

# Diseño y análisis de mecanismos de participación de la demanda en servicios complementarios del sistema eléctrico español

---

## TAREA 1.2.

### Estudio de Replicabilidad

Fecha: 22/09/2020

---



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



Proyecto financiado por



<b>Título del documento</b>	Estudio de Replicabilidad
-----------------------------	---------------------------

<b>Autores</b>	
Manuel Alcázar Ortega (Dir.)	
David Ribó Pérez (Coord.)	
Luis Larrosa López	
David Pecondón Tricas	

<b>Tarea</b>	<b>Título de la tarea</b>
1.2.	Estudio de Replicabilidad

<b>Nivel de distribución</b>
<input checked="" type="checkbox"/> PU, Público
<input type="checkbox"/> CO, Confidencial

<b>Estado</b>
<input type="checkbox"/> En proceso
<input type="checkbox"/> En revisión
<input checked="" type="checkbox"/> Aprobado

<b>Historial</b>				
<b>Versión</b>	<b>Autor</b>	<b>Fecha creación</b>	<b>Revisado por</b>	<b>Fecha revisión</b>
1.0	Luis Larrosa	12/05/2020		
1.0	David Pecondón	12/05/2020		
1.1			David Ribó	18/05/2020
1.2			Manuel Alcázar	22/09/2020

<b>Más información</b>	<a href="https://demandaoperable.blogs.upv.es/">https://demandaoperable.blogs.upv.es/</a>
------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------

Para citar este documento:

M. Alcázar Ortega, D. Ribó Pérez, L. Larrosa López, D. Pecondón Tricas. "Tarea 1.2. Estudio de Repliabilidad". Diseño y análisis de mecanismos de participación de la demanda en servicios complementarios del sistema eléctrico español. Universitat Politècnica de València. Fundación Iberdrola. Valencia, 2020.

## RESUMEN EJECUTIVO

---

Este informe se encuadra dentro de la Actividad 1 del proyecto, que constituye el Análisis del Estado del Arte de la Respuesta de la Demanda (RD), y recoge toda la información obtenida en el desarrollo de la tarea 1.2 Análisis de Replicabilidad. El objetivo de la tarea es estudiar la replicabilidad de un conjunto de productos de respuesta de la demanda (RD) internacionales a los servicios de operación gestionados por Red Eléctrica de España (REE). Concretamente, se han estudiado los servicios de Regulación Secundaria, Regulación Terciaria y Gestión de Desvíos.

Este informe comienza con la identificación de parámetros que caracterizan los productos de RD, así como de aquéllos que caracterizan los servicios de regulación españoles analizados. Seguidamente se especifica qué requisitos deberían cumplir los productos de la RD para poder participar en estos servicios de operación, fijando las bases de su replicabilidad.

En la parte central del informe, se incluye una lista de productos de RD con sus principales características técnicas y precios recopilados junto a información contextual complementaria de 17 países de todo el mundo. Concretamente se ha recopilado información de los diferentes sistemas de Estados Unidos, los países de Europa más avanzados en la implementación de la RD, Asia y Oceanía.

Los productos han sido analizados para identificar mecanismos de mercado y parámetros eficaces en el apoyo al desarrollo de la RD, y se ha identificado qué productos son más fácilmente replicables y qué valores típicos suelen caracterizarlo. Como resultado, se obtiene una tabla de replicabilidad de los productos internacionales encontrados con los servicios de regulación estudiados.

El informe concluye con un análisis de los aspectos más relevantes que deben considerarse a la hora de diseñar nuevos productos de RD, los rasgos que definen el estado actual de desarrollo de la RD y análisis comparativo de precios en los diferentes países europeos. Asimismo, las conclusiones sientan las bases de una serie de recomendaciones de cambios regulatorios para avanzar a los problemas que han existido en los países que ya han abierto la operación del sistema a la RD.

# CONTENIDOS

<b>RESUMEN EJECUTIVO</b> .....	<b>2</b>
<b>CONTENIDOS</b> .....	<b>4</b>
<b>LISTA DE SÍMBOLOS</b> .....	<b>8</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>9</b>
<b>2. DESCRIPCIÓN DE PARÁMETROS</b> .....	<b>12</b>
2.1. PARÁMETROS DE LOS SERVICIOS DE REGULACIÓN DE REE .....	12
2.2. PARÁMETROS DE LOS PRODUCTOS DE RD.....	16
<b>3. CARACTERIZACIÓN DE LOS PRODUCTOS</b> .....	<b>19</b>
3.1. COMPATIBILIDAD DE PRODUCTOS CON LA REGULACIÓN SECUNDARIA .....	19
3.2. COMPATIBILIDAD DE PRODUCTOS CON LA REGULACIÓN TERCIARIA.....	22
3.3. COMPATIBILIDAD DE PRODUCTOS CON LA GESTIÓN DE DESVÍOS .....	23
<b>4. CATÁLOGO DE PRODUCTOS DE RESPUESTA DE LA DEMANDA EUROPEOS</b> .....	<b>26</b>
4.1. FRANCIA.....	26
4.1.1. <i>Regulación Secundaria</i> .....	27
4.1.2. <i>Regulación Terciaria y Reservas Complementarias</i> .....	27
4.2. REINO UNIDO.....	28
4.2.1. <i>Demand Turn Up</i> .....	28
4.2.2. <i>STOR</i> .....	29
4.2.3. <i>Reserva Rápida</i> .....	30
4.3. BÉLGICA .....	31
4.3.1. <i>Regulación Terciaria (Volúmenes Reservados)</i> .....	31
4.3.2. <i>Regulación Terciaria (Volúmenes No Reservados)</i> .....	31
4.3.3. <i>Servicio de Interrumpibilidad</i> .....	32
4.3.4. <i>Reserva Estratégica de Demanda</i> .....	32
4.4. FINLANDIA .....	33
4.4.1. <i>Reserva de Operación para el Control Normal de la Frecuencia</i> .....	33
4.4.2. <i>Regulación Terciaria</i> .....	34
4.4.3. <i>Reservas Estratégicas</i> .....	34
4.5. ALEMANIA .....	34
4.5.1. <i>Regulación Secundaria</i> .....	35
4.5.2. <i>Reserva Terciaria</i> .....	35
4.6. DINAMARCA .....	35
4.6.1. <i>Regulación Terciaria</i> .....	36
4.7. PAÍSES BAJOS .....	37
4.7.1. <i>Regulación Secundaria</i> .....	37
4.7.2. <i>Regulación Terciaria</i> .....	38
4.8. IRLANDA.....	38
4.8.1. <i>STAR (Respuesta Activa a Corto Plazo)</i> .....	39
4.8.2. <i>DSU (Unidad de la Demanda, Mercado de Capacidad)</i> .....	39
4.8.3. <i>Powersave</i> .....	39
4.9. SUECIA.....	40
4.9.1. <i>Mercado de Potencia de Regulación</i> .....	40
4.9.2. <i>Reservas Estratégicas</i> .....	40
4.10. SUIZA .....	41

4.10.1.	Regulación Secundaria .....	41
4.10.2.	Regulación Terciaria .....	41
<b>5.</b>	<b>CATÁLOGO DE PRODUCTOS DE RESPUESTA DE LA DEMANDA EN EE.UU. ....</b>	<b>43</b>
5.1.	CALIFORNIA (CAISO) .....	44
5.1.1.	Introducción.....	44
5.1.2.	Proxy Demand Resource (PDR).....	45
5.1.3.	Otros Productos.....	45
5.2.	TEXAS (ERCOT) .....	48
5.2.1.	Introducción.....	48
5.2.2.	ERS (Energy Response Services).....	49
5.2.3.	Load Resource (RRS - UFR) .....	50
5.2.4.	CLR (Reg.) .....	50
5.2.5.	Otros Productos.....	50
5.3.	NUEVA YORK (NYISO) .....	52
5.3.1.	Introducción.....	52
5.3.2.	Programas de Servicios Auxiliares del lado de la Demanda (DSASP) .....	53
5.3.3.	SCR (Recursos de Casos Especiales).....	54
5.3.4.	Otros Productos.....	54
5.4.	NUEVA INGLATERRA (ISO-NE) .....	55
5.4.1.	Introducción.....	55
5.4.2.	OP (FCM: Recursos de Demanda en Pico) .....	56
5.4.3.	SP (FCM: Recursos de Demanda en Pico Estacional).....	56
5.4.4.	DARD (Herramienta Despachable Relacionada con la Demanda) .....	56
5.5.	PJM.....	56
5.5.1.	Reservas Planificadas Diarias (RD) .....	57
5.5.2.	Reservas Sincronizadas (RD).....	57
5.5.3.	Regulación (RD).....	58
5.6.	MISO.....	58
5.6.1.	Regulación.....	59
5.6.2.	Reserva rodante .....	59
5.6.3.	Reserva Suplementaria.....	59
<b>6.</b>	<b>CATÁLOGO DE PRODUCTOS RESPUESTA DE LA DEMANDA EN OCEANÍA Y ASIA.....</b>	<b>60</b>
6.1.	AUSTRALIA.....	60
6.2.	NUEVA ZELANDA .....	62
6.3.	REPÚBLICA POPULAR DE CHINA .....	62
6.4.	JAPÓN.....	65
6.5.	COREA DEL SUR .....	66
6.6.	SINGAPUR.....	67
<b>7.</b>	<b>ANÁLISIS DE REPLICABILIDAD .....</b>	<b>69</b>
<b>8.</b>	<b>ANÁLISIS DE PRODUCTOS.....</b>	<b>76</b>
<b>9.</b>	<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>82</b>
<b>10.</b>	<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>84</b>

## LISTA DE ACRÓNIMOS

---

<b>AEMO</b>	<i>Australian Energy Market Operator</i>
<b>aFRR</b>	Reserva automática de Restauración de la Frecuencia
<b>BSP</b>	Proveedor de Servicios de Ajuste
<b>CAISO</b>	<i>California Independent System Operator</i>
<b>DRR</b>	Recursos de Respuesta de la Demanda
<b>EMA</b>	<i>Energy Market Authority (Singapur)</i>
<b>ENTSO-E</b>	Red de Operadores del Sistema de Transporte de Europeos
<b>ERCOT</b>	<i>Electric Reliability Council of Texas</i>
<b>FCR</b>	Reserva de Contención de la Frecuencia
<b>FRR</b>	Reserva de Restauración de la Frecuencia
<b>JEGTC</b>	<i>Japan Electric Generation and Transmission Company</i>
<b>KEPCO</b>	<i>Korean Electric Power Corporation</i>
<b>mFRR</b>	Reserva manual de Restauración de la Frecuencia
<b>MISO</b>	<i>Midcontinent Independent System Operator</i>
<b>NE-ISO</b>	<i>New England Independent System Operator</i>
<b>NEC</b>	<i>National Energy Commission (República Popular de China)</i>
<b>NYISO</b>	<i>New York Independent System Operator</i>
<b>NZEA</b>	<i>New Zealand Electricity Authority</i>
<b>OS</b>	Operador del Sistema
<b>PJM</b>	<i>Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection LLC</i>
<b>PVRD</b>	Proveedor de Respuesta de la Demanda
<b>RD</b>	Respuesta de la Demanda
<b>REE</b>	Red Eléctrica de España
<b>RR</b>	Reserva de Repuesto o Reemplazo
<b>SDR</b>	<i>Smart Demand Response</i>
<b>SERC</b>	<i>State Electricity Regulatory Commission (República Popular de China)</i>

## LISTA DE FIGURAS

---

Figura 1: Representación de los requisitos de un servicio de regulación.....	15
Figura 2: Parámetros que definen la flexibilidad de un PVRD.....	17

## LISTA DE TABLAS

---

Tabla 1: Nomenclatura ENTSO-E y servicios equivalentes en España .....	15
Tabla 2: Equivalencias y relaciones entre parámetros de los servicios de regulación y parámetros de productos de RD .....	19
Tabla 3: Requisitos para la participación en los servicios de Regulación Secundaria .....	21
Tabla 4: Requisitos para la participación en los servicios de Regulación Terciaria .....	23
Tabla 5: Programas RD para gestión de desvíos y valores adoptables .....	24
Tabla 6: Productos de RD de China replicables al caso español . . . . .	65
Tabla 7: Tabla de Replicabilidad de productos de RD internacionales . . . . .	72

## LISTA DE SÍMBOLOS

<b>s</b>	Segundos
<b>min</b>	Minutos
<b>MW</b>	MW
<b>h</b>	Horas
<b>Hz</b>	Hercios
<b>D</b>	Día de suministro de energía o provisión de un servicio
<b>D-1</b>	Día previo al día D
<b><math>\Delta P</math></b>	Variación de potencia producida o consumida por una unidad en una acción de regulación
<b><math>\Delta P_{\min}</math></b>	Tamaño mínimo de una oferta para ser aceptada en un mercado de regulación
<b><math>T_{\max}</math></b>	Duración máxima de una acción de regulación
<b><math>T_{\text{RES}}</math></b>	Tiempo de respuesta máximo en una acción de regulación
<b><math>T_{\text{RAM}}</math></b>	Tiempo de rampa de potencia en una acción de regulación
<b><math>T_{\text{RAM,RD}}</math></b>	Tiempo de rampa de potencia de una acción de RD por parte de un PVRD
<b><math>T_{\text{MAX,RD}}</math></b>	Duración máxima de una acción de RD por parte de un PVRD
<b><math>T_{\text{RCC}}</math></b>	Tiempo de reacción de una acción de RD por parte de un PVRD
<b><math>\Delta P_{\text{R1}}</math></b>	Potencia flexible de una acción de RD por parte de un PVRD
<b><math>\Delta P_{\text{R2}}</math></b>	Potencia extra previa a una acción de RD por parte de un PVRD
<b><math>\Delta P_{\text{R3}}</math></b>	Potencia extra tras una acción de RD por parte de un PVRD
<b><math>T_{\text{PRE}}</math></b>	Duración de la preparación que un PVRD necesita para llevar a cabo una acción de RD
<b><math>T_{\text{REC}}</math></b>	Duración de la recuperación que un PVRD necesita tras una acción de RD

# 1. INTRODUCCIÓN

---

En la tarea 2.1 de este proyecto se explica detalladamente el funcionamiento y los mecanismos de retribución aplicables a los servicios de Regulación Secundaria, Regulación Terciaria y Gestión de Desvíos<sup>1</sup> del sistema eléctrico español [1]. Asimismo, se enumeran y definen en profundidad las características técnicas de cada uno de estos servicios. En la misma línea, en la tarea 2.2 se parametrizan y estandarizan los productos de Respuesta de la Demanda, de tal forma que las características de cualquier producto puedan ser comparables con los requisitos técnicos de los servicios de regulación [2]. De este modo, la flexibilidad que puede ofrecer un Proveedor de Respuesta de la Demanda (PVRD), puede compararse directamente con las necesidades de Red Eléctrica de España (REE), quedando en evidencia la aptitud o incompatibilidad del PVRD para participar en los servicios de ajuste del sistema eléctrico español.

Además, en la tarea 2.2 se explica el concepto de Agregador de Consumidores, en el contexto de los servicios de operación, detallando cómo pueden agruparse las ofertas de un conjunto de pequeños consumidores para que cumplan con los requisitos de REE y puedan ofrecer un servicio de regulación fiable, económico y de calidad.

Por otro lado, en la tarea 1.1 se completó una primera búsqueda de productos de RD en los países europeos más avanzados en la materia y en los Estados Unidos [3]. En el proceso se obtuvieron los parámetros que caracterizan 46 productos de RD actualmente en funcionamiento, constituyendo la elaboración de un análisis del Estado del Arte de la Respuesta de la Demanda en Europa y Estados Unidos. Más allá de ser una mera recopilación y organización de la información, la tarea concluye con un primer filtrado de todos estos productos, en base a los tiempos de respuesta exigidos en cada uno de ellos, para determinar si podrían participar en los mercados de operación gestionados por REE.

Finalmente, en la tarea 1.3 se ha identificado, definido y clasificado un gran número de barreras a la RD en España. Entre otros tipos, se han contemplado barreras regulatorias, organizativas, económicas y técnicas, que suponen obstáculos para el Operador del Sistema (OS), las empresas distribuidoras, comercializadoras, los consumidores, los agregadores y el regulador.

Tras la realización de todas estas tareas se dan las condiciones necesarias para desarrollar un estudio de replicabilidad de productos internacionales.

Como ya se adelanta en el informe de la tarea 1.1, pese a las ventajas teóricas de la RD sobre la generación convencional (menores costes, mejores tiempos de respuesta, etc.), algunos países están teniendo dificultades para alcanzar

---

<sup>1</sup> El servicio de Gestión de Desvíos pasa a llamarse oficialmente Reserva de Sustitución, pero en este informe se mantendrá la nomenclatura original

sus respectivos objetivos de participación de la demanda en servicios complementarios. Como también se indica en este informe, el desarrollo exitoso de la RD depende de ciertas características del sistema energético de un país. Por ejemplo, un país con una gran cantidad de potencia renovable no gestionable necesitará, en principio, mayores reservas de regulación para compensar desviaciones en la frecuencia de la red. Por otro lado, un país con un sólido tejido industrial tendrá potencial para generar capacidad de regulación gestionando los procesos industriales y el autoconsumo. Sin embargo, como se comentará en profundidad en algunos productos estudiados, uno de los problemas críticos es una regulación de mercado no óptima. Esto podría causar un desarrollo de la RD muy por debajo del potencial técnico del país, con una consecuente reducción de los beneficios que se le atribuyen [4].

Tradicionalmente, todos los países han diseñado servicios de ajuste adecuados para las características de grandes centrales hidroeléctricas y térmicas, pues son quienes se han encargado del control de la frecuencia de la red en tiempo real [5]. La entrada de la RD y de la generación distribuida supone un cambio de paradigma y requiere una adaptación de la legislación y los procedimientos de operación de cada país.

Este proceso de adaptación supone un reto que aquellos países que han abierto sus mercados a la gestión de la demanda han abordado con más o menos éxito. Si bien algunas de las características inherentes a la RD favorecen su competencia con la generación (respuestas más rápidas, costes más bajos, etc.), un diseño de mercado desfavorable puede obstaculizar su funcionamiento e impedir su participación en la gestión técnica del sistema [4]. Por otro lado, una legislación demasiado favorable podría crear desigualdad en la competencia entre demanda y generación, generando ineficiencias de mercado y potencialmente encareciendo los costes de regulación.

Por lo tanto, las conclusiones obtenidas en el análisis de la situación actual de la Respuesta de la Demanda serán consideradas a la hora de realizar el Estudio de Replicabilidad.

Este documento se estructura de la siguiente manera: en el capítulo 2 se hace una descripción de los parámetros de productos de RD y de los servicios de regulación. En el capítulo 3 se caracterizan los productos de RD que resultarían aptos para la participación en cada uno de los servicios de regulación estudiados. En los capítulos 4 y 5 se presenta una lista de productos de RD actualmente vigentes en Europa y Estados Unidos, respectivamente, potencialmente aptos para su replicabilidad en el caso español [3]. Esta lista contiene información relativa a los parámetros técnicos que caracterizan cada uno de estos productos, y que fueron diseñados para ser compatibles con los requisitos de los servicios en los que participan. Además, se presenta información sobre los mecanismos de retribución de cada uno de estos servicios.

