibles fósiles- para desplazarlos a las horas valle -generalmente más baratas y asociadas a una generación renovable-, lo que:

- favorecería el abandono de las tecnologías de generación menos eficientes,
- acelerando el abandono de las tecnologías más intensas en carbono,
- disminuyendo los precios máximos de la energía,
- evitando la necesidad de aumentar las infraestructuras de transporte y distribución por la reducción de la necesidad punta en horas con mayores flujos,
- aumentando el retorno de la inversión en energías renovables,
- animando nuevas entradas de capital a estas tecnologías renovables,
- impulsando la adquisición de vehículos y equipos de climatización eléctricos,
- favoreciendo el abandono de tecnologías basadas en combustibles fósiles,

- y reteniendo el capital europeo hasta entonces destinado a importaciones de combustibles,

consiguiendo desatar la resiliencia de la economía energética europea.

Si bien la flexibilidad implícita será requisito indispensable para los puntos aquí recogidos, no será suficiente para lograrlos, siendo necesario enfrentarse a los verdaderos retos técnicos del sistema eléctrico mediante la agregación de los consumidores a través de una figura que no vele por los intereses independientes de un suministrador de energía, ni tampoco por agentes concretos del sistema eléctrico. Por ello, surge imperiosamente la necesidad de definir el marco normativo del AI, así como las responsabilidades que debe asumir por el daño económico que derive a otros agentes ya existentes del mercado eléctrico, especialmente al suministrador o su respectivo responsable del balance, en el caso de que así se decida [24].

2.3 SERVICIOS EXPLÍCITOS DE FLEXIBILIDAD DISTRIBUIDA

Con esto, y de cara al análisis posterior, se procede a recoger las oportunidades técnicas principales que la implementación de un marco normativo para los agregadores independientes descubriría al sistema eléctrico, derivando en oportunidades económicas para los agentes privados que en ella participan y, en última instancia (y aún más importante), en oportunidades de generación de valor para los consumidores (y para la sociedad en general). En este sentido, se hace referencia a aquellos servicios que suponen un desafío realmente heroico para el sistema, es decir, para los servicios explícitos de flexibilidad distribuida [19], como se adjunta más adelante en la Ilustración 9:

- Servicios de Gestión de Restricciones, favoreciendo al TSO y a los DSOs, optimizando el funcionamiento de la red mediante:
 - Control de Tensión
 - Gestión de la Capacidad de la Red
 - Gestión de la Congestión

- Aislamiento y Restablecimiento Controlados
- Servicios de Adecuación, aportando seguridad al TSO y a los BRP, mediante:
 - Pagos por Capacidad
 - Mercado Nacional de Capacidad
 - Reservas Estratégicas
 - Cobertura
- Mercados Mayoristas, favoreciendo a los suministrados (o sus encargados), mediante:
 - Optimización Diaria
 - Optimización Intradía
 - Equilibrio Autónomo/Pasivo
 - Optimización de la Generación
- Servicios de Balance, favoreciendo al TSO mediante,
 - Reservas de Contención de Frecuencia (FCR)
 - Reservas Automáticas de Restablecimiento de Frecuencia (aFRR)
 - Reservas Manuales de Restablecimiento de Frecuencia (mFRR)
 - Reservas de Reemplazo (RR)

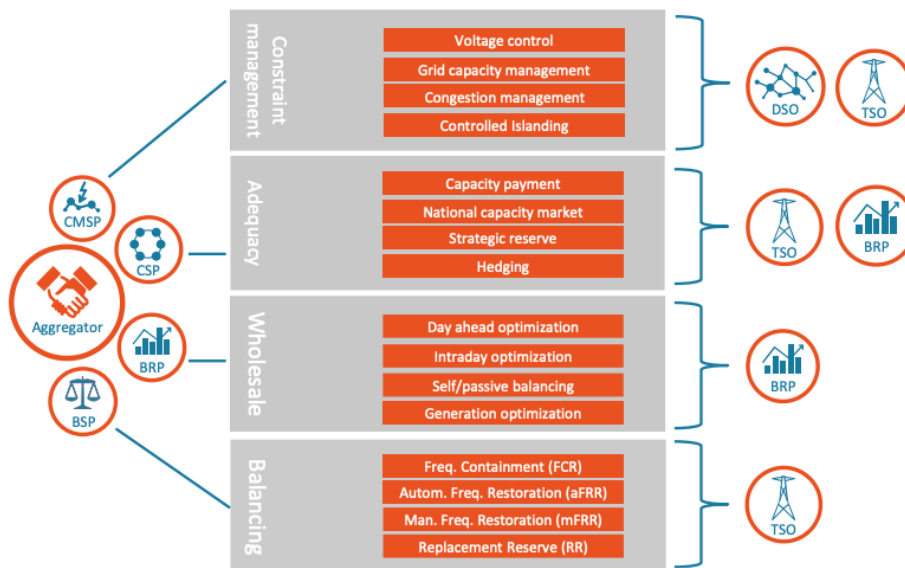


Ilustración 9: Cadena de Valor de la Flexibilidad (USEF) [19]

Cumplir con estos tres pilares mencionado anteriormente es requisito indispensable para que la solución sea sostenible en el tiempo, aunque la importancia de cada uno de ellos irá variando en el tiempo pues, en primera instancia, es necesario lograr los retos técnicos, los cuales se sabe que traerán beneficios económicos al sistema, para que finalmente acaben repercutiendo en la generación de valor para toda la sociedad (tanto para los prosumidores que flexibilicen sus consumos, como para los que no). Está claro que esta esperada implementación técnica no será estática, sino dinámica, pues irá evolucionando a medida que la flexibilización del sistema eléctrico vaya aumentando y se valide la utilidad del AI para el propio sistema y los agentes que en él participan.

Centrándose entonces el reto de implementar la figura del AI en el sistema eléctrico en los aspectos técnicos de la red (de los cuales derivarán las mejoras económicas y sociales), se centrará el análisis técnico de este proyecto en los principales los retos que están afrontando los TSO europeos, a través de ENTSO-E, y cuyo agente encargado en el sistema nacional es REE.

En este sentido, el *Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico*, hace referencia a garantizar

una competencia adecuada basada en unas condiciones equitativas entre participantes del mercado, que incluye agregadores de demanda y activos situados en la red de distribución [25], por lo que se da por hecho que se favorecerá el desarrollo de la normativa para que estos nuevos agentes puedan entrar progresivamente a competir con otros agregadores no relacionados comercialmente con estas grandes compañías.

De hecho, en línea con esto, Red Eléctrica de España se compromete a actualizar la fecha de implementación de la figura del agregador independiente a finales de 2024, estando a la espera del marco de desarrollo de esta figura. *Para una información más detallada sobre la Propuesta de Hoja de Ruta para la implantación de la Directriz de Balance Eléctrico (BE) en el Sistema Eléctrico Peninsular Español, se recomienda echar un vistazo al ANEXO I - Actualización Hoja de Ruta MIE.*

A nivel regulatorio, en la *Resolución de 11 de diciembre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las condiciones relativas al balance para los proveedores de servicios de balance y los sujetos de liquidación responsables del balance en el sistema eléctrico peninsular español [26]*, se proponen las “Condiciones relativas al balance para los Proveedores de Servicios de Balance (BSP, *Balancing Service Provider*) y para los Sujetos de Liquidación Responsables del Balance (BRP, *Balance Responsible Party*)”, a los cuales se hace referencia más adelante aludiendo a la obligación de permitir la agregación conforme al Reglamento EB.

En este campo, recientemente (el pasado 25 de julio de 2023) Red Eléctrica publicó una *Propuesta de Modificación de las Condiciones Relativas al Balance para los BSP y BRP y de los Procedimientos de Operación para la Participación en las Plataformas Europeas de Balance (MARI y PICASSO) [27]*.

Sin embargo, debido a que un análisis profundo de las modificaciones propuestas relativas a dichos Procedimientos de Operación trascendería el alcance de este proyecto, se ha decidido acotar el tema de análisis. No obstante, se recoge en el apartado 2.3.1 Participación en los Servicios de Balance, Adecuación y Gestión de Restricciones todo aquello que se ha visto necesario; así como en el apartado 2.3.3 Servicios en Mercados Mayoristas.

Además, el papel protagonista que los AI pueden llegar a representar en el escenario eléctrico gracias a la oportunidad económica que pueden llegar a representar en los mercados. Así, si bien es ideal que sean actores independientes, su potencial de colaboración con los suministradores de energía es apoteósico, a pesar de que las fricciones económicas en el corto plazo no estén favoreciendo el entendimiento, ni probablemente lo vayan a hacer en el medio plazo.

Habrán distintos mercados en los que el AI podrá participar, los cuales se irán recogiendo y comentando más adelante, en este apartado, pero a modo de resumir la secuencia temporal completa de mercados en los que los generadores y comercializadores (y grandes consumidores) pueden intercambiar energía eléctrica actualmente, se adjunta a continuación la Ilustración 10:

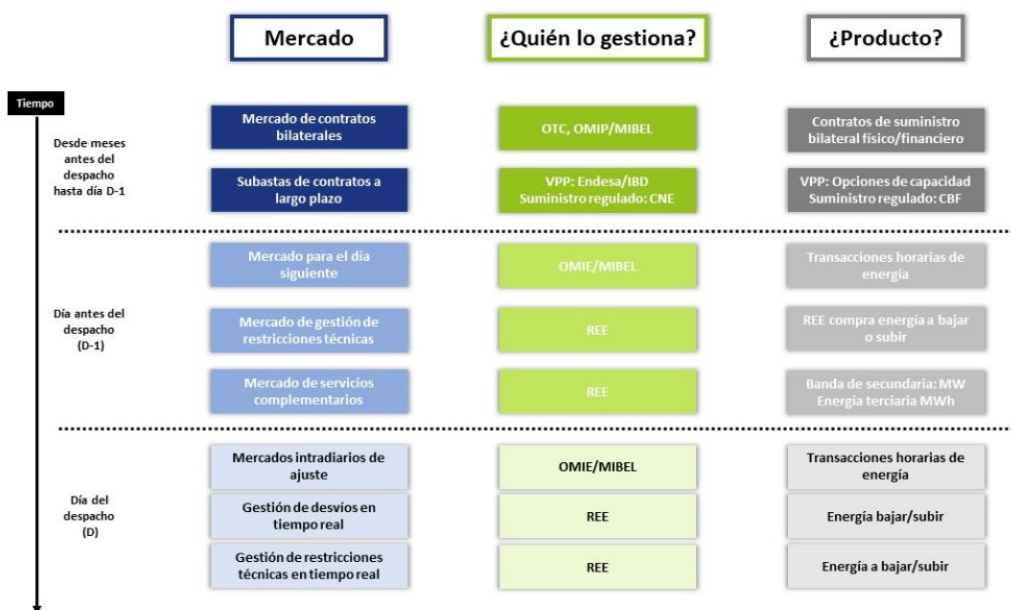


Ilustración 10: Esquema Temporal de los Distintos Mercados Energéticos ²

² <https://bit.ly/3OT920b>

A continuación, se incluyen los principales servicios en los que el AI podrá aportar valor mediante la agrupación de las participaciones de sus clientes:

2.3.1 PARTICIPACIÓN EN LOS SERVICIOS DE BALANCE, ADECUACIÓN Y GESTIÓN DE RESTRICCIONES

Los AI pueden ayudar a balancear la oferta y la demanda de energía eléctrica en la red, reduciendo la variabilidad y aumentando la estabilidad, repercutiendo en una mayor seguridad y resiliencia del sistema. Si bien no está contemplada todavía esta figura en algunos documentos relativos a la gestión de la operación del sistema, sí que lo están *los participantes en el mercado, entendidos como aquellos productores, comercializadores, consumidores directos en mercado, o sus correspondientes representantes* [28], por lo que se entiende que, una vez que el marco regulatorio defina plenamente la figura de los AI, también serán incluidos explícitamente en estos otros documentos.

El AI podría fortalecer la seguridad participando en los mercados de flexibilidad y capacidad gracias al valor que se reconoce de la agrupación de los DER, en los siguientes mercados de balance [29]:

- Regulación Secundaria (P.O. 7.2) [30]
- Regulación Terciaria (P.O. 7.3) [31]
- Reservas de Sustitución (P.O. 3.3) [31]

Así como en los mercados de Gestión de Restricciones (Servicios de no Frecuencia), como por ejemplo en el Control de Tensión (P.O. 7.4) [32] o como Solución de Restricciones Técnicas (P.O. 3.2) [31]. A continuación, se hace un análisis más detallado de las diferentes oportunidades que tendrá esta nueva figura, según aquellos problemas a los que pueda aportar soluciones y esté contemplado, aunque también se incluirán propuestas en los que se cree que los AI pueden aportar valor, a pesar de no estar contemplado por el momento.

2.3.1.1 Servicio Complementario de Regulación Primaria (P.O. 7.1) [33]

Adicionalmente, según recomienda la asociación Entra [15], la figura del agregador, a través de la gestión de los DER, debería poder participar también en el servicio de regulación primaria [33], modificando el carácter del servicio no abierto a mercado y de obligatoria participación para la generación. En esta línea, se convertiría la regulación primaria en un mercado abierto de carácter potestativo y de oferta voluntaria.

El objetivo de estas Reservas de Contención de Frecuencia (FCR, *Frequency Containment Reserve*) es contener cualquier desviación de la frecuencia del sistema dentro de un rango predefinido después de un incidente. Por ello, son automáticas y tiene un tiempo de activación de milisegundos (respuesta completa en máximo 30 segundos); además, son críticas, debido a la necesidad de asegurar la correcta operación de estas reservas, para evitar el desplome o despegue crítico del valor de la frecuencia.

Generalmente, la capacidad para activar estas reservas se adquiere con un día de antelación, y normalmente no llegan a ser empleadas; por ello, existen dos remuneraciones posibles (a pesar de que actualmente se trate de un servicio obligatorio y que no consta de remuneración adicional para las centrales de generación), una por la propia disponibilidad, y otra en caso de activación del recurso. En este sentido, muchas de las cargas de los consumidores pueden ser objeto de esta regulación primaria; sin embargo, el autor de este proyecto desconfía ligeramente de la seguridad en la inmediatez de actuación (milisegundos) de los dispositivos domésticos asociados a estas cargas, aunque entiende que se puede llegar a conseguir con hardware específico.

Por otra parte, la actuación sobre cargas activables como el VE, que suponen una potencia considerable y cuya interrupción del proceso de carga/descarga no debería suponer un problema representativo (como sí lo serían otras cargas domésticas), al no implicar un gran sacrificio en la comodidad del consumidor activo. Esto se cumple ya que se restablecería el proceso de carga/descarga en muy poco tiempo (a partir de unos 15 minutos), una vez hayan actuado las reservas sustitutivas (reservas de regulación secundaria automáticas) del sistema.

Además, cabe destacar que estos mismos DER del prosumidor también podrían participar en las siguientes reservas de restablecimiento de frecuencia o reservas de reposición, por lo que la traba técnico-económica de la escasa duración (15 minutos) de la primaria, hasta el momento de la activación secundaria no tendría por qué ocurrir en caso de que se permitiera la participación de estos DER en ambos servicios de regulación de frecuencia.

En cualquier caso, de nuevo a juicio del autor de este proyecto, se entiende que, si bien parece lógico que durante las primeras escenas de la implementación de la figura del AI en los mercados eléctricos no se les desbloquee el acceso a todos ellos, como sería este el caso, sí vayan teniendo acceso a medida que se vaya validando la capacidad de estos actores por ser parte de los mercados de ajuste de frecuencia ³.

Respecto a los Servicios de Balance Europeos, existen diferentes proyectos relacionados con los diversos procesos y productos de balance estándar, y en los que una correcta implementación de la figura del AI podría permitir su participación. En todos los siguientes proyectos participa REE [34], por lo que se confía en que lleguen a desarrollarse adecuadamente en el sistema eléctrico peninsular. Todos ellos derivan del *Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico* [25], y son los siguientes:

2.3.1.2 Regulación Secundaria - Proyecto PICASSO

Platform for the International Coordination of Automated frequency restoration and Stable System Operation, Plataforma para la Coordinación Internacional del Restablecimiento Automático de la Frecuencia y la Explotación Estable del Sistema [35].

Esta plataforma europea de activación de energías de balance de tipo aFRR (*Frequency Restoration Reserves with Automatic activation*, Reservas de Restablecimiento de

³ Otros Procedimientos de Operación recogidos por REE <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico/procedimientos-de-operacion>

Frecuencia con activación Automática), busca mejorar los servicios de regulación secundaria de los sistemas eléctricos nacionales que conforman el gran sistema eléctrico europeo.

El objetivo de estas *aFRR* es la de restablecer la frecuencia del sistema (en 50 Hz), tienen que poder ser activadas en menos de 30 segundos (deben poder ser activadas por un dispositivo de control automático) y aguantar al menos 15 minutos, hasta que puedan ser liberadas por la terciaria. Estas capacidades pueden ser compradas con antelación mediante “subastas de contratación”, pero dependiendo del TSO, puede exigir que también puedan se oferte de manera que pueda cerrarse con menor antelación, en el siguiente *ISP (Imbalance Settlement Period, Periodo de Liquidación del Desequilibrio)*, lo que son conocidas como “subastas libres”.

En estas subastas de contratación, la remuneración combina disponibilidad y energía; en cambio, en las subastas libres, no hay remuneración por disponibilidad. Además, en caso de que no se cumplan los requisitos exigidos por el TSO, el ofertante de la reserva puede llegar a ser sancionado, estando obligado a pagar penalizaciones si así fuese el caso [19]. Además, al no haber un pago por disponibilidad, se podría reducir el interés del AI por participar en dicho mercado, en el caso de que finalmente estuviera contemplada su inclusión.

Asimismo, resulta lógico que aquel agente del mercado que pueda cobrar por un servicio deba a su vez asumir una responsabilidad, en este caso en forma de sanción económica en caso de incumplimiento de las condiciones. No obstante, según lo comentado previamente, a juicio del autor del proyecto, en el caso en el que se decidiese intentar incluir a la figura del AI en la regulación primaria (la cual de momento no se ha planteado formalmente), quizás puedan pasar a formar parte de esta *aFRR* también aquellas cargas que fueron activadas en primera instalación en las Reservas de Contención de Frecuencia (FCR).

Por otra parte, se entiende que el tamaño mínimo de 200 MW habilitados en cada zona de regulación secundaria para la participación en el mercado debería eliminarse para favorecer una mayor competencia en este nuevo sector económico, pues supone una barrera de entrada notable para los agregadores de demanda que intenten actuar independientemente de otros

agentes que tengan un gran peso en el mercado, como las grandes *utilities* (si bien esta colaboración podría ser positiva para ambas partes).

En todo caso, sería tarea del AI asegurarse de que las cargas que ha considerado válidas para esta aFRR o para la FCR cumplan con las condiciones del TSO, así como que los consumidores dispuestos a participar en ella están de acuerdo con esta disponibilidad no ligada a remuneración. De nuevo, profundizar más en esta regulación secundaria se alejaría bastante del objetivo de este proyecto.

2.3.1.3 Regulación Terciaria - Proyecto MARI

Manually Activated Reserves Initiative, Iniciativa de Reservas Activadas Manualmente [36]. Es la plataforma europea de activación de energías de balance de tipo mFRR (*Frequency Restoration Reserves with Manual activation*, Reservas de Restauración de Frecuencia con activación Manual).

Estas reservas terciarias son parecidas a las aFRR, con la gran diferencia de que se activan manualmente, tienen una duración más larga (hasta dos horas) y una velocidad de rampa mayor (no superior a 15 minutos). Se emplean para liberar los recursos de la regulación secundaria, debido tanto al mayor coste económico que suponen las secundarias, como para liberarlas por motivos técnicos, pues pueden ser necesarias de nuevo. Respecto a la remuneración, son de carácter obligatorio y su remuneración se lleva a cabo en caso de activación [19] [37].

En este campo, el AI podría aportar un gran valor gracias a la variación de la demanda de sus clientes, pudiéndose adaptar con bastante holgura a las condiciones necesarias de tiempos de activación y duración del servicio. Por su parte, aunque no es el interés de este proyecto profundizar en los detalles, el AI podría activar automáticamente esta flexibilidad explícita de sus clientes, con su previo consentimiento en el interés de participar, e incluso gestionarse sus propias reservas adicionales para los casos en los que sus clientes decidan a última hora no participar en dichos eventos.

De nuevo, en el caso de que se valide el interés de los prosumidores por participar en estos eventos de control de frecuencia, si los prosumidores hubieran formado parte del evento vinculado a la regulación secundaria, esta participación podría alargarse, pasando también a participar en la terciaria. Asimismo, una desconexión escalonada de los activos participantes en el evento de flexibilidad explícita actuaría a modo de rampa, de modo que se evitara el efecto rebote casi al unísono de todos sus prosumidores.

2.3.1.4 Reservas de Reemplazo - Proyecto TERRE

Trans European Replacement Reserves Exchange, Bolsa Transeuropea de Reservas de Reemplazo [38]. Es la plataforma europea de activación de energías de balance de tipo RR (Reservas de Reemplazo), en funcionamiento en España desde marzo 2020.

Estas reservas de reemplazo sustituyen a las reservas terciarias activadas para restablecer las reservas disponibles en el sistema, además de para una optimización económica, pues son más baratas que las sustituidas. Estas RR se caracterizan por tener una duración mayor que las mRRR, así como una rampa más lenta [19].

En cuanto a los AI y sus clientes, está claro que lo ideal para los prosumidores es conocer la duración de la indisponibilidad del recurso de manera previa, para que el prosumidor pueda planificarse y saber cuándo podrá reactivar sus DER. Sin embargo, también existe la posibilidad de que algunos de los prosumidores hayan puesto a disposición del AI equipos flexibles o semiflexibles cuya reactivación no es estrictamente necesaria unas horas después de la desactivación, mereciéndoles la pena alargar el periodo en el que han participado en el evento de flexibilidad (aunque cambien la potencia disponible según el tramo).

2.3.1.5 Cooperación Internacional - Proyecto IGCC

International Grid Control Cooperation, Cooperación Internacional para el Control de la Red [39]. Es la plataforma europea para la Compensación de Desequilibrios (IN, Imbalance Netting).

Esta compensación se basa en la obligación de los TSO de mantener el equilibrio entre generación y demanda eléctrica en todo momento en sus respectivas Áreas de Control de

Carga-Frecuencia (LFC, *Load-Frequency Control*). Según lo acordado por los TSO miembro de la IGCC, esta cooperación de desequilibrios se basa en acordar el proceso entre los TSO de dos o más Áreas LFC para permitirles conocer cuándo deben evitar la activación simultánea de las reservas de restauración de frecuencia en direcciones opuestas.

Así, gracia a esta colaboración entre sistemas eléctricos nacionales, todas las partes conocen los respectivos errores de control de restauración de frecuencia de los sistemas adyacentes (y de los demás europeos), pudiendo así evitar activar la entrada de dichos procesos de restauración de frecuencia que afecten a los otros TSO afectados en sus sistemas. Con esto, se mejora la compensación de desequilibrios *aFRR* (secundaria, automática) y se aporta seguridad a la red de interconexión. Esto aquí explicado podrá visualizarse de una manera más clara en la siguiente Ilustración 11:

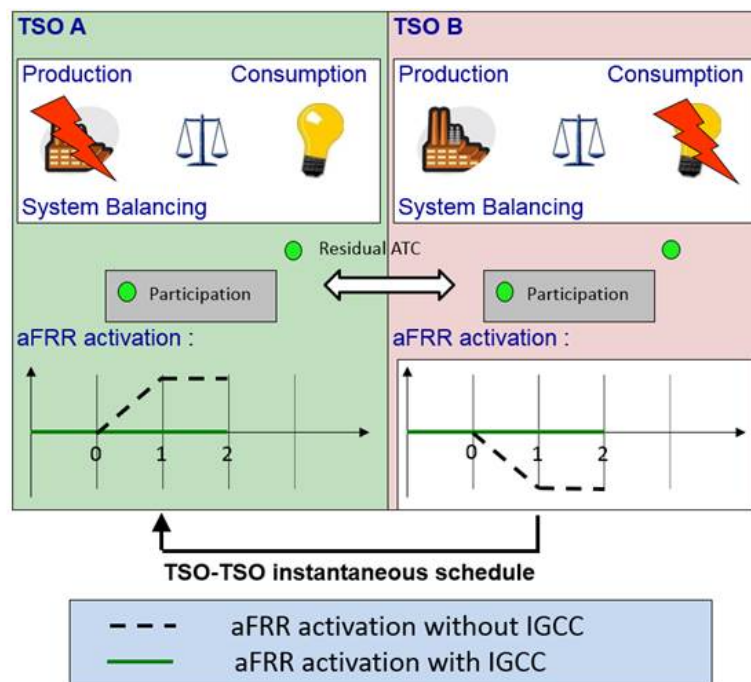


Ilustración 11: Compensación de Desequilibrios del Proyecto IGCC [39]

En este campo de aplicación, para que los AI tengan capacidad de actuación, es necesario que se desarrollen sistemas de información que permitan la creación de un sistema común europeo de información y monitorización. Asimismo, aunque dichos AI no tengan la

intención de participar en eventos de flexibilidad que beneficien directamente a otros países, es necesario que sus actuaciones nacionales sean de algún modo comprobadas para que no entren en conflictos con sistemas eléctricos extranjeros.

Se entiende que, si el sistema eléctrico europeo se está caminando a un escenario de mucha mayor conexión [40], organismos como ENTSO-E garantizarán que existan estos sistemas de información y comunicación. No obstante, no resultaría indispensable para la implementación inicial del futuro marco normativo de los AI ni su puesta en práctica, suponiéndose que se desarrollará de manera escalonada, afectando ínfimamente a las redes adyacentes.