Las diferencias en la cantidad de información presentada en cada país se deben al hecho de los OS de cada país gestionan esta información de diferente manera. En algunos casos la información es privada, en otros es pública pero solo está



disponible en el idioma oficial del país correspondiente, y en otros la información (más o menos extensa) está traducida al inglés.

## 2. DESCRIPCIÓN DE PARÁMETROS

En este capítulo se hace una breve descripción de todos los parámetros de productos de RD y de los principales requisitos de REE para la participación en los servicios complementarios del sistema estudiados. Para una descripción más amplia y con mayor profundidad, puede acudirse al informe de la tarea 2.2. de este proyecto.

### 2.1. Parámetros de los servicios de regulación de REE

Existe una serie de parámetros que caracterizan el servicio y que deben ser cumplidos por el proveedor de este para poder acceder al mercado de regulación correspondiente. Por otro lado, las ofertas en sí mismas también deben reunir ciertas características para ser aceptadas en sus respectivos mercados de regulación.

A continuación, se presenta una lista de los principales parámetros que caracterizan un servicio de regulación. En los casos en los que el parámetro sea un valor cuantitativo, las unidades correspondientes están expresadas junto al nombre de este, entre corchetes.

- **Carácter (potestativo/obligatorio).** Un servicio es de carácter potestativo cuando los sujetos no tienen la obligación de proveerlo, quedando su cumplimiento a voluntad de estos. Por el contrario, un servicio se considera obligatorio cuando los sujetos están forzados por la regulación a ofrecerlo. A modo de ejemplo, la regulación primaria en España es un servicio obligatorio y no remunerado.
- **Tipo de activación.** Los servicios complementarios pueden activarse de forma manual o automática. Normalmente la activación manual se hace tras una notificación que avisa a los operarios para que apliquen el protocolo de actuación pertinente. Por otro lado, la activación automática se hace mediante señales enviadas por el operador del sistema, que llegan directamente a los controladores del generador, activándolo.
- **Momento de presentación de ofertas.** Dependiendo del tipo de servicio, las ofertas pueden ser presentadas bien en un horario fijo o bien en uno variable. Por ejemplo, existen mercados en los que las ofertas se pueden presentar hasta cierta hora y otros que se convocan solo cuando REE así lo requiere.
- **Tiempo de respuesta máximo [s, min] ( $T_{RES}$ ).** Se trata del tiempo máximo que puede transcurrir entre la notificación del servicio y la activación total del mismo, entendiendo por activación total la entrega o consumo de toda la potencia demanda.

- **Tiempo de rampa de potencia [s] ( $T_{RAM}$ ).** Este concepto solo se aplica en algunos servicios. Se trata del tiempo que la unidad que provee el servicio utiliza para llegar desde su consumo o producción de referencia hasta el punto de funcionamiento definido por la acción de regulación. En otras palabras, es el tiempo utilizado para pasar de la potencia inicial a la potencia objetivo.
- **Duración máxima de la acción [min, h] ( $T_{MAX}$ ).** Se trata del tiempo máximo que un proveedor de un servicio de regulación puede mantener una acción de subida/bajada de potencia.
- **Número de horas de activación al año.** Este concepto hace referencia a la cantidad de horas anuales que un servicio de regulación es activado. Servicios de activación continua, como la Regulación Terciaria son activados con mayor frecuencia que los servicios de activación manual, como la Gestión de Desvíos o la Regulación Terciaria.
- **Capacidad mínima de oferta [MW].** Se trata del tamaño mínimo de la acción que una unidad debe ser capaz de ofertar para poder cualificarse y tener acceso al mercado de regulación correspondiente. No coincide necesariamente con el tamaño mínimo de la oferta.
- **Tamaño mínimo de la oferta [MW] ( $\Delta P_{min}$ ).** Se trata del tamaño mínimo que una oferta debe tener para poder ser aceptada en un mercado de regulación. Este valor puede cambiar de una convocatoria del mercado a otra del mismo servicio.
- **Precio de remuneración por banda de regulación [€/MW].** En los mercados en los que existe un mecanismo de retribución por capacidad (o disponibilidad), este es el precio que las unidades perciben por cada MW reservado para ejercer la acción de regulación.
- **Precio de remuneración por energía [€/MWh].** En los mercados en los que existe un mecanismo de retribución por energía efectivamente intercambiada (o utilización), este es el precio que las unidades perciben por cada MWh entregado o consumido durante la acción de regulación.

El valor que adquiere cada parámetro caracteriza el tipo de servicio. Cada país organiza su propia estrategia de control del sistema eléctrico y desarrolla una serie de servicios de regulación particulares, que responden a dicha estrategia. Sin embargo, en el caso europeo, existe una nomenclatura estandarizada desarrollada por la ENTSO-E. En ella se clasifican los servicios de regulación atendiendo a dos parámetros: el tiempo de respuesta máximo y el tipo de activación. En la

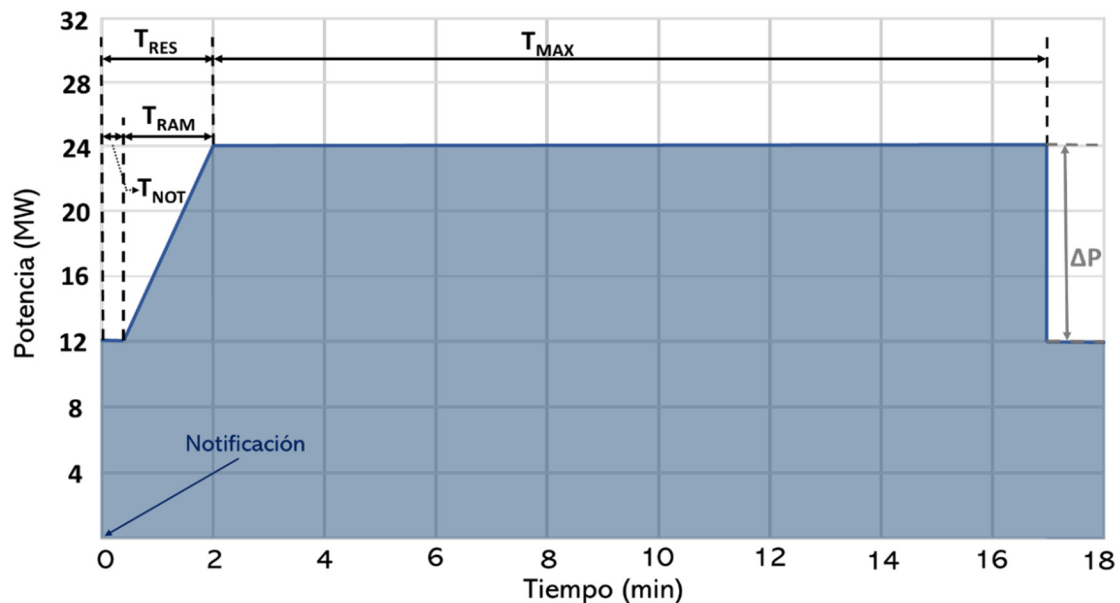


Tabla 1 se presentan los servicios de regulación siguiendo la nomenclatura de la ENTSO-E [6]:

**Tabla 1: Nomenclatura ENTSO-E y servicios equivalentes en España**

Nombre del servicio según la nomenclatura de la ENTSO-E	Tiempo de Respuesta Máximo	Tipo de activación	Servicio equivalente en España
Reserva de Contención de la Frecuencia (FCR)	$T_{RES} \leq 30s$	Automática	Regulación Primaria
Reserva automática de Restauración de la Frecuencia (aFRR)	$30s \leq T_{RES} \leq 15min$	Automática	Regulación Secundaria
Reserva manual de Restauración de la Frecuencia (mFRR)	$T_{RES} \leq 15min$	Semi-automática o manual	Regulación Terciaria
Reserva de Sustitución (RR)	$T_{RES} \geq 15min$	Semi-automática o manual	Gestión de Desvíos

A continuación, en la Figura 1 se representan los parámetros temporales que caracterizan los requisitos exigidos para la participación en un servicio de regulación.


**Figura 1: Representación de los requisitos temporales de un servicio de regulación**

En este caso, por el valor de sus parámetros, la acción representada cumpliría todos los requisitos para la participación en la Regulación Secundaria española. Sin embargo, esta figura desprovista de los valores numéricos sirve para representar de forma genérica cualquier servicio de regulación. Debe tenerse en cuenta, sin embargo, que tanto la Regulación Terciaria como la Gestión de Desvíos no tienen requisitos concretos para la rampa de potencia, por lo que una representación particularizada de los requisitos en estos servicios carecería

de esta rampa, resultando en una forma rectangular. Se puede encontrar más información sobre la temática en el informe de la tarea 2.2.

## 2.2. Parámetros de los productos de RD

A continuación, se enumeran y definen todos los parámetros que caracterizan un producto de RD que un PVRD es capaz de proporcionar. Cuando estos parámetros son compatibles con los requerimientos de un OS se dan las condiciones necesarias para que las dos partes puedan llegar a un acuerdo y poner en funcionamiento el mecanismo de RD, del que ambas obtendrán un beneficio. En la Figura 2 se representan todos los parámetros con un símbolo adjudicado entre paréntesis.

- **Potencia flexible ( $\Delta P_{R1}$ ).** Esta es la cantidad de potencia que puede ser aumentada o disminuida durante la acción llevada a cabo por el PVRD.
- **Duración máxima de la acción ( $T_{MAX,RD}$ ).** Este parámetro representa el tiempo máximo que un PVRD es capaz de mantener la acción de RD.
- **Tiempo de reacción ( $T_{RCC}$ ).** Se trata del tiempo mínimo que el PVRD necesita para completar la activación de la acción de RD. En otras palabras, es el tiempo mínimo que el PVRD necesita desde la petición de un servicio hasta la entrega o consumo de la potencia detallada en dicha petición.
- **Potencia extra previa a la acción de flexibilidad ( $\Delta P_{R2}$ ).** Este parámetro se corresponde con la potencia máxima que el consumidor puede demandar justo antes de desarrollar la acción de RD para preparar su instalación para la realización de esta actividad.
- **Potencia extra tras la acción de flexibilidad ( $\Delta P_{R3}$ ).** De forma análoga al anterior parámetro, este representa la potencia máxima que el consumidor demandaría después de la acción de RD.
- **Duración de la preparación ( $T_{PRE}$ ).** Es el tiempo que el consumidor utiliza para prepararse para la acción, durante el cual demanda  $\Delta P_{R2}$ .
- **Duración de la recuperación ( $T_{REC}$ ).** Es el tiempo que el consumidor utiliza para recuperarse de la acción, durante el cual demanda  $\Delta P_{R3}$ .
- **Tiempo de rampa de potencia ( $T_{RAM,RD}$ ).** Es el tiempo que el consumidor necesita para adaptar su consumo desde la *baseline* hasta el punto de

consumo objetivo de la acción de RD. En otras palabras, es el tiempo de adaptación del consumo, desde el inicio de su modificación.

- **Tiempos de operación.** Se trata de los periodos en los que el PVRD ofrece sus servicios de RD, incluyendo tanto los días concretos como los horarios de disponibilidad dentro de cada día.
- **Tiempo mínimo entre interrupciones.** Este parámetro se define como el periodo de tiempo que debe pasar, como poco, entre dos acciones realizadas por el mismo PVRD. Este tiempo es siempre igual o mayor a:  $T_{PRE} + T_{REC}$ .
- **Metodología para el cálculo del consumo de referencia o *baseline*.** El consumo de referencia o *baseline* es una estimación de la curva de carga que el PVRD habría tenido si no hubiese realizado ninguna acción de RD y suele utilizarse para calcular la cuantía por la liquidación del servicio (especialmente cuando la retribución depende de un término de energía o utilización). Por lo tanto, la metodología para su cálculo debe ser exhaustiva y debe quedar reflejada en el contrato acordado por las dos partes [7].
- **Forma de activación del servicio.** La acción de RD puede ser activada generalmente de forma manual o automática.

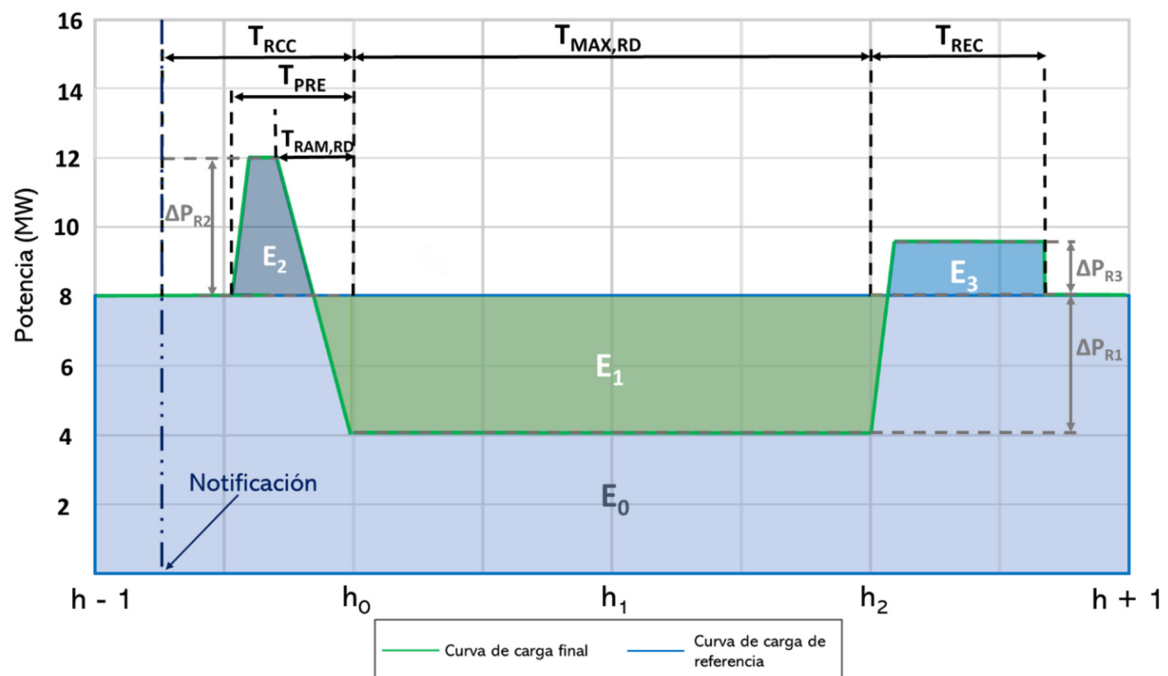


Figura 2: Parámetros que definen la flexibilidad de un PVRD. Adaptado y ampliado de Alcázar *et al.* [7].



Esta figura constituye una generalización de cualquier producto de RD. En la práctica, no todos los PVRD necesitan absorber energía antes y/o después de la acción, por lo que algunos de estos parámetros no tienen que ser considerados.

## 3. CARACTERIZACIÓN DE LOS PRODUCTOS

En este capítulo se fijan los criterios metodológicos para comprobar si un producto de RD cumple los requisitos de los servicios complementarios analizados y, por tanto, podría ser utilizado para proveer de regulación al sistema eléctrico español. El capítulo se divide en 3 secciones, en las cuales se especifican los requisitos que debe cumplir un producto para poder participar en cada uno de los servicios de regulación estudiados (Regulación Secundaria, Regulación Terciaria y Gestión de Desvíos).

En cada una de las secciones se presenta una lista de los parámetros que caracterizan un producto de RD, junto con los valores a cumplir para la participación en el servicio de regulación correspondiente y las condiciones que podría adoptar un producto de RD en este servicio. Los parámetros indicados siguen la nomenclatura desarrollada en la sección 2.2, en la que quedan definidos. Para la comparación de parámetros de RD con requisitos de REE se han utilizado las equivalencias expresadas en la Tabla 2, desarrollada en profundidad en el informe de la tarea 2.2.

Tabla 2: Equivalencias y relaciones entre parámetros de los servicios de regulación y parámetros de productos de RD

Parámetro de REE	Parámetro de un PVRD equivalente o relacionado	Relaciones que se deben cumplir
$T_{RES}$	$T_{RCC}$	$T_{PRE} \leq T_{RCC} \leq T_{RES}$
	$T_{PRE}$	
$T_{RAM}$	$T_{RAM,RD}$	$T_{RAM,RD} \leq T_{RAM}$
$T_{MAX}$	$T_{MAX,RD}$	$T_{MAX,RD} \geq T_{MAX}$
$\Delta P_{min}$	$\Delta P_{R1}$	$\Delta P = \Delta P_{R1} \geq \Delta P_{min}$
$\Delta P$		
Sin definir	$\Delta P_{R2}$	
	$\Delta P_{R3}$	
	$T_{REC}$	

### 3.1. Compatibilidad de productos con la Regulación Secundaria

En la Tabla 3 se recogen los principales parámetros que definen un producto de RD y los requisitos que debe cumplir para su aptitud en los servicios de Regulación Secundaria gestionados por REE.

En primer lugar, aunque no es un parámetro exclusivo, el tipo de servicio para el que se haya desarrollado el producto es muy relevante. Dado el esfuerzo de organizaciones como la ENTSO-E en homogeneizar los servicios

complementarios europeos [6], muchos países tienen un diseño similar de sus mecanismos de regulación. A modo de ejemplo, un producto de RD diseñado para participar en la Regulación Secundaria francesa tiene más probabilidades de ser compatible con la Regulación Secundaria española que otro diseñado para la Regulación Terciaria o Primaria, por la similitud entre las características de ambos servicios. Por supuesto, que un producto esté diseñado para un servicio semejante no es condición suficiente (ni necesaria) para que sea replicable, pero sí puede funcionar como indicador de su aptitud.

Por otro lado, las acciones de Regulación Secundaria en España son activadas de forma automática y remota por REE. Por lo tanto, es condición indispensable que el producto pueda ser activado de esta forma. En cualquier caso, un producto de otro país que no respete esta condición podría ser adaptado a este requisito.

Respecto al tiempo de reacción máximo, el producto debe estar completamente activado a los dos minutos tras la llegada de la notificación de activación por parte de REE. Además, la respuesta debe empezar a los 20 segundos y producir una rampa creciente que alcance la activación total 100 segundos después. Consecuentemente, el producto deberá responder por lo menos con esta celeridad.

La duración máxima de la acción puede llegar a los 15 minutos. Por lo tanto, el producto debe poder mantener la activación como mínimo durante esos 15 minutos.

El tamaño mínimo de la potencia flexible que debe probar un BSP para participar en Regulación Secundaria es 10 MW. Eso implica en principio que cualquier PVRD debe probar que su potencia flexible es, como mínimo, igual a 10 MW. Sin embargo, este es un parámetro que se ha ido reduciendo en muchos países europeos [4], y que es susceptible de ser cambiado en España también, en los próximos meses. Por lo tanto, el valor mínimo para esta potencia flexible podría disminuir y pasar, por ejemplo, a 1 MW (valor más habitual en los servicios europeos y estadounidenses). De hecho, como se puede observar accediendo a la información de los mercados gestionados por REE, en muchos casos el tamaño mínimo de las ofertas es de 1 MW [8].

Por otro lado, hay cinco parámetros que definen cualquier producto de RD y que no están contemplados en los Procedimientos de Operación todavía. Se trata de las potencias extra necesarias antes y después de la acción de regulación y de los correspondientes tiempos de variación de estas potencias, así como del tiempo mínimo que debe transcurrir entre dos acciones. El parámetro no está contemplado en la legislación vigente porque actualmente la Regulación Secundaria está pensada únicamente para centrales generadoras grandes, que en general no necesitan absorber más energía antes ni después de la acción. Por lo tanto, no había sido necesario hasta ahora definir estos conceptos en los Procedimientos de Operación. En cualquier caso, muchos de los productos de RD no necesitan esta variación extra de potencia, por lo que

podrían utilizarse en Regulación Secundaria si cumplieran el resto de los requisitos.

En cuanto a los tiempos de operación, en la Regulación Secundaria no hay ningún tipo de discriminación para la exigencia de disponibilidad a los participantes. En su lugar, dado que el mercado se convoca de forma diaria para cubrir todas las horas del día siguiente, únicamente será requerida la disponibilidad de un BSP en las horas en las que haya resultado adjudicatario de una cierta banda de regulación. Por lo tanto, un producto de RD tiene total flexibilidad para ofrecer su disponibilidad, siempre que presente ofertas solo para aquellas horas en las que pueda proveer el servicio.

**Tabla 3: Requisitos para la participación en los servicios de Regulación Secundaria**

Parámetro de un producto de Respuesta de la Demanda	Requisito de Regulación Secundaria	Valores que puede adoptar el parámetro del producto
Nomenclatura ENTSO-E	aFRR <sup>2</sup>	Diseñado para aFRR o equivalente
Tipo de activación	Automática, activación remota	Automática, activación remota
Tiempo de rampa de potencia, $T_{RAM,RD}$	100 s	Menor o igual a 100 s, $T_{RAM,RD} \leq 100$ s
Tiempo de reacción máximo, $T_{RCC,MAX}$	120 s (20 s de notificación + 100 s de rampa de potencia)	Menor o igual a 120 s $T_{RCC} \leq 120$ s
Duración máxima de la acción, $T_{MAX,RD}$	15 min	Mayor o igual a 15 min $T_{MAX,RD} \geq 15$ min
Potencia flexible mínima, $\Delta P_{R1,min}$	10 MW <sup>3</sup>	Mayor o igual a 10 MW $\Delta P_{R1} \geq 10$ MW
Potencia extra absorbida previa a la acción, $\Delta P_{R2}$	No definida en la regulación	Por definir
Tiempo de preparación, $T_{PRE}$	No definido en la regulación	Por definir
Potencia extra absorbida tras la acción, $\Delta P_{R3}$	No definida en la regulación	Por definir
Tiempo de recuperación, $T_{REC}$	No definido en la regulación	Por definir
Tiempos de operación	Según resultado oferta	Flexible/Oferta vinculante
Tiempo entre dos acciones	No definido en la regulación	Por definir

<sup>2</sup> aFRR son las siglas en inglés para “Reserva automática de restauración de la frecuencia”. Más información en el informe de la tarea 2.2.

<sup>3</sup> Parámetro susceptible de ser modificado con los nuevos procedimientos de operación que están siendo redactados por REE

### 3.2. Compatibilidad de productos con la Regulación Terciaria

Siguiendo la línea argumentativa desarrollada en la sección previa (3.1), cualquier producto de RD diseñado para la participación en un servicio equivalente a la Regulación Terciaria española (mFRR según la nomenclatura de la ENTSO-E) tiene potencial para ser replicado en España.

El tipo de activación es manual, por lo que el producto internacional que se quiera replicar debería activarse de esta forma también.

En el caso de la Regulación Terciaria, no hay definido un tiempo de rampa de potencia a cumplir. Por lo tanto, desde el punto de vista de la velocidad de respuesta, un producto que participe en este servicio solo está sujeto al requisito del tiempo de reacción máximo, que es igual a 15 minutos.

La duración máxima de la acción es de 2 horas, por lo que cualquier producto en este servicio debe poder mantener la respuesta como mínimo durante este tiempo.

Al igual que en el caso de la Regulación Secundaria, la potencia flexible mínima que debe probar un BSP en este servicio es de 10 MW, aunque este parámetro es susceptible de cambiar en el futuro próximo. De hecho, consultando en la web de REE se pueden encontrar datos de ofertas aceptadas cuyo tamaño era inferior a 1 MW [8].

Por otro lado, todos los parámetros no considerados por la legislación de Regulación Secundaria, relacionados con la preparación y recuperación de la acción, tampoco están considerados en el Procedimiento de Operación de Regulación Terciaria. Esto tiene las mismas implicaciones que en el caso de la Regulación Secundaria (ver 3.1).

Finalmente, no existe una diferenciación de horarios para la exigencia de disponibilidad de Regulación Terciaria. En su lugar, la legislación vigente exige que todas las unidades con capacidad para proveer este tipo de regulación realicen ofertas por toda su reserva terciaria para todas las horas del día siguiente. Dado que el resultado del mercado es vinculante, y las ofertas adjudicadas obligan a permanecer disponible dentro de las horas correspondientes, puede decirse que este mercado es inflexible en este sentido. Sin embargo, cabe recordar que la adjudicación en este mercado se hace por casación de las ofertas con las necesidades de regulación del sistema, por lo que, si las reservas ofertadas de forma obligatoria presentan unos precios muy elevados, es muy probable que no resulten adjudicadas, lo cual libraría al BSP de permanecer disponible durante el día siguiente. Sin embargo, sería interesante adaptar esta obligatoriedad a ciertas horas del día, o suprimirla, para los recursos de RD. Además, como se indica en el informe de la tarea 2.2., cabe recordar que las ofertas ya adjudicadas pueden modificarse hasta 25 minutos antes de la hora de suministro.

A continuación, en la Tabla 4, se recogen de forma resumida todos estos comentarios.

**Tabla 4: Requisitos para la participación en los servicios de Regulación Terciaria**

Parámetro de un producto de Respuesta de la Demanda	Requisito de Regulación Terciaria	Valores que puede adoptar el parámetro del producto
Nomenclatura ENTSO-E	mFRR	Diseñado para mFRR <sup>4</sup> o equivalente
Tipo de activación	Manual	Manual
Tiempo de rampa de potencia, $T_{RAM,RD}$	No definido en la regulación	Cualquiera, mientras se respete $T_{RCC,MAX}$
Tiempo de reacción máximo, $T_{RCC,MAX}$	15 min	Menor o igual a 15 min $T_{RCC} \leq 15 \text{ min}$
Duración máxima de la acción, $T_{MAX,RD}$	2 horas	Mayor o igual a 2 horas $T_{MAX,RD} \geq 2 \text{ horas}$
Potencia flexible mínima, $\Delta P_{R1,min}$	10 MW <sup>5</sup>	Mayor o igual a 10 MW $\Delta P_{R1} \geq 10 \text{ MW}$
Potencia extra absorbida previa a la acción, $\Delta P_{R2}$	No definida en la regulación	Por definir
Tiempo de preparación, $T_{PRE}$	No definido en la regulación	Por definir
Potencia extra absorbida tras la acción, $\Delta P_{R3}$	No definida en la regulación	Por definir
Tiempo de recuperación, $T_{REC}$	No definido en la regulación	Por definir
Tiempos de operación	Según resultado oferta	Vinculados a resultado subasta (oferta obligatoria)
Tiempo entre dos acciones	No definido en la regulación	Por definir

### 3.3. Compatibilidad de productos con la Gestión de Desvíos

En línea con las secciones 3.1 y 3.2, cualquier producto internacional diseñado para la participación en un servicio equivalente a la Gestión de Desvíos (aquellos clasificados como RR según la ENTSO-E) tendría potencial para ser replicado en España.

Dado que la activación del servicio es manual, el producto a replicar debería ser activado manualmente también.

Al igual que en el caso de la Regulación Terciaria, no existe ningún requerimiento particular para la rampa de potencia en el servicio de Gestión

<sup>4</sup> Son las siglas en inglés para “Reserva manual de restauración de la frecuencia”. Más información en el informe de la tarea 2.2.

<sup>5</sup> Parámetro susceptible de ser modificado con los nuevos procedimientos de operación que están siendo redactados por REE.

de Desvíos, por lo que el único criterio a cumplir respecto a la velocidad de respuesta es el tiempo de reacción máximo, que es de 30 minutos.

La duración estándar de esta acción es como máximo de 1 hora, puesto que el servicio se activa cuando se prevé un desvío grande (más de 300 MW) entre generación y demanda para una hora determinada.

La capacidad de oferta mínima para participar en este servicio es de 10 MW, aunque nuevamente este parámetro podría modificarse en los próximos meses. Además, al consultar en la página web de REE se pueden hallar ofertas aceptadas de menos de 10 MW [8].

Como en el caso de la Regulación Secundaria y Terciaria, los parámetros de preparación y recuperación de la acción (potencias y tiempos) tampoco están definidos en la legislación que aborda la Gestión de Desvíos. Esto tiene las mismas implicaciones prácticas que en los otros dos casos presentados.

Finalmente, para el servicio de Gestión de Desvíos no existe una discriminación en cuanto a los horarios de disponibilidad. En este aspecto, el funcionamiento es similar al servicio de Regulación Secundaria. Dado que es un servicio potestativo que se gestiona mediante mecanismos de mercado, las BSP pueden elegir si presentar ofertas o no. En este caso el mercado se convoca solo en las horas en las que REE lo considera oportuno, y cada unidad puede escoger si presentar ofertas o no, ofertando un precio que compensaría el esfuerzo producido en la acción. Además, las ofertas se pueden modificar hasta 55 minutos antes de la hora de suministro, lo cual supone una mayor flexibilidad para los BSP.

**Tabla 5: Programas RD para gestión de desvíos y valores adoptables**

Parámetro de un producto de Respuesta de la Demanda	Requisito de Gestión de Desvíos	Valores que puede adoptar el parámetro del producto
Nomenclatura ENTSO-E	RR	Diseñado para RR <sup>6</sup> o equivalente
Tipo de activación	Manual	Manual
Tiempo de rampa de potencia, $T_{RAM,RD}$	No definido en la regulación	Cualquiera, mientras se respete $T_{RCC,MAX}$
Tiempo de reacción máximo, $T_{RCC,MAX}$	30 min	Menor o igual a 30 min $T_{RCC} \leq 30 \text{ min}$
Duración máxima de la acción, $T_{MAX,RD}$	1 horas	Mayor o igual a 1 horas $T_{MAX,RD} \geq 1 \text{ horas}$
Potencia flexible mínima, $\Delta P_{R1,min}$	10 MW <sup>7</sup>	Mayor o igual a 10 MW $\Delta P_{R1} \geq 10 \text{ MW}$

<sup>6</sup> RR son las siglas en inglés para “Reserva de sustitución”. Más información en el informe de la tarea 2.2.

<sup>7</sup> Parámetro susceptible de ser modificado con los nuevos procedimientos de operación que están siendo redactados por REE

<b>Parámetro de un producto de Respuesta de la Demanda</b>	<b>Requisito de Gestión de Desvíos</b>	<b>Valores que puede adoptar el parámetro del producto</b>
Potencia extra absorbida previa a la acción, $\Delta P_{R2}$	No definida en la regulación	Por definir
Tiempo de preparación, $T_{PRE}$	No definido en la regulación	Por definir
Potencia extra absorbida tras la acción, $\Delta P_{R3}$	No definida en la regulación	Por definir
Tiempo de recuperación, $T_{REC}$	No definido en la regulación	Por definir
Tiempos de operación	Según resultado oferta	Flexible/Oferta vinculante
Tiempo entre dos acciones	No definido en la regulación	Por definir

## 4. CATÁLOGO DE PRODUCTOS DE RESPUESTA DE LA DEMANDA EUROPEOS

En esta sección se presenta la lista de todos los productos que han sido estudiados en la tarea 1.1. y que se consideran potencialmente replicables al caso del sistema eléctrico español. Se han descartado de la lista todos los productos diseñados para servicios similares a la Regulación Primaria, puesto que no es un servicio dentro del alcance de este proyecto.

### 4.1. Francia

El OS francés se llama RTE (*Réseau de Transport d'Électricité*). Francia fue uno de los primeros países europeos en abrir sus mercados a la RD. En 2003, los consumidores industriales ya eran capaces de ofrecer su flexibilidad en el Mecanismo de Ajuste. En 2011 se abrió la Regulación Terciaria y en 2018 ya suponía más del 50% de la Reserva Rápida. Desde 2014, los consumidores industriales con una capacidad mayor de 1 MW han podido participar en la Regulación Primaria [9].

La capacidad de RD adquirida en 2018, proveniente tanto del Mecanismo de Ajuste como del Mecanismo NEBEF<sup>8</sup>, llegó a los 48,9 GWh. En particular, el volumen de energía intercambiado en el Mecanismo de Ajuste alcanzó los 22 GWh. Durante dicho año, la mayor reserva de potencia de RD de RTE activada simultáneamente en el mercado de ajuste fue ligeramente superior a 1000 MW [9].

Hay dos categorías claramente distinguibles de RD en Francia. Por un lado, a través de la RD industrial, las compañías reducen su consumo desconectando cargas asociadas a sus procesos de producción, o utilizando sus propias fuentes de energía en lugar de consumir energía de la red. Por otro lado, a través de la RD distribuida, los agregadores suman a un gran número de consumidores pequeños (bien residenciales, pequeñas industrias o sectores comercial y servicios) que, en conjunto, representan un recurso notable.

Hay un mecanismo en Francia conocido como “*Demand Response Call for tenders*”, diseñado para promover el desarrollo de la RD. Este mecanismo está cerrado para los medios de autoconsumo convencionales y para los consumidores que ya participan en el servicio de interrumpibilidad. La capacidad total de recursos de respuesta de la demanda reservado por este mecanismo en 2020 es de 2.900 MW. Al contratar usando este mecanismo, los

---

<sup>8</sup> NEBEF son las siglas para *Notification d'Echanges de Blocs d'Effacement* (en español: *Notificación de Intercambio de Bloques de Retirada*)

PVRD pueden proveer capacidad para las Reservas Rápidas y Complementarias, los Servicios de Ajuste y/o el mecanismo NEBEF.

#### 4.1.1. Regulación Secundaria

Este servicio está abierto tanto a generadores como a consumidores, los cuales son clasificados como “familias”, de acuerdo con la velocidad con que son capaces de responder. La respuesta dinámica del BSP debe ser equivalente a una constante de tiempo de 60 segundos o más rápida (familia 1). En el caso de las unidades de la familia 2, el tiempo de respuesta puede ser de hasta 100 segundos, y para la familia 3 puede ser incluso mayor. El servicio es activado automáticamente por RTE [10].

El servicio es obligatorio para los generadores, quienes reciben obligaciones de reserva simétricas cada año. Después, tras calcular las necesidades de reserva secundaria para el día siguiente, RTE distribuye las reservas adjudicadas a cada unidad proporcionalmente a las obligaciones que les corresponden. La retribución se hace por dos conceptos [4]:

- Pago por capacidad. Para los generadores este servicio es obligatorio y reciben un pago de unos 160.000 €/MW/año, mientras que para los consumidores hay un mercado secundario.
- Pago por energía. Sigue los precios del mercado spot.

#### 4.1.2. Regulación Terciaria y Reservas Complementarias

La Regulación Terciaria en Francia se conoce como Reservas Rápidas. Tanto estas como las Reservas Complementarias se pueden adquirir a través del mecanismo de *Call for Tenders*. La capacidad total que RTE debe asegurar a través de estos servicios sigue el criterio de “pérdida de la unidad de generación más grande conectada a la red”, que asciende a 1500 MW [11].

En cuanto a la Regulación Terciaria, RTE establece una capacidad anual de 1000 MW que puede ser activada durante 2 horas hasta dos veces al día. Este servicio debe ser activado a los 13 minutos desde que se produce la notificación.

Respecto a las Reservas Complementarias, la capacidad anual es de 500 MW, que pueden ser activados durante 90 minutos, hasta dos veces al día. El servicio debe estar completamente activado pasados 30 minutos desde la notificación.

Ambos servicios se remuneran con un pago por capacidad y un pago por utilización. El precio medio del término de capacidad en 2017 fue [SEDC]:

- 24.000 €/(MW\*año) para la Regulación Terciaria
- 16.000 €/(MW\*año) para las Reservas Complementarias

Por otro lado, el precio medio del término de utilización en 2019 fue [12]:

- Para la Regulación Terciaria:
  - Energía a subir: 46,64 €/MWh
  - Energía a bajar: 36,57 €/MWh
- Para las Reservas Complementarias:
  - A subir: 45,16 €/MWh
  - A bajar: 33,07 €/MWh

## 4.2. Reino Unido

*National Grid* es el OS británico. La red eléctrica del Reino Unido se caracteriza por tener una estructura menos mallada que otros países europeos, además de padecer una falta de capacidad de generación, tras el cierre de muchas centrales térmicas que están siendo sustituidas por energías renovables como la eólica. Estas circunstancias generan una necesidad urgente de recursos de regulación como la RD. Más de 23 GW de potencia térmica ha sido desmantelada en los últimos años, y se espera el cierre de otros 24 GW de potencia térmica y nuclear antes de 2025 [13]. Al mismo tiempo, el peso de las renovables en el sistema eléctrico británico pasó del 10% (2009) a casi el 30% (2019) [14].

El Reino Unido fue el primer país en abrir algunos de sus mercados de electricidad a la RD. Por ejemplo, casi todos los servicios de ajuste están abiertos a la RD y a la agregación de la demanda. Sin embargo, algunos de estos servicios no han conseguido la participación de recursos de la demanda que se esperaba. Una de las razones puede ser un diseño de mercado con diversos puntos débiles, probablemente debido a la falta de experiencia en materia de gestión de la demanda en Europa. Para solucionar esto, *National Grid* ha intentado remodelar y ajustar el diseño de diversos servicios [4].

En 2016, *National Grid* consultó a diversos BSP para descubrir cómo incrementar la participación de la RD en los mercados de operación. Estos declararon que la complejidad y exceso de ajustes en estos mercados estaba actuando como barrera de entrada, por lo que el OS empezó a trabajar para simplificar los productos.

### 4.2.1. Demand Turn Up

Este servicio está abierto a cualquier tecnología capaz de reducir generación o aumentar el consumo en momentos de baja demanda y alta generación renovable. Esto incluye RD, Cogeneración, Almacenamiento, generación flexible, etc. Si un PVRD participa en la *Demand Turn Up*, no puede proveer ningún otro servicio complementario británico.

El tamaño mínimo de este servicio es 1 MW, pero se pueden agregar ofertas desde 0,1 MW. El servicio tiene horarios especiales durante los cuáles puede ser activado [15]:

- Por la noche

- 23:30 - 08:30 para mayo, septiembre y octubre
- 23:30 - 09:30 para junio, julio y agosto
- Tardes de fines de semana y vacaciones
  - 13:00 - 16:00 de mayo a octubre

La notificación se envía por e-mail y SMS, y contiene la potencia a disminuir y durante cuánto tiempo debe ser mantenida la acción.

Los requerimientos de duración y velocidad de respuesta se basan en la flexibilidad de cada unidad [16]. En 2018 la duración media de este servicio fue 4 horas y 36 minutos, aunque cada instrucción depende de diversos factores, como las condiciones climatológicas y la capacidad de los BSPs, ya que estas informan sobre cuánto tiempo pueden mantener la acción. Por otro lado, el tiempo medio transcurrido entre la notificación del servicio y su activación fue de 6 horas y 6 minutos.

En 2018, la reserva alcanzada con este servicio fue de 115 MW, con un uso total de 1.465 MWh, distribuidos en 41 activaciones, con un precio medio<sup>9</sup> de 73,03 €/MWh.