Si bien estos son aquellos retos técnicos relacionados con los servicios de flexibilidad de control de frecuencia en los que el autor ha percibido un mayor interés por parte de REE, también se han de incluir otros servicios en los que los AI de demanda aportarían valor y tendrían posibilidad de participar.

2.3.1.6 Control de Tensión

Este posible problema puede derivarse por distintos motivos, siendo el más preocupante en los sistemas distribuidos nacionales el relativo a los aumentos de tensión, que grandes cantidades de excedentes energéticos procedentes de sistemas fotovoltaicos distribuidos (tan abundantes en la Península) puedan provocar en las redes locales. Aquí, el AI podría notificar a los consumidores de dichas áreas con muy poca antelación para aumentar el consumo de sus cargas, evitando al sistema la necesidad de inversiones en CAPEX de la red, por ejemplo, a través de cambiadores automáticos de tomas en los transformadores de las subestaciones locales.

2.3.1.7 Aislamiento y Restablecimiento Controlados

En caso de fallo de las secciones de alimentación en una zona determinada, el funcionamiento en isla permite evitar la interrupción de suministro a los consumidores afectados, encargado de lo cual serían las DSO. En este sentido, el papel que podrían jugar los AI sería muy beneficioso, adaptando oferta y demanda en estas redes locales,

minimizando cargas flexibles o empleando las baterías de los prosumidores domésticos para volcar energía a la red (incluyendo las procedentes de los VE). La ventaja de un desarrollo progresivo de esta figura recae en que los AI pueden hacer un entrenamiento, en colaboración con las distribuidoras, para hacer pilotos continuos que tanteen la disposición de los consumidores ante estos cambios de demanda.

En definitiva, los agregadores independientes tienen múltiples campos de actuación en la que podrán mejorar la estabilidad del sistema eléctrico gracias a la gestión eficiente de cargas industriales, comerciales y residenciales. Aun siendo algunos más afrontables que otros, especialmente en el corto-medio plazo, hay que tener claro que es un nuevo actor del sistema cuyo papel irá evolucionando a medida que su capacidad para interactuar con el resto de los actores de la red eléctrica se vaya validando.

2.3.2 OTRAS OPORTUNIDADES TÉCNICAS DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL AI

Gracias al aumento significativo de la flexibilidad operativa de la red eléctrica a través de la figura del AI, el TSO y las DSO permitirían una optimización de los flujos energéticos en las redes de transporte y distribución. Estos gestores de la red eléctrica, encardados de despachar recursos de generación, almacenamiento o respuesta a la demanda para igualar oferta y demanda en todo momento, se enfrentan cada vez a retos más complejos, a medida que la red abandona la generación centralizada y se dirige hacia un sistema de generación distribuida [5]. A continuación, se hace un breve repaso de otras oportunidades que surgirían en el sector a raíz de un sector competitivo de agregadores independientes:

2.3.2.1 Optimización de las TIC

En línea con esto, controlar un número cada vez mayor de DER requiere de una coordinación cada vez más eficiente, por lo que la optimización de las TIC (Tecnologías de la Información y las Comunicaciones) se presenta como un reto para el tejido industrial tecnológico, para lo cual el método y la cantidad de comunicaciones bidireccionales entre los agregadores y el resto de los agentes del sistema serán cruciales. Aprender a optimizar estas TIC, ya es un reto en sí mismo, estudiado aisladamente respecto al resto de desafíos energéticos que se tratan en este proyecto; sin embargo, se ve conveniente mencionarlo brevemente.

La capacidad de los diferentes gestores de la red para enviar señales de coordinación a estos DER, siempre incurre en unos costes [5], los cuales acaban siendo repercutidos indirectamente a todos los consumidores del sistema. Estos costes, serán mayores o menores en función del número de agentes que participen en estos intercambios de información, por lo que aparece aquí otro valor añadido derivado de la gestión conjunta de los DER a manos de los AI.

En este caso, un mercado más competitivo de agregadores independientes favorecería la implementación de aquellas tecnologías que sean más económicamente escalables a largo plazo. En un sector tecnológico frenético de innovación, la responsabilidad de estas inversiones asociadas a cada una de las empresas participantes limita el riesgo del propio sistema eléctrico. Por ello, si se hubiera optado por la figura de un único agregador en todo el sistema eléctrico, estas TIC no se podrían optimizar.

Es importante enfatizar que este razonamiento de aumentar el número de agregadores independientes no es extrapolable a cualquier magnitud, pues estos agentes se dirigirán a economías de escala y alcance en la que, a mayor número de prosumidores gestionados, más barato será el coste operativo de las TIC por cada uno de ellos.

Según lo analizado previamente [5], este último punto puede entrar en conflicto con la eficiencia de las TIC, puesto que carecer de suficientes AI daría lugar a ineficiencias en el sistema por falta de competitividad. Afortunadamente para esto, y siempre que la normativa se implemente de manera correcta, será el propio mercado el que se encargará de definir el número óptimo de competidores que deban formar parte del negocio de la agregación y la gestión explícita de la flexibilidad.

2.3.2.2 Optimización de los Flujos de las Redes de Distribución

La optimización de la gestión de los flujos eléctricos de las redes por parte de las DSO se presenta como otro de los grandes campos de actuación del AI, gracias a su capacidad de agrupar y gestionar la demanda de los consumidores en las áreas de interés. Esta capacidad, unida a la virtud de las TIC y de los productos tecnológicos que se desarrollen, podría brindar

a los gestores de las redes una solución en tiempo real que permita una respuesta dinámica a los desafíos inherentes de la variabilidad de las fuentes de generación renovables.

Estos posibles cambios bruscos de generación, o de demanda, pueden ser amortiguados mediante la activación o desactivación de cargas en diferentes puntos de suministro, tanto a nivel industrial, como comercial y doméstico. Así, podrían minimizarse la necesidad de recursos de respaldo y mejorar la eficiencia operativa, reduciendo pérdidas como son las provocadas por el calentamiento de las líneas debido a la congestión.

En función de la repetición y criticidad de estas situaciones de congestión en las líneas, las distribuidoras necesitan aumentar sus infraestructuras, para permitir un flujo mayor de energía en los momentos críticos. Sin embargo, estas inversiones no serían eficientes en los casos en los que estas congestiones sólo afectan a sus redes durante un número muy reducido de horas, pues durante el resto del tiempo permanecerían ociosas, por lo que se detecta aquí la oportunidad de los AI para aliviar esas horas de estrés, desplazando los consumos de las horas críticas a otros periodos temporales con menores flujos energéticos.

No obstante, a pesar de quedar demostrada la validez de estas soluciones de flexibilidad en las redes de distribución, la implementación de estos servicios va asociada a un aumento en los costes directos de operación. Por supuesto, este aumento de los Gastos Operativos (OPEX, *Operational Expenditures*) de las distribuidoras es compensado con creces por el ahorro generado en los Gastos de Capital (CAPEX, *Capital Expenditures*), pero se localiza la necesidad de modificar la estructura de pagos regulados a las distribuidoras.

Esta necesidad de modificación se debe a que, hasta el momento, en los enfoques reguladores europeos sigue existiendo un tratamiento tradicional de la remuneración a estos monopolios naturales sesgados hacia la inversión en CAPEX [41]. Este enfoque significa que las distribuidoras podrían no tener motivación económica para introducir en sus sistemas los servicios de flexibilidad, lo que va en contra del proceso de mejora de la eficiencia de las redes de distribución.

Por ello, se hace previamente necesario cambiar el enfoque de la remuneración a dichos agentes del sistema eléctrico, en cuanto a que es necesario que perciban una remuneración que les incentive económicamente a la implementación de estos servicios de flexibilidad. En el caso de Reino Unido, por ejemplo, se hace referencia al TOTEX (Total Expenditures) como enfoque que tenga en cuenta ambas necesidades de gasto [42]. A pesar de que existan diferentes metodologías propuestas para esta evaluación [43], coinciden al sugerir que se debe modificar la metodología de evaluación del desempeño de estos monopolios, para garantizar que tengan incentivos por distribuir la energía a sus consumidores al menor coste posible.

Asimismo, las DSO están seguras de que esta metodología de remuneración cambiará, por lo que ya han formado grupos de trabajo para estudiar el avance de los proyectos relacionados con la flexibilidad. Un caso relacionado es el proyecto BeFlexible (*Boosting Engagement to Increase Flexibility*) [44], en el que también cooperan con otras entidades cualificadas del sector eléctrico y tecnológico.

En cualquier caso, se debe incentivar a estos agentes por elegir las alternativas más rentables, tanto para el propio sistema eléctrico como para los consumidores finales, por lo que debe evitarse cualquier tipo de barrera que dificulte a los consumidores finales el acceso a estos mecanismos de compensación por la activación de su flexibilidad. En este sentido, se percibe la idoneidad de la colaboración de los AI con las distintas DSO del territorio nacional, de modo que se garantice una implementación óptima de los sistemas de flexibilidad explícita para todos los consumidores finales del sistema.

Es posible que no todas las DSO del sistema sean capaces de integrar eficientemente estos sistemas de flexibilidad, pues si bien hay 5 grandes distribuidoras que controlan la gran mayoría de las mayas de distribución, en total existen más de 300 operando actualmente en el territorio español [45]. No obstante, tienden a agruparse en asociaciones, como CIDE ⁴,

⁴ <https://cide.net/>

por lo que es posible que consigan implementar estos sistemas de flexibilidad a través del impulso conjunto que les permite su asociación.

Lo que queda demostrado con esto es que su operación ha de ser supervisada correctamente, así como modificado los métodos de compensación económica por su labor ejercida, pues si no se incita la innovación en este sector repartido en monopolios, es posible que la plena integración fracase (o que se produzcan fusiones y adquisiciones entre las distribuidoras).

Esta es otra ventaja de que la agregación sea independiente de otros agentes del sistema (en este caso independiente de las distribuidoras), pues se garantiza al consumidor que, en caso de ineficacia de la empresa encargada directamente de la gestión de su flexibilidad, podría optar libremente por la elección de otra empresa que cumpliera con sus expectativas, favoreciendo finalmente la competencia entre AI. Siendo estas algunas de las ventajas técnicas que una demanda flexible introducirá en la red para aumentar la eficiencia, la Comisión Europea (CE) ha dado directrices claras sobre el objetivo regulador para *facilitar la participación de la respuesta de la demanda, incluyendo la agregación y el almacenamiento de energía, garantizando al mismo tiempo que compiten con otros servicios de balance en condiciones equitativas y, si procede, que actúen independientemente cuando presten servicio a una única instalación de demanda [25]*.

2.3.2.3 Incremento de la Complejidad

La incorporación de la figura de los AI en el sistema eléctrico trae consigo un potencial incremento en la complejidad operativa de la red, que aumenta a medida que el número de participantes sea notablemente mayor. Si bien es cierto que esta liberalización trae consecuencias positivas ya descritas anteriormente, como la mitigación del elevado poder en el mercado de un único agregador, la propulsión de la innovación empresarial y la participación de los consumidores en los mercados de flexibilidad [5], se renunciaría a otras grandes ventajas que un único agregador podría conseguir.

Estos casos en el que el acceso de las potenciales empresas a entrar en estos eventos de flexibilidad explícita esté prácticamente abierto, favorecería un mercado de competencia

perfecta, pero quizás dificultaría la gestión técnica de todos los agentes. Asimismo, también hay que dejar abierta la puerta a aquellos puntos de suministro industriales que consuman un volumen energético lo suficientemente alto como para que les sea rentable la actuación independientemente. Esta definición del sistema en el que las barreras de entrada fuesen mínimas para los gestores de flexibilidad, supondría una ventaja competitiva para el sector, ya que un sistema de mercado en el que estos consumidores pueden actuar libremente, decidiendo si les conviene o no agruparse, así como la manera de hacerlo, equivaldría a un sistema que siempre velaría por la búsqueda de la eficiencia máxima.

Por otra parte, aceptar que la implementación de un sistema flexible de demanda eléctrica en el que los AI carezcan de barreras de entrada, hace entender que no todas las consecuencias de la implementación de esta figura del AI serían positivas para el sector. Esto se debe a que existen muchos beneficios económicos derivados de la economía de escala y de alcance, como se ha respaldado previamente.

Estas figuras monopolísticas abundan en el sector eléctrico, y no sólo por el sistema apenas lleve 25 de años de proceso de liberalización, sino porque se trata de monopolios naturales en el que un único encargado es la solución óptima. Casos de éxito en el sistema de estudio son el Operador del Sistema (OS), REE en el caso español; el TSO, también REE; o las diferentes DSO, aunque quizás no todas las empresas encargadas de la distribución eléctrica en España sean el caso ideal de buen hacer [46]. Por supuesto, también existen riesgos en la formación de cárteles en el mercado privado en otros mercados liberalizados, especialmente en aquellos casos en los que uno o varios de los agentes gocen de posiciones dominantes en el mercado y abusen de ello [47].

Con esto, las ventajas de la implementación de una regulación en el que un único agregador sea el encargado de la gestión, hubiera traído beneficios como la gestión del riesgo y las economías de escala y alcance [5]. A continuación, en la Ilustración 12, se muestra visualmente esta balanza sobre las ventajas principales que un único agregador o un mercado competitivo de AI podría traer al sistema.

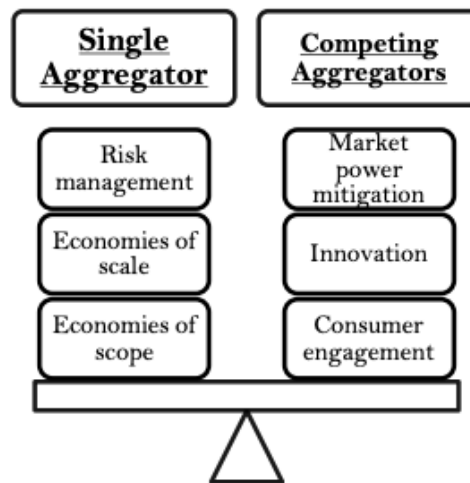


Ilustración 12: Opciones Reglamentarias Basadas en las Fuentes de Valor de los Agregadores [5]

Sin embargo, esta introducción de múltiples AI en un entorno de generación que ya no es centralizado, sino distribuido, cobra más sentido. Esta generación distribuida masivamente, al proponer un nuevo problema para el sistema eléctrico, tiene sentido que sea abordada con una solución radicalmente diferente, evitando implementar para la agregación un sistema centralizado que, a pesar de haber sido una buena solución para sistemas más primitivos de generación centralizada, probablemente no lo sea para este nuevo panorama.

Este incremento de la complejidad afecta directamente a la toma de decisiones estratégicas y a la planificación a largo plazo del sistema eléctrico, especialmente cuando el valor fundamental de los agregadores irá evolucionando en el tiempo, a medida que los retos de la red sean cada vez más ambiciosos. Un ejemplo de esta evolución puede verse en la Ilustración 13, en la que puede verse cómo la figura del agregador deberá ir evolucionando en el sistema, desde una generación de valor más puntual, hasta ser una pieza clave para la eficiencia global del sistema eléctrico.

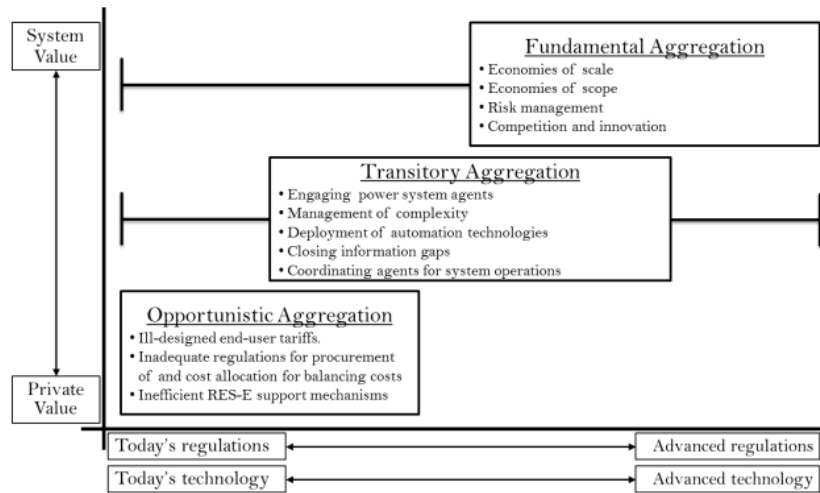


Ilustración 13: Valor de los agregadores basado en la tecnología y en el contexto regulatorio [5]

Este aumento del valor generado por la implementación exitosa de una demanda flexible requiere en primer lugar de una regulación viva, que favorezca la innovación empresarial y el desarrollo de sus productos, a medida que se vayan validando las soluciones implementadas en el mercado. Por ello, la tecnología seguirá enfrentándose con el paso de los años a un reto constante de mejora continua que permita dar soluciones a los nuevos problemas planteados.

Esta necesidad de evolución tecnológica, en la que se parte de una agregación más oportunista para llegar a un estado fundamental de agregación, en el que los AI puedan llegar a alcanzar esas ventajas competitivas de economías de alcance y de escala, requerirá a su vez de una transición en la que se demuestre la capacidad de los agentes por gestionar la complejidad de los retos. Sí es cierto que un único agregador obtendría más rápidamente esas ventajas económicas de alcance y escala, pero otros agentes del mercado, como los suministradores de energía, han demostrado previamente que la liberalización del sistema mediante la participación de distintas empresas también concluye en estos objetivos.

Para poder llegar a esta situación de experiencia empresarial y coordinación entre distintos agentes del mercado eléctrico, es necesaria mucha innovación tecnológica, especialmente para aquellas nuevas empresas que carecen de largas trayectorias en el sector, como sí pueden tener ya gigantes empresariales encargados de la generación, transporte, distribución

y comercialización eléctrica. Por ello, se recomienda que la regulación normativa vaya precedida de una colaboración público-privada que incite a las nuevas empresas del sector a entrar a participar en estos mercados venideros, desarrollando nuevos modelos de negocio para la transición energética que generen riqueza nacional.

Esta necesidad de innovación, a la cual sí pueden permitirse más fácilmente enfrentarse aquellas empresas con trayectoria en el sector, y que generalmente también representan la figura del suministrador energético, en el caso de las grandes *utilities*, puede dificultar la penetración de nuevas empresas de agregación independiente, a modo de barrera de entrada. En este sentido, puesto que el objetivo a largo plazo de la flexibilidad de la demanda no es únicamente el de optimizar las carteras energéticas de estos suministradores, sino también la de reducir el precio de la energía en aquellos momentos críticos, así como servir de herramienta de balance al OS/TSO, debe evitarse que todas las empresas que surjan en este campo caigan bajo la pertenencia de grandes *utilities*, para que indirectamente tampoco sean los únicos actores sobre el escenario.

Entonces, si para asegurar la generación de valor fundamental de los agregadores en el largo plazo, se debe permitir que nuevos actores, hasta el momento desconocidos, entren en escena, el impulso de estos nuevos modelos de negocio ha de ser favorecido con el fin de asegurar las buenas prácticas en el sector. Además, al tratarse de nuevas técnicas para promover los modelos energéticos del futuro, todas las empresas que quieran participar tendrán que desarrollar tecnologías que lo permitan, lo que da pie al siguiente obstáculo en la implementación de la figura del AI.

2.3.2.4 Necesidad de Nuevas Tecnologías

La introducción de los AI en el sistema eléctrico plantea la necesidad de adoptar nuevas tecnologías avanzadas de medición, monitorización, comunicación y control que todavía no han sido desarrolladas lo suficiente, o al menos ampliamente implementadas en la flexibilización de sistemas energéticos nacionales y su participación doméstica en los servicios de balance. Si bien esta falta de desarrollo previo no tiene que verse negativamente como una consecuencia técnica negativa, sino más bien como un reto tecnológico (aunque

nada fácil de conseguir), se parte de un punto de partida en el que la falta de experiencia empresarial en el sector dificulta la definición de un marco técnico y normativo para la implementación de esta figura.

Sin embargo, esta situación en la que se confirma la necesidad de una solución a un problema ya detectado, en lugar de reciclar una solución previa y adaptar el marco técnico a ella, puede verse como un aspecto positivo para desarrollar un producto que realmente satisfaga las necesidades del sector. Así, tiene sentido que la creación del marco normativo esté esperando al desarrollo tecnológico de las empresas, pues la definición de las pautas de actuación dependerá en gran medida de hasta dónde puedan llegar los actores de este escenario.

En línea con esto, y en vistas a flexibilizar también los consumos domésticos, se ha detectado la necesidad del sistema por monitorizar cargas y controlarlas en tiempo real, por lo que ya pueden verse en el mercado soluciones con la capacidad tecnológica para llevar a cabo estas tareas. No obstante, la situación comercial de estos productos dista enormemente de los objetivos que se necesitan alcanzar, así como de otras muchas soluciones necesarias para la implementación de la figura del AI y del desarrollo de otras tecnologías relacionadas con la descarbonización de la economía (especialmente del sistema energético).

En línea con esto, el MITECO ya ha aprobado *las bases reguladoras para la concesión de ayudas para proyectos de nuevos modelos de negocio en la transición energética en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia [48]*. Esta incentivación pública de la innovación privada supone sin duda una manera óptima de invertir en la generación futura de valor por empresas nacionales. Además, si estas empresas se desarrollan exitosamente, será cuestión de tiempo que acaben recuperando a través de los impuestos y del ahorro del sistema eléctrico la cuantía económica desembolsada previamente por el Estado.

2.3.2.5 Necesidad de Reforzar la Seguridad Cibernética de la Red

Por otra parte, estas nuevas tecnologías con menor trayectoria presentan un riesgo potencial: la exposición a los ciberataques. Los sistemas de comunicación y control pueden significar

puntos vulnerables que podrían ser explotados por actores maliciosos, lo cual implica un gran riesgo al no afectar solamente a la propia empresa receptora del ataque, sino también a la integridad de la red.

Dado que los AI se basarían en una comunicación constante con los diferentes componentes del sistema, desde los operadores de los mercados de subasta energéticos hasta los dispositivos inteligentes de los puntos de suministro residenciales, se recomienda el compromiso de las empresas participantes de verificar unos requisitos técnicos de seguridad de sus sistemas internos. Esta necesidad de seguridad informática sería ideal que fuese abordada de manera proactiva por los AI, al menos a través de la obtención de los certificados pertinentes, aunque ello no garantizaría que todos los agentes, especialmente las empresas más pequeñas (las cuales a su vez suelen ser más vulnerables), estuvieran protegidas.

En cualquier caso, los operadores del sistema y del mercado, así como los agregadores, tendrán que invertir en desarrollar soluciones de seguridad cibernética sólidas, esencial para mitigar los riesgos potenciales y garantizar que la adopción de estas tecnologías avanzadas sea segura y, por ende, eficaz. Se entiende que la planificación exigirá el desarrollo de estos sistemas de seguridad, por lo que es posible que suponga una barrera de entrada para los AI, lo cual no debe entenderse como un obstáculo para la competencia perfecta, sino más bien como una barrera de protección que favorecerá el desarrollo de una correcta competencia.

Este requisito de evolución constante en el entorno cibernético, así como del resto de tecnologías necesarias para la implementación exitosa de la figura del AI y, en definitiva, de un sistema de flexibilidad de la demanda eficiente, por seguro que favorecerá la colaboración empresarial. Por tanto, se espera que esta dificultad técnica que actualmente pueda parecer una traba para la implementación de los AI, en el futuro resulte una ventaja consecuente del desarrollo innovador de esta nueva figura.

2.3.3 SERVICIOS EN MERCADOS MAYORISTAS

Allí donde haya una consecuencia técnica derivada de la implementación de la figura del AI, habrá una consecuencia económica ligada a dicho aspecto, puesto que toda (o prácticamente toda) flexibilidad en el patrón de consumos de los consumidores es llevada a cabo con un fin de lucro, ya sea de manera implícita o explícita. Por ello, el diseño técnico del mercado no debe percibirse como un aspecto independiente del sistema eléctrico, sino directamente vinculado a su desarrollo.

Si bien es posible que puedan encontrarse consumidores puntuales en la red que sacrifiquen su comodidad por motivos meramente altruistas relacionados con la sostenibilidad medioambiental, o empresas sin ánimo de lucro; la realidad es que las empresas son sinónimo de lucro y, los consumidores, egoístas que se comportan únicamente por interés económico o zánganos que deciden emplear sus DER como plácidamente les resulte menos tedioso; actos los cuales son, por supuesto, más que respetables y lógicos.

Dicho esto, los Servicios Mayoristas que proveerá el AI a los distintos agentes, ya sean los suministradores de energía eléctrica, sus respectivos BRP, o el propio sistema, tendrán que repercutir en última instancia a los consumidores, ya que sin esta recompensa económica no estarán dispuestos a ofrecer su flexibilidad. Además, tendrá que *sobrar* una cuantía económica lo suficientemente representativa como para alentar a estos futuros actores a desarrollar nuevos modelos de negocio que den solución a estas necesidades de agregación en el sector eléctrico.

Aparte de las soluciones previamente descritas a lo largo de este apartado de Servicios Explícitos de Flexibilidad Distribuida, (concretamente en el apartado Participación en los Servicios de Balance, Adecuación y Gestión de Restricciones y en el de Otras Oportunidades Técnicas de la Implementación del AI), si bien estos servicios han sido mencionados como comentarios adicionales a lo largo del análisis, no han sido agrupados. Por ello, se procede a mencionar agrupadamente, de manera breve, estos servicios que pueden aportar los AI a los mercados eléctricos, concretamente a los BRP y suministradores, pero especialmente al conjunto de los consumidores:

2.3.3.1 Optimización Diaria

Este servicio hace referencia a la capacidad de los AI por influir en los consumos diarios de los consumidores, siendo capaces de ofrecerles una remuneración lo suficientemente alta como para convencerles de desplazar estos consumos de un día a otro. En el caso de mayor interés para el autor de este proyecto, los consumos domésticos, no todas las cargas son sujetas de ser desplazadas un intervalo tan largo de tiempo sin que el consumidor tenga que renunciar a su comodidad.