#### 4.2.2. STOR

STOR son las siglas para “Reserva Operativa a Corto Plazo” (*Short-Term Operating Reserve* en inglés). Aunque es un mecanismo de ajuste, puede ser provisto por agentes que no participen en este. Fue el programa de RD más importante en el Reino Unido, pero los precios han caído, disuadiendo a los PVRD de participar. Estos deberían participar diariamente durante los fines de semana y ofrecer reservas durante 11-13 horas al día para resultar competitivos [4].

El servicio STOR requiere la habilidad de proveer al menos 3 MW durante 2 horas, y no está permitido proveer otro servicio mientras se provee la STOR. Los BSP pueden tardar hasta 240 minutos en responder, aunque para *National Grid* son más interesantes los productos que se puedan activar en 20 minutos.

Hay 3 formas del servicio STOR: Servicio Comprometido, Servicio Flexible Premium y Servicio Flexible. Las diferencias entre una forma y otra están relacionadas con la flexibilidad y compromiso en los diferentes horarios de disponibilidad [17]. El servicio se remunera con un pago por capacidad y otro pago por utilización. El precio de estos pagos se determina en rondas de subastas, donde los BSP ofrecen su flexibilidad para las próximas estaciones, hasta completar 2 años financieros. Está previsto que se convoquen 3 rondas de subastas cada año [17].

El pago medio por disponibilidad en 2017 fue de 2,05 €/MW/h, y el pago medio por utilización rondaba los 102,5 €/MWh [4]. Por otro lado, si al menos el 90%

---

<sup>9</sup> Tasa de cambio utilizada: 1€ = 0.8945£

de la capacidad comprometida no es provista, puede haber penalizaciones que afecten al pago por disponibilidad o incluso la rescisión del contrato.

### 4.2.3. Reserva Rápida

Este es un servicio abierto tanto para aquellos que participan en el mecanismo de ajuste como aquellos que no, incluyendo productores, agregadores de RD y proveedores de almacenamiento conectados a las líneas de transporte o distribución.

Las unidades que quieran participar en este servicio deben ofrecer su flexibilidad en forma de ofertas en una subasta mensual y, si resultan adjudicatarias, serán notificadas el doceavo mes laborable de cada mes. El servicio requiere disponibilidad durante las 24 horas del día y los 7 días de la semana, aunque lo más habitual es que la activación se dé entre las 06:00 y las 23:00.

Las ofertas aceptadas son despachadas electrónicamente, y todas las unidades deben estar preparadas para actuar al principio de cada periodo de programación.

La utilización de este servicio depende de las condiciones de la red, la curva de carga global y el estado de las centrales eléctricas.

En cuanto a los requerimientos técnicos, la acción debe estar completamente activada a los 2 minutos de haber sido notificada, el tamaño mínimo de la oferta es de 25 MW y la acción puede durar hasta 15 minutos. Sin embargo, la duración más habitual es de 5 minutos, y suele activarse unas 10 veces al día [18].

Hay 3 conceptos por los que se remunera este servicio. Además de los habituales pagos de disponibilidad y utilización, hay un pago de nominación, recibido por las unidades que son activadas. Este último pago no depende de la energía entregada ni de la potencia reservada [19].

En 2018 hubo 8 proveedores de Respuesta Rápida en el Reino unido, con reservas adjudicadas de entre 60 y 100 MW (640 MW en total). Los precios máximos y mínimos en este año fueron, respectivamente [18]:

- Para el pago de disponibilidad: 195,64 €/MW/h y 413,63 €/MW/h
- Para el pago de nominación: 0 €/h y 413.63 €/h
- Para el pago de utilización: 100 €/MWh y 120 €/MWh

Como apunte adicional, el tiempo de recuperación medio durante este año estuvo comprendido entre 2 y 10 minutos.

### 4.3. Bélgica

Elia es el OS belga. Tanto el mercado de Regulación Primaria como el de Terciaria están abiertos a la RD, así como el programa de Interrumpibilidad. En 2014 la Reserva Estratégica se abrió a la RD para apoyar la seguridad de suministro en invierno. Para 2017, representaba alrededor del 10% de la Reserva Estratégica total [4].

Los agregadores pueden participar en todos los mercados abiertos a la RD. Por otro lado, los servicios complementarios permanecen cerrados a los consumidores residenciales, a pesar de que podrían proveer más de 4.700 MW de capacidad [20].

#### 4.3.1. Regulación Terciaria (Volúmenes Reservados)

La Regulación Terciaria en Bélgica a menudo se representa simplemente como “R3”. Hay dos tipos de servicio: volúmenes reservados y volúmenes no reservados.

Este servicio está abierto a RD, y se activa de forma manual cuando Elia lo requiere. La respuesta debe ser activada al completo tras pasar 15 minutos desde la petición de Elia. El tamaño mínimo de las ofertas en este servicio es de 1 MW, que pueden ser agregados desde productos más pequeños. Hay dos tipos de productos diferentes [21]:

- R3 Estándar. Puede ser activada hasta 8 horas al día, tantas veces como sea preciso. No hay un tiempo de recuperación definido entre dos acciones consecutivas.
- R3 Flex. Puede ser activado durante 2 horas y, tras la acción, Elia no podrá requerir una nueva acción hasta que transcurran 12 horas. El número máximo de activaciones por mes es 8.

Los PVRD pueden acceder a este servicio a través de subastas mensuales. Estas subastas están abiertas a todos los participantes del mercado conectados a una red de transporte o distribución. Como en el caso de la Regulación Primaria, el servicio de R3 - Volúmenes Reservados requieren una disponibilidad del 100% durante el periodo de suministro adjudicado, y el pago se hace mediante un pago por disponibilidad, cuyo valor medio en 2019 fue de 5.3 €/MW/h para R3 Flex y 6.03 €/MW/h para R3 estándar [22].

#### 4.3.2. Regulación Terciaria (Volúmenes No Reservados)

Este servicio tiene los mismos requerimientos técnicos que los Volúmenes Reservados (mismo tamaño mínimo y tiempo de respuesta). Sin embargo, las ofertas se presentan de forma continua, hasta los 15 minutos previos a la activación.

Elia activa los volúmenes que necesita de acuerdo con las ofertas presentadas. Esto significa que podría utilizar menos capacidad de la que los PVRD ofertaron, pero nunca más. Claramente, los PVRD deben poder proveer el servicio solo si Elia así lo solicita al cierre de la subasta. En este servicio solamente hay un pago por utilización [21].

Como apunte adicional, en este servicio el consumo de referencia se calcula utilizando el consumo que tenía la carga 15 minutos antes de que la respuesta fuera activada.

#### 4.3.3. *Servicio de Interrumpibilidad*

Este servicio es activado directamente por Elia, y el tiempo de notificación es de 15 minutos. El tamaño mínimo de la oferta en este servicio es de 5 MW. Deben transcurrir al menos 24 horas desde el final de una activación y el principio de la siguiente. En cuanto a la duración del servicio, existen 3 alternativas:

- A4. La acción debe poder ser mantenida durante 4 horas, y el tiempo máximo de activación es de 16 horas al año.
- A8. La acción debe poder ser mantenida durante 8 horas, y el tiempo máximo de activación es de 24 horas al año.
- A12. La acción debe poder ser mantenida durante 12 horas, y el tiempo máximo de activación es de 24 horas al año.

El servicio se retribuye con un pago por disponibilidad (alrededor de 1-2 €/MW/h y un pago por utilización, cuyo precio depende de la subasta donde se presentan las ofertas (alrededor de 75 €/MWh) [4].

#### 4.3.4. *Reserva Estratégica de Demanda*

Elia puede establecer una Reserva Estratégica para invierno si el Ministerio de Energía lo considera oportuno. Tras identificar las necesidades de capacidad, el precio de la potencia a reservar se determina a partir de procesos de subasta. El criterio para activar este servicio se basa en la escasez de intercambios de energía en el mercado diario, aunque también se puede usar para resolver restricciones técnicas en la red [23].

Este servicio se activa de forma manual. Los PVRD son notificados varias horas antes de la activación para que puedan preparar sus instalaciones. Sin embargo, durante este tiempo de preparación, Elia puede cancelar la petición sin aviso previo. La orden se hace firme una hora y media antes de la activación, que debe poder ser sostenida hasta 4 horas.

El servicio se remunera con un pago por disponibilidad y otro por utilización.

## 4.4. Finlandia

Fingrid es el OS finés. Todos los servicios complementarios están abiertos a la RD en Finlandia, aunque la participación cambia mucho de un servicio a otro. Por ejemplo, la participación de los recursos de la demanda fue nula en Regulación Secundaria, pero superior a 400 MW en la Regulación Primaria para Disturbios (Regulación Primaria) [24].

En [25] se presenta un breve análisis de barreras para el desarrollo de la RD en Finlandia. La conclusión principal a la que llega el informe es que las barreras más importantes para distribuidores y comercializadores en Finlandia son la falta de beneficio económico y de estándares en los interfaces de los sistemas de información. Otros problemas relevantes son la escasez de modelos de mercado y la baja motivación de los consumidores para implicarse en la gestión de cargas.

Se estima que alrededor de 1.800 MW de carga pueden ser actualmente controlados por *Smart meters* en Finlandia, lo cual es más del 10% de la demanda pico, que alcanzó los 14.200 MW en 2014 [25].

### 4.4.1. Reserva de Operación para el Control Normal de la Frecuencia

Este servicio se adquiere a través de mercados anuales y horarios, donde el tamaño mínimo de la oferta es de 0.1 MW. El tiempo de notificación es de 3 minutos, y puede activarse varias veces al día. Existen dos mercados para la adquisición de este servicio:

- Mercado anual. La subasta se celebra en otoño y determina las reservas que se adjudicarán a cada BSP y el precio por MW y hora que percibirán. En la operación diaria, cada proveedor envía los volúmenes disponibles que tiene para el día siguiente, y Fingrid adquiere todo el volumen ofertado al precio fijado en la subasta.
- Mercado horario. En este mercado, los BSP presentan ofertas con su flexibilidad para todas las horas del día siguiente, y Fingrid adquiere solo la cantidad que prevé que va a necesitar.

En 2018, únicamente 4 MW de Reserva de Operación para el Control Normal de la Frecuencia provenían de recursos de la demanda. Este servicio se paga con un pago por disponibilidad únicamente, cuyo precio<sup>10</sup> en el mercado anual en 2019 fue de alrededor de 13 €/MW/h y de algunas docenas de €/MW/h en el mercado horario [26].

---

<sup>10</sup> No se ha aplicado una tasa de cambio para los precios fineses, porque se encontraron directamente expresados en €

#### 4.4.2. Regulación Terciaria

La Regulación Terciaria en Finlandia se conoce como Potencia de Ajuste. Este servicio se adquiere a través de un mercado horario donde las ofertas (tamaño mínimo de 5 MW) pueden ser presentadas hasta 45 minutos antes del tiempo de activación. No hay límite para la activación de este servicio, dado que depende de los resultados de cada una de las subastas horarias.

La notificación de la activación se produce 15 minutos antes de que esta tenga lugar. La remuneración se hace con un pago por disponibilidad “*pay-as-bid*” y un pago por utilización cuyo precio se corresponde con el precio marginal del mercado de Regulación Terciaria [4]. La participación de RD en la Regulación Terciaria fina estuvo comprendida entre 100 y 300 MW durante 2018 (dependiendo de la hora considerada), con un precio para el pago por capacidad de alrededor de 3 €/MW/h [24].

#### 4.4.3. Reservas Estratégicas

Este servicio está diseñado para compensar la demanda considerablemente mayor en invierno. Esto se consigue mediante contratos a largo plazo basados en mecanismos de mercado, donde los productos deben ser de al menos 10 MW. Los pagos son acordados en el contrato.

La activación del servicio es manual y normalmente se activa una o dos veces al año, en invierno. La respuesta debe estar totalmente activada transcurridos 15 minutos desde la notificación en el caso de los recursos de la demanda (hasta 12 horas en el caso de las plantas de generación). El pico de reserva en 2018 fue de 22 MW.

### 4.5. Alemania

Hay 4 OS en Alemania, cuyos nombres son TenneT DE, Amprion, 50Hertz y Transnet BW. Dada su infraestructura industrial y su sector terciario, Alemania tiene grandes oportunidades para el desarrollo de la RD y la reducción de inversión en generación adicional. Con una gestión inteligente de los procesos industriales, Alemania tiene un amplio margen para aprovechar los beneficios de la RD. [27] identifica un potencial de 6,4 GW de RD, disponible durante al menos 1 hora, proveniente exclusivamente de empresas industriales. Por otro lado, en [28] se estima que la industria pueda proveer alrededor de 3,5 GW de flexibilidad fiable, mientras que el sector terciario podría proveer hasta 3,8 GW.

Finalmente, en [29] las estimaciones muestran que la RD industrial puede requerir unos costes de alrededor de una décima parte de la inversión más barata en flexibilidad desde la generación. En cuanto a los costes variables, son altamente dependientes del tipo de proceso industrial.

### 4.5.1. Regulación Secundaria

Este servicio se gestiona a través de Regelleistung.net, una plataforma para la adquisición de servicios de ajuste. Las ofertas de Regulación Secundaria alemana se presentan junto a las ofertas austríacas, con una consecuente reducción en el precio por competencia.

El tamaño mínimo de las ofertas en este servicio es de 5 MW y se requiere disponibilidad durante 12 horas (2 bloques por día). Sin embargo, estos aspectos están bajo revisión, y se espera una conversión de los parámetros del servicio para hacerlo más flexible, con 4 bloques de 6 horas y un tamaño mínimo de 1 MW. Se está discutiendo también el paso de subastas semanales a subastas horarias [30].

El producto debe estar completamente activado a los 5 minutos de la notificación, que es automática. El servicio se retribuye con un pago de disponibilidad basado en los resultados de la subasta semanal y un pago por utilización *pay-as-bid*.

### 4.5.2. Reserva Terciaria

La Reserva Terciaria en Alemania se conoce como Reserva de Minuto. El servicio se adquiere a través de una subasta diaria en la cual los BSPs presentan sus ofertas. El tamaño mínimo de la oferta en esta subasta es de 5 MW<sup>11</sup>, aunque es posible hacer ofertas de 1,2,3 o 4 MW si el BSP solamente presenta una oferta para cada periodo de 4 horas. Las ofertas de más de 25 MW pueden ser designadas como indivisibles, para que el OS no pueda activar solo una parte de ellas. Sin embargo, el OS puede saltar la oferta y pasar a la siguiente, cuando se exceden las necesidades de ajuste de la red.

La subasta se organiza solamente entre semana, y el programa consiste en 6 bloques de 4 horas. Cuando una oferta es aceptada, el BSP correspondiente se compromete a estar disponible durante las 4 horas correspondientes al bloque asignado, y debe responder a los 15 minutos de la notificación. Durante el día de activación, el OS activará las ofertas siguiendo el orden ascendente de los precios ofertados. El servicio se retribuye mediante un pago por disponibilidad basado en los resultados de la subasta diaria y un pago por utilización *pay-as-bid*.

## 4.6. Dinamarca

Energinet es el OS danés. La actividad de la RD en Dinamarca continúa limitada, a pesar de que todos los mercados de electricidad están abiertos a ella. Esto podría ser debido al buen funcionamiento del mercado de electricidad danés,

---

<sup>11</sup> Esto podría haber cambiado muy recientemente, pues se esperaba una reducción del tamaño mínimo a 1 MW.

que reduce la necesidad de flexibilidad. Además, dado que la mayoría de las características del mercado fueron diseñados para los generadores, solamente los consumidores más grandes pueden competir en los mecanismos de ajuste. Sin embargo, el crecimiento constante de las energías renovables en Dinamarca sugiere una necesidad creciente de flexibilidad. Esto podría favorecer el desarrollo de nuevas estrategias para incrementar la participación de los recursos de la demanda en los mercados de ajuste daneses [4].

Dinamarca está dividida en dos áreas, llamadas DK1 (parte oeste de Dinamarca) y DK2 (parte este). DK1 es parte del mercado continental conjunto de Regulación Primaria y DK2 forma parte del área síncrona nórdica [31].

#### 4.6.1. Regulación Terciaria

La Regulación Terciaria en Dinamarca está abierta a la RD, pero las ofertas presentadas no pueden ser una combinación de ofertas de consumo y generación. Las reglas técnicas de este servicio son comunes en las zonas DK1 y DK2. Energinet distingue entre ofertas de potencia a subir y a bajar, no siendo posible presentar una oferta con subida y bajada de potencia de forma simultánea. Estas ofertas se presentan en el mercado cada día antes de las 9:30 y los resultados se publican a las 10:00. Sin embargo, los resultados se pueden ajustar hasta los 45 minutos previos a la hora de entrega [31].

El tamaño mínimo de la oferta en este servicio es de 5 MW y el tamaño máximo es de 50 MW. La Regulación Terciaria danesa se compone básicamente de grandes calderas eléctricas, algunas de las cuales participan también en la Regulación Primaria. El tiempo de respuesta debe ser igual o inferior a 15 minutos, la activación es manual y depende del precio de la oferta correspondiente.

Las acciones de regulación se remuneran con un pago de utilización cuyo precio se corresponde con el precio marginal de la subasta correspondiente, determinado por la oferta más cara<sup>12</sup> en ser activada. El proceso de activación sigue el orden de precios ascendente<sup>13</sup>, por lo que las ofertas más baratas se activan en primer lugar. Existen algunos límites a los precios [32]:

- El precio mínimo para las reservas a potencia a subir es con el precio de la electricidad en el mercado spot a la hora correspondiente, mientras que el precio máximo se establece en 37.500 DKK/MWh (alrededor de 5.000 €/MWh)
- El precio máximo para las reservas de potencia a bajar es el precio de la electricidad en el mercado spot a la hora correspondiente.

---

<sup>12</sup> O la más barata, en el caso de las ofertas de reserva a bajar

<sup>13</sup> U orden descendente, en el caso de las ofertas de reserva a bajar

## 4.7. Países Bajos

TenneT NL es el OS neerlandés, quien ya en 2017 estimaba que el mercado eléctrico de los Países Bajos contaba con alrededor de 1,5 GW de RD, con un volumen total activado de 500 GWh. La mayoría de servicios complementarios están abiertos a la RD, y distribuidores y comercializadores empiezan a ver en la gestión de la demanda una línea de negocio rentable [4]

### 4.7.1. Regulación Secundaria

La Regulación Secundaria en los Países Bajos tiene un tamaño mínimo de 1 MW (y un tamaño máximo de 999 MW), existiendo además la restricción de no poder hacer más de 3 ofertas menores de 4 MW por BSP.

Las ofertas deben respetar los límites de precio de +/- 1.000 €/MWh (el signo depende de si la oferta es a subir o a bajar energía) y se asignan en periodos de 15 minutos.

El procedimiento que TenneT NL sigue en la asignación de ofertas depende del tipo de desviación de la frecuencia detectado [33]:

- Cuando el desvío es ordinario. En este caso se sigue el orden creciente de precios (o decreciente en el caso de energía a bajar). Normalmente las ofertas que han sido asignadas para el periodo de programación anterior no suelen ser activadas en los periodos siguientes, porque el BSP correspondiente podría no estar disponible o sus precios ofertados podrían ser muy altos.
- Cuando el desvío es extraordinario<sup>14</sup>. En este caso se procede a activar todas las subastas adjudicadas prorrateando según la potencia ofertada. De esta forma se consigue la mayor rampa de potencia global posible.