En este sentido, el ejemplo más claro de este desplazamiento de cargas es la carga (y descarga) de los VE, así como de los dispositivos de almacenamiento energético, puesto que el consumidor podrá seguir disfrutando de sus rutinas de uso energético sin apenas sacrificio de su propio bienestar ⁵. Además, algunos equipos semiflexibles, especialmente lavadoras y secadoras, podrían ajustarse bastante bien a esta optimización diaria, pues el caso de uso de estas cargas suele ser fácilmente desplazable de un día a otro.

Además, otro caso aparte del desplazamiento de cargas es el caso de renuncia al consumo del equipo eléctrico en dicho día, en el cual el consumidor renunciaría al disfrute del bienestar asociado a dicho equipo como, por ejemplo, el vinculado a la climatización. Este caso de uso es, cuanto menos, cuestionable, pues en estos casos no se trata de que el usuario reorganice sus patrones, sino simplemente que renuncie a ellos.

Este caso ya se da en la actualidad, en la que muchas familias escasas de recursos económicos renuncian al uso de equipos que consumen más energía debido al coste económico que llevan asociado; ejemplo de ello sería la renuncia al uso del aire acondicionado en verano y su reemplazo por un ventilador, en la que se prima el ahorro al bienestar personal. Asimismo, como se verá en el Tabla 20: Inability to keep home

⁵ La media diaria del transporte interior personal en España apenas supera los 41,6 km, lejos de la autonomía media de los VE <https://bit.ly/3EcMeU6>

adequately warm - EU-SILC survey [71] del ANEXO II - Alineamiento con los ODS, esto ya les ocurre a aquellos consumidores más vulnerables.

Este reciente análisis no debe ser percibido como un problema, si bien es un reto social al que la flexibilidad de la demanda debería hacer frente, sino como una oportunidad para los AI por unirse a la lucha contra la pobreza energética, la cual es definida por el Comité Europeo Económico y Social como *la dificultad o imposibilidad de garantizar calefacción adecuada en la vivienda y tener acceso a otros servicios energéticos esenciales a un precio razonable* [49]. A pesar del interés que puede suscitar al autor de este proyecto indagar en el punto de encuentro entre la gestión de los AI de la flexibilidad de la demanda y la pobreza energética nacional, ha de postergarse para un futuro.

Volviendo a los beneficios que la agregación puede suponer para los suministradores energéticos, la optimización diaria de la energía despachada supone una oportunidad de reducir el gasto económico derivado de la compra energética a la que se comprometen estos agentes con sus clientes [50]. Por ello, sin duda será un campo en el que las grandes *utilities* se esforzarán por explotar en un futuro, probablemente encargándose algunas de ellas mismas en crear empresas que desarrollen estas funciones de agregación (supuestamente independiente, en este caso).

Para evitar el dominio de unos pocos agentes en el mercado de la comercialización eléctrica en España, se hace indispensable fomentar la competencia mediante la implementación de la figura del AI en los mercados, de manera que puedan colaborar con otras comercializadoras de menor tamaño. Esta colaboración les permitiría evitar el desarrollo de toda la tecnología necesaria para su función, tarea la cual sería desempeñada por una empresa tecnológica del sector, la cual no colaboraría únicamente con una comercializadora, sino que podría dar servicio a muchas de ellas.

Para defender esta hipótesis en la que se alega la dominancia de unas pocas empresas en el sector de la comercialización, se adjunta en la siguiente Ilustración 14, procedente del último Informe de Supervisión de los Mercados Minoristas de Gas y Electricidad, Año 2021 y

Avance 2022, de la CNMC [51], la cuota de mercado de estas empresas, por número de clientes:

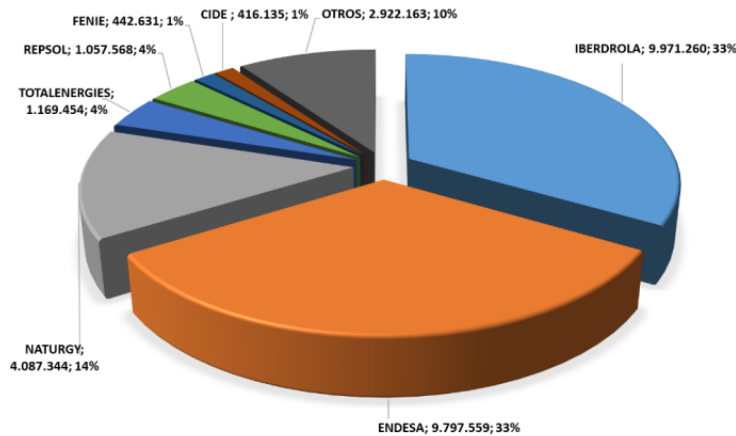


Ilustración 14: Cuota de Mercado por Número de Clientes de Electricidad, España 2021 [51]

En última instancia, esta reducción del gasto diario de los BRP en la adquisición energética a la que se han comprometido con sus clientes iría destinada en parte a reducir el gasto de los consumidores en la contratación de esa energía. Asimismo, esta optimización está intrínsecamente ligada con la optimización de la generación eléctrica, al reducir la compra de energía a aquellas tecnologías menos eficientes, con su correspondiente ayuda a la descarbonización del sector eléctrico.

2.3.3.2 Optimización intradiaria

La optimización intradiaria o intradía hace referencia a los acuerdos bilaterales de intercambio de energía tras el cierre del mercado diario (en el caso de España, a las 12 del mediodía del día anterior). Debido a la menor antelación de las negociaciones, y a medida que se aproximan al tiempo real, los productos negociados tienen la finalidad de atinar más certeramente las necesidades de oferta con las demandas esperadas.

En este sentido, los agentes encargados de suministrar la energía pueden evitar que se produzcan errores entre la energía adquirida y aquella a la que están comprometidos a entregar a sus clientes. En este campo, a través de la flexibilidad de sus propios clientes,

pueden conseguir evitar que se produzcan desajustes por los errores de previsión, ahorrándose las sanciones asociadas a estos desajustes.

Para ello, y en línea con lo explicado en la optimización diaria del punto anterior, estos agentes pueden encargarse de agrupar la demanda de sus clientes más dispuestos a flexibilizar sus consumos para aumentar la eficiencia de sus predicciones. Si bien, como se ha dicho previamente, las compañías más grandes tendrán la oportunidad de encargarse ellas mismas (indirectamente, a través de otra empresa del mismo grupo) de estas negociaciones con los consumidores finales de los cuales son responsables; la gran mayoría de empresas del sector, con un músculo financiero muchísimo menor, tendrán que recurrir a los AI externos para obtener estos servicios.

En el caso del sistema eléctrico peninsular, con una alta penetración de energías renovables [52], con una difícil predicción de la eólica, deja de manifiesto la necesidad del sector por ser capaces de flexibilizar los consumos en un corto plazo temporal, ante estos errores de predicción en la generación. Además, otros factores, como la abultada curva de generación fotovoltaica en las horas de más sol, juegan un papel crucial en el efecto negativo de la canibalización de las renovables, en este caso concreto, de la fotovoltaica.

Este supuesto efecto negativo para el retorno de la inversión en fotovoltaica ralentiza la inversión en esta tecnología, por lo que el sistema requiere de un aumento en la demanda de energía eléctrica en estos tramos horarios más baratos para seguir impulsando la descarbonización. Por ello, surge la oportunidad para los suministradores de optimizar la compra de su energía si consiguen desplazar el consumo de sus clientes a estas horas de generación más barata.

Por aclarar este asunto, es un error percibir las ganancias de las comercializadoras como ingresos linealmente dependientes del precio de la energía, sino más bien como una curva que tiene a la asíntota horizontal. Esto significa que, a más barata compren la energía, más beneficio por unidad vendida puede ser extraída, en condiciones generales. A continuación, en la Ilustración 15, puede verse gráficamente este razonamiento:

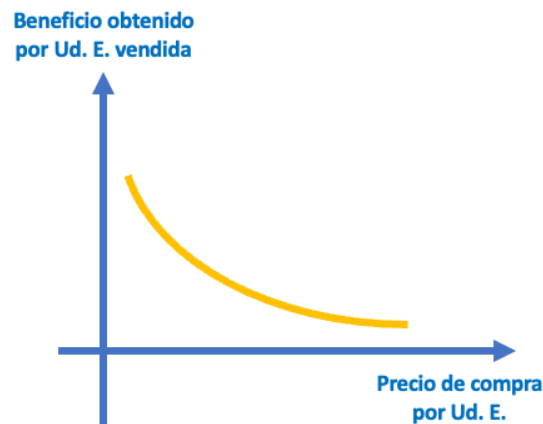


Ilustración 15: Relación Mayor Beneficio Posible a Menor Precio de la Energía ⁶

En este aspecto, el modelo de negocio antiguo de estas empresas, en las que su único objetivo era vender la mayor cantidad de energía al mayor precio posible, se ha terminado; teniendo ahora que afrontar el reto de aumentar la eficiencia económica del consumo de sus clientes para poder así obtener el mayor beneficio económico de su comercialización (además de mejorar sus sistemas de información de cara al cliente, favoreciendo el entendimiento y la optimización de sus consumos ⁷).

2.3.3.3 Autoequilibrio

El autoequilibrio hace referencia a la reducción del desequilibrio de la cartera energética del suministrador o su BRP para evitar las sanciones económicas por los desequilibrios causados.

En este campo de aplicación, en la que la antelación es mucho menor, pudiendo llegar a tratarse de una aplicación en tiempo real, los equipos de los consumidores que son sujetos de ser flexibilizados dependerán enormemente de dos factores: la antelación del aviso por

⁶ Elaboración Propia

⁷ En esta conferencia (registro público gratuito), puede entenderse la alusión a la necesidad de este cambio de tendencia en el sector de las comercializadoras. <https://bit.ly/47RqYkp>

parte del agregador, y la característica principal de la flexibilización, es decir, si la señal será para aumentar el consumo, o para reducirlo.

En este sentido, diferentes productos podrán ser desarrollados para dar solución a este problema, de manera que los consumidores puedan ofrecer su flexibilidad tanto recibiendo un aviso y tomando manualmente la acción (ya sea presencialmente o a través del control a distancia); como de manera automática, en la que se pongan a disposición del AI sus equipos, para que este pueda actuar sobre ellos de manera centralizada. Con esto, y si no hubiera restricciones técnicas del TSO y/o la DSO pertinente que entrara en conflicto con el interés del BRP, se podría reducir a cero el desajuste entre la energía que es demandada al BRP por parte de sus clientes con la finalmente entregada.

Cabe destacar que el equilibrio pasivo, entendido como la contribución del BRP con la modificación de su cartera energética al TSO para reducir los desequilibrios de la propia red, está más relacionada con los aspectos técnicos de la flexibilidad, por lo que ha sido mencionada indirectamente a lo largo del apartado de Otras Oportunidades Técnicas de la Implementación del AI. Asimismo, se hará referencia a él en el Caso Práctico del Modelo No Compensado y No Corregido.

En este aspecto, quizás el más crucial a la hora de decidir qué modelo de AI debe implementarse en el sistema eléctrico peninsular, se perciben los futuros encontronazos que se producirán por la flexibilidad de los consumidores activadas por parte del AI con sus respectivos suministradores o BRP.

Esta flexibilidad, analizada en el apartado de Participación en los Servicios de Balance, Adecuación y Gestión de Restricciones, al responder en primera instancia ante las necesidades técnicas de la red, deja de lado las previsiones de suministro llevadas a cabo por el BRP, por lo que da pie a que se produzcan desequilibrios en sus carteras energéticas internas. En el siguiente apartado del Modelo Propuesto se indagará con mucha más profundidad en los pros y los contras que cada modelo de agregación independiente puede derivar a estos agentes del sistema.

2.3.3.4 Optimización de la generación

Este campo de aplicación de los sistemas explícitos de flexibilidad de la demanda, hace referencia a la posibilidad de optimizar las unidades centrales de producción cuando se preparan para su siguiente volumen horario de producción previsto [19], aspecto técnico necesario en las centrales de combustión (especialmente en las de carbón pero también en aquellas de gas natural). Estas centrales tienen que prepararse para alcanzar la potencia de generación eléctrica a la que se han comprometido, lo cual no es representado por un salto discontinuo, sino que se trata de una rampa progresiva.

Por tanto, la velocidad de control de estas centrales, al ser limitada, implica que tengan que ser arrancadas antes de tiempo, empezando a volcar energía a la red antes de la hora a la que se habían comprometido. Actualmente, estas rampas de potencia tienen una mayor pendiente que la ideal para la correcta operación de sus sistemas, lo que reduce la vida útil de las centrales.

En cierto modo, se puede relacionar la *Resolución de 8 de agosto de 2022, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban procedimientos de operación, para su adaptación a mejoras en relación con las garantías exigidas a los sujetos participantes en el mercado, y a mejoras en la gestión técnica de las medidas en el sistema eléctrico* [53], con la adaptación de la programación de la operación del sistema peninsular a periodos de 15 minutos [54] [25]. Lamentablemente para el entendimiento del consumidor y para las ESE que se dedican a facilitarlo, esta medida no afectará a la representación de dichos precios, que seguirá siendo horaria.

A modo de resumen de este apartado (Servicios en Mercados Mayoristas), todas las posibilidades de servicios explícitos de la flexibilidad de la demanda aquí recogidos coinciden en la modificación de los patrones de consumo de los consumidores para:

- Aumentar el consumo en las horas de generación más barata (generalmente más sostenibles),

- reduciendo el consumo en las horas más costosas para el sistema (que requieren de tecnologías menos eficientes y, mayoritariamente, más contaminantes).
- Evitar los desequilibrios provocados por errores en la previsión de la demanda,
- o en los errores en las previsiones de la generación (especialmente renovable).
- Aprovechar cualquier otra característica técnica de la generación,
- para maximizar la eficiencia económica del sistema.

Capítulo 3. DEFINICIÓN DEL TRABAJO

Con toda la información recopilada en el Capítulo 2. Estado de la Cuestión, puede desarrollarse el trabajo propio del alumno, relacionado con el análisis de los diferentes modelos de agregación independiente. No obstante, el Estado de la Cuestión, además de haberse centrado en aquello más relacionado con el análisis de la materia, ha incluido aportaciones propias del autor de este proyecto, las cuales pueden ser necesarias para entender el proceso lógico que ha guiado a aplicar los siguientes razonamientos.

La Legislación consolidada española dista bastante de alcanzar la definición de un marco normativo que realmente permita un sistema en que el que pueda activarse la flexibilidad de los consumidores finales, como puede apreciarse en boletines como el *Real Decreto-ley 17/2022, de 20 de septiembre, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la energía, en la aplicación del régimen retributivo a las instalaciones de cogeneración y se reduce temporalmente el tipo del Impuesto sobre el Valor Añadido aplicable a las entregas, importaciones y adquisiciones intracomunitarias de determinados combustibles [55]*. El ejemplo más claro de ello en este documento es la restricción de los *Proveedores del Servicio de Respuesta Activa de la Demanda a instalaciones de demanda (identificadas por su CUPS) que integran la unidad de programación proveedora del servicio deberán acreditar individualmente una capacidad de oferta mayor o igual a 1 MW en los periodos de prestación del servicio*. Lo cual, por definición, deja fuera a la inmensa mayoría de los CUPS (Código Universal de Punto de Suministro) nacionales, es decir, rechaza a los domésticos, gran parte de los comerciales, y a una pequeña parte de los industriales; más todavía, cuando únicamente se tienen en cuenta aquellos consumos que realmente tienen sentido que sean objeto de estos servicios de flexibilidad explícita.

Esto último puede tener sentido en estados iniciales de la implementación de la figura del AI en el sector; sin embargo, según se cita en la *Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética [2]*, en el *plazo de doce meses desde la entrada en vigor de esta ley, el Gobierno y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en*

ejercicio de sus respectivas competencias, presentarán una propuesta de reforma del marco normativo en materia de energía que impulse [...] la participación de las personas consumidoras en los mercados energéticos, incluida la respuesta de demanda mediante la agregación independiente, lo cual, no se ha llegado a cumplir. Esta falta de Legislación se produce, en parte, debido a la complejidad del reto afrontado, pues previamente habría que decidir qué modelo de agregación independiente se pretende implementar en el sistema eléctrico nacional.

Por otra parte, el MITECO abrió el pasado febrero de 2023 la *Consulta Pública Previa relativa a la elaboración del Real Decreto por el que se regulan las condiciones de suministro y contratación de energía eléctrica y se establecen principios reguladores del agregador independiente [56]*, en la que se manifiesta la necesidad de *abordar un desarrollo reglamentario que incluya, entre otros aspectos, el marco normativo de los nuevos sujetos del sistema eléctrico, y en particular del agregador independiente*, por lo que se entiende que se pretende seguir avanzando en la materia, a pesar de no tener novedades al respecto.

En esta regulación por hacer, cada agente del mercado eléctrico tiene unos intereses que tienden a velar por su propio bien, por lo que los debates respecto a este tema podrían no ser tan fructíferos, en cuanto a que cada uno defienda su postura inamoviblemente. Si bien la opinión del autor de este proyecto también puede estar influenciada por sus propias ideologías o por los intereses de la empresa actual en la que desarrolla su labor profesional, se hará todo lo posible por dejar de lado estas razones subjetivas, analizando el reto de la manera más objetiva que le sea posible para.

Para ello, como se profundizará en el Capítulo 4. Modelo Propuesto, se buscará en última instancia el bien común de los consumidores, que son los sujetos últimos del sistema eléctrico, a pesar de que este interés general implique ciertos sacrificios de los intereses privados. Además, cuando se hace referencia a un bien común, también ha de hacerse referencia a un periodo temporal, pues para lograr aquella solución que sea la mejor posible para el conjunto de todas las partes en el medio y largo plazo, quizás haya que hacer sacrificios en el corto plazo.

En este sentido, claro está que uno puede decir que la solución no ha de ser impermutable en el tiempo, sino que tiene que evolucionar a lo largo de su implementación, y efectivamente, así ha de ser. Sin embargo, en cuanto a que la futura realidad de la implementación práctica de la solución distará enormemente de la solución teórica definida *a priori*, se ha decidido acotar la solución fijando un objetivo último al que se debe apuntar en todo momento. Con este horizonte a largo plazo, el producto tratado (la flexibilización de la demanda) deberá desarrollarse partiendo de simples pilotos, incluyendo la propuesta de nuevas soluciones a medida que se vayan detectando los problemas, pero no dándolas por definitivas hasta que queden validadas correctamente por el sistema.

3.1 LA ESFERA DEL PRODUCTO

Con esto, y para poder comenzar, se hace necesario dar respuesta a las siguientes preguntas, sin las cuales no podrá comenzarse a tratar el problema, pues en caso de una definición errónea del enunciado a resolver, todas las soluciones responderían a preguntas que no tendrían que haber sido formuladas de tal manera. Por ello, y para evitar soluciones a problemas que no son reales, se formulan las siguientes premisas, conjunto el cual se nombrará “la esfera del producto”⁸:

- **¿Por qué** se busca flexibilizar la demanda?

Porque repercutirá en un bien común para todos los *stakeholders* del sistema eléctrico.

- **¿Cómo** se pretende flexibilizar la demanda del sistema eléctrico?

A través de productos tecnológicos que permitan a los *stakeholders* interactuar explícitamente en el mercado eléctrico.

- **¿Qué** es lo que se va a desarrollar en el mercado eléctrico?

⁸ Inspirado en la teoría “The Golden Circle”, de Simon Sinek <https://simonsinek.com/golden-circle/>

Un modelo de negocio en el que los agregadores independientes faciliten a los consumidores ofrecer su flexibilidad eléctrica en los mercados, a cambio de una compensación económica.

Si bien el autor del proyecto cree que estas son las tres preguntas básicas que una empresa debe formularse a la hora de desarrollar un producto, según ese orden lógico, en torno a las cuales se ha de gravitar en (casi) todo momento, se propone una cuarta, que sería la razón de ser empresarial:

- **¿Para qué** van a participar los agregadores independientes en este mercado?

Para generar riqueza gracias al valor añadido a los *stakeholders* del sistema eléctrico.

Si bien estas premisas pueden parecer excesivamente lógicas, es importante dejarlas bien claras de manifiesto para mantener en todo momento el objetivo de la flexibilidad de la tarea, que es repercutir en un bien común para todo el sistema eléctrico. Con esto, se hace referencia al ahorro del coste total para los consumidores, desarrollando un modelo energético descarbonizado que permita perpetuar el uso de la energía por las personas que conforman la sociedad, así como por las empresas que se encargan de producir bienes y otorgar servicios a la sociedad.

3.1.1 ¿POR QUÉ?

Teniendo claro este fin último de la flexibilidad de la demanda, que es crear valor al sistema eléctrico y a sus usuarios (consumidores), se buscará la optimización del sistema eléctrico para cumplir con este objetivo, dejando atrás aquellas tecnologías menos eficientes de generación. Si bien estas centrales de generación basadas en la quema de combustibles fósiles facilitaban al sistema generar la energía eléctrica necesaria en todo momento para poder suplir a la demanda de la sociedad, repercutía negativamente en ella al liberar gases de efecto invernadero que, a la larga, tendría un efecto negativo devastador para toda la sociedad.

Para evitar este efecto negativo, se opta por otros métodos de generación que, si bien tienen también la característica positiva de ser más eficientes económicamente, tienen la restricción técnica de generar una energía menos adaptable a la demanda. No obstante, si la finalidad del consumo eléctrico es dar solución a una necesidad, esta necesidad puede ser desplazada en el tiempo sin causar un perjuicio en el bienestar de aquellos que la consumen.

A esta última premisa se le debe una objeción, y es que este desplazamiento temporal del consumo supone a los consumidores un esfuerzo y una reducción de su comodidad, por lo que esperan recibir algo a cambio de dicho sacrificio. Hasta el momento, es habitual que ciertos consumidores planifiquen su consumo en función del precio de la energía, lo que se conoce como flexibilidad implícita de la demanda, produciendo un ahorro económico que compensa la molestia, pues de lo contrario no lo harían.

En línea con este razonamiento del consumidor de obtener una recompensa por su esfuerzo, ha quedado demostrado que estas señales de precio no siempre son suficiente como para modificar el patrón nacional de consumo para que case con la generación en todo momento, por lo que se debe ir más allá. No obstante, este tipo de comportamiento no es nuevo, ya que el sistema eléctrico ya contemplaba el caso de la energía no suministrada [57], en la que se recompensa a grandes consumidores por dejar de consumir en las horas más caras de generación.

Este sacrificio económico que afronta el sistema, pagando por no consumir, supone un ahorro total del sistema al evitar el aumento del precio de la energía (ya que se trata de un sistema marginalista de precios en el que la última oferta marca el precio final de la unidad energética vendida). De un modo semejante al descrito, se busca ahora desplazar esta energía de los consumidores para concluir en un ahorro mucho mayor para el conjunto del sistema.

En línea con esto, ya que no todos los consumidores están dispuestos a modificar sus patrones de consumo a cambio de un ahorro en sus facturas energéticas (flexibilidad implícita), es necesario que perciban un ingreso económico suficiente para renunciar a ese consumo en ese periodo temporal (flexibilidad explícita). Para dar solución a este problema, entra en escena la figura de este nuevo actor que es el AI de la demanda, encargado de reunir

a aquellos consumidores dispuestos a vender su flexibilidad energética en los momentos que se requiera, al menor precio posible.

Para mostrar de manera más visual cómo la flexibilidad explícita de la demanda puede mejorar notablemente la reducción de los precios en los mercados mayoristas, se adjunta a continuación, en la Ilustración 16, una representación gráfica de esta reducción. Con esto, queda demostrado cómo todos los consumidores se beneficiarán de la reducción del coste de la energía derivada de la activación explícita de la flexibilidad de la demanda, y no sólo aquellos que vendan directamente su flexibilidad en los mercados [50].

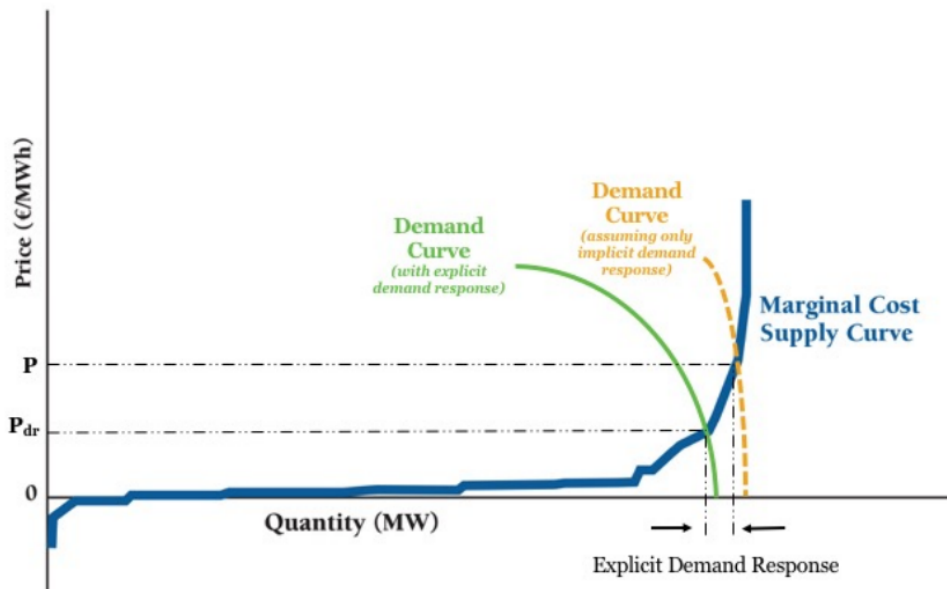


Ilustración 16: La Respuesta Explícita a la Demanda Reduce los Precios Mayoristas de la Electricidad [50]

En esta Ilustración 16, también puede verse cómo la reducción de precios será más notable a mayor pendiente tenga la curva marginal de oferta energética en los mercados, así como mayor sea la reducción de la demanda para dicho periodo de tiempo. Además, puede apreciarse cualitativamente cómo el monto total de energía negociado en los mercados de flexibilidad no tiene por qué suponer una cantidad demasiado representativa frente a la cantidad de energía total despachada en ese periodo de tiempo.