Transcurridos 30 segundos desde la notificación de activación se espera un cambio en la potencia entregada/consumida, y a partir de ahí TenneT DL envía señales de referencia para modificar la variación de potencia. Para seguir estas señales, se exige que los BSP sean capaces de variar la potencia, al menos, a razón del 7% del tamaño de la oferta por minuto (tanto subida como bajada de potencia).

El servicio es remunerado por dos términos [4]:

- Pago por capacidad: se paga según la oferta realizada en un mercado anual
- Pago por utilización: este pago depende del tipo de activación utilizado

---

<sup>14</sup> Se entiende por “extraordinario” aquel que sobrepasa unos límites establecidos por el OS.

- Cuando la activación se basa en el precio de las ofertas (activación ordinaria) el precio es 70 €/MWh superior al precio en el mercado diario
- Cuando la activación se ha hecho prorrateando (activación extraordinaria) el precio es 200 €/MWh, o un 110% del precio marginal de las ofertas, si este es superior

#### 4.7.2. Regulación Terciaria

Este servicio está dividido en las acciones a subir (aumento de producción o disminución de consumo) y a bajar (disminución de producción o aumento de consumo). Una instalación individual solamente puede participar en uno de los dos tipos de acciones, mientras que las agrupaciones de BSP pueden participar en ambas de forma simultánea.

Para poder participar, los BSP deben probar una potencia flexible de al menos 20 MW, y garantizar que podrán mantener las acciones de regulación durante al menos 60 minutos. Todos los consumidores con una potencia contratada superior a 60 MW están obligados a ofrecer su flexibilidad en este servicio, mientras que los demás pueden participar voluntariamente.

El tiempo máximo que puede darse entre dos interrupciones (suponiendo que se necesite activar reserva terciaria) es de 6 horas, y el tiempo máximo de activación y el mecanismo de retribución dependen del tipo de acción:

- Las acciones de subida de potencia deben responder transcurridos 15 minutos desde la notificación, y se remuneran con un precio igual al precio marginal obtenido en la subasta correspondiente más un 10%. En caso de que el precio en el mercado spot más 200 €/MWh sea superior, se utilizará este valor como precio.
- Las acciones de bajada de potencia deben responder transcurridos 10 minutos desde la notificación, y se remuneran con un precio igual al precio marginal de la subasta correspondiente menos 100 €/MWh. En caso de que el precio en el mercado spot menos 250 €/MWh sea superior, se utilizará este valor. Si el precio resultante es negativo, TenneT NL pagará al BSP correspondiente.

#### 4.8. Irlanda

Eirgrid es el OS irlandés. El número de total de PVRD registrados en el mercado en 2017 ascendió a 19, con un total de 362 MW de capacidad contratados [34].

#### 4.8.1. STAR (Respuesta Activa a Corto Plazo)

En este servicio, los consumidores proveen reservas de potencia para compensar la pérdida repentina de un generador de gran tamaño. La duración típica es de 5 minutos. Se trata por lo tanto de un servicio de interrumpibilidad, con un tiempo de notificación de 2 segundos, de activación automática, cuando la frecuencia desciende por debajo de cierto valor y se repite normalmente entre 10 y 20 veces al año. Con estas características, el servicio de regulación español al que más se asemeja este producto es probablemente la Regulación Primaria.

El servicio se retribuye únicamente por un pago por energía cuyo precio es de unos 8,20 €/MWh más un suplemento de entre 1,7-7 €/MWh por exceso de repeticiones.

Los PRD que ofrecen este servicio pueden participar adicionalmente en uno de los otros dos servicios de RD irlandeses, pero no tienen la posibilidad de participar en los tres simultáneamente.

#### 4.8.2. DSU (Unidad de la Demanda, Mercado de Capacidad)

DSU es el nombre que reciben las unidades (o agregadores de unidades) que ofrecen servicios en el mercado de capacidad desde el lado de la demanda. Las DSU deben ser capaces de ofertar al menos 4 MW, aunque no hay limitaciones de tamaño para cada una de las unidades que las forman. El tiempo de notificación es de una hora, y la activación es manual e ilimitada. Por las características que tiene, el servicio de regulación español con el que comparte más parámetros es la Gestión de Desvíos.

La única forma de retribución es por capacidad, con un pago de alrededor de 59.000 €/MW/año. El precio por MW se determina a partir de la división del coste total presupuestado para este servicio entre la capacidad requerida para cada año.

#### 4.8.3. Powersave

El objetivo de este servicio es la reducción del consumo de electricidad en días en los que la demanda total se acerca a la capacidad de suministro disponible. El servicio puede ser llamado cualquier día laborable del año en cualquier momento.

El tamaño mínimo de la oferta en este mercado es de 0,1 MW, el tiempo de notificación es de 30 minutos y la activación es manual e ilimitada. Este mecanismo se retribuye únicamente por el término de energía, con un precio de alrededor de 380 €/MWh en valle y 950 €/MWh en punta.

## 4.9. Suecia

Suecia es un país con un amplio recurso hídrico, por lo que la mayoría de sus reservas de regulación provienen de las plantas hidroeléctricas del norte del país, mientras que las centrales térmicas se activan normalmente en situaciones de congestión o en picos de demanda.

Los servicios de regulación primaria, secundaria y terciaria suecos están abiertos a la RD y permiten la agregación de ofertas.

### 4.9.1. Mercado de Potencia de Regulación

En este mercado se dan las mayores transacciones de servicios de ajuste del sistema eléctrico sueco. Sin embargo, sus exigencias dificultan nuevamente la participación de la RD, siendo la oferta mínima el principal obstáculo (5 MW en la zona SE4 y 10 MW en las zonas SE1, SE2 y SE3).

El tiempo de notificación es de 15 minutos y la activación se hace de forma manual, por llamada telefónica, pudiendo darse como máximo una vez cada hora. La retribución se hace mediante un pago por energía, cuyo precio es igual al precio marginal resultante del mercado, convocado cada hora. El valor medio de este precio alcanzó en 2019 el valor de 40,8 €/MWh para la reserva a subir y 28,32 €/MWh a bajar [35].

Por sus características técnicas, el Mercado de Potencia de Regulación sueco es equivalente a la Regulación Terciaria española.

### 4.9.2. Reservas Estratégicas

La cantidad de reserva que se puede contratar está regulada por la legislación, la cual pretende cambiarse para pasar paulatinamente de los 2.000 MW en 2011 a solo 750 MW en 2020. Si bien el plan inicial era que toda la reserva estratégica fuera basada en la RD, se redujo esta expectativa a que al menos un 25% de la capacidad fuese aportada por recursos de la demanda.

El tamaño mínimo de la oferta en este servicio es de 5 MW, con un tiempo de respuesta de 15 minutos, y una activación manual que típicamente supone un servicio total anual de menos de 10 horas.

Este servicio se retribuye por dos conceptos:

- Disponibilidad. Se hace un pago por capacidad, pero el precio no es público.
- Energía. Se hace un pago por la energía entregada en la acción al precio marginal del mercado de potencia de regulación.

Dadas sus características técnicas, este servicio es similar al servicio de Gestión de Desvíos gestionado por REE.

## 4.10. Suiza

Desde 2013, tras una serie de cambios legislativos, Suiza es uno de los países europeos más avanzados en materia de RD. La legislación vigente define claramente los roles de los BSP y mitiga sus costes y riesgos. El cierre de centrales nucleares y la escasez de agua podrían aumentar las necesidades de RD para fines de regulación en un futuro relativamente cercano [4].

Todos los servicios complementarios están abiertos a la gestión de la demanda y a la regulación. En 2017, 3 MW de reserva primaria, 10 MW de reserva secundaria y 49 MW de reserva terciaria fueron provistos con RD.

### 4.10.1. Regulación Secundaria

El volumen de reserva secundaria que Swissgrid necesita es de alrededor de +/- 400 MW, los cuales adquiere a través de un mercado semanal en el que los BSP realizan ofertas por sus respectivas reservas de potencia [36].

Algunas particularidades de este servicio frente a la mayoría de los servicios equivalentes europeos son la obligación de presentar ofertas simétricas o la activación, que se hace prorrateando según las asignaciones de reserva resultantes del mercado semanal, con un tiempo de notificación de 200 segundos [4].

El tamaño mínimo de las ofertas en este servicio es de 5 MW y existe un tamaño máximo de 100 MW. Pueden configurarse ofertas multinivel, con saltos de 1 MW a diferentes precios. Dado que deben ser simétricas, no pueden hacerse ofertas solo de subida o de bajada de potencia.

La remuneración en este servicio se hace por dos conceptos:

- Pago por capacidad: cuyo precio se obtiene a partir de la subasta semanal, de un valor de unos 22 €/MW/h [4].
- Pago por energía: cuyo precio depende del precio del mercado spot en la hora correspondiente, con una media para la reserva a subir de 50,42 €/MWh y para bajar de 32,45 €/MWh en el año 2019 [37].

### 4.10.2. Regulación Terciaria

El volumen de reserva terciaria que Swissgrid necesita es de unos 400 MW a subir y 260 MW a bajar, adquiridos a partir de dos tipos de subastas, una semanal y otra diaria. La subasta horaria se hace para todas las horas de la semana (de las 00:00 del Lunes a las 24:00 del Domingo), mientras que la subasta diaria se divide en 6 bloques de 4 horas [35].

En este caso, los productos pueden ser asimétricos, aunque nuevamente el tamaño mínimo de las ofertas es de 5 MW (tamaño máximo de 100 MW), pudiendo ser multinivel, con saltos de 1 MW. Los requerimientos del tiempo de

respuesta dependen de la subasta en la que se presentó la oferta correspondiente y del sentido de la acción:

- Para todas las ofertas presentadas en la subasta diaria, así como para las ofertas a subir presentadas en la subasta semanal, la acción debe estar totalmente activada a los 15 minutos de la notificación.
- Para las ofertas a bajar presentadas en la subasta semanal, la acción debe estar totalmente activada de 20 a 35 minutos desde la notificación.

Las unidades que reciben adjudicación de reserva terciaria adquieren la obligación de presentar ofertas de energía terciaria, que se suman a ofertas voluntarias que pueden realizar el resto de las unidades. Estas ofertas deben ser coherentes con las ofertas de potencia.

## 5. CATÁLOGO DE PRODUCTOS DE RESPUESTA DE LA DEMANDA EN EE.UU.

La organización del sistema eléctrico de los Estados Unidos se rige a través de sus sistemas estatales y supraestatales, los cuales aplican diferentes medidas y productos para satisfacer la demanda y garantizar la seguridad de suministro. Se trata de un país con una amplia experiencia en materia de RD, que se refleja en multitud de productos diseñados para la gestión de la demanda con distintas finalidades. De hecho, Estados Unidos cuenta con un Plan Nacional de Respuesta de la Demanda, que se puede consultar en [38] un informe desarrollado por la Comisión Federal Regulatoria de Energía estadounidense (FERC). En este documento se definen dos tipos de RD:

- RD despachable: se trata de cambios planificados en la demanda eléctrica de un consumidor, bien por razones económicas o de fiabilidad del sistema, por los que el consumidor recibe algún tipo de compensación económica. Algunos ejemplos de acciones englobadas dentro de este tipo de servicio son el control directo de equipos de aire acondicionado o calderas de ACS. Estos recursos pueden ser activados por agentes distintos a los propios consumidores, como los TSO (Operadores de la Red de Transporte), los DSO (Operadores de las Redes de Distribución) o las comercializadoras.
- RD no despachable: estos recursos no son directamente controlados por otro agente, sino que es el propio consumidor quien decide cuándo modificar su carga y en qué medida. La motivación para hacerlo en este caso se basa en una tarifa cuyos precios cambian con el tiempo, favoreciendo el consumo en tiempos de bajo precio (momentos de bajo consumo y/o alta producción de electricidad) y penalizándolo en tiempos de congestión de la red, cuando los precios son mucho mayores.

Estos conceptos también reciben el nombre de control directo de la RD (despachable) y control indirecto (no despachable) [38]

La mayoría de los programas de RD estadounidenses fueron desarrollados con fines de fiabilidad y seguridad de suministro. Muchos se basan en el control directo de un gran número de cargas residenciales, y muchos otros sirven como programas de interrumpibilidad para grandes consumidores industriales y comerciales. En ambos casos, los programas llevan décadas aplicándose y dotando de flexibilidad a la red.

La participación de la demanda en mercados de electricidad (tanto en los mercados mayoristas como en mercados de operación) no es homogénea a lo largo de todo el territorio norteamericano. Estados como California o Nueva Inglaterra cuentan con una participación mucho más significativa que Alaska o Wyoming. Algunas de las variables que determinan esta distribución desigual son, de acuerdo con la FERC, el crecimiento de la demanda, el coste de la reserva provista por generadores o el marco legislativo aplicable en el estado correspondiente.

Ya en 2009, la Evaluación Nacional de la FERC calculó que con las reservas de RD disponibles por entonces se podía reducir más de un 4% la demanda pico del país. Por otro lado, en una Evaluación de la RD se identificó un potencial total de reducción de pico de más de 31,000 MW en todo el país.

Respecto a los proveedores del servicio, en 2017 los consumidores industriales aportaron el 49% de la reserva de RD del país, mientras que los consumidores residenciales y comerciales tuvieron una participación similar, del 29% y 22%, respectivamente. Sin embargo, estos porcentajes cambian mucho de un estado a otro, pues dependen mucho del peso de los sectores industrial, comercial y residencial del propio estado [39].

## 5.1. California (CAISO)

### 5.1.1. Introducción

California es el estado con la mayor población en los EE.UU. con casi 40 millones de personas y, por lo tanto, ofrece un potencial considerable para el desarrollo de programas de RD.

El Operador de sistema independiente de California (CAISO) regula la electricidad del estado con una carga máxima en verano de más de 46.000 MW. CAISO ha sido el operador del sistema desde 1998 y administra el sistema de transporte de energía, programa los flujos de energía y realiza la planificación del sistema. CAISO no tiene una estructura de mercado de capacidad específica que permita al operador del sistema tener acceso directo a los recursos de respuesta a la demanda. Sin embargo, como la mayoría de las otras regiones de los Estados Unidos, las empresas de distribución de California han mantenido la interrupción de carga tradicional y el desplazamiento de carga [40]

California tiene 1.612 MW de recursos de respuesta a la demanda en programas económicos que reducen la carga en función de los precios de compensación anticipados en el mercado de energía en tiempo real. Algunos de estos recursos se encuentran en programas voluntarios de precios pico críticos (CPP) que permiten de nueve a quince eventos por año [41].

Los recientes cambios adoptados en la región proporcionan a CAISO, durante la temporada de verano, una hoja de cálculo de cada utilidad de distribución que muestra las activaciones anticipadas de respuesta a la demanda para el día actual y el día siguiente, y el saldo de los recursos de respuesta a la demanda restantes para cada día. Como parte de un esfuerzo de varios años para permitir que los agregadores externos ofrezcan recursos de respuesta a la demanda a CAISO, la Comisión de Servicios Públicos de California emitió una decisión en diciembre de 2012 que resolvió muchos problemas relacionados con la participación directa de los recursos de respuesta a la demanda en los mercados de CAISO y estableció un marco de tiempo para completar el trabajo sobre Energía a través de la Regla 24: Participación directa de la respuesta a la demanda. En esa decisión, la Comisión de Servicios Públicos de California define los términos de servicio para los proveedores de respuesta a la demanda que buscan inscribir o agregar clientes para participar como recursos de respuesta a la demanda. La Regla de Energía 24 define aún más los derechos y obligaciones de los proveedores de respuesta a la demanda. Los proveedores de respuesta a la demanda pueden ofrecer servicios directamente a CAISO.

### 5.1.2. Proxy Demand Resource (PDR)

El producto de respuesta a la demanda que más potencial de replicabilidad tendría en el caso español es el programa PDR (Recursos de Proximidad de Demanda), el cual forma parte del regulador CAISO [42].

Este producto cuenta con un tamaño mínimo elegible de 500 kW de potencia y una cantidad de reducción mínima de 10 kW. Como en la mayoría de los productos del país, se permite la agregación. La retribución será económica y se acordará el periodo en el que los clientes deberán ofrecer el servicio. A su vez se les notificará con antelación en el Mercado Diario (1:00 PM), y a Tiempo Real (basado en las opciones de oferta): 2'5 min, 22'5 min, 52'5 min.

El periodo de rampa solicitado por el regulador es de un máximo de 10 min y el periodo de recuperación se basará en los parámetros de los recursos utilizados.

### 5.1.3. Otros Productos

Desde las diferentes compañías de transporte y distribución de California también se han desarrollado productos que presentan potencial de replicabilidad para el sistema eléctrico español.

La *Pacific Gas & Electric Company* (PG&E) ofrece el llamado Programa "SmartAC" para sus clientes comerciales y residenciales, buscando controlar las AC mediante su ciclo de carga agregada durante ocasionales picos de verano, causados principalmente debido a la simultánea operación de cientos de miles de AC. Para clientes comerciales PG&E asegura que la temperatura en el área de trabajo no debe exceder el ajuste de temperatura nominal en más de cuatro grados, mientras que en caso de que el incremento de AC ocurra en un momento

inconveniente para el cliente, este puede negarse a responder sin enfrentarse a una multa [43].

A partir de una Perspectiva técnica, PG&E realiza este programa instalando termostatos con capacidad de comunicación que permite elevar de forma remota el ajuste de temperatura de los AC inscritos hasta cuatro grados cuando necesario. Un programa similar ofrecido a usuarios finales residenciales proporciona \$50 por un período de participación de 6 meses y el SmartAC de forma remota dispositivo controlable que dirige el AC para que funcione a una capacidad menor durante escasez de energía gratis. La configuración del AC también puede ser manualmente restaurado si la respuesta a un evento DR es inconveniente para el usuario final.

Para clientes más grandes, PG&E ofrece una gama de programas DR tales como: precios de día pico, programa base interrumpible, licitación de demanda programa, programa de reducción de carga programada, oferta opcional de reducción obligatoria para programas de negocios, gestión mediante un agregador de programas de oferta de cartera y programas con capacidad de agregación e incentivo automatizado DR y cambio de carga permanente basado en programas de incentivos.

En el Programa de Precios de Día Pico (PDPD), se proporciona un descuento en función de los precios regulares de electricidad que se ofrecen en verano, a cambio de precios más altos durante los 9-15 días de evento de precios máximos por año, que normalmente suelen ocurrir durante los días más calurosos del verano, alentando la energía conservación durante estos días con mayor demanda. Se añade un recargo a la tasa regular de Tiempo de Uso durante el evento y se envía una alerta previa al usuario final el día anterior para planificar la energía conservación o desplazamiento. También se propone una opción libre de riesgos para primeros 12 meses proporcionando un crédito por la diferencia si se paga más durante el primer año en PDPD.

El Programa Base Interrumpible (BIP) ofrece un incentivo al usuario final para reducir la demanda de carga o mantenerla debajo de un nivel preseleccionado (nivel de servicio firme - FIL). Al dar una notificación avanzada de 30 minutos, se estipula un incentivo de 8 a 9 \$/kW por mes mientras se da un incentivo mensual si no hay eventos de DR. Sin embargo, se aplica un cargo de 6 \$/kW por la demanda extra sobre el nivel preseleccionado si el usuario final no logra reducir su carga por debajo de su FIL durante un evento. El límite de BIP es de 10 eventos por mes o 120 h por año.

El Programa de Oferta de Demanda (DBP) es un programa diario que permite enviar ofertas de reducción de carga por hora sin imponer sanciones financieras si el cliente no cumple con su objetivo de reducción.

DBP garantiza un aviso diario antes de las 12:00 p.m. y ofrece un pago de incentivo de 0,50 \$/kWh de reducción de carga, que tiene el requisito de oferta

mínima de reducción de carga 10 kW por dos horas consecutivas. Como el PG&E no está obligado a llamar a un Evento DBP, no se da un incentivo si al usuario final que se inscribió en el DBP no se le solicita dentro del período mensual y no hay penalización si el usuario final no logra reducir la energía durante los períodos del evento [44].

El Programa de Reducción de Carga Programada (SLRP) ofrece un pago por una reducción de carga durante períodos de tiempo preseleccionados para clientes con demanda mensual promedio mínima de 100 kW, seleccionando uno para tres períodos de cuatro horas entre las 8 a.m. y las 8 p.m. en uno o más días de semana, con una reducción de carga comprometida de al menos el 15% de la demanda mensual promedio. Las reducciones de carga se miden teniendo en cuenta una línea base que se calcula promediando la demanda de carga de los períodos de tiempo seleccionados en los 10 días de funcionamiento normales anteriores. Los SLRP ofrece un pago de 0,10 \$/kWh por mes por la energía real de las reducciones.

La Vinculación Opcional de Reducción Obligatoria (OBMC) es un plan de PG&E que concierne a clientes que pueden reducir su carga eléctrica dentro de los 15 minutos después de una llamada para lograr una reducción de carga del 15% por debajo de su línea de base establecida, la cual se calcula como en el SLRP. El beneficio del cliente no es financiero, PG&E solicita cortes rotativos de todos sus clientes en períodos de demanda ajustados, mientras que al inscribirse en OBMC el cliente está excluido de estos cortes rotativos. Los clientes son notificados por correo electrónico o mensaje de texto para la realización de reducción de carga (5- 15%) y los horarios de inicio y finalización del evento, incluidos ambos vacaciones y fines de semana. Si el cliente no puede reducir la carga al nivel especificado en la llamada, se le aplicará una multa de 6 \$/kWh por cada kWh por encima del compromiso de reducción de potencia acordado, pero no responder a una la segunda convocatoria implica la interrupción de la participación en el OBMC para cinco años [45].

En particular, el Programa de DR Automatizado (ADRP) proporciona incentivos para los clientes que invierten en energía automática y tecnologías de gestión junto con programas DR (PDPD, BIP, etc.). Los clientes que participan en el ADRP reciben señales de PG&E y se les otorga con un incentivo de 200-400 \$/kW por la carga enviada y, por lo tanto, pueden recuperar su inversión inicial de la infraestructura requerida mediante un prepago del 60% del costo total del proyecto inicialmente y 40% después de la verificación del desempeño del cliente en un máximo de 12 meses de sesión de evaluación de desempeño de DR.

*San Diego Gas & Electric Company* (SDGE) ofrece un BIP basado en incentivos de factura mensual de 12 \$/kW o 2 \$/kW durante ciertos períodos del año, para clientes con una reducción mínima de 100 kW o 15% de su demanda pico promedio mensual después de un plazo de notificación de

30 min, otorgando también un crédito fijo por mes, incluso si no hay un evento DR activado. Hay una multa de 7,8 \$ / kWh o 1,2 \$ / kWh (relacionado con el período del año) en el BIP ofrecido por SDGE por el uso excesivo de energía por encima de la FIL del cliente. SDGE también crea ofertas de capacidad, CPP, programas permanentes de cambio de carga y ahorro de verano, así como incentivos tecnológicos.

*Southern California Edison (SCE) Company* ofrece un programa más específico denominado "Programa interrumpible agrícola y de bombeo" para suspender temporalmente la electricidad del equipo de bombeo de los usuarios finales del sector agrícola durante períodos críticos de demanda.

Un dispositivo de control está instalado en el equipo de bombeo o en el medidor del usuario final que permite a SCE interrumpir el suministro de electricidad temporalmente, hasta que finalice el período crítico de demanda. Los clientes deben tener una demanda media de al menos 37 kW o una carga agrícola de mínimo 50 caballos de fuerza. El evento de interrupción está limitado a 6 h por evento, mientras que hay un máximo de 25 eventos o 150 h de interrupción por año. El cliente recibe 0.01102 \$/kWh como base en la factura mensual de electricidad en términos de crédito si está inscrito en el programa incluso si no se llama a ningún evento. El cliente también es recompensado con créditos adicionales de hasta 16.27 \$/kWh (en verano promedio en horas pico período) durante los eventos de interrupción.

## 5.2. Texas (ERCOT)

### 5.2.1. Introducción

Con una población de casi 27 millones, Texas es el segundo estado más poblado de EE. UU. La reguladora eléctrica de la región Consejo de Texas (ERCOT), que gestiona el flujo de energía eléctrica para más del 90% del área de Texas, permite la participación directa de usuarios finales para ofrecer servicios en los mercados ERCOT o para reducir racionalmente su uso de energía respondiendo a los precios del mercado mayorista. Actualmente, los recursos de carga controlables pueden participar en el mercado de servicios de reserva no giratoria después de una evaluación que los califica para ser enviados por la Seguridad Económica Constreñida Envío [46].

Texas, similar a otras regiones de los Estados Unidos, tiene un historial de programas de interrupción de carga ofrecidos por empresas de servicios integrados verticalmente a sus clientes (generalmente) más grandes. Los programas de carga interrumpible pueden ofrecer una tarifa general más baja, un mecanismo de reembolso especial o una fórmula de pago para cada interrupción. Esos programas continúan hoy para muchas empresas de

distribución de transporte (las compañías de cables que quedan después de la reestructuración en Texas).

Los productos de respuesta a la demanda que más potencial de replicabilidad tendría en el caso español son los programas de Servicios no sensibles al clima: ERS-10 y ERS-30, Servicios sensibles al clima: ERS-WS10 y ERS-WS30, *Load Resource* (RRS-UFR) (Recursos de cargas no controlables que proporcionan Servicios de Reservas de Respuesta - Transporte de Baja Frecuencia), CLR (Reg.) (Recursos de Cargas Controlables que proporcionan Servicios de Regulación), los cuales forman parte del regulador ERCOT [47].

### 5.2.2. ERS (Energy Response Services)

Comenzando el análisis del producto ERS-10 cuenta con un tamaño mínimo elegible de 100 kW de potencia y una cantidad de reducción mínima de 100 kW. Como en la mayoría de los productos del país, se permite la agregación. La retribución será en forma de seguridad de suministro, la acción durará un máximo de 12 horas y el periodo en el que los clientes deberán ofrecer el servicio se establecerá en función del tiempo remunerado de ERS. El periodo de rampa solicitado por el regulador es de un máximo de 10 min y el periodo de recuperación será de 10 horas [48], [49].

El producto ERS-30 cuenta con un tamaño mínimo elegible de 100 kW de potencia y una cantidad de reducción mínima de 100 kW y se permite la agregación. La retribución será en forma de seguridad de suministro, la acción durará un máximo de 12 horas y el periodo en el que los clientes deberán ofrecer el servicio se establecerá en función del tiempo remunerado de ERS. El periodo de rampa solicitado por el regulador es de un máximo de 30 min y el periodo de recuperación será de 10 horas.

El producto ERS-WS10 cuenta con un tamaño mínimo elegible de 500 kW de potencia y una cantidad de reducción mínima de 500 kW y se permite la agregación. La retribución será en forma de seguridad de suministro, la acción durará un máximo de 3 horas y el periodo en el que los clientes deberán ofrecer el servicio se establecerá en función del tiempo remunerado de ERS. El periodo de rampa solicitado por el regulador es de un máximo de 10 min y el periodo de recuperación será de 10 horas.

El producto ERS-WS30 cuenta con un tamaño mínimo elegible de 500 kW de potencia y una cantidad de reducción mínima de 500 kW y se permite la agregación. La retribución será en forma de seguridad de suministro, la acción durará un máximo de 3 horas y el periodo en el que los clientes deberán ofrecer el servicio se establecerá en función del tiempo remunerado de ERS. El periodo de rampa solicitado por el regulador es de un máximo de 30 min y el periodo de recuperación será de 10 horas.

### 5.2.3. Load Resource (RRS - UFR)

El producto Load Resource cuenta con un tamaño mínimo elegible de 100 kW de potencia y una cantidad de reducción mínima de 100 kW. En este producto no se permite la agregación. La retribución será en forma de seguridad de suministro, la acción durará un máximo de 3 horas y el periodo en el que los clientes deberán ofrecer el servicio será un intervalo acordado. El periodo de rampa solicitado por el regulador es de un máximo de 10 min (Verbal), 30 ciclos (Retransmisión) y el periodo de recuperación será de 3 horas [50].

### 5.2.4. CLR (Reg.)

El producto CLR cuenta con un tamaño mínimo elegible de 100 kW de potencia y una cantidad de reducción mínima de 100 kW. En este producto no se permite la agregación. La retribución será en forma de seguridad de suministro y el periodo en el que los clientes deberán ofrecer el servicio será un intervalo acordado. El periodo de rampa solicitado por el regulador es de efecto inmediato [51].

### 5.2.5. Otros Productos

Desde las diferentes compañías de transporte y distribución de Texas también se han desarrollado productos que presentan potencial de replicabilidad para el sistema eléctrico español.

Los Transmisores y Distribuidores de los Servicios y Productos (TDSP) en la región también proporcionan un programa de manejo y control de la carga. Finalmente, los productos DR que responden al precio incluyendo *Block & Index*, *CPP / Rebates*, RTP, precios de TOU, otros Control de carga y otro producto DR voluntario se emplean en el área de servicio de ERCOT. Aparte de los productos de DR diseñados principalmente para usuarios finales industriales y comerciales, ERCOT también busca proporcionar programas de DR específicamente destinados a involucrar los usuarios finales residenciales, responsables de más de la mitad del consumo de energía en uso en el área ERCOT, durante los períodos pico de verano debido a la carga de AC [52].

Como TDSP en el estado de Texas, CPS Energy opera un programa de reducción de carga voluntaria diseñado para uso comercial e industrial, buscando clientes a los que se incentiva para reducir sus cargas durante situaciones extremas del sistema, especialmente durante los días pico de verano. El programa se enfoca especialmente los días de semana entre las 3 y las 6 p.m. con dos horas notificación avanzada a los clientes dispuestos a participar deben demostrar al menos 50 kW de carga eléctrica reductible para ser calificado para inscribirse en el programa. CPS Energy también tiene un programa basado en un termostato inteligente para usuarios finales comerciales y residenciales, en el que el control el equipo se instala sin costo, mientras que CPS Energy mantiene

derecho a apagar los elementos de AC por cortos períodos de tiempo enviando una señal de radio a los termostatos inteligentes durante los períodos de mayor demanda. CPS Energy no proporciona incentivos a los usuarios finales, sino que garantiza una reducción en los costos relacionados con calefacción / refrigeración de al menos 10% debido al despliegue de termostatos inteligentes.

Además, un proyecto piloto reciente llamado "Respuesta Rápida de Servicio de Regulación" permite a recursos específicos de demanda de acción rápida participar en el mercado de servicios de regulación. Por otra parte, los cuatro programas de reducción de carga de pico simultáneo (4CP), que se relaciona con los cuatro Intervalos de liquidación de 15 minutos correspondientes a la carga más alta en cada uno de los cuatro meses de verano (junio, julio, agosto y septiembre), está disponible para entidades no habilitadas en el área de jurisdicción ERCOT. Para demanda de recursos secundarios existe programa de servicio de respuesta de emergencia que proporciona un valioso servicio durante condiciones de tensión de red, como apagones continuos causados por varias razones, incluyendo graves condiciones climáticas, también está disponible [53].

*American Electric Power (AEP) Texas* ofrece una carga de riego denominado Programa de Gestión en Colaboración con EnerNOC para usuarios finales del ámbito de la agricultura con bombas de riego eléctricas de 36,8 kW (50 CV) o más, dispuestos a permitir que sus bombas de riego se apaguen remotamente durante períodos de demanda máxima a cambio de un incentivo financiero. Este programa cubre el lapso desde la 1 p.m. a las 7 p.m. de lunes a viernes con una duración requerida de 1 a 4 h por evento, después de un intervalo de notificación avanzado de 60 min. Se permite un máximo de 4 eventos por mes en este programa. AEP Texas también proporciona el estándar de gestión de carga Programa de Oferta (SOP) para clientes con una potencia instalada de 500 kW o más, proporcionándoles incentivos para interrupciones de carga a corto plazo durante los períodos de mayor demanda. Hay 5 diferentes opciones en este programa con respecto al número máximo y la duración de interrupciones. Austin Energy Company presentó un piloto de "Recompensas de hora punta" programa en el verano de 2013, habiendo matriculado aproximadamente dos mil clientes en Austin, Texas. El mencionado programa, en colaboración con *Nest Company*, ha suministrado a los usuarios finales con la subvención de compra de termostatos inteligentes junto con incentivos para evitar el funcionamiento de sus AC durante las "horas punta" de uso de energía en períodos de verano. Esto se realizó con control remoto de los termostatos instalados aumentando el punto de ajuste de temperatura *Reliant Energy Company* también tiene un programa DR similar. Además, Austin Energy está ejecutando actualmente un programa llamado "Programa cooperativo de carga" en el que se ofrece a los usuarios finales un pago de 1.25 \$/kWh por su reducción de carga, con una notificación de 60 minutos de intervalo durante los períodos pico de verano.

*CenterPoint Energy Company* ofrece un producto de carga comercial llamado Programa de Gestión para Usuarios Finales Comerciales que implica reducciones de carga obligatorias en el período de verano entre el 1 de junio y el 30 de septiembre de cada año desde la 1 p.m. a las 7 p.m. de lunes a viernes. Se requiere de los clientes participantes que los grupos proporcionen una demanda máxima agregada de 750 kW.

Además, cada uno de los miembros del grupo inscrito debe tener al menos una demanda máxima normal de 250 kW, más la capacidad de reducir al mínimo 100 kW para un número máximo de 5 reducciones por año. Los clientes reciben el pago de hasta 35 \$/kW por la reducción de carga verificada. Esta significa el suministro de al menos la cantidad de reducción acordada en el inicio del año del contrato.

*El Paso Electric Company* tiene un programa de gestión de carga para Clientes no residenciales con un mínimo de 100 kW de capacidad de corte de potencia, previa notificación, entre el 1 de junio y el 30 de septiembre de cada año. La reducción puede durar hasta 5 horas consecutivas por evento, nueve reducciones forzadas o un máximo de 50 h de interrupción por año junto con los recortes programados son solicitados por los términos de participación en el programa. Los clientes pueden ganar hasta 60 \$/kW por potencia reducida durante los eventos en el programa mencionado.

*Oncor Company* tiene un programa similar llamado "Programa de gestión de carga comercial" para usuarios finales comerciales que puedan proporcionar 100 kW de reducción de carga. También hay otros programas de gestión de carga para usuarios finales no residenciales que son ofrecidos por diferentes proveedores de servicios. Otro ejemplo interesante de aplicaciones de DR en Texas son las "Noches o Fines de semana Gratis", programa proporcionado por TXU Energy. Este programa ofrece a clientes dispuestos a participar electricidad totalmente gratis por la noche o durante los fines de semana con la condición de que acepten tarifas significativamente más altas durante el día o los días de la semana, que tienen como objetivo variar la carga que habitualmente se situaba en las horas pico. En el programa ya se han involucrado a más de 100.000 participantes.

### 5.3. Nueva York (NYISO)

#### 5.3.1. Introducción

Nueva York ocupa un espacio geográfico más pequeño en comparación con California, Texas y Florida. Sin embargo, Nueva York tiene capacidad para una población de 20 millones y, por lo tanto, también es un importante Estado en

términos de población. Su operador del sistema, NYISO, administra su Mercado de Capacidad Instalada para garantizar la adecuación de los recursos para su territorio de un estado con una carga máxima de poco más de 33,000 MW [54].

Un recurso de respuesta a la demanda es presentable como recurso de capacidad si está registrado como un recurso de caso especial. El programa de recursos de casos especiales es un producto de capacidad real. Los participantes del mercado a menudo exigen proveedores de respuesta que agregan muchos clientes minoristas, los cuales reciben un pago mensual en respuesta a una obligación de reducir la carga cuando NYISO lo solicita [55].

Los eventos de recursos de casos especiales ocurren cuando NYISO se queda sin reservas operativas que puedan satisfacer la demanda [56].

El operador del sistema independiente de Nueva York (NYISO) ofrece cuatro programas DR llamados "Programa DR de Emergencia (EDRP)", "Recursos de Casos Especiales (SCR)", "Programa DR de Día Anterior (DADRP)" y "Programa de Servicios Auxiliares del lado de la demanda (DSASP)" [57].

### ***5.3.2. Programas de Servicios Auxiliares del lado de la Demanda (DSASP)***

El producto DSASP-10 cuenta con un tamaño mínimo elegible de 1 MW de potencia y una cantidad de reducción mínima de 1 MW y se permite la agregación. La retribución es económica, la acción dura el intervalo establecido y el periodo en el que los clientes deben ofrecer el servicio será continuo. Se realiza una notificación previa en el Mercado Diario (11:00 AM) y en tiempo real (75 min). El periodo de rampa solicitado por el regulador es de un máximo de 10 min y el periodo de recuperación no está monitorizado.

El producto DSASP-30 cuenta con un tamaño mínimo elegible de 1 MW de potencia y una cantidad de reducción mínima de 1 MW y se permite la agregación. La retribución es económica, la acción dura un intervalo establecido y el periodo en el que los clientes deberán ofrecer el servicio es continuo. Se realiza una notificación previa en el Mercado Diario (11:00 AM) y en tiempo real (75 min). El periodo de rampa solicitado por el regulador es de un máximo de 30 min y el periodo de recuperación no será monitorizado.

El producto DSASP-Reg. cuenta con un tamaño mínimo elegible de 1 MW de potencia y una cantidad de reducción mínima de 1 MW y se permite la agregación. La retribución es económica, la acción dura el intervalo establecido y el periodo en el que los clientes deberán ofrecer el servicio es continuo. Se realiza una notificación previa en el Mercado Diario (11:00 AM) y en tiempo real (5 min). El periodo de rampa solicitado por el regulador es de efecto instantáneo y el periodo de recuperación no será monitorizado.

### 5.3.3. SCR (*Recursos de Casos Especiales*)

El producto SCR cuenta con un tamaño mínimo elegible de 100 kW de potencia (por zona) y una cantidad de reducción mínima de 100 kW (por zona) y se permite la agregación. La retribución es en forma de seguridad de suministro, la acción será durante la ventana de actuación establecida por el programa y el periodo en el que los clientes deberán ofrecer el servicio será estacional. Se aconseja realizar una notificación previa en el Mercado Diario y se realizará el día de la acción un aviso previo (120 min). El periodo de rampa solicitado por el regulador es de 2 horas y el periodo de recuperación no será monitorizado [58].

### 5.3.4. *Otros Productos*

Desde las diferentes compañías de transporte y distribución de Nueva York también se han desarrollado productos que presentan potencial de replicabilidad para el sistema eléctrico español.