Quedando demostrado el motivo de impulsar la flexibilidad de la demanda explícita, se debe continuar razonando sobre cómo los agregadores independientes van a ser capaces de conseguir movilizar a estos consumidores para ofertar su flexibilidad en estos mercados.

3.1.2 ¿CÓMO?

Todo gran cambio de paradigma implica una disrupción tecnológica, como supuso la introducción de los contadores inteligentes en el sistema eléctrico español, en el que, a finales del 2019, un 99,22% de los consumidores domésticos (menos de 15 kW de potencia contratada) ya gozaba de uno [58]. Actualmente, con este hito ya alcanzado, el sistema eléctrico puede ir más allá de la mano de la industria tecnológica si consigue convertir estos datos energéticos en información útil para los consumidores.

Es cierto que los consumidores pueden acceder a los datos de su contador inteligente a través de los portales de su distribuidora correspondiente, así como de la mano de algunas comercializadoras y otras ESE, pero son pocas las empresas que están esforzándose por ir más allá del proceso meramente informativo y convertir los datos en recomendaciones personalizadas para el usuario. Además, la sociedad actual ya tiene la que probablemente sea la herramienta tecnológica más disruptivamente asequible hasta el momento al alcance de su mano, el móvil. Cada vez puede apreciarse más cómo esta herramienta sigue sustituyendo a otros dispositivos tecnológicos, como la tarjeta de crédito o el ordenador, para convertirse en el medio digital ideal para dirigir el modelo de negocio de las empresas ⁹.

Esta herramienta, tan presente en la vida de la ciudadanía moderna actual, ha conseguido sobrepasar el alcance esperado hace una década, en la que no se creía que las personas de edad más avanzada no fueran a llegar a desenvolverse con la soltura que actualmente tienen. No obstante, será importante que estas empresas fomenten la educación de la sociedad en estos aspectos energéticos, generalmente desconocidos para una gran mayoría de la población. En este sentido, sí se percibe que ciertas generaciones de muy avanzada edad

⁹ Inspirado en el libro “What’s Your Digital Business Model?: Six Questions to Help You Build the Next-Generation Enterprise”, de Peter Weill y Stephanie Woerner <https://s.hbr.org/3qU3JFJ>

puedan sufrir una exclusión derivada de la brecha digital existente en nuestra sociedad, a la cual habrá que dar solución de una manera (altruismo empresarial) u otra (servicios públicos).

Gracias a esto, el sector eléctrico tendrá la posibilidad de interactuar con los consumidores de una manera mucho más dinámica de como lo ha hecho hasta ahora, creando un nicho de mercado especialmente acogedor para los AI, como ya lo están consiguiendo otras ESE. Además, en plena expansión de las inteligencias artificiales y otros algoritmos de la industria energética y tecnológica, surge la oportunidad de aprender a prever, informar y recomendar pautas de comportamiento para alinear a los consumidores con sus objetivos de eficiencia energética y ahorro económico.

Por tanto, teniendo la herramienta adecuada para solucionar el problema demostrado, sólo faltaría explicar qué es lo que se puede llegar a hacer para aumentar la eficiencia del sistema eléctrico a través del dispositivo móvil.

3.1.3 ¿QUÉ?

Ahora que ya se ha plasmado por qué el objetivo de flexibilizar la demanda del sistema eléctrico será bueno para los grupos de interés que participan de una manera u otra en el sistema eléctrico y sus mercados, y sabiendo las herramientas de las que se dispondrán para ello, “sólo” falta definir qué es lo que se va a hacer para conseguirlo. Como se ha mencionado previamente, los consumidores se verán animados a flexibilizar sus consumos si reciben alguna recompensa a cambio, y a más recompensa para los consumidores, más querrán participar y mayores serán sus esfuerzos.

Lo primero que hay que aclarar frente al producto que se va a comercializar, es que tiene dos enfoques muy distintos, según quién sea el cliente en cada caso:

- La Flexibilidad Explícita para el Sistema Eléctrico y sus Mercados

Desde el punto de vista del sistema eléctrico, el objetivo de la compra de esta flexibilidad es conseguir reducir el coste total de la energía suministrada a los consumidores

nacionales, a la par que consigue descarbonizar las fuentes de generación, aumentar la seguridad del sistema, etc. Por tanto, si bien el sistema está dispuesto a ofrecer una recompensa económica por aquella flexibilidad que les aporte valor, de manera que se consiga este aumento de la eficiencia y resiliencia del sistema, su misión será conseguirlo al menor coste posible.

- Flexibilidad explícita para los consumidores

Desde el punto de vista opuesto, los consumidores estarán dispuestos a ofrecer su flexibilidad en los mercados si la recompensa económica que perciben por ello es lo suficientemente alta como para que les merezca la pena el esfuerzo. Por tanto, el objetivo del consumidor será cambiar sus patrones de consumo sólo cuando la remuneración económica le parezca la suficiente.

Esta motivación del consumidor, a pesar de parecer que entra en conflicto con el interés general del sistema eléctrico, tiene un punto de equilibrio, al igual que en el resto de los mercados. A continuación, en la Ilustración 17¹⁰, se adjunta un esquema visual:

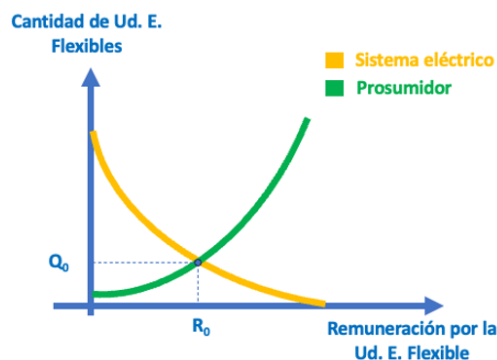


Ilustración 17: Punto de Equilibrio entre Sistema y Prosumidor

¹⁰ Elaboración Propia - Como se aprecia en la curva ofertada por el prosumidor, hay una ínfima cantidad de ellos que ofertarán cierta flexibilidad sin esperar una remuneración económica a cambio (altruismo ecológico)

He aquí el valor fundamental que los AI aportarán a ambas partes, el encuentro económico de este punto de equilibrio y la seguridad de que la flexibilidad que se han comprometido a proveer al sistema va a llevarse a cabo. De nuevo, esta figura encargada de la agregación deberá tener asociada una remuneración monetaria por su desempeño profesional, pues de lo contrario no habría un aliciente más que el altruista (el cual resulta insuficiente) por responsabilizarse de dicho compromiso.

El método de reparto de los ingresos generados en el mercado por la venta de la flexibilidad de sus consumidores asociados que los AI realizarán dependerá directamente de la metodología que se defina en los marcos normativos. Dentro de los modelos propuestos para este reparto, los cuales se analizarán en el apartado Capítulo 4. Modelo Propuesto, aquel elegido será crucial para esto, pues de ello dependerá la relación que crearán con sus consumidores asociados y con los BRP encargados del suministro a los consumidores.

Asimismo, el modelo elegido tendrá que sopesar el evitar, dentro de lo posible y recomendado, los conflictos económicos que deriven de la activación de esta flexibilidad, respetando los modelos de negocio de los suministradores (al menos durante el tiempo que necesiten para adaptarse a la nueva realidad), pero a la par asegurándose de que la remuneración a los consumidores sea la suficiente como para generar esa atracción por participar en dichos eventos. Por supuesto, este reparto tendrá que ser dividido en una tercera parte, correspondientes a los AI por asumir el riesgo asociado a la responsabilidad de balance, lo que da pie a la capa más superficial de la esfera del producto.

3.1.4 ¿PARA QUÉ?

La mayoría de estos nuevos actores del escenario eléctrico todavía no se han decidido a aventurarse en esta nueva empresa que es la gestión de la flexibilidad explícita de los consumidores del sistema, al tratarse de un nuevo modelo de negocio para la transición energética cuyo marco legislativo todavía no ha sido definido. De las ganancias potenciales que se estimen para este nuevo sector dependerá el número de participantes que querrán entrar a formar parte del juego, por lo que el mercado debería asegurarse de que, a largo plazo, sea lo más parecido a una competencia perfecta.

Carecería de sentido establecer la figura del agregador como independiente de los suministradores de energía para favorecer las buenas prácticas en el sector (o más bien, evitar las malas) si acaba resultando en un sector más oligopolístico que el primero, como ha podido observarse previamente en la Ilustración 14. Si bien se han mencionado previamente algunas de las ventajas que podría aportar al sistema la implantación de una figura de agregación centralizada a modo de monopolio, finalmente se ha decidido que los contras que un monopolio natural supondría en este sector pesan más que los pros. Por ello, como se ha visto en el apartado 2.3.2.3 Incremento de la Complejidad, se ha decidido defender el modelo descentralizado, para así favorecer la innovación empresarial, reducir el coste público de su implementación, reducir otros riesgos del sistema y, en definitiva, fomentar nuevos modelos de negocio tecnológicos que generen riqueza para las empresas y, consecuentemente, para la sociedad en general.

En definitiva, está claro que el motivo principal que impulsa a las empresas a competir entre ellas es la generación de riqueza para ellas mismas, lo cual deberán conseguirlo a través de la generación de valor para otras personas. En este caso, a más valor aporten los AI al sistema eléctrico y, por ende, a los consumidores, más beneficio económico deberían llevarse, de manera consecuente. No obstante, sí que hay que resaltar un cambio en las tendencias del sector, en las que cada vez más empresas desarrollan modelos de negocio sostenibles mediante ¹¹:

- La definición de una estrategia descarbonizada,
- cuyo núcleo empresarial se basa en la sostenibilidad,
- a través de la transformación digital.

Si bien estas actitudes pueden ser afrontadas desde una filosofía utilitarista, como la que deja entrever Larry Fink (CEO de BlackRock) en su carta “Un cambio estructural de las finanzas” ¹², resultan válidas para generar valor para la sociedad, a pesar de no tener una motivación

¹¹ BCG > Energy > Energy Transition <http://bit.ly/3Eb1LUK>

¹² <https://www.blackrock.com/cl/larry-fink-ceo-letter>

puramente deontológica. Es decir, cada vez más empresas saben que tienen que generar valor para sus *stakeholders* si quieren obtener beneficios de manera sostenida en el tiempo, lo cual es, por supuesto, aceptable.

3.2 JUSTIFICACIÓN

El 19 de abril del 2021 se publica el *Proyecto de Orden por la que se crea un mercado de capacidad en el sistema eléctrico español* [59] ya que todavía no existe en España un mercado de capacidad; sin embargo, tras haber sido sometido a consulta pública, no se han realizado avances notables¹³. En dicho documento, se plantea el mercado de capacidad como un sistema centralizado por el cual el Operador del Sistema (OS), REE, puede contratar las necesidades de potencia firme (en MW), tras haber sido detectada la necesidad en los análisis de cobertura de la demanda.

En este caso, el procedimiento de concurrencia competitiva gestionado por el OS sería mediante subasta discriminatoria, también conocido como *pay-as-bid*, en el cual los participantes pujan por el precio que estarían dispuestos a cobrar por la disponibilidad de su capacidad de potencia firme, siendo esa la cuantía económica que se les entregaría en caso de que fueran finalmente asignados. Con esta metodología, en el documento se propusieron las siguientes dos modalidades de subasta de capacidad firme:

- Subastas principales: cuyo periodo de prestación del servicio de capacidad se iniciaría en un plazo máximo de cinco años desde la asignación del servicio.
- Subastas de ajuste: cuyo periodo de prestación del servicio de capacidad se iniciaría en un plazo máximo de doce meses desde la asignación del servicio, y que además tiene una duración de 12 meses.

¹³ A excepción de la *Consulta Pública Previa relativa a la elaboración del Real Decreto por el que se regulan las condiciones de suministro y contratación de energía eléctrica y se establecen principios reguladores del agregador independiente*, abierta por el MITECO <https://bit.ly/3R2FDDH>

El 28 de julio de 2021 la CNMC aprobó este Proyecto de Orden [60]; sin embargo, incluyó varias recomendaciones, entre las que se encuentra la relativa al deber del Proyecto de Orden por permitir la participación del agregador independiente en dichos mercados de capacidad. Desde entonces, apenas se han tenido novedades relativas a este asunto por parte de los organismos nacionales encargados de avanzar con las definiciones de los marcos normativos¹⁴.

Esta falta de avance por parte de los organismos competentes en la materia sólo puede justificarse si se evalúa la dificultad del reto propuesto, pues según cómo se defina la normativa y los métodos de compensación económica (si los hubiere) a las partes afectadas de la implementación de un sistema flexible de demanda en el que participasen los AI, cambiaría el escenario rotundamente. Por tanto, el presente proyecto que aquí se está leyendo, tiene también la intención de definir aquellos objetivos clave por el que debe regirse la futura definición del marco normativo.

3.3 OBJETIVOS

Ya se ha analizado previamente cuál debe ser el objetivo principal de la implementación de un sistema de flexibilidad de la demanda, y no es otro más que el aumento de la eficiencia del sistema eléctrico de manera que se genere valor para todos sus agentes. Dentro de esa eficiencia del sistema son englobadas muchas variables, como:

- La integración masiva de energías renovables en la generación del sistema,
- que permitan descarbonizar el sistema eléctrico y a los sectores económicos que de ella se sirvan,
- consiguiendo una reducción de los precios de la energía,

¹⁴ De nuevo, a excepción de la *Consulta Pública Previa relativa a la elaboración del Real Decreto por el que se regulan las condiciones de suministro y contratación de energía eléctrica y se establecen principios reguladores del agregador independiente*, abierta por el MITECO <https://bit.ly/3R2FDDH>

- evitando aquellos aumentos innecesarios de las infraestructuras de transporte y distribución,
- a la par que se permita que esa energía renovable pueda integrarse de manera distribuida en toda la geografía española cuyos habitantes o empresas locales lo requieran;
- manteniendo la actual seguridad de la red eléctrica, y aumentándola si aún eso fuera posible.

Como puede verse, el motivo que impulsa la futura disrupción normativa, tecnológica y social no es otra más que el de repercutir en un bien común para todos los *stakeholders* del sistema eléctrico. La solución al cambio climático que se propone adecuadamente desde los organismos europeos, como el “Fit for 55” [61], es la descarbonización energética; esta descarbonización energética es, para el sistema eléctrico, el problema al que ha de dar una solución:

- La red, debe seguir casando oferta y demanda energética en todo momento;
- el mercado, debe seguir casando oferta y demanda económica al menor precio;
- y los consumidores, quieren seguir usando la energía cuando quieran, al menor coste posible.

Siendo estos los objetivos últimos que deben perseguirse con la implementación de un sistema flexible de la demanda en el sistema eléctrico, el objetivo que se propone a continuación este proyecto es el de analizar los diferentes modelos de agregación independiente, pues es la figura idónea para hacerse cargo de este cometido (como ya se ha demostrado a lo largo de todo el proyecto). Para ello, en el apartado 4.2 Análisis del Sistema, se procederá a analizar los modelos propuestos por USEF (*Universal Smart Energy Framework* ¹⁵, Marco Universal para la Energía Inteligente), según la siguiente metodología.

¹⁵ <https://www.usef.energy/usef-foundation/>

3.4 METODOLOGÍA

Antes de comenzar, se hace necesario poner de manifiesto que no existe una metodología específica sugerida ni establecida a nivel mundial, ni a nivel de la Unión Europea; lo que puede subjetivar los métodos empleados en este proyecto a los criterios del propio autor del proyecto. De hecho, otras metodologías han sido sugeridas por otros autores, la inmensa mayoría de ellos sin duda con un mayor bagaje y un conocimiento muchísimo más amplio de los distintos sistemas eléctricos; sin embargo, en aras de aportar un nuevo punto de vista al estado del arte actual, el autor ha decidido crear la suya propia.

Fruto de esta falta de consenso a nivel mundial, y siendo el mejor caso posible para respaldar la validez de todas ellas, es el hecho de que en cada sistema eléctrico nacional se esté optando por un enfoque distinto a un mismo problema. Si bien cada sistema eléctrico es diferente a nivel de tecnologías de generación, del grado de distribución de los puntos de generación y consumo, nivel de interconexión, y un largo etcétera; se cree que cada uno de ellos aporta una serie de ventajas y desventajas que, según cómo se evalúen, pueden pesar más las unas o las otras. Más adelante, cuando se hayan sopesado los posibles pros y contras que los distintos modelos de agregación independiente pueden aportar, se mencionarán qué decisiones han optado por tomar distintos países de interés respecto al tema.

La máxima que persigue este proyecto es la búsqueda del bien común para todos los grupos de interés del sistema eléctrico, como se ha mencionado previamente en el apartado 3.3 Objetivos; sin embargo, ha de enfatizarse que la consecución de estos objetivos no debe ser cortoplacista, sino que debe perseguirse una correcta implementación que sea sostenible en el tiempo. Este matiz se considera muy relevante, pues si bien algunas medidas pueden resultar positivas *ipso facto* desde el momento de su implementación, pueden resultar una lacra a largo plazo para conseguir aquello que se pretende.

Un sinfín de ejemplos podrían adjuntarse a continuación, siendo gran parte de ellas medidas políticas tomadas para interceder en el sector eléctrico de manera que provocaron de manera directa un efecto positivo, pero cuyas segundas y terceras consecuencias de la acción tomada

apuntan a un retroceso en el indicador que se planteaba mejorar. No obstante, al no ser este el objetivo del proyecto, se evitará; si bien sí puede serlo el hecho de pincelar lo que en inglés se conoce como *policies*, se evitarán estas primeras *politics*.

Una vez aclarado este enfoque largoplacista de las metas que se llevará a cabo en el análisis de los diferentes modelos de AI, basado en el concepto de innovación como la capacidad de generar valor en el futuro, también se hace necesario profundizar en la relación entre el AI y el suministrador de la energía. El análisis de esta relación ocupará la gran mayoría del análisis, así como el análisis sobre la responsabilidad del balance, pues otras variables sí han sido estudiadas en profundidad, lo que permitirá acotar el marco de las distintas posibles relaciones entre el agregador con otros agentes del sistema.

Así, algunas de las otras variables que sí recogerá la metodología de análisis son la facilidad de implementación para el sistema eléctrico y la compensación justa ¹⁶ de las partes afectadas. No obstante, estas no deben entrar en conflicto, en la medida de lo posible, con el objetivo principal de la metodología, que es conseguir aumentar la eficiencia del sistema eléctrico.

3.5 PLANIFICACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN

Se ha decidido evitar este apartado debido a la imposibilidad de llevar a cabo una planificación con el cronograma que debe seguir la administración o cualquier otro organismo público pertinente en la materia. Otras asociaciones han intentado llevar a cabo esta planificación, como es el caso de la asociación ENTRA, la cual elaboró y publicó el

¹⁶ Justo, ta: que obra según justicia y razón <https://dle.rae.es/justo#MfO65xY> 1ª acepción de la RAE para el término

Se ve conveniente hacer esta aclaración, pues con compensación justa no se pretende hacer referencia a una compensación paternalista que proteja a las empresas suministradoras de energía para evitar posibles pérdidas económicas; sino que se pretende seguir la razón y velar por aquella relación entre AI y suministrador que sea más eficiente para el conjunto del sistema eléctrico, aunque ello implique la muerte económica de aquellas empresas suministradoras de energía que rechacen la innovación.

pasado noviembre de 2022 un cronograma en el que se recogía el proceso de implementación del agregador independiente, como puede observarse en la Tabla 3.

Tabla 3: Cronograma del Proceso de Implementación del Agregador Independiente [15]

CRONOGRAMA DEL PROCESO DE IMPLEMENTACIÓN DEL AGREGADOR INDEPENDIENTE												
RESPONSABLE	HITO	2019	2020	2021	2022				2023			
					Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
Comisión Europea	Directiva 2019/944/UE	✓										
Gobierno de España	Real Decreto-ley 23/2020, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica		✓									
Gobierno de España	Ley 7/2021, de cambio climático y transición energética			✓								
Gobierno de España y CNMC	Propuesta de reforma del marco normativo en materia de energía					×		×				
Gobierno de España y CNMC	Definir el modelo operativo de agregador independiente					×			×			
MITECO	Creación de un grupo de trabajo participativo sobre el agregador independiente					×			×			
REE	Creación y continuación del grupo de trabajo técnico sobre el agregador independiente		✓						×			
MITECO/CNMC/REE	Definición de las condiciones de balance									×		
REE	Consulta pública sobre las condiciones de balance									×		
MITECO/CNMC/REE	Iniciar el proceso de modificación de los procedimientos de operación										×	
REE	Consulta pública sobre la propuesta de modificación de los procedimientos de operación										×	
OMIE	Creación de un grupo de trabajo sobre el agregador independiente								×			
OMIE	Iniciar el proceso de modificación de las reglas de mercado								×			
OMIE	Consulta pública sobre la propuesta de modificación de las reglas de mercado									×		
REE	Apertura del proceso de habilitación del agregador independiente e inicio de un "test" de plataformas y operación											×
REE	Implantación del agregador independiente											×

Según esta Tabla 3, la figura del AI debería estar implementada por parte de REE para el último trimestre del presente 2023; sin embargo, el propio OS ha tenido que retrasar la previsión de la implementación de esta figura hasta septiembre de 2024, como puede verse en la Tabla 18: Actualización Hoja de Ruta MIE a fecha 23 de marzo de 2023 (fuente REE), que puede encontrarse en el ANEXO I - Actualización Hoja de Ruta MIE.

Dicho esto, la implementación de la figura del AI dependerá en primer lugar del propio MITECO, pues sin la definición de un marco normativo que lo permita no será posible que el OS ni cualquier otra entidad que le siga puedan hacer sus respectivos trabajos. Por tanto, queda demostrada la falta de necesidad de incluir una planificación en el presente proyecto.

3.6 ESTIMACIÓN ECONÓMICA DE LOS MODELOS

Realizar unos cálculos propios de la estimación económica de los potenciales beneficios que podrá percibir el conjunto del sistema eléctrico nacional peninsular gracias a la correcta implementación del AI se hace inabarcable en este proyecto, tanto por la parte de los potenciales ahorros como por el coste de la implementación que significará la introducción de esta nueva figura. No obstante, sí se tiene la seguridad de que los beneficios económicos para el sistema serán lo suficientemente altos como para que sea necesaria su implementación, como defienden todos los artículos científicos incluidos a lo largo del Capítulo 2. Estado de la Cuestión.

Igualmente, para defender estos beneficios económicos de la Respuesta de la Demanda, (DR, *Demand Response*), se adjuntan a continuación las estimaciones de la CE, quien publicó en julio de 2016 el *Estudio de Evaluación del Impacto de la Flexibilidad de los Precios, la Respuesta de la Demanda y la Medición Inteligente*, en la que publicó la siguiente Tabla 4, según sus propios cálculos (pero basados en los cálculos de Gils [11] y de la ENTSO-E):

Tabla 4: Consumos Pico, Máximos Teóricos y Business-As-Usual (GW) – Demand Response [10]

Capacities	2016	2020	2030
Peak load (current and estimated)	486	500	568
Total maximum theoretical DR potential	110	120	160
In % of peak load	22%	24%	28%
BAU	21	23	34
In % of peak load	4.3%	4.6%	6.0%

Esta Tabla 4 plasma perfectamente cómo es necesario cambiar radicalmente los modelos actuales para poder permitir al sistema eléctrico que reduzca la demanda pico, generalmente con mayor penetración de tecnologías intensivas en carbono, como el gas natural. Si bien es lógico es que no pueda llegarse a cumplir ese máximo teórico, queda demostrado cómo existe un gran potencial de descarbonización y de ahorro económico mediante la flexibilidad de la demanda.

Asimismo, en este documento se adjuntan unas previsiones, que se adjuntan en la Tabla 5, en función de tres opciones [10]:

- **Opción 1:** La DR se promueve mediante una legislación que otorga a todos los consumidores de la UE el derecho a exigir el acceso a contadores inteligentes y precios dinámicos.
- **Opción 2:** La DR se fomenta mediante legislación como en la Opción 1 y se establecen normas de mercado normalizadas en la UE para los proveedores de DR.
- **Opción 3:** Como la Opción 2, pero en la que el proveedor de servicios de DR tiene el derecho a ofrecer sus servicios sin compensación al suministrador/BRP.