El operador también ejecuta un programa voluntario de seguridad de suministro de demanda llamado Programa de Respuesta a la Demanda de Emergencia que se activa durante las mismas horas. La respuesta es voluntaria, pero a quienes responden se les paga el precio más alto del mercado de energía en tiempo real o 500 \$/MWh. Al igual que los programas de fiabilidad en otras regiones, estos eventos son raros y han ocurrido durante no más de 35 horas en cualquier año desde 2001, y solo una vez durante más de 24 horas [59].

Los programas EDRP ofrecen incentivos a usuarios finales industriales y comerciales con el fin de reducir su potencia consumida en períodos críticos. DADRP permite a los usuarios finales ofertar sus reducciones de carga en el mercado diario que, a su vez, permite a NYISO determinar qué ofertas son más económicas para pagar al precio de compensación del mercado.

Edison Company ofrece también diferentes programas de DR. Entre ellos, se encuentra el programa en el que los clientes inscritos reciben una notificación previa de 2 horas o menos denominado Distribución Programa de Alivio de Carga (DLRP) recibe 6 \$/kW o 15 \$/kW (considerando su estado) mensual y 1 \$/kWh para la reducción de carga durante un evento. Otro programa de DR, el cual realiza una notificación previa de 21 h, se denomina el "Programa de Alivio del Sistema Comercial (CSR)" ofrece 10 \$/kW por mes y 1 \$/kWh por la carga reducida durante el evento. Los clientes inscritos en DLRP o CSR están obligados a participar en una hora-prueba obligatoria todos los años y deben suministrar la reducción de carga durante al menos 4 h durante eventos reales de 6 a.m. a 12 a.m., cualquier día de la semana [60].

## 5.4. Nueva Inglaterra (ISO-NE)

### 5.4.1. Introducción

El Operador del Sistema Independiente de Nueva Inglaterra (ISO-NE) opera la red eléctrica para seis estados del noreste del país: Maine, New Hampshire, Vermont, Massachusetts, Connecticut y Rhode Island. La región experimentó su carga máxima de todos los tiempos de poco más de 28,000 MW el 2 de agosto de 2006.

Durante varios años antes de diciembre de 2006, el ISO-NE operó un mercado de capacidad residual mensual llamado simplemente Mercado de capacidad instalada. Se requirió que todas las entidades de servicio de carga demostraran que habían contratado una capacidad suficiente para atender su parte de la carga máxima de la región más las reservas anuales. Cualquier escasez se compraría en el mercado de capacidad instalada residual mensual. Sin embargo, los precios en el mercado de capacidad instalada fueron extremadamente bajos durante muchos años, por debajo de 1 \$/kW-mes, y más de 5,000 MW de recursos de generación buscaron dejar este mercado, citando problemas económicos.

La *ISO-NE* pasó muchos años diseñando el primer mercado de capacidad del país, el cual requirió de todos los recursos que buscaban proporcionar capacidad en él para poder participar en una subasta que ocurriría tres años antes de la fecha de entrega requerida [61].

Con la adopción del mercado de capacidad directa, se permitió que la respuesta a la demanda participara directamente en el mercado y el número de programas de capacidad se redujo a solo dos: respuesta a la demanda en tiempo real y la generación de emergencia en tiempo real.

La respuesta a la demanda en tiempo real se refiere a una reducción en el uso de energía en las instalaciones de un cliente de uso final, mientras que la Generación de emergencia en tiempo real se refiere a un generador in situ controlado por el cliente, que tiene permisos ambientales que limitan su operación a horas de "emergencia" cuando el operador del sistema los llama para evitar el descenso de la carga.

Ambos tipos reciben el pago de capacidad mensual y, a cambio, deben responder en 30 minutos de rampa máxima cuando los operadores de la sala de control ISO-NE lo envían. En los primeros tres períodos de compromiso del mercado *Forward Capacity*, el precio ha bajado lentamente y el crecimiento de la participación en la respuesta a la demanda se ha estancado.

En el regulador ISO-NE se encuentran diversos programas que siguen activos en la actualidad y que presentan un gran potencial de replicabilidad. Entre estos destacan los productos OP (FCM: Recursos de Demanda en Pico), SP (FCM:

Recursos de Demanda en Pico Estacional) y DARD (Herramienta Despachable Relacionada con la Demanda) [62].

#### **5.4.2. OP (FCM: Recursos de Demanda en Pico)**

El producto OP cuenta con un tamaño mínimo elegible de 100 kW de potencia y una cantidad de reducción mínima de 1 kW y se permite la agregación. La retribución es en forma de seguridad de suministro y el periodo en el que los clientes deberán ofrecer el servicio será estacional, en verano entre junio y agosto (14:00 a 17:00) y en invierno de diciembre a enero (18:00 a 19:00). La notificación de la acción es definida por normas del mercado, que pone en conocimiento a los miembros del programa con meses o años de antelación. El periodo de rampa solicitado por el regulador es de efecto instantáneo y el periodo de recuperación no será monitorizado [63].

#### **5.4.3. SP (FCM: Recursos de Demanda en Pico Estacional)**

El producto SP cuenta con un tamaño mínimo elegible de 100 kW de potencia y una cantidad de reducción mínima de 1 kW y se permite la agregación. La retribución es en forma de seguridad de suministro y el periodo en el que los clientes deberán ofrecer el servicio será estacional, en verano entre junio y agosto y en invierno de diciembre a enero, durante los días no festivos. El periodo de rampa solicitado por el regulador es de efecto instantáneo y el periodo de recuperación no será monitorizado [64].

#### **5.4.4. DARD (Herramienta Despachable Relacionada con la Demanda)**

El producto DARD cuenta con un tamaño mínimo elegible de 1 MW de potencia y una cantidad de reducción mínima de 100 kW y se permite la agregación. La retribución será económica y el periodo en el que los clientes deberán ofrecer el servicio será durante un intervalo acordado. El periodo de rampa solicitado por el regulador será incluido en la oferta de energía y el periodo de recuperación no será monitorizado [65].

### **5.5. PJM**

PJM es el OS que opera en los estados de Pensilvania, Nueva Jersey, Maryland, Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Michigan, North Carolina, Ohio, Tennessee, Virginia, West Virginia y el Distrito de Columbia. Gestiona por tanto un total de 13 estados con más de 65 millones de personas. Cuenta además con una capacidad de generación instalada de 180 GW, y la energía total entregada en 2018 fue de 807 TWh [66].

El diseño de los mecanismos de ajuste de PJM tiene a grandes rasgos la siguiente estructura [67]

- Reserva primaria o de contingencia. Incluye toda la reserva que pueda ser activada antes de que transcurran 10 minutos desde la notificación de la acción. Hay dos tipos de reserva:
  - Reserva sincronizada
  - Reserva no sincronizada
- Reserva secundaria. Incluye toda la reserva cuya respuesta máxima esté comprendida entre 10 y 30 minutos.

En cuanto al diseño de productos de RD, aquellos diseñados para servicios de ajuste están clasificados dentro de lo que PJM conoce como “RD Económica”. Los productos englobados dentro de este tipo son las Reservas Planificadas Diarias, las Reservas Sincronizadas y RD para Regulación. En todos los casos, los PVRD deben enviar información relativa a su consumo en intervalos de 1 minuto como máximo.

### **5.5.1. Reservas Planificadas Diarias (RD)**

En este caso, el PVRD debe responder antes de 30 minutos, sin limitaciones a la duración ni repetición de la acción. El tamaño mínimo de las ofertas es 0.1 MW, y el límite superior a la participación de los recursos de la demanda las Reservas Planificadas Diarias totales es del 25%. Las reservas se asignan en un mercado diario para todos los periodos de programación del día siguiente [68].

Las reservas de potencia se adjudican en un mercado diario Por su tiempo de activación, el servicio complementario gestionado por REE con el que este producto tiene más afinidad es la Gestión de Desvíos.

### **5.5.2. Reservas Sincronizadas (RD)**

En este producto, la respuesta debe darse antes de que pasen 10 minutos desde la notificación de PJM, que ocurrirá en momentos de escasez de reserva. El tamaño mínimo de las ofertas es 0.1 MW, y el límite de participación de la demanda en el servicio es del 33% [68].

Las ofertas de reserva pueden presentarse en un mercado diario, hasta la 14:15 horas del día D-1, y en un mercado intradiario, hasta 65 minutos antes de la hora de entrega de energía. La duración máxima de la acción es 30 minutos y los PVRD se comprometen a ofrecer el servicio al recibir una adjudicación durante la subasta. En caso de fallar en el envío de energía serán penalizados.

La adjudicación de reserva horaria media en 2017 fue de 110 MW, de los cuales el 76% provenía de la industria [68]. La participación de los consumidores residenciales en este servicio es muy inferior a la de los grandes consumidores.

Por su tiempo de activación, el servicio complementario gestionado por REE con el que este producto tiene más afinidad es la Regulación Terciaria.

### 5.5.3. Regulación (RD)

Este producto está diseñado para ser utilizado en los procedimientos de ajuste de la frecuencia en tiempo real, con lo que no hay un tiempo de activación estándar o máximo definido (activación efectivamente instantánea, o vinculada al desvío a corregir).

La capacidad de oferta mínima que debe probar un PVRD para participar en este servicio es de 0.1 MW, considerando que puede tanto subir como bajar esa cantidad de potencia. Por otro lado, la participación de la RD en este servicio está limitada al 25% de la capacidad total.

Las ofertas se presentan el día D-1 a las 14:15, pero pueden ser actualizadas hasta 65 minutos antes de la hora de entrega de energía. Se da un pago por capacidad, limitado a 12 \$/MW/hora, y un pago de utilización, limitado a 100 \$/MWh [67].

El 79% de la reserva de Regulación provista por RD en PJM en 2017 provenía de calderas de ACS. Un 9% fue provisto por baterías. En general, prácticamente la totalidad de reserva de este servicio estaba basada en consumidores residenciales, con una potencia media reservada de 10 MW.

Por sus características, este servicio sería equiparable a la Regulación Primaria gestionada por REE.

## 5.6. MISO

MISO es el OS encargado de gestionar las redes de transporte en los estados de Arkansas, Illinois, Indiana, Iowa, Kentucky, Luisiana, Michigan, Minnesota, Missouri, Montana, North Dakota, South Dakota, Tennessee, Wisconsin y la provincia canadiense Manitoba. MISO gestiona 180 GW de potencia instalada para suministrar unos 670 TWh de electricidad a más de 42 millones de personas cada año [69].

Para participar en los servicios de operación gestionados por MISO, un PVRD debe registrarse como Recurso de Respuesta de la Demanda (DRR por sus siglas en inglés) y cumplir una serie de requisitos técnicos. Los requisitos son fundamentales para participar en los servicios de operación, pero no son necesarios para participar en los mercados diario e intradiario, abiertos a este

tipo de productos. Hay otras formas de registro para PVRD, pero no están diseñados para proveer servicios de operación, sino como reservas de emergencia (Recurso de Carga Modificable, o LMR por sus siglas en inglés) [70].

Hay tres tipos de servicios de operación que pueden ser provistos por recursos de demanda: el Servicio de Regulación, el Servicio de Reserva Rodante y el Servicio de Reserva Suplementaria. Por otro lado, hay dos tipos de DRR [71]:

- DRR tipo I. Suministran una cantidad fija y predeterminada de energía a través de reducciones de demanda únicamente. No disponen de recursos de generación.
- DRR tipo II. Pueden suministrar un rango continuo de valores de energía a través de reducción de demanda o con autoconsumo.

### 5.6.1. Regulación

Este servicio está abierto únicamente para DRR Tipo I, y aunque en esencia no es similar a ninguno de los servicios de operación gestionados por REE, por sus requerimientos técnicos se asemeja a la Regulación Primaria.

Se exige una respuesta transcurridos 4 segundos desde la contingencia y la acción debe poder ser mantenida durante al menos 60 minutos, con un tamaño mínimo de oferta de 1 MW. Además, el PVRD debe proveer de reserva a subir y a bajar y debe ser capaz de responder automáticamente frente a desviaciones de la frecuencia.

### 5.6.2. Reserva rodante

Este servicio está abierto a los DRR tipo I y tipo II, y tiene algunas características similares a la Regulación Terciaria española. El tiempo de respuesta máximo exigido es 10 minutos, y esta debe poder ser mantenida durante al menos una hora. El tamaño mínimo de las ofertas es 1 MW.

Cualquier DRR cualificado para proveer Reserva de Regulación está cualificado también para proveer este servicio.

### 5.6.3. Reserva Suplementaria

Este servicio está abierto a los DRR tipo I y tipo II, y se asemeja en cierto modo a la Gestión de Desvíos gestionada por REE en España. El tiempo de respuesta máximo es de 10 minutos, y esta debe poder ser mantenida al menos durante una hora, con un tamaño mínimo para las ofertas de 1 MW.

Cualquier DRR cualificado para proveer Reserva Rodante está cualificado para proveer Reserva Suplementaria.

## 6. CATÁLOGO DE PRODUCTOS RESPUESTA DE LA DEMANDA EN OCEANÍA Y ASIA

En otros puntos del globo también se encuentran productos de relevancia que podrían llegar a adaptarse al sistema español. Tanto en Oceanía como en Asia encontramos países que han establecido la RD en diversas formas para ayudar a sus respectivos sistemas eléctricos a flexibilizar la demanda. En este apartado se enumerarán los diferentes productos y proyectos que podrían resultar de interés. El funcionamiento de los diferentes sistemas en cada país corre a cargo de los Operadores del Sistema, que se encargan de ajustar el consumo eléctrico optimizando la demanda. Es por ello por lo que la respuesta a la demanda en países con una gran densidad de población como las regiones asiáticas o con sistemas muy ramificados como en el caso de Oceanía supone una mejora potencial tanto para la economía como para la eficiencia eléctrica.

Durante este apartado se profundizará en los programas que, además de exitosos en sus respectivos países, suponen una posibilidad para el sistema eléctrico español de replicar y adaptar esas experiencias. Para ello nos centraremos en Australia, Nueva Zelanda, la República Popular de China, Japón, Corea del Sur y Singapur.

### 6.1. Australia

Como líder en investigación de la RD en Oceanía, Australia ha decidido enfocar parte de su sistema eléctrico en desarrollar diferentes programas que permitan flexibilizar la demanda. Los precios de la electricidad en el mercado australiano han aumentado de forma considerable durante los últimos años [72] y se estima que esta tendencia seguirá vigente en los próximos años. Los recientes desastres medioambientales sufridos en el país [73] han recalcado la necesidad de descentralizar la producción de la energía, para lo cual la RD es una herramienta muy útil. El caso australiano se caracteriza por tener una red eléctrica muy ramificada y poco mallada, basada en grandes generadores tradicionales que suministran electricidad a la mayoría de la población [74]. Una de las medidas tomadas para realizar esta descentralización de la producción energética ha sido invertir en grandes instalaciones de baterías, que proporcionan Servicios Complementarios y representan una oportunidad para flexibilizar la demanda [75].

AEMO (*Australian Energy Market Operator*) es el operador del sistema en Australia y es responsable de mantener los protocolos nacionales de la calidad de red y asegurar la operabilidad, fiabilidad y seguridad del sistema Mediante el uso de programas de servicios complementarios.

El servicio que más atañe a la RD es el Servicio Complementario de Control de la Frecuencia (*Frequency Control Ancillary Services-FCAS*), el cual usa AEMO para mantener la frecuencia adecuada del sistema eléctrico. Este servicio encuentra su equivalencia española en los productos de regulación primaria y secundaria.

Hay dos tipos de control de frecuencia en Australia, de Regulación y de Contingencia. El control regulatorio de la frecuencia presenta dos programas cuyo objetivo es corregir ligeras bajadas y subidas que puedan perjudicar el óptimo funcionamiento del sistema y responden al nombre de Subida Regulatoria y Bajada Regulatoria.

En cuanto a los programas de contingencia se encuentran tres tipos en función de la rampa de actuación que exige la acción. Los cambios rápidos (Subida Rápida y Bajada Rápida) deben responder a la señal en 6 segundos para corregir un cambio importante en la frecuencia. Los cambios lentos (Subida Lenta y Bajada Lenta) realizan la misma acción, pero con un tiempo de rampa de 60 segundos. Por último, encontramos los cambios retrasados (Subida Retrasada y Bajada Retrasada), los cuales buscan recuperar la frecuencia de operación normal con un periodo de rampa de 5 minutos. Todas estas ofertas deberán ser de un mínimo de 0,1 MW para poder participar.

Tras la decisión de implementar un sistema práctico de RD se llevaron a cabo muchos programas prototipo. Dentro de los primeros proyectos encontramos el “*Dynamic Peak Rebate Trial*” [76], el cual se enfoca a los consumidores no residenciales medianos y grandes, incentivó a los clientes que ofrecían una reducción de consumo en los periodos pico en verano durante 20-30 horas. Los resultados positivos obtenidos tras las pruebas de estos programas indicaron la utilidad de la RD a la hora de flexibilizar la demanda, obteniendo beneficios tanto para la red de distribución como económicos [77], por ello se planteó la creación de herramientas para los consumidores residenciales. Otros proyectos posteriores también resultaron beneficiosos para el mercado australiano, los cuales finalmente tuvieron una buena repercusión en el sector residencial [78]. Entre ellos podemos encontrar el “*Cool Saver*”, que consiste en proveer información y capacidad de gestión de la climatización de los consumidores residenciales a través de una monitorización de sus consumos. A través de esa monitorización se ajustará de forma automática la potencia del usuario en los periodos pico de consumo, obteniendo un beneficio fijo por año de colaboración en el proyecto (60\$/año y 100\$ de climatización como bonus inicial) [62]<sup>15</sup>. En cuanto al programa “*Peak Saver*”, encontramos una pre-notificación vía SMS/email al usuario, buscando que reduzca la demanda a través de la desconexión de aparatos innecesarios. Este proyecto recompensa a los usuarios en función de los kWh ahorrados con respecto al consumo base con un precio de 1,50 \$/kWh. Entre otras iniciativas también se han subvencionado los cambios de sistemas de climatización por nuevos que puedan monitorizarse y

---

<sup>15</sup> 1 € = 1,75 \$ australianos

controlarse para gestionar los picos de demanda. También en esta línea de actuación se ha llevado a cabo la monitorización de diferentes bombas y calentadores de agua de algunos consumidores finales.

## 6.2. Nueva Zelanda

Nueva Zelanda es otro de los países que ha ido apostando de forma progresiva por flexibilizar la demanda. Los primeros proyectos se basaron en el sector residencial, los cuales a través de la monitorización controlaban la climatización, iluminación y ciertos electrodomésticos durante los picos de carga [79]. En la actualidad encontramos en Nueva Zelanda uno de los países pioneros en la implantación de energías renovables e infraestructuras de monitorización [80], [81], lo cual cobra una mayor importancia si cabe debido a que su red ramificada está aislada y, por tanto, debe usar sus propios recursos para gestionarse [82]. La *New Zealand Electricity Authority* (NZEA) es la organización reguladora del mercado eléctrico del país, y es a su vez la promotora de los diferentes proyectos piloto de flexibilización de la demanda.