Tabla 5: Estimación de la DR según las alternativas políticas (GW) [10]

Capacities		2016	2020	2030
BAU	Price based	5.8	6.4	15.4
	Incentive based	15.6	16.3	19.0
		21.4	22.7	34.4
Option 1	Price based	5.8	6.9	17.9
	Incentive based	15.6	16.3	19.0
		21.4	23.3	36.8
Option 2	Price based	5.8	6.9	17.9
	Incentive based	15.6	20.3	34.6
		21.4	27.2	52.4
Option 3	Price based	5.8	6.9	17.9
	Incentive based	15.6	21.4	39.3
		21.4	28.4	57.1

Como ha podido verse en la Tabla 5, para cualquiera de las opciones, el potencial alcanzable se queda muy por debajo del máximo teórico para el 2030, pero superan el estimado al que Europa iba encaminada en la fecha de elaboración del documento de la CE (2016). Asimismo, se ve que la Opción 1 apenas mejora el modelo previo existente en un 7 %, mientras que la Opciones 2 y 3 lo mejoran en un 52 % y un 66 %, respectivamente.

En cuanto a la parte medioambiental asociada a estas previsiones energéticas, para la estimación de la reducción total de las emisiones de CO₂ posibles para el 2030, según este mismo documento, se hace referencia a una reducción de alrededor del 3,4 % de las emisiones totales para los tres modelos, otorgando una ventaja mínima al 2º respecto del 3º, y del 1º sobre el 2º. No obstante, estos cálculos pueden estar bastante desfasados, puesto que los modelos de generación actuales se han vuelto bastante más sostenibles; por ejemplo, en el caso de España, la producción renovable en el sistema eléctrico ha sido del 46,7 % y 42,2 % en los años 2022 y 2023, respectivamente [62].

En cuanto a la estimación económica, en este documento de la CE se hacen unas estimaciones de los costes y beneficios hasta el 2030 de las diferentes opciones políticas antes descritas, las cuales son adjuntadas en la Tabla 6:

Tabla 6: Estimación Cuantitativa de los Costes y Beneficios de cada una de las Opciones Políticas [10]

MEUR/y	Costs	Benefits			Net benefit
		Network	Generation	Total	
BAU	82	980	3,517	4,497	4,415
Option 1	303	1,068	3,772	4,840	4,537
Option 2	322	1,383	4,588	5,971	5,649
Option 3	328	1,444	4,736	6,180	5,852

A priori, puede parecer obvia la elección de la opción 3, debida al beneficio neto que supondría su implementación; sin embargo, en la Tabla 7, puede observarse cualitativamente una comparación global de las opciones políticas, en la que se demuestra que pueden existir incoherencias, según los siguientes criterios de evaluación [10]:

- **Eficacia:** cuánta DR adicional se consigue.
- **Eficiencia:** análisis coste-beneficio.
- **Coherencia:** cómo encajan las opciones con las políticas de la UE, en particular con sus objetivos.

Tabla 7: Estimación Cualitativa de los Costes y Beneficios de las Opciones Políticas [10]

	Effectiveness	Efficiency	Coherence
Option 1	+	+	++
Option 2	++	+++	+++
Option 3	+++	+	-

Note: + means positive effect of increasing magnitude

Según esta Tabla 7, la Opción 3 consigue activar una mayor DR, pero puede dar lugar a ineficiencias en el sistema, debido al riesgo que supuestamente introduce en los mercados de balance. Por ello, la Opción 3 resulta más atractiva para este análisis de la CE, en cuanto a que activa la DR (tanto por señales de precio como por incentivos) y respeta los objetivos políticos de la UE, en materia de mercado interior y competencia justa.

Para entender mejor este fenómeno de competencia justa en los mercados existentes, se adjunta a continuación la Tabla 8, en la que:

- Los **generadores** (haciendo especial referencia a los basados en combustibles fósiles) pierden beneficios en los mercados marginales durante las horas de DR.
- Los **operadores de red** (OS/TSO) reducen el gasto en CAPEX, pero sus beneficios no deberían verse alterados (si quiere saberse el efecto sobre las **DSO**, se hace más hincapié en el apartado 2.3.2.2 Optimización de los Flujos de las Redes de Distribución).
- Los **suministradores** reducen el riesgo cuanto más se reduzca el consumo en horas pico, pues los precios a los que compran son mayores que a los que suelen vender a sus clientes.
- El **BRP del suministrador** tiende a generar pérdidas y aumentar el riesgo financiero cuando tiene que conseguir balancear de nuevo sus posiciones tras las activaciones de la DR.
- Los **AI** ganarán más dinero cuanto menos tengan que compensar a los BRP.
- Los **consumidores** siempre ganarán dinero, más beneficio cuanto más beneficio total sea generado para el sistema eléctrico.

Tabla 8: Efectos Distributivos de las Opciones Políticas para los Actores del Sistema Eléctrico [10]

Actor	Option 1	Option 2	Option 3
Generators	Will lose profit on intra marginal generation at peak load	Will lose profit on intra marginal generation at peak load	Will lose profit on intra marginal generation at peak load
Network operators	Reduced need for investment – no change in profits	Reduced need for investment – no change in profits	Reduced need for investment – no change in profits
Suppliers	Potentially, reduced risks as consumers reduce peak load demand where wholesale prices are high and exceeding the retail prices.	As Option 1 plus effect from more even wholesale prices. Both gains and losses.	As Option 2 though possible larger effects on wholesale prices.
BRP	No change	No change	Will lose on extra balancing costs (increased financial risk)
Aggregators	No change	Increased business opportunities	Increased business opportunities (more than in option 2)
Consumers	Reduced electricity bill	Reduced electricity bill (more than in option 1)	Reduced electricity bill

Es importante repetir que estos cálculos de la CE pueden estar desfasados, pues en los últimos 7 años han evolucionado mucho los sistemas eléctricos, especialmente el peninsular, que tiene rápidamente a la descarbonización de la generación; además, se basa en una generalización a nivel europeo, por lo que el caso peninsular no es tratado de manera particular (muy alta penetración de solar).

Capítulo 4. MODELO PROPUESTO

Una de las finalidades de este proyecto es analizar los diferentes modelos de agregadores independientes posibles, siendo lógico que dicho análisis concluya en uno que, según la metodología empleada, sea el óptimo. No obstante, como se ha justificado previamente en el apartado 3.4 Metodología, no existe un modelo ideal, por lo que tendrán que sopesarse las ventajas y desventajas de cada uno de los modelos para poder recomendar la aplicación de uno de ellos en el sistema eléctrico nacional peninsular.

Antes de comenzar con el análisis de los diferentes modelos de agregadores independientes, se ve conveniente echar un vistazo a algunas de las complejidades a las que los diferentes modelos deberán enfrentarse si cualquiera de ellos llegase a ser implementado.

4.1 COMPLEJIDADES OPERATIVAS PARA LOS AGREGADORES INDEPENDIENTES

De acuerdo con USEF [3], existen numerosas complejidades que rodean la relación entre el agregador y el suministrador de energía eléctrica, que previamente a la implementación de uno de los modelos se tendrá que sopesar. Es importante aclarar que el presente documento hace referencia a siete modelos diferentes de agregación, incluyendo aquellos modelos de agregación dependiente del suministrador, por lo que se tomarán sólo aquellas consideraciones que se estimen oportunas. No obstante, los modelos que se analizarán en profundidad en el apartado 4.2 Análisis del Sistema procederán de otras fuentes de información, a pesar de que en el Caso Práctico del Modelo No Compensado y No Corregido sí hayan sido tomadas las fases propuestas del modelo “No corregido” de USEF.

Dicho esto, se procede a analizar las complejidades que tendrán que ser resueltas para implementar un modelo efectivo de agregación, incluyendo para ello las recomendaciones y

consideraciones principales propuestas en el documento, acompañados de los razonamientos propios del autor y otras complejidades percibidas a su juicio.

4.1.1 MEDICIÓN Y VALIDACIÓN DE LOS DATOS

Garantizar que los datos otorgados por cada una de las partes son correctos, ya que es fundamental para concluir si la flexibilidad de los consumidores realmente ha sido activada o si se trata de un desvío cotidiano respecto de sus patrones de consumo. Como suele pasar, cada una de las partes interesadas luchará por demostrar aquello que encaje con sus intereses económicos, por lo que podría tratarse esta complejidad como un proyecto en sí mismo.

Es posible que, aparte de los contadores inteligentes con los que los consumidores españoles ya cuentan [58], sea necesaria la instalación de hardware adicional que verifique sus comportamientos. No obstante, algunos de estos dispositivos inteligentes de monitorización de consumos pueden utilizarse también para actuar remotamente sobre las diferentes cargas que el prosumidor ponga a disposición de los diferentes mercados de flexibilidad, por lo que pueden aparecer sinergias entre el AI y los consumidores, de manera que se abaraten los costes de introducción de estos aparatos.

Independientemente de esto, será necesario que la regulación y los mercados definan todos los aspectos relativos a esta complejidad pues, aunque para algunos procesos económicos como los ligados al balance neto de la energía consumida o la potencia demandada puede ser suficiente con el contador inteligente actual, para otros podría ser necesaria una mayor resolución temporal, o la necesidad de que se pueda actuar sobre cargas concretas. A continuación, se incluyen algunas de las recomendaciones respecto a esta problemática:

4.1.1.1 Un Recurso Flexible Debería Ser Operado por Un Único Agregador al Mismo Tiempo

En caso de que el consumidor se plantease cambiar su representante en los mercados (agregador), debería realizar un cambio, al igual que se hace actualmente con los suministradores de energía. Aunque pudiese resultar beneficioso para el consumidor final contar con varios contratos para un mismo DER, la situación sería ingestionable para el

sistema. Por hacer una comparación con la comercializadora, un consumidor podría tener la idea de contratar dos tarifas diferentes en el mercado libre, de manera que “consumiera en cada uno de los periodos energía de uno de ellos”, para así aprovechar los menores precios de cada uno de los tramos de dichas tarifas en el mercado, lo cual sería disparatado.

4.1.1.2 No se Debería Favorecer que Dos o Más Agregadores Estén Activos en el Mismo Prosumidor, ni Gestionando Diferentes Recursos ¹⁷

La coexistencia de dos agregadores diferentes para un mismo punto de suministro puede tener sentido cuando algunos agregadores se centraran en aprender a gestionar sólo ciertos recursos finales con mucha eficacia, como por ejemplo, el VE [63] o las bombas de calor. Sin embargo, el autor del presente proyecto considera que esto puede dar pie a malas prácticas en el sector de las TIC, en el que los fabricantes de equipos no dan acceso a terceras partes para acceder a dichos datos de consumo o a la capacidad de actuar remotamente sobre ellos.

En línea con esto, después de haber comprobado en la vida laboral las trabas que algunos fabricantes ponen al uso de las APIs (*Application Programming Interface*, Interfaz de Programación de Aplicaciones) de sus equipos, no sería de extrañar que estos fabricantes se planteen ampliar verticalmente sus ramas de negocio y encargarse también de gestionar activamente este tipo de recursos para participar en la flexibilidad de los diferentes sistemas eléctricos nacionales. De hecho, para algunos grandes fabricantes que han conseguido (o se espera que consigan) una cuota de mercado lo suficientemente notable en distintos países, como puede serlo Huawei en el sector de los inversores eléctricos solares; Wallbox, en el de los inversores eléctricos de VE; o Daikin, en el de la climatización, sería una opción de negocio bastante buena a juicio del autor de este proyecto.

Dicho esto, las buenas prácticas en el sector deberían ir dirigidas a compartir el acceso a la monitorización y control de dichas tecnologías, de manera que, si los consumidores optasen

¹⁷ En contra de lo propuesto por USEF, quien sí está a favor de ello. pero el autor de este proyecto opina que sería un error, como se defiende en el texto subyacente

por que fuesen ellos los agentes encargados de dicha gestión, fuese por lo bien que desempeñasen dichas funciones y no por una cuestión restrictiva. Desde el punto de vista del autor, se ve mucho más favorable para los consumidores, al menos para los domésticos, que fuera una única empresa la encargada de gestionar toda la flexibilidad del prosumidor, tanto la implícita como la explícita, pues se podría tener una visión holística de todos los DER del prosumidor y optimizar las recomendaciones de flexibilidad sobre ellos. Así, se evitarían pautas de conducta contradictorias, que sí podrían llegar a darse si fueran varios agregadores los encargados de gestionar los diferentes equipos de un mismo CUPS.

No obstante, como el fabricante ha podido llevar a cabo su estrategia con antelación, incurriendo en un gasto para desarrollar toda la tecnología necesaria de medición, desarrollo de la ingeniería de software, almacenamiento de datos, etc., con la intención de estar habilitado para obtener un ingreso por la generación del valor añadido, es muy posible que este fabricante le incurra un gasto al agregador por permitirle el acceso a dichas APIs.

Otro de los problemas principales que se le ve a esta práctica, aparte de la posible contradicción en los flujos de consumo (si uno estuviera sirviendo al OS o al DSO, y otro a la comercializadora), es el aumento de la dificultad en informar al OS, al DSO o al suministrador de las previsiones de participación en los eventos de flexibilidad.

Asimismo, otro problema podría ser la doble posibilidad de generar ingresos por parte de un prosumidor sin que el balance neto del CUPS se viera afectado. Por ejemplo, si un agregador estuviera sirviendo al suministrador, y este le diera la señal de aumentar cargas, podría activar varios equipos semiflexibles (como el lavavajillas y la lavadora), mientras que el otro agregador estuviera sirviendo al DSO, y este le diera la señal de reducir cargas (o aumentar generación), para lo cual podría activar el inversor bidireccional del VE, descargando energía al resto de la vivienda, alimentando con dicha energía los dos equipos semiflexibles (lavavajillas y lavadora). De esta manera, el comportamiento del prosumidor no estaría siendo coherente con ninguna de las dos señales que ha recibido, mientras que estaría recibiendo un ingreso de las dos partes, por ambas activaciones de su flexibilidad explícita en cada uno de los DER, acorde con lo propuesto por cada AI.

Si bien puede parecer un recóndito escenario, no lo sería tanto en un sistema eléctrico que favoreciera la coexistencia de dos (o más) agregadores en un mismo punto de suministro, al menos en el sector residencial. No obstante, si esto llegase a suceder, todas las activaciones de la flexibilidad de los consumidores tendrían que ser contrastadas con las del resto de agregadores, de manera que se evitaran este tipo de prácticas contradictorias.

Dicha contrastación, supondría un gran aumento de los costes asociados a las TIC, así como un punto débil para que la confidencialidad del consumidor y del secreto profesional de los modelos de negocio de los agregadores. Por ello, el autor de este proyecto defiende que la figura del agregador debe ser única para cada CUPS, de cara a los eventos de respuesta explícita de la demanda, al igual que lo es la figura del suministrador energético.

4.1.1.3 Qué Agente se Hará Cargo del Coste de los Aparatos de Submedición

Se concluye que las futuras regulaciones no deberían entrar en esta materia para imponer una, si bien sí que es recomendable que el hardware instalado cuente con certificados que acrediten la correcta medición de los aparatos, así como asegurar la actuación sobre ellos, si es que fuera el caso.

En la opción de que fuese el agregador el encargado de asumir dicho coste, esto podría suponer unas barreras de salida para el consumidor, el cual debería tener derecho a abandonar el contrato con su agregador si este no cumpliera con sus expectativas, o si hubiera agregador otro que superase las primeras. Si fuese el consumidor el encargado de asumir dicho coste, supondría una dificultad para la participación del consumidor en estos eventos de flexibilidad explícita, además de existir la posibilidad de que cada agregador decidiese operar con distinto hardware, y estos dispositivos contasen con un software no fácilmente adaptable por los agregadores (lo que también representaría una barrera de salida).

Si fuese la distribuidora u otro agente regulado de la red eléctrica la encargada de gestionar esta instalación, en el supuesto caso de que no hubiera independencia, podría frenar el valor diferencial que algunos agregadores pueden estar interesados en aportar a sus clientes, además de suponer un gasto inicial para el sistema eléctrico (ya que la inmensa mayoría de

consumidores opta por el alquiler del contador inteligente en lugar de por su compra, lo cual puede estimarse semejante para el caso de la posible futura submedición necesaria).

4.1.1.4 La Energía Asociada a la Activación de la Flexibilidad Sólo Puede Ser Vendida Una Vez por Unidad de Tiempo

Aunque es una aclaración relativamente obvia, es importante su aclaración, ya que como dicha flexibilidad puede ser vendida en diferentes mercados al mismo tiempo, puede dar pie a confusiones. No obstante, dicha “unidad de flexibilidad” sí que puede estar ofertada en diferentes mercados, pero una vez se haga firme la contratación en una de ellas, tendrá que ser retirada de los demás. Esto sería prácticamente ingestionable en el caso de que hubiera más de un agregador por CUPS, pues si bien podría llegar a ser afrontable desde un enfoque técnico, no lo sería a nivel comercial (competencia desleal).

El agregador se tendrá que asegurar de que los DER de sus clientes no han sido previamente activados de cara a otros mercados que todavía pueden no estar cerrados. Esta gestión sin duda será complicada, especialmente cuando el agregador trata los recursos de sus clientes como una cartera, en la que no se tiene la seguridad al 100% de que vayan a ser activados, sino que se pueden ser tratados de manera probabilística en su conjunto.

4.1.2 METODOLOGÍA DE DEFINICIÓN DEL PATRÓN BASE DE CONSUMO DE REFERENCIA

Este método de estimación hace referencia a la aproximación del consumo (o producción) de energía que se habría producido de no haber sido activada su flexibilidad. Puesto que se espera que el rendimiento de los consumidores, especialmente de los residenciales, no sea a ciencia cierta, sino estadística, se tendrá que medir el desempeño de estos prosumidores. Esto es de gran importancia a la hora de establecer la remuneración que cada uno de ellos debe llevarse por su modificación en los patrones de consumo.

Es cierto que no todos los mercados de flexibilidad tendrán la misma base de referencia, puesto que cada uno tiene intereses diferentes en cuanto a la activación de esta flexibilidad;

sin embargo, todos ellos deben estar definidos para asegurarse de que no haya discrepancias entre distintos agentes del mercado.

En este aspecto, debe ser el comprador de la flexibilidad el encargado de definirla, y puesto que puede haber diferentes compradores de la flexibilidad, como el TSO, el DSO, o el propio BRP, cada uno tendrá que encargarse de definir cuál es la base de cada prosumidor (o cada DER) a la hora de activar dicha flexibilidad. Por la otra parte, deberá ser el agregador el encargado de trasponer dichos requisitos a cada cliente concreto, de manera que le sean claras las condiciones de participación en estos eventos de DR.

4.1.3 INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD

Debido a la necesidad de verificar una gran cantidad de información compartida por el agregador, el equilibrio entre la transparencia de los datos y la confidencialidad de los prosumidores y del propio modelo de negocio del agregador cobrará una gran importancia. Si bien es posible que pueda ser suficiente con compartir esta información a nivel agregada para que sea contrastada por algunos agentes, especialmente por aquellos que han comprado la flexibilidad, es posible que otros requieran de un mayor nivel de detalle.

Este podría ser el caso del suministrador de energía, que al ver mermado sus ingresos y haber incurrido en unos costes económicos por los desvíos ocasionados, puede requerir información más detallada, aunque probablemente esta también pueda ser otorgada de manera agrupada. No obstante, ni el agregador ni el consumidor deben tener la responsabilidad de notificar al suministrador sobre los contratos cerrados de flexibilidad, aunque quizás en el caso de los consumidores industriales esto pueda ser diferente.

Por otra parte, si bien se debe proteger la confidencialidad de los contratos de los consumidores con el agregador, sería muy útil que el BRP suministrador de la energía al consumidor fuera informado sobre los contratos firmados con el agregador, para así evitar incurrir en desequilibrios energéticos que le produzcan pérdidas económicas; de nuevo, puede ser suficiente con compartir esta información de manera agregada.

No obstante, sí que pueden darse casos en los que información más detallada sea necesaria, por ejemplo, en aquellos casos en los que exista una colaboración entre el agregador y el suministrador, y este segundo utilice al primero para optimizar el consumo de su cartera de clientes a través de recompensas explícitas. En este caso, si se llegase a dar, se podría incurrir en un doble pago hacia el consumidor, uno por parte del agregador y otro por parte de la comercializadora. No obstante, en aquellos casos en los que agregador y suministrador establezcan condiciones más estrechas de colaboración, se entiende que esta información podría ser requisito del contrato, lo cual no supondría entonces un problema para el agregador que sea compartida.

4.1.4 EFECTO REBOTE

Este fenómeno hace referencia a la variación en el patrón de consumos (aumento o reducción) de aquel prosumidor que ha participado en un evento de respuesta a la demanda (reduciendo o aumentando) en las horas posteriores a dicho evento, de manera que cubra total o parcialmente dicha variación en sus consumos. Según USEF [3], se distinguen tres posibilidades diferentes, en el caso de que este efecto rebote ocurriese:

4.1.4.1 Efecto Rebote Después del Evento

Este es el caso que parece más habitual, en el que un consumidor esperaría al final del evento para llevar a cabo el consumo, como puede verse a continuación, en la Ilustración 18, en la que se muestra un ejemplo gráfico.

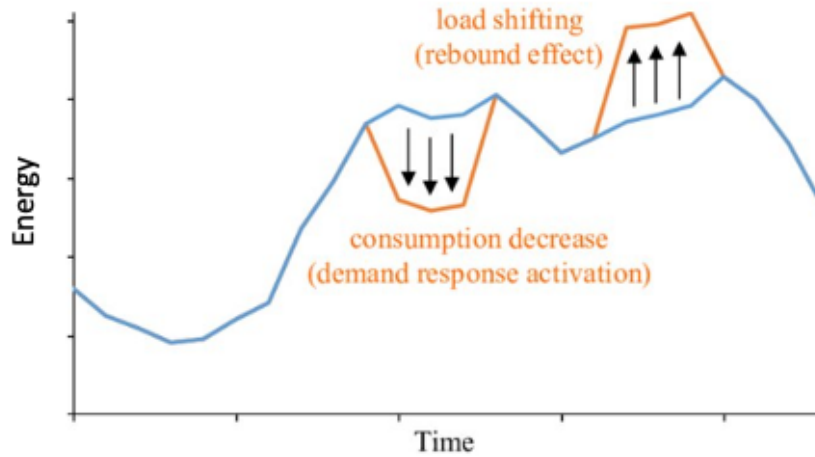


Ilustración 18: Ejemplo del Efecto Rebote Después del Evento [64]¹⁸

El ejemplo más claro sería aquel consumidor del sector doméstico que ha sido notificado del evento poco antes de su activación, para lo cual por ejemplo ha desconectado el aire acondicionado y que, tras la finalización del evento, espera volver a activarlo tan pronto como le sea posible. Por supuesto, este caso no tiene por qué darse acto seguido al evento, ya que en los casos de los consumidores industriales este desplazamiento de cargas puede llegar a ocurrir con uno o más días de retraso.

4.1.4.2 Efecto Rebote Antes del Evento

En este segundo caso, el prosumidor ha sido notificado con la antelación suficiente como para prepararse, adelantando los consumos que tenía pensado llevar a cabo en ese momento a la franja horaria previa al evento.

De nuevo, en el caso de la climatización residencial, el prosumidor ha podido adaptar la temperatura de su hogar anteriormente, sabiendo que no iba a poder disponer de la energía requerida durante esa franja temporal. Asimismo, el consumo industrial puede ser adelantado más de un día, en el caso de ser notificado con la suficiente antelación.

¹⁸ Se ha añadido el título del eje Y a la gráfica original

4.1.4.3 La Compensación se Lleva a Cabo Durante el Evento a Través de Otro Recurso

En el caso en el que se dé la posibilidad de participar en estos eventos explícitos de respuesta de la demanda sin tener en cuenta el consumo neto total del CUPS, podría llegar a darse el caso en el que un aire acondicionado estuviera monitorizado y formando parte del evento, pero el consumidor tuviera otro aparato eléctrico, capaz de cumplir con la misma función, pero que no esté activado en dicho evento. Esto es denominado como “efecto rebote síncrono” y, a efectos prácticos, no aportaría ningún beneficio al comprador de la flexibilidad, por lo que los modelos que se desarrollen deberán evitar esto a toda costa.

Por supuesto, existen otros recursos que podrían ser activados de manera síncrona sin afectar al sistema eléctrico, como sería el caso de un prosumidor que cuenta tanto con una calefacción eléctrica como con una basada en la quema de algún combustible (ya sea gas natural, gasoil, o hasta una chimenea), activando la segunda en el caso de no estar dispuesto a sacrificar su bienestar. Por supuesto, otras muchas pillerías podrán aparecer en el sistema eléctrico en este aspecto, pues si hay consumidores que se conectan ilegalmente a la red de distribución, no sería de extrañar que conectara dos CUPS ¹⁹ de manera extraoficial para servirse del segundo mientras están recibiendo una remuneración por activar la flexibilidad en el primero.

Para todos estos casos analizados en el apartado 4.1.4 Efecto rebote, sería ideal que existiera un sistema de información agregada entre AI y suministrador, de manera que el segundo no incurriera en gastos económicos provocados por el desequilibrio energético. Además, en caso de que el sistema haya activado una gran cantidad de energía en el evento de respuesta de la demanda, aparece un riesgo técnico que sin duda tiene que ser controlado, tanto por el operador, de manera directa, como por el agregador, en cuanto a la responsabilidad que debe

¹⁹ *Compinchándose con su vecino*

asumir en este aspecto (quizás una desactivación escalonada en el tiempo tras el evento podría ser una solución).

4.1.5 RELACIÓN ENTRE RESPUESTA DE LA DEMANDA IMPLÍCITA Y EXPLÍCITA

Un prosumidor puede decidir flexibilizar el consumo de sus DER de manera implícita, para reducir el gasto económico asociado a ese consumo energético, lo que puede entrar en conflicto con eventos de flexibilidad explícita. El caso más claro puede darse con aquel prosumidor “ideal”, el cual siempre realiza los consumos de sus aparatos flexibles y semiflexibles en periodos de bajos precios (generalmente periodos de baja demanda y con menor generación fósil).

Este prosumidor, debido a su patrón de consumos, en el cual no suelen producirse consumos en aquellos tramos más caros (generalmente periodos de alta demanda y con mayor generación fósil), no optaría como candidato a los eventos de respuesta explícita de la demanda, ya que no tendría que modificar sus hábitos comunes de consumo. Esto ocurriría en aquellos eventos relacionados con los mercados mayoristas, en los que se buscaría una reducción global del consumo de aquellos consumidores que se estiman que van a consumir en dichas horas.

Además, también podría darse el caso en aquellos eventos de flexibilidad explícita relacionados con restricciones técnicas, en cuanto a que se darán con mayor frecuencia en periodos de mayor demanda (congestión de la red). Por tanto, si bien un prosumidor habitual puede flexibilizar parte de sus consumos en ambos eventos, implícitos y explícitos, un prosumidor ideal no optaría a gran parte de los segundos (a falta de definir una línea base del patrón de consumo que tenga en cuenta estas situaciones).

Desde el punto de vista del sistema eléctrico, esto sería ideal, pues se está ejerciendo un consumo allá cuando es más conveniente; sin embargo, para este prosumidor, puede resultarle un tanto injusto, en cuanto a que no se está recompensando explícitamente su sacrificio. No obstante, si el caso llegase a ese extremo ideal, el prosumidor deberá conformarse con el ahorro generado por la flexibilidad implícita de su demanda eléctrica.

4.1.6 CONDICIONES DE LA CARTERA ENERGÉTICA

El agregador, por su propia definición, se encarga de agrupar recursos bajo una única cartera energética de flexibilidad. Este portafolio estará formado por DER muy distintos entre ellos, cada uno con sus propias características, especialmente cuando aquellos prosumidores a los que pertenecen también tienen sus correspondientes patrones de uso.

Lamentablemente para esta agregación, algunos servicios de flexibilidad están diseñados actualmente para activos individuales, de mucha mayor potencia que cada uno de los DER independientes que conforman la cartera de los agregadores. Afortunadamente, aquí aparece el valor añadido por la figura del agregador, siendo capaz de adaptar su cartera total de activos en función del servicio que quiera aportar a la red eléctrica o a sus mercados.

Dicho esto, los recursos individuales que conforman la cartera del agregador poseerán (o no) las siguientes características:

4.1.6.1 Velocidad de Subida y de Bajada

Una ventaja de la mayoría de los servicios auxiliares es que tienen una rampa de generación o de consumo, de manera que pueden adaptarse con facilidad a ciertos servicios de compensación. No obstante, esto podrá ser cubierto por el agregador si consigue activar o desactivar gradualmente los DER de sus clientes, lo cual, al tratarse de una agregación formada por muchos prosumidores y equipos, es más que abarcable.

4.1.6.2 Condiciones de Uso

Cada equipo de consumo se usa en unas condiciones dadas, no pudiendo ser activados en cualquier momento, como es el caso de un radiador eléctrico, que en verano no representará un activo flexible en la cartera del agregador.

4.1.6.3 Flexibilidad Unilateral

Algunos DER sólo tienen la capacidad de consumir o generar energía, no ambas, como es el caso de los electrodomésticos, que sólo pueden consumir energía, no generarla; por contraparte, la instalación fotovoltaica sólo podrá generar energía, no consumirla. Este es el

punto más crítico, pues la mayoría de los DER se posicionarán en una de las dos categorías (de hecho, sólo una instalación fotovoltaica o microturbina eólica puede generar). Solamente las baterías y los VE (su batería, vaya) se podrán posicionar en ambos grupos.

4.1.6.4 Requisitos de Disponibilidad

Aunque un prosumidor haya confirmado la participación en un evento de flexibilidad, esto no es seguro completamente, pues siempre estará en su mano (o debería estar) la posibilidad de renunciar a participar en dicho evento de flexibilidad. Esto implica que, aunque cuente con poder ofrecer la flexibilidad de un DER concreto de uno de los prosumidores que forma parte de su cartera, no podría garantizar su control con el 100% de seguridad, como sería lo ideal, sino que sólo podrá disponer de él un porcentaje de las veces que lo desee.

Por suerte para el agregador, esto es un problema que puede solucionar manteniendo unas reservas de activación o desactivación en todo momento, según el porcentaje de conversión final que vea pertinente, calculada como la media esperada más un número de desviaciones típicas, según el riesgo que quiera correr en cada momento.

4.1.7 METODOLOGÍA DE PAGO POR LA TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

La Transferencia de Energía (ToE, *Transfer of Energy*) hace referencia al proceso de liquidación entre los BRP, suministrador y agregador, que se llevaría a cabo en los eventos activados de flexibilidad explícita, en la que, según proponen algunos modelos, el agregador debería comprar al suministrador esa energía que previamente estimó que iba a ser consumida por sus clientes.

Debido a la importancia de esta última complejidad, crucial para la relación entre el agregador independiente y el suministrador de energía, se centrará el Análisis del Sistema en las posibles variables de modelos de agregación independientes que se derivan de esta metodología.

4.2 ANÁLISIS DEL SISTEMA

A continuación, se proceden a definir las características de los posibles modelos de agregación independiente que puedan entrar en vigor en el sistema eléctrico peninsular, para lo cual:

- Se hará una primera ratificación de la independencia del agregador,
- se tratará la necesidad o innecesidad de la compensación al BRP suministrador por dicha energía flexibilizada,
- y de la conveniencia o inconveniencia de corregir los desvíos derivados del desajuste.

4.2.1 INDEPENDENCIA DEL AGREGADOR

El Parlamento Europeo y el Consejo de la Unión Europea, a través de la *Directiva (UE) 944/2019* [18] ya mencionada previamente, en la que se tratan *normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE*, hace referencia explícita en la Consideración nº 39 a que *los Estados miembro deben tener libertad para elegir el modelo de ejecución y el enfoque de la gobernanza adecuados para una agregación independiente* [18]. Con ello, ya se protege la figura independiente del agregador, desligándolo de la figura del suministrador de energía, postura la cual se ha defendido a lo largo de este proyecto.

4.2.2 COMPENSACIÓN ECONÓMICA

El agregador independiente, al activar la flexibilidad explícita de los prosumidores, ha modificado el consumo energético que supuestamente estaba previsto por el suministrador, el cual ha comprado (o no) dicha energía con anterioridad a la activación. En este sentido, el término de compensación hace referencia a la necesidad del AI de cubrirle al suministrador el coste total de la energía activada; caso el cual, se ha aplicado en Suiza [65].

Según se recoge en esta misma Directiva, en el Artículo 17.4, *los Estados miembros podrán exigir a las empresas eléctricas o los clientes finales participantes que paguen una compensación económica a los demás participantes en el mercado o a sus sujetos de*

liquidación responsables del balance si dichos participantes en el mercado o a sus sujetos de liquidación responsables del balance que resulten directamente afectados por la activación de la respuesta a la demanda. Según este enunciado, quedará en manos de legislación que se redacte la decisión de incluir o no esta necesidad de compensación por parte de los AI a los BRP afectados.

Un ejemplo claro se da en los casos en los que se da la señal al AI de reducir el consumo de sus clientes, el cual ha podido ser previsto y comprado por el suministrador, por lo que ahora tendría una cantidad de energía que no ha podido colocar en los mercados, generándole unas pérdidas económicas. Generalmente, esta energía es comprada el día anterior por el comercializador (o su representante) en los mercados y, en este caso en el que no ha podido venderla en los mercados intradiarios, se vería modificado el perímetro del comercializador.

Alineado con este posible problema, la Consideración nº 39 de la Directiva aquí analizada también le hace frente mediante el siguiente enunciado: *Dicho modelo o enfoque podría incluir la elección de unos principios normativos o basados en el mercado que ofrezcan soluciones para cumplir lo dispuesto en la presente Directiva, entre ellos, modelos en los que [...] se hayan introducido correcciones de perímetro [18].*

En este aspecto, el autor del proyecto cree que también debe barajarse la situación opuesta, en la gracias a la activación de la flexibilidad de los prosumidores, el suministrador haya acertado en sus previsiones de consumo. Volviendo al ejemplo anterior, en el que se da la señal al AI de reducir el consumo de sus clientes, debido por ejemplo a un aumento inesperado de la demanda total de la red, podría ser el caso que el suministrador no hubiera pronosticado dicho pico de consumo por parte de sus clientes, por lo que gracias a la activación de la demanda por parte del AI, evitaría el desbalance de su cartera {Citation}.

Por otra parte, si el suministrador sí hubiera estimado bien el consumo de sus clientes, y tuviera esa energía sobrante, podría intentar venderla como reservas terciarias o a otros suministradores que hubieran fallado en sus previsiones. Eso sí, para ello sería necesario un sistema de información agregada que permitiera al AI informar al BRP de la flexibilidad prevista para sus clientes, sin que por otra parte en ella se revelase información confidencial.

Esta necesidad de informar no debe ser impuesta, sino que debe emanar de una colaboración estrecha entre ambos agentes, siendo el BRP el encargado de abrir las conversaciones con los distintos AI que participen en el sistema, ya que él sería el beneficiario de la información intercambiada. Por otra parte, el AI puede tener cierto interés en abrir las conversaciones, ya que, al haber detectado la necesidad latente por parte de los BRP, será consciente de que puede pedir una remuneración económica por dicha colaboración. Se prefiere no indagar más en esta colaboración, ya que, según el modelo de negocio de las comercializadoras, también podrían llegar a ser competidores directos del AI, en cuanto a flexibilidad implícita se refiere o en cuanto a la ampliación vertical de los modelos de negocio del grupo empresarial al cual pertenezca la comercializadora. De hecho, debido al poderoso músculo financiero que estas *utilities* pueden llegar a tener, no es de extrañar que se produzcan adquisiciones en el ámbito empresarial, especialmente en los escenarios más tempranos (la estrategia empresarial que puede llevar a cabo el AI en el largo se mencionará al final del proyecto).

Dicho esto, la compensación, para que fuera justa (fruto de la razón), debería considerar ambas situaciones, tanto la positiva para los suministradores, como la negativa. En cualquier caso, si se implementase esta compensación, se estaría yendo en contra de la eficiencia del sistema en el largo plazo, pues debe ser tarea de los suministradores de energía aprender a prever estas modificaciones en los patrones de consumo de sus clientes.

Esta tarea de aprender a prever las nuevas curvas de consumo de los prosumidores es fundamental, pues si bien todavía se está barajando la compensación de cara a la activación explícita de la flexibilidad de sus clientes, en ningún momento se barajará el hecho de compensar a dichos suministradores por los desajustes ligados a la flexibilidad implícita. Esta flexibilidad implícita, la cual cada vez será más notable, a medida que se trabee económicamente la generación fósil en las horas punta y se canibalicen las renovables en las horas de mayor producción, también supondrá un reto para estos BRP encargados de prever las nuevas curvas de carga de los consumidores finales. Por ello, se debe crear un marco que empuje a los suministradores a innovar en sus modelos de negocio, y no uno en el que les sea indiferente mejorar en sus tareas o quedarse obsoletos.

En línea con esto, en el supuesto caso en el que se compensara a los suministradores por el desajuste provocado en sus carteras tras la activación explícita de la flexibilidad de la demanda, estos agentes no tendrían incentivos por innovar en los métodos de sus previsiones, por lo que se frenaría el desarrollo tecnológico del sistema eléctrico. Esto va en contra del núcleo de este proyecto, en el que la máxima que guía esta disrupción en el sector energético es la búsqueda de eficiencia global del sistema. Por otra parte, un modelo compensado resultaría mucho más costoso de implementar, con trabas administrativas y económicas para las nuevas figuras de agregación independiente, con muchas más labores para el organismo regulador y para el resto de los agentes del sistema.

Además, si el AI tuviera que compensar al suministrador por esta energía no suministrada a sus clientes finales, el monto económico resultante que se repartiría entre los prosumidores que han flexibilizado sus consumos sería mucho menor, lo que frenaría la participación de los prosumidores en estos eventos de activación explícita de su flexibilidad. Asimismo, se reduciría enormemente la remuneración que los AI podrían llevarse por su gestión energética, lo que supondría una barrera en la entrada de nuevos agentes de mercado que entrasen a competir en esta nueva modalidad de negocio, frenando la eficiencia global del sistema. En última instancia, un modelo con compensación frenaría el interés de empresas privadas y ciudadanos por formar parte activamente de la transición energética, retrasándola e, incluso, impidiéndola.

Por todo ello, se insta a la Legislación a diseñar las *policies* enfocándose en un modelo de implementación sin compensación, que anime a las empresas a disrumpir creando nuevos modelos de negocio tecnológicos para la transición energética y que sitúe a los consumidores en el centro del sistema eléctrico; dejando las *politics* para impulsar la innovación, en lugar de para perpetuar las prácticas improductivas de las empresas haraganas y medrosas.

4.2.2.1 Principio de Beneficio Neto

Este principio hace referencia a la asunción de parte de la responsabilidad de la ToE a nombre del AI, el cual es encargado de asumir el coste de la compensación hasta una cifra económica por unidad energética activada; a partir de esa cifra, el coste se socializaría. De

nuevo, se trata de un sistema de compensación a la comercializadora, pero con la excepción de que se evitaría que, en aquellos casos con precios muy elevados de la energía, esta no tendría que ser asumida completamente por el AI; caso el cual ha sido puesto en práctica en Estados Unidos [65].

Siguiendo el razonamiento previo, esto tampoco tendría mucho sentido a juicio del autor, ya que el AI estaría pagando por una energía que no se ha consumido, y que además no tiene la capacidad de vender en ningún mercado. Es importante recordar que la labor del agregador es ajustar los DER del lado de la demanda para casarla con la oferta, ya sea por motivos técnicos o de mercado, pero aportando en todo momento valor al sistema y al mercado eléctrico.

Lo que deja de manifiesto este principio es que, como en la mayoría de los casos en los que se active la demanda, esta será a bajar y estará motivada principalmente por los altos precios de la electricidad, podría no ser rentable la actividad. En estos casos de compensación, el precio del ToE sería excesivamente alto, ya sea por cuestiones de mercado o motivos técnicos, lo que podría hacer al AI no querer participar en las subastas.

Es importante recordar que el AI sí debe asumir una serie de responsabilidades, en cuanto a que se ha comprometido a proveer al sistema (o al BRP) de una flexibilidad, y en caso de incumplimiento tendrá que pagar el coste de sus propios desvíos. Estos desvíos sí deberían ser la suma del coste de la energía que ha sido necesaria para suplir esa demanda no controlada, más un sobre coste a forma de penalización por los desajustes provocados. Esta, y no otra, es la responsabilidad del AI.

4.2.3 CORRECCIÓN DE LOS DESVÍOS

Por otra parte, en esta Consideración nº 39, se incluye que *dicho modelo o enfoque podría incluir la elección de unos principios normativos o basados en el mercado que ofrezcan soluciones para cumplir lo dispuesto en la presente Directiva, entre ellos, modelos en los que se hayan resuelto los desvíos [18]*. Con esto, se hace referencia a la posible corrección de los desvíos derivados del desequilibrio del BRP, lo cual significa que, dentro de los

modelos propuestos, puede o no existir la necesidad de compensar al BRP suministrador de energía por los desvíos que la activación explícita de la flexibilidad de la demanda de sus clientes le haya podido causar.

En este sentido, el autor quiere enfatizar la doble dirección que debería tomar esta corrección, pues también existe la posibilidad de que el suministrador no haya incurrido en desvíos gracias a esa activación de la demanda. Este enfoque es poco o nada mencionado por los grupos de comercializadoras que hacen referencia a la necesidad de corrección del desvío a estos BRP encargados de comprar la energía en los mercados; pero que no hacen alusión a aquellos casos en los que no incurran en dicho desvío gracias a la activación de la flexibilidad por parte del agregador. Claro está que, sin contar con la posible venta energética en los mercados más próximos al tiempo de consumo, siempre debería ir asociado un responsable, ya sea por el balance conseguido (gracias a la activación del AI), o por el desbalance ocasionado (derivado de la activación del AI).

Esto significa que, en caso de aplicar un modelo corregido en el que se eviten las posibles penalizaciones por desbalance al BRP de los prosumidores activados por el AI, tiene sentido para el autor que el caso contrario también sea sopesado de alguna manera. Esto variaría en función de qué figura fuera la responsable de corregir dichos desvíos, pues puede optarse por un modelo contractual, en el que sea el propio AI el responsable del desvío; o por un modelo de liquidación central, en el que fuera el TSO el que modificase el programa del comercializador a efectos del desvío ocasionado.

4.2.3.1 Corrección de los Desvíos por Parte del TSO

En el caso en el que se optase por un modelo corregido por parte de REE, sería este agente el encargado de modificar el programa del comercializador, pudiendo asumir la responsabilidad en caso de que fuera necesario abonar la cuantía económica derivada del desajuste, como es el caso de Irlanda [65]. El autor cree que esto no tendría mucho en un mercado competitivo, pues como se ha explicado previamente, es posible que otros suministradores sí fuesen capaces de colocar esa energía sobrante (en caso de DR a bajar)

en los mercados terciarios, por lo que sólo se remuneraría a aquellos que no han sido capaces de gestionar el desajuste correctamente.

Esta metodología de recompensar a aquellos BRP menos eficaces, derivaría en una reducción de esfuerzos por parte del resto de BRP que sí han cumplido, ya que no existiría una motivación suficiente como para solucionar el desajuste. Esta ineficiencia del sistema va en contra del núcleo que ha motivado al sistema eléctrico a impulsar la flexibilización de la demanda en busca de un aumento del rendimiento, por lo que a efectos netos el beneficio para la red sería casi inexistente.

En el caso en el que se buscara ayudar a los BRP en los escenarios más iniciales de la implementación de un sistema de flexibilidad de la demanda, uno podría plantear un modelo en el que se les compensara por la participación de sus clientes en los eventos de flexibilidad, a modo de corrección por los desvíos, pero independientemente de si estos desvíos han llegado a producirse. Este método sería más justo para aquellos BRP que sí han sido capaces de cubrir sus carteras eficientemente, colocando los paquetes energéticos sobrantes con mayor audacia que sus competidores, a la par que se subsidiaría la ineficacia de aquellos BRP que no han sido capaces de adaptarse al cambio regulatorio.

Sin embargo, en tanto que este gasto sería asumido por el OS/TSO, acabaría siendo repercutido indirectamente a todo el sistema eléctrico; es decir, a todos los consumidores, que en última instancia son los que ejecutan los pagos por la compra energética. De un modo u otro, allá donde se compensen las pérdidas económicas de cualquiera de los agentes del sector eléctrico, se generará una deuda económica que no habrá ido dirigida a la generación de valor añadido, sino a la subsistencia de aquellos actores menos dinámicos.

Por ello, no ha de ser el TSO el encargado de asumir este coste derivado de la falta de adaptación de los suministradores energéticos, ya que no es el responsable de que los BRP no hayan sido capaces de balancear correctamente sus carteras energéticas. Si hay algo que está en su mano, es llevar a cabo la implementación del modelo de agregación independiente de manera escalona y distendida en el tiempo, de modo que todos los actores del sistema tengan oportunidad de adaptarse a los cambios introduciendo, pudiendo iterar sus estrategias

hasta que consigan ir validándolas. Si hay algo que está en su mano, es llevar a cabo la implementación del modelo de agregación independiente de manera escalona y distendida en el tiempo, de modo que todos los actores del sistema tengan oportunidad de adaptarse a los cambios introduciendo, pudiendo iterar sus estrategias hasta que consigan ir validándolas.

4.2.3.2 Corrección de los Desvíos por parte del AI

Del mismo modo que el analizado en el apartado 4.2.3.1 Corrección de los Desvíos por Parte del TSO, la corrección de los desvíos del BRP suministrados por parte del AI resultaría del todo ineficiente, más incluso que la corrección por parte del TSO. En este caso, no tiene sentido para el autor que el mismo agente encargado de ajustar la demanda a las condiciones del sistema eléctrico sea el responsable de hacerse cargo del coste económico derivado del desajuste en la cartera del BRP.

De nuevo, si la idea es incitar al prosumidor a ofrecer su flexibilidad en los mercados energéticos (que lo es), no pueden tomarse medidas que reduzcan sus beneficios potenciales, al igual que tampoco deben reducirse aquellas ganancias de los agentes encargados directamente de aumentar el rendimiento del sistema. Este hilo de pensamiento está más cercano a la búsqueda de culpables de la potencial pérdida económica del suministrador, que a enfocar la estrategia de la red hacia un sistema eficiente que responsabilice a todos los agentes de sus actividades.

Por ello, no ha de ser el AI el encargado de asumir las penalizaciones por desbalance del BRP, en tanto a que tampoco es el responsable de que no hayan sabido adaptarse para ser capaces de balancear correctamente sus carteras energéticas. El máximo compromiso que puede adquirir esta nueva figura es la de implementarse paulatinamente en los mercados eléctricos, de manera que el impacto de sus activaciones iniciales sea negligible debido a su tamaño ínfimo en comparación con el volumen energético desplazado por los BRP. En este sentido, sí sería positivo que se continuasen creando proyectos piloto en entornos controlados, de manera que se vayan validando el impacto positivo de sus actuaciones y se

dé un margen temporal a las comercializadoras de energía para adaptarse al cambio de panorama en el escenario eléctrico.

4.2.4 CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS

Según las alegaciones del autor incluidas a lo largo de análisis, en el cual ya se ha ido mencionado los pros y los contras de cada una de las variables, se incluye a continuación la Tabla 9, en la que puede verse una comparación de las diferentes características mencionadas previamente:

Tabla 9: Tabla de Puntos Ponderados de los Modelos

CARACTERÍSTICAS	PONDERACIÓN	CON COMPENSACIÓN		SIN COMPENSACIÓN	
		CORREGIDO			NO CORREGIDO
		Contractual	Liquidación Central		
Fácil de Implementar	2	1	1	2	3
Aumenta la Competencia entre los AI	1	1	1	3	3
No Repercute Costes para el Sistema	2	2	1	1	3
Favorece la Participación del Consumidor	3	1	1	3	3
Asegura los Negocios Existentes	1	3	3	2	1
Favorece la Innovación	2	1	1	2	3
RESULTADO		15	13	24	31

Como puede verse en la Tabla 9, aquello que más se ha valorado es la participación del consumidor, pues es la característica más relevante para el sistema eléctrico, que necesita flexibilizar a la demanda para poder acoger una generación cada vez más renovable. En este aspecto, se ha dado una mayor puntuación a aquellos modelos que le repercuten al consumidor una mayor remuneración por activar explícitamente su flexibilidad.

Tras esta característica primordial, se ha buscado que sea fácilmente implementable para el sistema eléctrico, repercutiéndole el menor coste económico posible. En cuanto a la facilidad de la implementación, un modelo no compensado y no corregido es más fácilmente integrable para el mercado eléctrico, además de requerir menos requisitos técnicos a la hora de cruzar información relacionada con la responsabilidad de pagos entre agentes. Además, se ha buscado que el OS no tenga que incurrir en gastos corrigiendo los desvíos ocasionados por los BRP.

Por último, el autor es consciente de que el modelo no compensado y no corregido supondrá un gran reto para las comercializadoras, muchas de las cuales no podrán adaptarse al desafío tecnológico. A pesar de que esto pueda parecer un aspecto negativo para el sector de la comercialización, sólo lo es en el corto plazo, siendo más positivo para el conjunto del sistema que permanezcan en el negocio aquellas que son capaces de adaptarse a los nuevos cambios que la era tecnológica y la transición energética representan. Por ello, se ha valorado que se favorezca la innovación en el sector por encima de asegurarse de que todas las empresas que hoy día operan en este mercado vayan a perpetuar su actividad sin aportar valor a sus clientes ni a cualquier otro agente del sistema.

Un ejemplo de opiniones en contra de esta metodología ha sido incluido en el propio proyecto, en el apartado 3.6 Estimación Económica de los Modelos, más concretamente en la Tabla 7: Estimación Cualitativa de los Costes y Beneficios de las Opciones Políticas [10]. Esta tabla indica como la política de mercado interior de la CE no está a favor de implementar prácticas comerciales tan agresivas, que puedan generar pérdidas a los modelos de negocio presentes; sin embargo, el autor del proyecto opina que, si se llevase a cabo la implementación de la figura del AI de manera escalonada, esto podría ser evitado.

En este caso, el autor es consciente de que un modelo Sin Compensación y No corregido supondría un enorme reto de adaptación para los suministradores y sus BRP, reto el cual es alcanzable, como así se ha decidido en el sector eléctrico de Reino Unido, el cual no contempla la compensación del AI al comercializador. A largo plazo, este modelo permitiría aumentar el valor que generan los suministradores a sus clientes, permitiéndoles como consecuencia de ello unos mayores ingresos derivados del abaratamiento de la energía con la que se proveen.

Con todo esto, así como con las explicaciones individualizadas de cada modelo que se han llevado a cabo previamente, el autor de este proyecto defiende que lo mejor para favorecer la transición energética y generar valor en la economía de manera sostenida en el tiempo, es la implementación de un modelo de agregación independiente no compensado y no corregido. A pesar del sacrificio que esto pueda provocar en la economía en el corto y medio

plazo, se basa en el hecho de que la Destrucción Creadora es *el hecho esencial del capitalismo* [66].

Asimismo, esto puede extraerse del desarrollo de productos tecnológicos, por extrapolar el caso de las prácticas de empresa que el alumno ha llevado a cabo durante el actual curso. En una empresa centrada en producto, uno tiene claro que no por el hecho de que la empresa haya desarrollado una nueva *feature*, la cual sin duda ha supuesto un esfuerzo a todos los trabajadores del equipo, esta no debe ser mantenida en el producto si no aporta valor al producto.

Puede parecer lógico pensar que “tirar por la borda” todo aquello que se ha construido es una mala idea, y uno puede intentar adaptar la *feature* hasta que encaje en el producto. Es incluso posible que esta característica haya funcionado en un pasado, sirviendo a la empresa para ganar dinero; sin embargo, si se ha demostrado que ya no cumple su utilidad, y que los múltiples intentos de iterarla han sido en vano, se ha de ser valiente, abandonar el orgullo, y buscar otra manera más productiva de generar valor para aquellas personas a las que va dirigido el producto.

No obstante, las comercializadoras eléctricas todavía tienen un largo camino por el que pueden avanzar generando valor para sus clientes, sin necesidad de integrar la rama de negocio vertical que supondría participar en la flexibilidad explícita a la demanda. A pesar de que la agregación independiente les haya cerrado esta puerta, ya que estos agentes son aquellos más cercanos al consumo directo de los consumidores, pueden explotar esta oportunidad aprendiendo a gestionar la flexibilidad implícita de las demandas energéticas de sus clientes.

Gracias a ello, se les abre una posible ventana de ingresos basada en el desplazamiento de las cargas de sus clientes a tramos horarios con precios energéticos más bajo, de manera que puedan obtener un mayor beneficio por unidad energética vendida, a la par que consiguen reducir el gasto económico total de sus clientes. Además, sea o no este el motivo que les impulse a esta generación de valor a sus clientes, estos suministradores podrán favorecer la transición energética del sistema eléctrico gracias a este desplazamiento de consumos hacia

horas con mayor generación renovable, la cual además puede “provenir” de los DER de generación de otros prosumidores de su propia clientela.

4.3 DISEÑO Y DESARROLLO DEL MODELO PROPUESTO

Para defender esta teoría de un modelo de implementación sin compensación y no corregido, el autor se apoya en el razonamiento que emana de la Consideración nº 39 de la Directiva (UE) 2019/944, la cual acaba de la siguiente manera: *el modelo elegido debe contener normas transparentes y justas para permitir a los agregadores independientes que realicen su función de intermediarios y para garantizar que el cliente final se beneficie adecuadamente de sus actividades. Deben definirse los productos en todos los mercados de electricidad [...] con el fin de fomentar la participación de la respuesta de demanda [18].*

A continuación, en la Tabla 10, se comparará el modelo propuesto con el modelo “No corregido” propuesto por USEF [3], en el que el modelo resultante no implica obligatoriamente un contrato entre el agregador y el suministrador (agregador independiente), y en el que el suministrador es el único responsable del balance de la energía que previamente ha comprado en los mercados.

Tabla 10: Modelo No Corregido de Agregación Independiente [3]

	CONTRACT between aggregator and supplier	NO CONTRACT between aggregator and supplier
SINGLE BRP	 Integrated  Broker	 Uncorrected
DUAL BRP	 Contractual	 Corrected  Central settlement  Net benefit

A pesar de que puedan existir ciertas discrepancias entre el modelo descrito por USEF y el que se va a presentar a continuación, se hace necesario mencionar que gran parte de las características que se adjuntan a continuación, derivan del descrito en el documento *USEF: Workstream on Aggregator Implementations Models – Recommended practices and key considerations for a regulatory framework and market design on explicit Demand Response* [3].

4.3.1 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL MODELO NO COMPENSADO Y NO CORREGIDO

A continuación, se enumeran las características clave que definen al modelo propuesto:

- El BRP suministrador (o comercializadora) no recibe compensación por la energía activada por el AI en caso de desbalance (el AI no necesita un BRP que le provea de esa energía); no obstante, el suministrador puede intentar vender la energía sobrante (en caso de tenerla en su cartera) en los mercados terciarios.
- REE no corregiría la posición de la cartera del suministrador en caso de desbalance; asimismo, dicha penalización tampoco sería afrontada por el AI.
- El agregador, en caso de no cumplir con la flexibilidad que se ha comprometido a activar, deberá hacerse cargo del coste derivado de dicha energía y de la penalización asociada al desbalance que ha provocado.
- No hay obligación de que exista un contrato que vincule al agregador independiente con el suministrador del prosumidor.
- El AI no tiene la obligación de informar al suministrador de la demanda que pretende activar de sus clientes; no obstante, serían buenas prácticas que esta información fuera compartida de manera agregada, ya sea a través de un agente del sistema, o de manera directa, pudiendo o no haber un contrato que los vincule.
- El AI debe tener un contrato de servicio de flexibilidad con un BSP (proveedor de servicios de equilibrio), aunque esta otra figura pueda ser desempeñada por él mismo.

La siguiente Ilustración 19 muestra un esquema de las relaciones entre los distintos actores de este escenario:

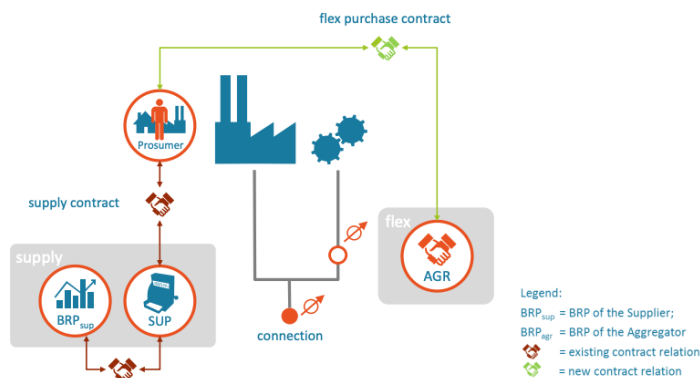


Ilustración 19: Modelo No Corregido

4.3.2 CASO PRÁCTICO DEL MODELO NO COMPENSADO Y NO CORREGIDO

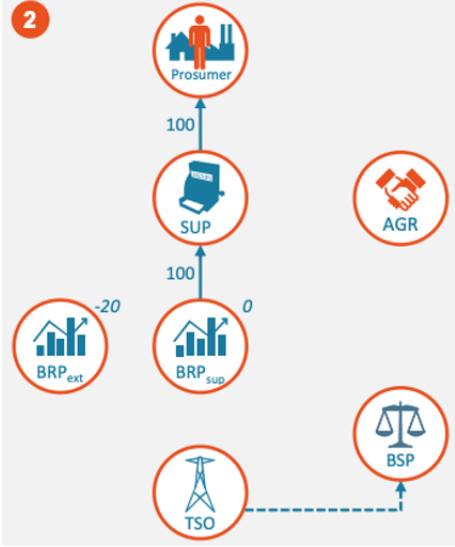
A continuación, se adjunta un caso práctico con el ejemplo propuesto por USEF para este modelo [3], aunque pueda existir alguna diferencia en los comentarios aportados, así como en la posible puesta en práctica en el sistema eléctrico nacional.

4.3.2.1 Situación Estándar – Semejante para Todos los Modelos

Tabla 11: Caso Práctico - Base - Fase 1 [3]

1 Ilustración 20: Fase 1 - Operativa	El BRP del suministrador y el suministrador están en equilibrio, entregando las 100 Ud. E. (Unidades de Energía) previstas a sus clientes. El resto de los agentes del sistema también se encuentran en equilibrio.
--	---

Tabla 12: Caso Práctico - Base - Fase 2 [3]

2  <i>Ilustración 21: Fase 2 – Operativa</i>	Se produce un desequilibrio de -20 Ud. E. en la cartera de un BRP externo, es decir, de cualquier agente de la red eléctrica que pueda demandar la activación de la flexibilidad en tiempo real, como el DSO. Reacciona el mecanismo de control primario para controlar la reducción de la frecuencia. El TSO le pide al BSP activar 20 Ud. E. de generación a subir o demanda a bajar para activar la regulación secundaria, restableciendo el equilibrio y la frecuencia. El BSP activa aquellas 20 Ud. E. que resulten primeras en la subasta.
--	--

4.3.2.2 Caso del Modelo Sin Compensación y Sin Corrección – AI Cumple

Tabla 13: Caso Práctico - Modelo Propuesto – Correcto - Fase 3 [3]

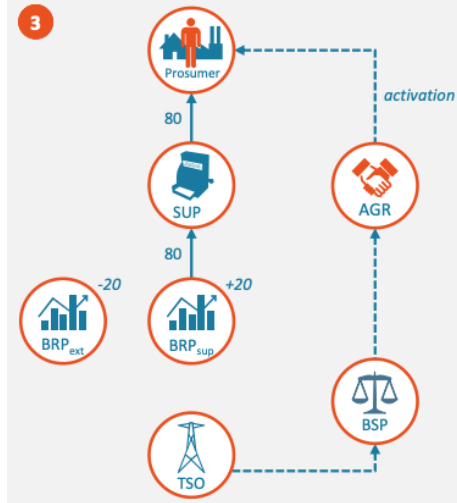
3  <i>Ilustración 22: Fase 3 – Operativa, BSP Libera Energía de Compensación</i>	El BSP activa la flexibilidad de la demanda a través del AI, reduciéndose el consumo de 100 a 80 Ud. E. El suministrador tiene 20 Ud. E. sobrantes que ha comprado, al igual que su BRP, que tiene 20 Ud. E. de desequilibrio.
--	--

Tabla 14: Caso Práctico - Modelo Propuesto – Correcto - Fase 4 [3]

 <i>Ilustración 23: Fase 4 – Liquidación, Se Restablece el Balance Energético</i>	Mediante el mecanismo de balance regular, el desbalance del BRP del suministrador contribuye pasivamente a restablecer el desequilibrio causado en el sistema, pasando por el TSO para llegar a BRP ext. El BRP del suministrador ha entregado pasivamente las 20 Ud. E., ya que existía un desequilibrio energético. Es posible que el BRP del suministrador pueda obtener una remuneración mayor en este caso de la que esperaba conseguir vendiéndosela al prosumidor, al conseguir venderla en otros mercados que se habiliten para ello.
---	--

4.3.2.3 Caso del Modelo Sin Compensación y Sin Corrección – AI NO Cumple

Tabla 15: Caso Práctico - Modelo Propuesto – Alternativo – Fase 3* [3]

 <i>Ilustración 24: Fase 3 Alternativa - Operativa, BSP Libera Energía de Compensación</i>	BSP activa la respuesta a la demanda del agregador, pero sólo consigue activar 18 de las 20 Ud. E. comprometidas, por lo que el consumo sólo se ha reducido a 82 Ud. E. Sólo se ha conseguido reducir el desbalance energético en parte, pues persiste un desequilibrio de 2 Ud. E. El AI tendrá que asumir los costes derivados del suministro energético y de la penalización asociada.
--	--

Tabla 16: Caso Práctico - Modelo Propuesto – Alternativo – Fase 4* [3]

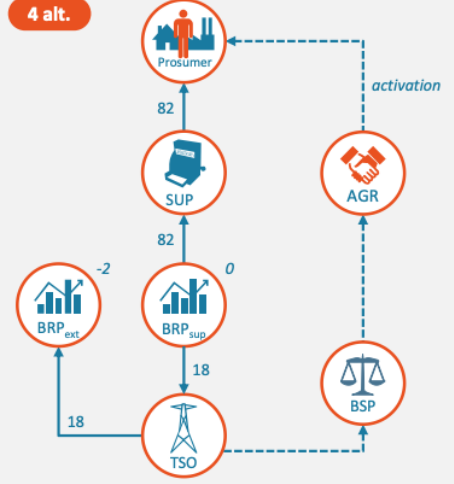
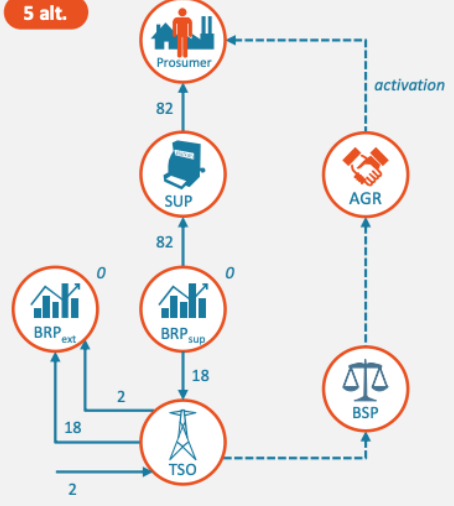
 Ilustración 25: Fase 4 Alternativa - Liquidación, Se Restablece el Balance Energético	Puesto que el AI sólo ha sido capaz de activar 18 de las 20 Ud. E. a las que se había comprometido, el BRP del Suministrador sigue contribuyendo pasivamente a restablecer el equilibrio, a través de su activación en secundaria o terciaria, pero no es capaz de restablecer el equilibrio completamente.
--	--

Tabla 17: Caso Práctico - Modelo Propuesto – Alternativo – Fase 5* [3]

 Ilustración 26: Fase 5 Alternativa - Liquidación, Liquidación de Desbalances	El TSO ha tenido que adquirir las 2 Ud. E. de otro agente, como podría ser otro AI. El BSP, o en su defecto el 1^{er} AI, debe ser penalizado por no haber conseguido entregar el volumen energético pactado en el contrato de flexibilidad. El AI no podrá repercutir esta sanción directamente al prosumidor, aunque sí podrá tomar otras medidas en cuanto a pagos pendientes o posibilidad de participación en eventos futuros.
---	--

Capítulo 5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

El presente proyecto ha sido motivado por la necesidad del sistema eléctrico peninsular de implementar la flexibilidad de la demanda, aumentando la eficiencia técnica de la red y de sus mercados eléctricos, repercutiendo como consecuencia en un beneficio para todos los consumidores. Además, esta activación de la demanda acabaría generando un valor añadido para todos los agentes vinculados al sistema eléctrico, desde los propios gestores de la red de transporte y distribución, como a los suministradores, sus BRP, y a las nuevas empresas encargadas de llevar a cabo la agregación independiente de la demanda; siendo beneficiado el consumidor de todas estas mejoras.

Esta activación del consumir, convirtiéndole en prosumidor, le sitúa en el centro del sistema eléctrico, sacándole de su zona de confort actual, en la que se dedica a consumir energía pasivamente sin involucrarse en el sistema; permitiéndole, por tanto, ser el protagonista de la transición energética hacia un modelo descarbonizado. Esta transición hará sostenible al sistema eléctrico, reforzando el plano ambiental, evitando la emisión de gases de efecto invernadero; el pilar social, al favorecer una reducción de los precios de la energía para todos los ciudadanos; y la base económica, al hacer más eficiente el sistema eléctrico y sus mercados.

Este consumidor activo, que pasará a ser el prosumidor, verá recompensado sus esfuerzos a través de la flexibilidad implícita, en la que reducirá su gasto energético a través del desplazamiento de sus consumos a tramos horarios más baratos (y además menos intensivos en carbono); así como a través de la flexibilidad explícita, en la que recibirá un ingreso monetario por sacrificar sus intereses de consumo ante señales de otros agentes del sistema. Además, este comportamiento activo permitirá también a otros consumidores pasivos reducir sus facturas eléctricas, al ser reducidos los precios energéticos para todos los compradores del mercado (al ser marginalista).

Para la consecución de estos objetivos, la figura del agregador independiente tendrá que definirse correctamente en el marco normativo nacional, permitiendo que despliegue todo su potencial de generación de valor para los consumidores y para el resto de los agentes del sistema eléctrico. Entre las actividades que sin duda podrá llevar a cabo, se encuentran estos servicios explícitos de flexibilidad distribuida en la que, a través de la representación de sus clientes de manera agregada, podrá hacerles partícipes de los servicios de balance, adecuación y gestión de otras restricciones técnicas del sistema; asimismo, podrá hacerlo en los mercados mayoristas.

Como es de esperar, definir el modelo normativo a través del cual el agregador independiente podrá interactuar con el operador del sistema y gestor de la red de transporte, con los gestores de las redes de distribución, y con los suministradores y sus BRP es crucial para construir el camino que unirá al consumidor con los mercados eléctricos. Por ello, el alumno ha decidido replantearse las preguntas que se estaban formulando en el estado del arte, y afrontar las necesidades del modelo normativo como las haría en su vida laboral, definiendo el problema con un enfoque de producto.

Así, se ha conseguido entender el problema desde el núcleo, enfocando la solución a la sostenibilidad del sistema eléctrico, repercutiendo en un bien común para todos los *stakeholders*, definiendo la manera óptima de flexibilizar la demanda de los prosumidores a través del mercado y permitiéndoles ser los actores principales de esta transición, para la cual serán los agregadores independientes sus representantes.

Con esto, y tras un análisis de los modelos de agregadores independientes propuestos por los expertos, se ha definido la metodología a seguir para conseguir cumplir con el objetivo de aumentar la energía descarbonizada y hacerla más asequibles para todas aquellas personas que las consumen, ya sea en sus casas, en sus comercios, industrias o en las propias instituciones. Además, se han detectado las complejidades operativas que pueden aparecer durante la implementación de este nuevo sistema eléctrico de consumidores activos, siendo necesarias para concluir en la propuesta de una solución.

Como resultado, se ha elegido un modelo que, con sus pros y con sus contras, se ha posicionado como el óptimo para maximizar la eficiencia del sistema eléctrico y generar el mayor bien común para todos los agentes en el medio y largo plazo. Este modelo, sin compensación y no corregido, resulta en uno fácil de implementar, que impulsa la innovación en el sector, y que sitúa al prosumidor como engranaje clave para el funcionamiento de esta máquina cuasiperfecta que será el sistema eléctrico descarbonizado e inteligente del 2050.

Asimismo, en el ANEXO II - Alineamiento con los ODS, se promueven las sinergias que deberían surgir entre estos agregadores independientes y la pobreza energética, siendo los primeros apoyos clave para sustentar las *policies* que permitirán mitigar el efecto devastador que la crisis económica y social representa para estas personas, las cuales harán más efectivas las buenas *politics* que se creen como complemento para ayudar a mejorar sus vidas. Asimismo, se indica cómo la consecución de una energía asequible y descarbonizada permitirá, con el Objetivo primero de proteger la biosfera mediante la descarbonización de las fuentes de generación eléctricas, impulsar a la sociedad hacia otros Objetivos que mejoren el escenario social gracias al impulso de los Objetivos económicos.

Capítulo 6. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

Lamentablemente para la autopercepción del juicio crítico del autor, se lamenta que el modelo elegido haya coincidido con aquel al que tenía inicialmente, aunque sin saberlo, por su ideología y/o por su posición laboral; afortunadamente, se cree que ha sido mucho más impulsada por la primera, que por la segunda. Asimismo, le alegra saber que haya llegado a él por su cuenta propia, fruto de su razonamiento (aunque probablemente subjetivo), en lugar de porque así se lo hayan vendido; de hecho, la inmensa mayoría de las opiniones o modelos fundamentados que ha leído al respecto, estaban en contra de ello.

A pesar de reconocer esto, se sigue creyendo que el modelo propuesto es el idóneo para ser implementado, en vista de garantizar la mayor aportación de valor para el sistema en el medio y largo plazo. Por supuesto, se reconoce que podría traer consecuencias negativas para el sector empresarial de las comercializadoras (y de los BRP, de los cuales apenas conoce) en el corto plazo.

No obstante, después de haber vivido su experiencia personal como consumidor doméstico, la idea de que este sector está falto de innovación, en el caso de la mayoría de las empresas, ha sido validada. Si bien ha probado a cambiar de compañías eléctricas de suministro, todavía no ha encontrado una que le incite a ahorrar mediante la flexibilización implícita de sus consumos. El autor seguirá probando, pues confía plenamente en haber encontrado ya una o dos que han demostrado interés (aunque probablemente sea bajo un enfoque utilitarista) por mejorar sus prácticas comerciales, a pesar de no haberlas probado personalmente.

En esta optimización de los consumos domésticos, está bastante seguro de que las comercializadoras podrán (y deberán para sobrevivir empresarialmente) aumentar el valor que aportan a sus clientes. No obstante, se ha de achacar la responsabilidad principal de no haber ahorrado más a sí mismo, pues apenas ha modificado sus hábitos de consumo energéticos para ahorrar. Esto probablemente se deba a la escasa motivación que pueda tener

debido a la diferencia de precios entre tramos horarios, pues en otras viviendas de terceras personas que tienen una instalación fotovoltaica, ha visto cómo el prosumidor optimiza al máximo sus consumos, activando y desactivando la bomba de calor según la producción de excedentes y los precios de la energía en el PVPC. En este caso, al tratarse de un consumo energético mayor, así como un potencial ahorro económico mucho más notable, sí que ha conseguido suscitarle su interés.

Este comportamiento denota que las personas tienen, incluido el autor, una recompensa mínima a partir de la cual merece la pena esforzarse con real desempeño (no teniendo por qué ser una recompensa económica, pues por ejemplo este proyecto sin duda le ha hecho ir más allá de lo que tenía previsto inicialmente).

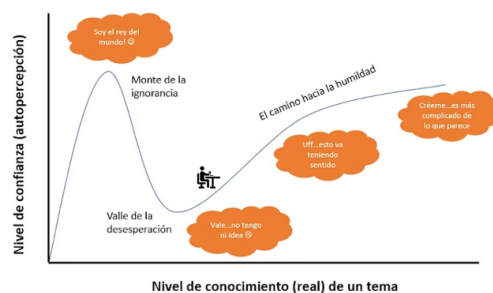
En cuanto al proceso iterativo que se ha defendido a lo largo del proyecto, realmente se está convencido de que es la manera ideal para crear un producto en el mercado, pues en este caso, hay muchísimas suposiciones que no deben hacerse sin una validación previa, como pueden ser:

- ¿Cuál será el precio medio al que los consumidores estarán dispuestos a desplazar sus consumos?, ¿importa mucho el periodo temporal que se desplace?, ¿y si en lugar de desplazarlo, se habla de evitarlo?
- ¿Dependerá mucho de factores como la temperatura? ¿Cuánto? ¿La curva será lineal, exponencial, o logarítmica?
- Sin duda, habrá muchas diferencias entre unos consumidores y otros, pero ¿cuánta?, ¿dependerá más del nivel adquisitivo, de la concienciación ambiental, o de la forma de ser de la persona?
- ¿Qué porcentaje de la población estaría actualmente motivada por flexibilizar sus consumos?, ¿cuánto aumentará en el tiempo (si es que aumenta)?
- La manera en la que se comunique el evento de flexibilidad explícita, ¿influirá mucho en los prosumidores?, ¿y la antelación del aviso?, ¿cómo reaccionaremos ante las desactivaciones automatizadas por terceros de los aparatos que se usan en casa?

- ¿Se generarán problemas de ansiedad debido al continuo estrés generado por aumentar la eficiencia de los consumos domésticos?, ¿cómo pueden evitarse?
- ¿Cuánto está dispuesto a pagar de sobrecoste el consumidor medio a cambio de que la energía que usa no tenga asociada un impacto ambiental?
- ¿Serán aquellos prosumidores con más recursos económicos (VE, bombas de calor, etc.) los que más ahorren?, ¿serán capaces las empresas de asumir la pobreza energética como un reto que deben afrontar?

Sin duda, es un tema apasionante del que todavía se tienen pocas respuestas, las cuales además irán evolucionando con el paso de la implementación de la regulación. Ahora, después de terminar este proyecto, uno se siente realmente intrigado por saber cuál es el modelo que finalmente sea implementado en el sistema eléctrico nacional. Asimismo, el resultado exitoso o no de la implementación será otra de las dudas que se desea resolver, y ojalá que se pueda interceder, para bien, en la decantación de la respuesta.

Sin duda, a juicio personal, educar a la sociedad en materia energética será el primer paso, y quizás el más asequible económicamente para generar un progreso, pues hay veces en las que no se trata del dinero que le paguen a uno por ello, sino del interés que le suscite el reto.



20

La caída dolió en su momento, por lo que se cree que ya se ha pasado el valle de la desesperación.

²⁰ Al carecer de valor para el lector, se ha decidido no darle un título a la Figura. Si quieres la original, puedes encontrarla aquí → <https://www.sgs.com/es-es/noticias/2021/04/dunning-kruger-blogsgs>

Capítulo 7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] «El Pacto Verde Europeo», *European Commission - European Commission*. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/ip_19_6691 (accedido 27 de agosto de 2023).
- [2] J. del E. BOE, «Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética.».
- [3] U. D. Team, «USEF: Workstream on Aggregator Implementation Models - Recommended practices and key considerations for a regulatory framework and market design on explicit Demand Response», sep. 2017.
- [4] J. del E. BOE, «Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.», 1997.
- [5] S. Burger, J. P. Chaves-Ávila, C. Batlle, y I. J. Pérez-Arriaga, «A review of the value of aggregators in electricity systems», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 77, pp. 395-405, sep. 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.04.014.
- [6] MITECO, «Hoja de Ruta del Autoconsumo». diciembre de 2021.
- [7] «Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico». <https://www.miteco.gob.es/es/> (accedido 16 de julio de 2023).
- [8] J. Finke, V. Bertsch, y V. Di Cosmo, «Exploring the feasibility of Europe's renewable expansion plans based on their profitability in the market», *Energy Policy*, vol. 177, p. 113566, jun. 2023, doi: 10.1016/j.enpol.2023.113566.
- [9] «Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.».
- [10] European Comission, «Estudio de Evaluación del Impacto de la Flexibilidad de los Precios, la Respuesta de la Demanda y la Medición Inteligente». julio de 2016.

- [11] H. C. Gils, «Assessment of the theoretical demand response potential in Europe», *Energy*, vol. 67, pp. 1-18, abr. 2014, doi: 10.1016/j.energy.2014.02.019.
- [12] UNFCCC, «Protocolo de Kyoto».
- [13] V. Masson-Delmotte *et al.*, «An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty».
- [14] Directorate-General for Energy (European Commission), *Clean energy for all Europeans*. LU: Publications Office of the European Union, 2019. Accedido: 20 de agosto de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://data.europa.eu/doi/10.2833/9937>
- [15] A. y F. Asociación ENTRA, «Hoja de Ruta para la Flexibilidad de la Demanda en España». noviembre de 2022.
- [16] I. Zamora Santa Brígida, «Regulando la transición energética. Hacia un modelo sostenible, flexible y distribuido», marzo de 2022. <https://editorial.tirant.com/es/ebook/regulando-la-transicion-energetica-hacia-un-modelo-sostenible-flexible-y-distribuido-ignacio-zamora-santa-brigida-9788411132770> (accedido 15 de agosto de 2023).
- [17] M. de I. BOE Energía y Turismo, «Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación». marzo de 2014.
- [18] «DIRECTIVA (UE) 2019/ 944 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO - de 5 de junio de 2019 - sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/ 27/ UE».
- [19] U. D. Team, «USEF - The Framework Explained».
- [20] I. Agile, «Sesgos cognitivos, el martillo de Maslow o ley del instrumento.», *Instituto*

Agile, 7 de abril de 2023. <https://www.institutoagile.com/post/sesgos-cognitivos-el-martillo-de-maslow-o-ley-del-instrumento> (accedido 15 de agosto de 2023).

[21] Gobierno de España, «Plan de Acción para la Implementación de la Agenda 2030. Hacia un Estrategia Española de Desarrollo Sostenible». junio de 2018.

[22] Department for Business, Energy & Industrial Strategy, «Electricity System Flexibility Modelling». julio de 2021.

[23] Ö. Okur, P. Heijnen, y Z. Lukszo, «Aggregator's business models in residential and service sectors: A review of operational and financial aspects», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 139, p. 110702, abr. 2021, doi: 10.1016/j.rser.2020.110702.

[24] S. E. D. C. SEDC, «Enabling Independent Aggregation in the European Electricity Markets - Roles and Responsibilities: Keeping the BRP whole after a demand response event». febrero de 2015.

[25] «REGLAMENTO (UE) 2017/ 2195 DE LA COMISIÓN - de 23 de noviembre de 2017 - por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico».

[26] C. BOE, «Resolución de 11 de diciembre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las condiciones relativas al balance para los proveedores de servicios de balance y los sujetos de liquidación responsables del balance en el sistema eléctrico peninsular español.» diciembre de 2019.

[27] «Propuestas de cambios normativos | ESIOS electricidad · datos · transparencia». <https://www.esios.ree.es/es/pagina/propuestas-de-procedimientos-de-operacion> (accedido 21 de agosto de 2023).

[28] B. CNMC, «Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema». diciembre de 2019.

- [29] «Procedimientos de operación | Red Eléctrica». <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico/procedimientos-de-operacion> (accedido 16 de agosto de 2023).
- [30] BOE, «Regulación Secundaria P.O. 7.2». diciembre de 2019.
- [31] C. BOE, «Resolución de 17 de marzo de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban los procedimientos de operación adaptados a la programación cuarto-horaria de la operación del sistema eléctrico peninsular español». marzo de 2022.
- [32] B. CNMC, «Resolución de 28 de julio de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las condiciones y requisitos para un proyecto de demostración regulatorio de control de tensión.» agosto de 2022.
- [33] B. Ministerio de Industria y Energía, «Resolución de 30 de julio de 1998, de la Secretaría de Estado de Energía y Recursos Minerales, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema eléctrico». agosto de 1998.
- [34] «Participa en los servicios de balance en el sistema peninsular | Red Eléctrica». <https://www.ree.es/es/clientes/representante/participacion-en-servicios-de-balance> (accedido 20 de agosto de 2023).
- [35] «PICASSO». https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/picasso/ (accedido 20 de agosto de 2023).
- [36] «Manually Activated Reserves Initiative». https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/mari/ (accedido 20 de agosto de 2023).
- [37] ACER, «Implementation Framework for the European Platform for the Exchange of Balancing Energy From Frequency Restoration Reserves with Manual Activation». enero de 2020.

- [38] «TERRE». https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/terre/ (accedido 20 de agosto de 2023).
- [39] «Imbalance Netting». https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/imbalance-netting/ (accedido 20 de agosto de 2023).
- [40] «Planificación europea | Red Eléctrica». <https://www.ree.es/es/actividades/planificacion-electrica/planificacion-europea> (accedido 20 de agosto de 2023).
- [41] M. A. Ruiz, T. Gómez, J. P. Chaves, y R. Cossent, «Regulatory challenges for energy infrastructure—Do electricity distribution remuneration schemes in Europe promote the use of flexibility from connected users?» *Current Sustainable/Renewable Energy Reports*, junio de 2023. [En línea]. Disponible en: 10.1007/s40518-023-00214-5
- [42] F. Campbell, «RIIO-ED2 Draft Determinations – Core Methodology Document».
- [43] P. L. Joskow, «Incentive Regulation in Theory and Practice: Electricity Distribution and Transmission Networks», en *Economic Regulation and Its Reform: What Have We Learned?*, University of Chicago Press, 2014, pp. 291-344. Accedido: 18 de agosto de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.nber.org/books-and-chapters/economic-regulation-and-its-reform-what-have-we-learned/incentive-regulation-theory-and-practice-electricity-distribution-and-transmission-networks>
- [44] «CONSORTIUM - BeFlexible», 20 de noviembre de 2022. <https://beflexible.eu/consortium/> (accedido 18 de agosto de 2023).
- [45] «Listado de Distribuidoras de electricidad | CNMC». <https://sede.cnmc.gob.es/listado/censo/1> (accedido 27 de agosto de 2023).
- [46] «La CNMC multa a varias empresas distribuidoras de electricidad por incumplir las obligaciones de información relativas a los contadores de telegestión | CNMC». <https://www.cnmc.es/node/368327> (accedido 19 de agosto de 2023).

- [47] P. R. European Comission, «Antitrust: Commission fines Romanian Power Exchange OPCOM for discriminating against EU electricity traders», *European Commission* - *European Commission*.
https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_14_214 (accedido 19 de agosto de 2023).
- [48] M. BOE, «Orden TED/1359/2022, de 28 de diciembre, por la que se aprueban las bases reguladoras para la concesión de ayudas para proyectos de nuevos modelos de negocio en la transición energética en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia». enero de 2023.
- [49] M. S. S. Cabeza, «Opinion of the European Economic and Social Committee on Energy poverty in the context of liberalisation and the economic crisis (exploratory opinion)».
- [50] P. Baker, «Unleashing Demand Response with Effective Supplier Compensation», jun. 2017.
- [51] D. Á. T. Torres, D. X. O. Garai, D. P. S. Núñez, D. M. O. Aguilar, y D. M. B. García-Ovies, «Informe de Supervisión de los Mercados Minoristas de Gas y Electricidad, Año 2021 y Avance 2022, CNMC», may 2023.
- [52] REE, «Informe del Sistema Eléctrico - Informe Resumen de Energías Renovables 2022». marzo de 2023.
- [53] M. BOE, «Resolución de 8 de agosto de 2022, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban procedimientos de operación, para su adaptación a mejoras en relación con las garantías exigidas a los sujetos participantes en el mercado, y a mejoras en la gestión técnica de las medidas en el sistema eléctrico». agosto de 2022.
- [54] «Red Eléctrica adaptará la programación de la operación del sistema peninsular a periodos de 15 minutos», *Red Eléctrica*, 19 de mayo de 2022. <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2022/05/red-electrica-adaptara-la-programacion-de-la->

operacion-sistema-peninsular-periodo-15-minutos (accedido 23 de agosto de 2023).

[55] J. del E. BOE, «Real Decreto-ley 17/2022, de 20 de septiembre, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la energía, en la aplicación del régimen retributivo a las instalaciones de cogeneración y se reduce temporalmente el tipo del Impuesto sobre el Valor Añadido aplicable a las entregas, importaciones y adquisiciones intracomunitarias de determinados combustibles.», sep. 2022.

[56] MITECO, «Consulta Pública Previa relativa a la elaboración del Real Decreto por el que se regulan las condiciones de suministro y contratación de energía eléctrica y se establecen principios reguladores del agregador independiente», febrero de 2023. <https://energia.gob.es/es-es/participacion/paginas/DetalleParticipacionPublica.aspx?k=584> (accedido 28 de agosto de 2023).

[57] REE, «Energía no suministrada (ENS) y tiempo de interrupción medio (TIM) de la red de transporte | Informes del sistema», enero de 2023. <https://www.sistemaelectrico-ree.es/informe-del-sistema-electrico/transporte/energia-no-suministrada-ens-y-tiempo-de-interrupcion-medio> (accedido 28 de agosto de 2023).

[58] N. de prensa CNMC, «Casi el 100% de los consumidores domésticos en España tenían un contador inteligente al final de 2019 | CNMC», octubre de 2020. <https://www.cnmc.es/prensa/cnmc-contadores-integrados-20201021> (accedido 24 de agosto de 2023).

[59] G. de E. MITECO, «Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico - Proyecto de Orden por la que se crea un mercado de capacidad en el sistema eléctrico español», abril de 2021. <https://energia.gob.es/es-es/participacion/paginas/detalleparticipacionpublica.aspx?k=409> (accedido 25 de agosto de 2023).

[60] CNMC, «Informe sobre el Proyecto de Orden por la que se crea un mercado de capacidad en el sistema eléctrico español». julio de 2021.

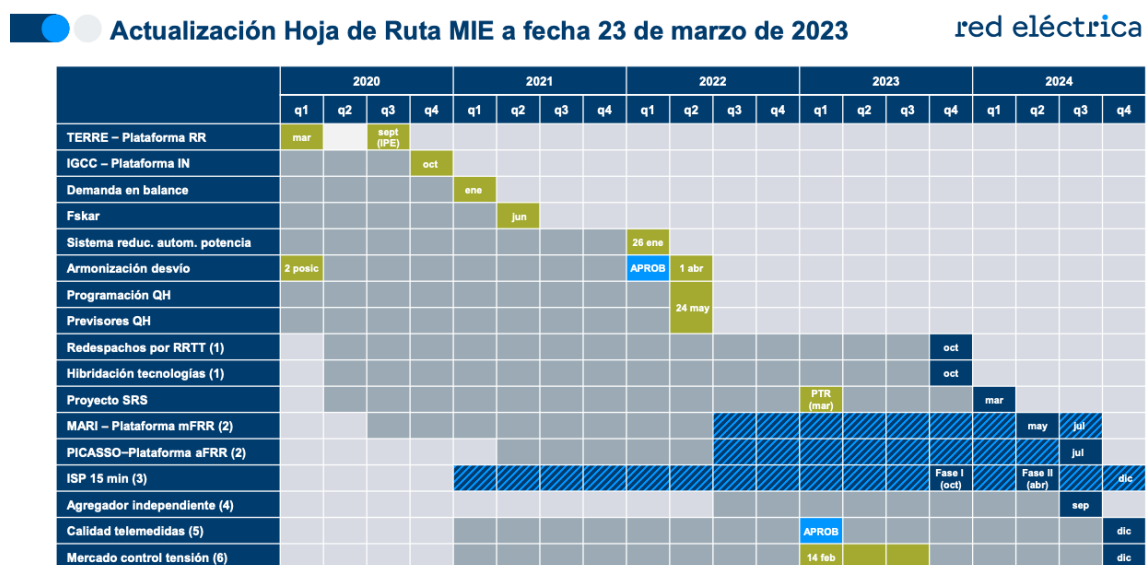
- [61] C. European, «Fit for 55», 25 de julio de 2023. <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/> (accedido 25 de agosto de 2023).
- [62] REE, «Generación renovable de energía eléctrica 2022 | Informes del sistema», enero de 2023. <https://www.sistemaelectrico-ree.es/informe-del-sistema-electrico/generacion/generacion-de-energia-electrica/generacion-renovable-de-energia-electrica> (accedido 28 de agosto de 2023).
- [63] J. USEF, «Case Study - Practical Deployment of Electric Vehicle Flexibility», feb. 2020.
- [64] Z. Broka y K. Baltutis, *Handling of the Rebound Effect in Independent Aggregator Framework*. 2020. doi: 10.1109/EEM49802.2020.9221943.
- [65] A. y F. Entra, «Posición entra agregador independiente – Entra», julio de 2020. <http://entra-coalicion.com/posicion-entra-agregador-independiente> (accedido 28 de agosto de 2023).
- [66] J. Morro, «La Destrucción Creadora del Shumpeter - Su significado histórico y su proyección actual». 2019.
- [67] N. U. Asamblea General, «Transformar nuestro mundo: la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible». 21 de octubre de 2015.
- [68] United Nations, «Objetivos de Desarrollo Sostenible», *Desarrollo Sostenible*. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/> (accedido 27 de agosto de 2023).
- [69] G. de E. Ministerio para la Transición Ecológica, «ESTRATEGIA NACIONAL CONTRA LA POBREZA ENERGÉTICA 2019-2024». 2020.
- [70] J. del E. BOE, «Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores». octubre de 2018.

- [71] D. B. Eurostat, «Inability to keep home adequately warm - EU-SILC survey», julio de 2023.
https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/ILC_MDES01__custom_4564689/default/table (accedido 27 de agosto de 2023).
- [72] R. Barrella, «Addressing energy poverty in an integrated way - An interdisciplinary characterisation of Spanish vulnerable households and proposal for implementing feasible technical and policy solutions». mayo de 2022.
- [73] U. Naciones Unidas, «Informe de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (2022)». 2022.
- [74] M.-J. Manjon, A. Merino, y I. Cairns, «Business as not usual: A systematic literature review of social entrepreneurship, social innovation, and energy poverty to accelerate the just energy transition», *Energy Res. Soc. Sci.*, vol. 90, p. 102624, ago. 2022, doi: 10.1016/j.erss.2022.102624.

ANEXO I - ACTUALIZACIÓN HOJA DE RUTA MIE

A continuación, en la Tabla 18, se adjunta la última actualización disponible (a fecha de 20 de agosto de 2023) sobre la Hoja de Ruta del Mercado Interior de la Electricidad en Europa (MIE) del Sistema Eléctrico Peninsular Español, de REE. Aquí puede verse cómo REE se compromete a la implementación de esta figura a finales de 2024, siempre que el marco de desarrollo de esta figura esté ya elaborado.

Tabla 18: Actualización Hoja de Ruta MIE a fecha 23 de marzo de 2023 (fuente REE ²¹)



Hoja de Ruta MIE del sistema eléctrico peninsular español. Marzo, 2023

2

²¹ Sólo puede encontrarse dicha tabla buscando “Hoja de Ruta” en el apartado de “Documentación” de la web esios.

<https://www.esios.ree.es/es/documentacion/>

Puede encontrarse la Hoja de Ruta completa, así como el resto de las actualizaciones en dicha página web.

ANEXO II - ALINEAMIENTO CON LOS ODS

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) se erigen como una hoja de ruta global, una llamada urgente para transformar el mundo y la manera en la que las personas se relacionan en él. Así, el 25 de septiembre de 2015, los principales líderes mundiales se comprometieron a esforzarse para la consecución de 17 objetivos globales para *erradicar la pobreza, proteger el planeta y asegurar la prosperidad para todos como parte de una nueva agenda de desarrollo sostenible* [67] [68].

Entre estos Objetivos, el ODS. 7 Energía Asequible y No Contaminante o el ODS. 13 Acción por el Clima ocupan posiciones más centrales del punto de mira en aquellas sociedades más desarrolladas, que están más cerca de acercarse a cumplir otros Objetivos aún más esenciales para la vida humana, como son el ODS 2. Hambre Cero o el ODS 16. Paz, Justicia e Instituciones Sólidas. No obstante, a consciencia de saber que estos Objetivos son globales, el alcance de este proyecto no ha podido hacer frente a los últimos, por trascender del alcance del alumno en el momento actual.

Sin embargo, el presente proyecto sí que intenta aportar una pequeña luz en la definición de un sistema eléctrico descarbonizado, que favorezca el ODS 11. Ciudades y Comunidades Sostenibles o el ODS 9. Industria, Innovación e Infraestructura. Además, la flexibilidad de la demanda abre una ventana a las oportunidades de colaboración con aquellos sectores de la sociedad nacional más desfavorecidos, que sufren de Pobreza Energética.

Esta, es definida en la *Estrategia Nacional Contra la Pobreza Energética 2019 – 2024* como *la situación en la que se encuentra un hogar en el que no pueden ser satisfechas las necesidades básicas de suministros de energía, como consecuencia de un nivel de ingresos insuficiente y que, en su caso, puede verse agravada por disponer de una vivienda ineficiente en energía* [69]. Así, esta Estrategia da cumplimiento al mandato establecido en el Artículo 1 del *Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores* [70].

Sin embargo, “del dicho al hecho hay mucho trecho”, pues si bien en este documento se compartía el dato de que el 8,0 % de la población no podía mantener su vivienda a una temperatura adecuada en el año 2017, y el objetivo para el 2025 era reducir este indicador al 4,0-6,0 %, como puede verse en la Tabla 19, el dato que puede extraerse en *Eurostat* para el año 2022 es del 17,1 %, como puede verse en la Tabla 20.

Tabla 19: Objetivos de Reducción de la Pobreza Energética en el Marco de la Estrategia Nacional Contra la Pobreza Energética (2019-2024) [69]

INDICADOR (%)	2017	OBJETIVO MÍNIMO PARA 2025	OBJETIVO BUSCADO PARA 2025
GASTO DESPROPORCIONADO (2M)	17,3	12,9	8,6
POBREZA ENERGÉTICA ESCONDIDA (HEP)	11,5	8,6	5,7
TEMPERATURA INADECUADA DE LA VIVIENDA	8,0	6	4,0
RETRASO EN EL PAGO DE LAS FACTURAS	7,4	5,5	3,7

Tabla 20: Inability to keep home adequately warm - EU-SILC survey [71]

TIME	2019	2020	2021	2022
GEO				
Bulgaria	30.1	27.5	23.7	22.5
Cyprus	21.0	20.9	19.4	19.2
Greece	17.9	17.1	17.5	18.7
Lithuania	26.7	23.1	22.5	17.5
Portugal	18.9	17.5	16.4 (b)	17.5
Spain	7.5	10.9	14.2	17.1
Romania	9.3	10.0	10.1	15.2
France	6.2	6.7 (b)	6.0	10.9 (p)
European Union - 27 countries (from 2020)	6.9 (e)	7.5	6.9	9.3

En este asunto, se ve pertinente recalcar la importancia de *Abordar la Pobreza Energética de Forma Integrada* [72], de manera que se aborde el problema enfocando las soluciones desde el punto de las *policies* y no sólo desde las *politics*, haciendo una apología al comentario que puede encontrarse en el apartado 4.2.2 Compensación Económica.

Relacionando el valor que la activación explícita de la flexibilidad de la demanda puede aportar en su la lucha contra la pobreza energética, especialmente en el frente de la climatización de las viviendas españolas, se puede crear una relación directa entre los eventos de activación explícita de aumento de la demanda con los radiadores eléctricos de hogares más vulnerables. Por supuesto, otras muchas oportunidades podrían surgir de la optimización de la flexibilidad implícita de estos consumidores, así como de su participación en los eventos explícitos de activación a bajar demanda para generar una fuente de ingresos adicional que les reduzca el coste total de las facturas eléctricas a final de mes.

Del buen comportamiento energético que estas personas pueden llegar a adoptar, pueden ser ligadas otras muchas *politics* que refuercen los esfuerzos desempeñados por estas familias, pero, lamentablemente para el alumno, entrar en esta materia trasciende el alcance de este proyecto. Será responsabilidad de las personas que trabajan en sectores relacionados con esta materia energética, el conseguir que las empresas en las que se desenvuelven en el día a día dirijan parte de sus esfuerzos a desarrollar soluciones en este campo, ya sea alegando para ello motivos deontológicos o utilitaristas.

Por ir más allá del plano nacional y relacionar la temática con otros países mucho menos desarrollados que el español, ha quedado demostrado en el ámbito laboral del alumno (al menos a su juicio) que existe una oportunidad para exportar las tecnologías de flexibilidad de la demanda que se desarrollen en la economía peninsular a otros sistemas eléctricos mucho menos avanzados tecnológicamente. No obstante, sin duda es pronto para plantearse firmemente esta tarea, pero téngase por seguro que los modelos de negocio que aquí se validen podrán ser implementados (con las adaptaciones necesarias) en regiones de otros continentes.

Como puede verse en la Ilustración 27, extraída del ODS. 7 del Informe de los ODS 2022 de la ONU [73], las corrientes financieras para fuentes renovables en estas regiones se ha reducido en los últimos años, lo cual parece demostrar que no existe una tendencia de aumentar las inversiones en estas regiones. Sin embargo, uno puede pensar que no es

necesario desplazar grandes volúmenes de capital para generar valor, sino exportar aquellas tecnologías que sean de mayor utilidad para sus sistemas energéticos.

**LAS CORRIENTES FINANCIERAS INTERNACIONALES HACIA
PAÍSES EN DESARROLLO PARA FUENTES RENOVABLES
DISMINUYERON POR SEGUNDO AÑO CONSECUTIVO**

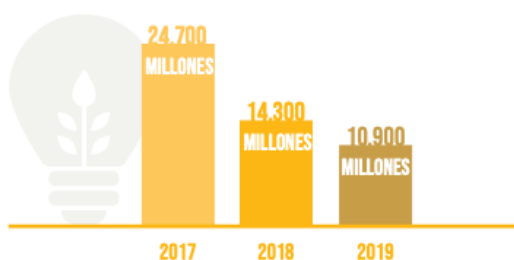


Ilustración 27: Corrientes Financieras Internacionales hacia Países en Desarrollo para Fuentes Renovables [73]

Volviendo al tema del proyecto, la figura de los agregadores independientes en los sistemas eléctricos mundiales representará un papel indiscutible en los escenarios energéticos, permitiendo la descarbonización a la par que aumentan la eficiencia de las redes eléctricas, reduciendo el precio final que los consumidores pagan por la energía. Además, la flexibilidad se presenta como una gran oportunidad para que todos los consumidores ahorren en sus facturas, lo cual sin duda generará sinergias en la lucha contra la pobreza energética.

En este sentido, queda claro que el Objetivo con el que más relación tiene el proyecto es el ODS 7, pero también con otros de manera indirecta como:

- ODS 1. Fin de la Pobreza

Si bien este Objetivo social está lejísimos de alcanzar, permitirá luchar fehacientemente contra él, al menos en lo relativo a la Pobreza Energética.

- ODS 8. Trabajo Decente y Crecimiento Económico

La transición energética traerá consigo la creación de puestos de trabajo especializados, cuya formación se tendrá que apoyar para que todas las personas puedan tener acceso a

estos trabajos tras una educación de calidad. Sin embargo, esta transición tecnológica conlleva una especialización del trabajo que puede tener una contraparte bastante negativa si no es bien gestionada en el plano de la educación, pues la economía laboral se dirige a un nuevo paradigma en el que muchos trabajos podrán ser automatizados, lo que destruirá una gran cantidad de empleos localizados en la clase media de las sociedades más desarrolladas. Afortunadamente, también creará muchos otros, pero para poder acceder a ellos generalmente se requerirá un alto nivel educativo, como ocurre en la actualidad, el cual no puede ser permitido en todos los hogares. En este sentido, deberán hacerse grandes esfuerzos desde el ámbito público y privado por hacer una transición justa que favorezca el cumplimiento de este Objetivo económico.

- ODS 9. Industria, Innovación e Infraestructura

La flexibilidad de la demanda supondrá una nueva industria en el sector tecnológico y energético, completamente innovadora, que reforzará la resiliencia de los sistemas eléctricos. Una vez implementada exitosamente la figura del AI, este aportará gran valor a los consumidores, tanto domésticos como industriales, reforzando el cumplimiento de este Objetivo económico.

- ODS 11. Ciudades y Comunidades Sostenibles

Un aumento en la electrificación de las ciudades, derivada de las ventajas que trae consigo un sistema eléctrico flexible, permite una mayor calidad de vida en las ciudades, al facilitar la eliminación de los vehículos de combustión de las carreteras. Asimismo, la figura del AI favorecerá una integración mucho mayor de los DER en las redes de distribución, favoreciendo las comunidades sostenibles y ayudando en el cumplimiento de este Objetivo social.

- ODS 13. Acción por el Clima

La plena integración de las energías renovables en los sistemas eléctricos es un reto al que hay que hacer frente si la sociedad quiere seguir avanzando en la descarbonización de la energía, lo cual es clave para reducir la emisión de los gases de efecto invernadero.

Por ello, de manera directa, la figura de los AI favorecerá la consecución de este Objetivo crucial para la conservación de la biosfera.

- ODS 17. Alianzas para Lograr los Objetivos

Como ha podido verse en el apartado 2.3.1 Participación en los Servicios de Balance, Adecuación y Gestión de Restricciones, los diferentes países de la UE están colaborando entre ellos para hacer un sistema eléctrico conjunto mucho más fuerte. Esta colaboración es tanto pública como privada, y es un ejemplo de cómo las diferentes instituciones han de colaborar para conseguir objetivos mucho más grandes que, de manera aislada, no podrían conseguirse [68].

En este desafío económico que supone la transición energética, la cual será acompañada de la transición tecnológica, será fundamental redefinir los modelos de negocio actuales, para lo cual el emprendimiento y la innovación social tendrán un punto de encuentro que permitirá hacer frente a la pobreza energética para acelerar y asegurar una transición energética justa [74]. Sirva este proyecto para alentar a todos los agentes económicos de la sociedad (Estado, empresas y consumidores) a asociarse libremente para asumir la responsabilidad de las todas las personas de preservar la biosfera y mejorar la sociedad a través del impulso de la economía hacia una más próspera y justa.