La RD en Nueva Zelanda ha mostrado un progreso considerable. Pese a que en sus comienzos los proyectos no obtuvieron demasiados clientes interesados en participar, la tendencia parece estar cambiando. Diferentes agentes han realizado propuestas como la de gestionar edificios comerciales (oficinas, hospitales, etc.) durante los periodos de los picos de demanda y programas para el sector agrícola [83]. Otro proyecto interesante es el “DemandSMART”, que intenta integrar las cargas de los usuarios (tanto comerciales como industriales) en las Reservas Instantáneas [81]. A pesar de tener limitaciones de tiempo y de número de usos al año, ha repercutido en beneficios tanto para la red como para los implicados. La implantación de estas tecnologías irá acompañada de la micro generación y de un aumento de las energías renovables, las cuales generarán oportunidades de gestionar la variabilidad y flexibilidad del mercado [84].

## 6.3. República Popular de China

A pesar de la magnitud de los mercados eléctricos en Asia, encontramos pocos mercados de RD activos y aumentando.

En el caso de la República Popular de China, el gigante asiático, el potencial de estos proyectos es incluso mayor, ya que cuenta con la mayor infraestructura de monitorización del planeta [85], lo que facilita la gestión de los consumos durante los picos de carga, así como una red mallada que proporciona versatilidad al suministro. La Comisión Regulatoria Estatal de Electricidad (*State Electricity Regulatory Commission*, SERC) junto con la Comisión nacional de Energía (*National Energy Commission*, NEC) son las encargadas de promover

e implantar proyectos que proporcionan una mayor flexibilidad de la demanda, mejorando así el potencial de su sistema eléctrico.

Desde el gobierno chino se han ido implementando diversos programas de gestión de la demanda, los cuales se centran en medidas administrativas y técnicas. En 2010 se anunció una medida que requería a las corporaciones de más de 100kVA a implementar monitoreo y medidas de control de la carga [86], gestionando los precios con tarifas “Time of Use” (TOU), los cuales suelen establecer el precio máximo sobre 1’5 veces el precio promedio en los picos de consumo. Es importante resaltar la dificultad que implica encontrar información al respecto, tanto de los esquemas de precios como de los resultados económicos de estos proyectos.

En cuatro grandes ciudades del país (Suzhou, Beijing, Foshan y Tangshan) se han llevado a cabo programas piloto de gestión de la demanda. En ellos se incluyen tarifas interrumpibles, precios en tiempo real, precios de carga máxima y precios de almacenamiento de refrigeración. Posteriormente, y observando los resultados de este proyecto, se decidió realizar un programa de RD (bastante limitado) en dos edificios comerciales y dos industriales, que fue evolucionando hasta incluir más de 60 edificios [87]

Estos programas requieren una infraestructura de medición avanzada (AMI) para medir la línea de base y el consumo en tiempo real, y dispositivos de comunicación para informar a los usuarios de las actividades de Smart Demand Response (SDR) y analizar su compromiso de reducción [88].

En la Tabla 6 se muestra un resumen de los programas más interesantes existentes de DR (incluyendo SDR).

Observamos que la mayoría de los programas de DR en China se pueden clasificar como “*Smart Demand Response*” SDR, este término hace referencia a productos DR gestionados de forma automática por la gran infraestructura telemática del país, que se adapta a las necesidades, precios y circunstancias del sistema. A pesar de los aparentes beneficios de los programas de DR basados en precios “no inteligentes”, como “Real-Time Pricing” RTP (que no está equipado con un sistema de gestión de energía), estos no han sido aplicados en la República Popular de China [89].

**Tabla 6: Programas RD en la República Popular de China replicables al caso español**

Programas	Descripción	Tarifas o Plan de Remuneración <sup>16</sup>
Cargas Interrumpibles	Programas SDR disponibles en Jiangsu, Beijing, Foshan y Shanghái <sup>17</sup>  Métodos: Los usuarios son informados y se recopila información a través de una App móvil especializada, la plataforma WeChat y el servicio de mensajería	Jiangsu: Mercado diario o notificación a tiempo real. 100 RMB/kWh por reducción  Foshan: Notificación con 3 días, 1 día y 4 h de antelación. 130 RMB/kWh –1 por reducción  Beijing: Notificación con 1 día, 4 h y 30 min de antelación, para respectivamente 80, 100 y 120 RMB/kWh por reducción Shanghái: Notificación con 1 día, 4 h, 2 h y 30 min de antelación. 4 RMB/kWh –1 por reducción
Control de Cargas Directas	Programas SDR disponibles en Jiangsu y Shanghái  Métodos: Los usuarios son informados y se recopila información a través de una App móvil especializada, la plataforma WeChat y el servicio de mensajería. La reducción de carga se automatiza a través de aparatos de control.	Misma compensación que en las cargas interrumpibles

La adopción de los programas SDR en lugar de DR en China es a la vez practicable e importante [59], dado que:

- 1) Los programas de DR basados en precios que proporcionan precios variables del mercado mayorista a lo largo del día dependen de un mercado mayorista maduro, pero dicho mercado mayorista no está establecido en China.

<sup>16</sup> 1 € = 7'70 RMB (yuan)

2) Los precios que varían en el tiempo crean incertidumbre e impulsan la redistribución de los ingresos, y rara vez se utilizan incluso en mercados maduros de electricidad.

3) China está comprometida con las inversiones en infraestructuras inteligentes, lo que convierte a SDR en el siguiente paso natural para recuperar parcialmente los costos de inversión.

4) SDR avanzará significativamente la integración de energía renovable a la red, lo cual es muy importante para China, ya que impulsa rigurosamente su agenda de desarrollo de energía renovable.

Con todo esto, aún no parece claro el futuro de la RD en China, así como tampoco el rumbo que tomará el sistema eléctrico del país.

#### 6.4. Japón

El gobierno nacional japonés ha emprendido iniciativas muy efectivas y únicas para mejorar el desarrollo de redes inteligentes a través de la función reguladora del gobierno, como el desarrollo de modelos comerciales y programas para alentar la participación del consumidor [90]. La Compañía de Generación y Transporte Eléctrico de Japón (*Japan Electric Generation and Transmission Company*, JEGTC) junto con el Ministerio de Economía, Comercio e Industria (*Ministry of Economy, Trade and Industry*, METI) son las agencias reguladoras del sistema eléctrico y las impulsoras de la flexibilización de la demanda.

Una característica única del enfoque japonés es el prometedor papel del sector empresarial, ya que algunas de los grandes conglomerados nipones como Toyota, Mitsubishi, Sharp, Toshiba, Fujitsu, Panasonic, NEC y Nissan Motor están involucradas en estos proyectos. Estas empresas eran la principal fuente de inversión de capital para los proyectos piloto, ya que esperaban conseguir demostrar los beneficios económicos de flexibilizar la demanda, pudiendo así optimizar su producción.

El principal obstáculo lo encontramos en la masiva financiación que necesita el despliegue de medios que conlleva la creación de una red inteligente, esto ha sido identificado como una barrera clave para la RD [91].

La importancia de medidas efectivas de ahorro de demanda pico ha sido ampliamente reconocida en Japón. Las catástrofes acontecidas en el país provocaron que la nación se sintiera amenazada por la grave falta de suministro eléctrico. Estos sucesos provocaron el debate nacional en cuanto a la energía nuclear y el enfoque que debería tener en el futuro [92]. Una de las medidas

que se decidieron abordar fue incentivar la flexibilización de la demanda para una mejor inserción de energías renovables.

Los esfuerzos recientes del gobierno en este tema incluyen dos experimentos de campo en Kioto y Kitakyushu lanzados como parte del Proyecto Piloto de Red Inteligente por el Ministerio de Energía, Comercio e Industria (METI) en 2010. El objetivo de los experimentos de campo fue evaluar el impacto del “*Critical Peak Pricing*” (CPP) en el mercado de electricidad residencial japonés.

Según un documento del gobierno, los resultados de los experimentos sugirieron una reducción aproximada del 20% en la demanda máxima a través de los eventos de CPP. Este es un caso japonés de un gran conjunto de experimentos de campo que evalúa el impacto de la RD basada en el precio [93]. Vale la pena señalar que los comentarios sobre el consumo de electricidad en tiempo real a los consumidores pueden ayudarlos significativamente a responder al mecanismo de fijación de precios.

La *Tokyo Electric Power Company* (TEPCO) sigue invirtiendo hoy en día en infraestructura de monitorización para implementar SDR y así reducir los picos de demanda [94].

## 6.5. Corea del Sur

El contexto de Corea del Sur en cuanto a la RD es de una inversión progresiva.

Desde las corporaciones que gestionan la red eléctrica se ha incentivado la flexibilización de la demanda con el objetivo de incrementar los beneficios económicos. La reguladora del sistema coreano *Korean Electric Power Corporation* (KEPCO) ha sido la principal impulsora de la creación de proyectos de gestión de la demanda.

Actualmente, el programa efectivo de DR en Corea no se basa en un sistema de ofertas, sino en contratos que deciden los incentivos, el intervalo de participación, el tiempo de notificación del evento, etc.

Sin embargo, recientemente se realizó un programa de DR basado en ofertas, pero no tuvo una gran repercusión [95]. La necesidad de un programa DSM se está convirtiendo en un problema importante en Corea, y se reconoce como un elemento necesario para resolver el problema de la demanda [96].

Los programas de gestión de carga aplicados desde 2009 en Corea utilizan el sistema regular de licitación de fondos del KPX (*Korean Power Exchange*) y una reducción voluntaria de la carga de verano, coordinada con el período de vacaciones de verano, realizada por KEPCO (*Korean Electric Power Corporation*) [97]. La coordinación del período de vacaciones de verano se utiliza para

reducir la demanda pico de verano; Su objetivo es el cliente residencial y el cliente industrial que supera una demanda de 100kW con un incentivo de 650 won/kW·día<sup>18</sup>. Dado que en el país las vacaciones son opcionales y, por tanto, las fechas de estas son muy variables, hoy en día es difícil obtener un recurso contractualmente responsable que se ajuste a una curva de demanda correspondiente a las vacaciones.

La reducción voluntaria de la carga reduce la demanda durante las horas pico de verano de la tarde. Su objetivo son los clientes residenciales, industriales y educativos con un incentivo de 140 won/kW·vez (30 minutos). Este sistema contribuye a reducir la demanda máxima, pero será más difícil de implementar debido al hecho de que la regularidad laboral de la industria es más importante que la disminución del precio de la electricidad en un país avanzado. La reducción de carga sobre pedido es para clientes residenciales e industriales que tienen una carga de más de 300kW. El incentivo de este programa es de 270 won/kW·vez (30 minutos), sin embargo, aún no existe un historial de reducción y tiene un problema de procedimiento en el sentido de que el operador debe confirmar la carga reducción al cliente en un estado de emergencia.

El resultado del pre-piloto del sistema de licitación de fondos regulares en 2008 fue una reducción de carga de 197 MW en la temporada de verano y una reducción de carga de 289 MW en la temporada de invierno. El resultado de la temporada de verano fue del 103% de la reducción esperada y el invierno del 130% de la reducción esperada. Este resultado verificó la posibilidad de utilizar el sistema de licitación de fondos regulares [98], [99].

A través de estas dos experiencias satisfactorias encontramos una Corea del Sur dispuesta a seguir realizando proyectos de RD y de flexibilización de la demanda [100].

## 6.6. Singapur

Singapur es uno de los países líderes en Asia en términos de aplicaciones DR. La Autoridad del Mercado de Energía (EMA) de Singapur es la responsable de los proyectos de flexibilización de la demanda y ya ha introducido programas de DR para mejorar la competencia en el Mercado Nacional de Electricidad de Singapur (NEMS). En él los consumidores pueden participar directamente o a través de minoristas o agregadores de DR.

Todos los clientes que pueden ofrecer al menos 0,1 MW de reducción durante media hora pueden participar. Los consumidores que participan en el programa comparten un tercio de los ahorros obtenidos por la reducción de los precios de

---

<sup>18</sup> 1 € = 1.336,50 Won surcoreano

la electricidad como pagos de incentivos, hasta <sup>19</sup> 4.500 \$/MWh, que es el límite de los precios eléctricos al por mayor.

Los consumidores inscritos pueden proporcionar temporalmente la reducción requerida apagando equipos no críticos, reduciendo la HVAC o la energía del sistema de bombeo o incluso utilizando generadores de respaldo en el sitio por períodos cortos. *Diamond Energy Company* ha aplicado programas de interrupción de carga para enfrentar eventos anormales como un pico de demanda inesperado o interrupciones forzadas de la generación. CPVT Energy Company es un minorista registrado en EMA que también participa en el programa de interrupción de carga [101].

Estos y otros participantes en el mercado de RD de Singapur causan que actualmente sea de los desarrollos más interesantes entre los países asiáticos.

---

<sup>19</sup> 1 € = 1'55 \$ singapurense

## 7. ANÁLISIS DE REPLICABILIDAD

En este capítulo se analiza la replicabilidad de los productos internacionales de RD presentados, a partir de la Tabla 7, en la que aparecen representados todos los productos junto con sus principales características. Para estudiar la replicabilidad de un producto en los servicios de regulación gestionados por REE, se van a seguir los criterios fijados en la Tabla 2 del capítulo 0.

En la última columna de la tabla aparece el servicio de regulación con el que mayor afinidad tiene el producto a replicar. El valor de aquellos parámetros del producto que ya cumplan con los requisitos del servicio correspondiente aparece escrito en color negro, mientras que aquellos parámetros que no cumplen con los requisitos y que, por tanto, deberían ser modificados antes de ser aplicados, aparecen en cursiva y subrayado.

En línea con los objetivos y el alcance de este proyecto, se han comparado los parámetros de todos los productos de RD analizados con los requisitos técnicos de la Regulación Secundaria, la Regulación Terciaria y la Gestión de Desvíos exigidos por REE. Sin embargo, si bien la mayoría de los productos internacionales aquí presentados están diseñados para servicios similares a estos, los parámetros que caracterizan algunos de los productos harían imposible equiparlos con alguno de los tres. Se ha decidido incluir algunos productos de RD incompatibles con los servicios de Regulación Secundaria, Terciaria y Gestión de Desvíos por sus características particulares, ampliando así el rango de estrategias de diseño de productos considerados.

En otras palabras, algunos de los productos presentados en este informe no parecen fácilmente replicables al caso español (especialmente productos provenientes de otros continentes), pero sus características han sido analizadas también porque se ha considerado que pueden aportar buenas ideas, que deberían tenerse en cuenta a la hora de diseñar productos nuevos.

La razón esencial que justifica que productos de otros continentes sean más difíciles de replicar reside en el hecho de que habitualmente los países vecinos se influyen unos a otros, y como consecuencia el diseño de los servicios de operación es aproximadamente semejante. A modo de ejemplo, esto explicaría la existencia de una nomenclatura de los servicios de operación extendida y aceptada por todos los OS europeos que, al mismo tiempo, es difícil de comparar con la nomenclatura norteamericana.

Como se muestra en la tabla, existe una gran cantidad de productos similares a los tres servicios de regulación estudiados. En prácticamente la totalidad de los casos, el tipo de activación de un producto es el mismo que aquel empleado en el servicio de operación español con el que tiene más afinidad. Asimismo, normalmente los tiempos de respuesta máximos también suelen ser iguales o más breves (y por tanto compatibles) que los exigidos por el servicio al que pueden ser replicados. Esto facilita la aplicación de productos extranjeros porque se trata de parámetros que no precisan una modificación.

El parámetro de los servicios de ajuste españoles más dispar con la tendencia no solo en Europa, sino también en el resto del mundo, es sin duda el tamaño mínimo de las ofertas. Como se puede ver en la tabla, prácticamente toda la columna correspondiente a este parámetro es de color rojo, ya que casi todos los mercados de regulación admiten productos de tamaño muy inferior a los 10 MW. Podría elevarse el tamaño mínimo de cualquier producto a replicar y mantener todos los parámetros que ya sean compatibles, pero la experiencia en otros países demuestra que esto puede entorpecer en gran medida la participación de los recursos de la demanda, por lo que no parece una alternativa práctica. En su lugar, parece más coherente rebajar el requisito desde los procedimientos de operación correspondientes.

Finalmente, la duración máxima de la acción y la forma de pago por el servicio prestado son parámetros habitualmente compatibles total o parcialmente con los servicios de regulación españoles.

Producto / Servicio (País)	Tipo de activación	T <sub>RES</sub>	$\Delta P_{\min}$	T <sub>MÁX</sub>	Forma(s) de pago	Servicio español con mayor afinidad
Regulación Secundaria (Francia)	Automática	<u>60-100 s</u>	<u>1 MW</u>	<u>n/a</u>	Por capacidad y por utilización	Regulación Secundaria
Regulación Terciaria (Francia)	Manual	<u>13 min</u>	<u>10 MW</u>	2 horas	<u>Por capacidad y por utilización</u>	Regulación Terciaria
Reserva Complementaria (Francia)	Manual	<u>30 min</u>	<u>10 MW</u>	90 minutos	<u>Por capacidad y por utilización</u>	Gestión de Desvíos
Demand Turn Up (Reino Unido)	Manual	<u>Variable, Media: 6h</u>	<u>1 MW</u>	Variable, Media: 4,5h	Por utilización	Gestión de Desvíos
STOR (Reino Unido)	Manual	<u>Variable, 20 min - 4h</u>	<u>3 MW</u>	<u>n/a</u> (mín: 2h)	<u>Por capacidad y por utilización</u>	Gestión de Desvíos
Reserva Rápida (Reino Unido)	Automática	<u>2 min</u>	<u>25 MW</u>	15 min	<u>Por nominación, capacidad y utilización</u>	Regulación Secundaria
Regulación Terciaria - Volúmenes Reservados (Bélgica)	Manual	<u>15 min</u>	<u>1 MW</u>	2-8 h	<u>Por capacidad</u>	Regulación Terciaria
Regulación Terciaria - Volúmenes No Reservados (Bélgica)	Manual	<u>15 min</u>	<u>1 MW</u>	2-8 h	Por utilización	Regulación Terciaria
Servicio de Interrumpibilidad (Bélgica)	Manual	<u>15 min</u>	<u>5 MW</u>	4-12 h	<u>Por capacidad</u>	Regulación Terciaria
Reserva Estratégica de la demanda (Bélgica)	Manual	<u>90 min</u>	<u>1 MW</u>	4 h	<u>Por capacidad y por utilización</u>	Gestión de Desvíos

Producto / Servicio (País)	Tipo de activación	T <sub>RES</sub>	$\Delta P_{\min}$	T <sub>MÁX</sub>	Forma(s) de pago	Servicio español con mayor afinidad
FCR-N (Finlandia)	Automática	<u>3 min</u>	<u>0,1 MW</u>	<u>n/a</u>	Por capacidad y por utilización	Regulación Secundaria
Regulación Terciaria (Finlandia)	Manual	15 min	<u>5 MW</u>	<u>n/a</u>	<u>Por capacidad y por utilización</u>	Regulación Terciaria
Reservas Estratégicas (Finlandia)	Manual	15 min	10 MW	<u>n/a</u>	<u>Según contrato</u>	Gestión de Desvíos
Regulación Secundaria (Alemania)	Automática	<u>5 min</u>	<u>5 MW</u>	<u>n/a</u>	Por capacidad y por utilización	Regulación Secundaria
Regulación Terciaria (Alemania)	Manual	15 min	<u>1MW</u>	4 horas	<u>Por capacidad y por utilización</u>	Regulación Terciaria
Regulación Terciaria (Dinamarca)	Manual	15 min	<u>5 MW</u>	<u>n/a</u>	Por utilización	Regulación Terciaria
Regulación Secundaria (Países Bajos)	Automática	>30s <sup>20</sup>	<u>1 MW</u>	15 min	Por capacidad y por utilización	Regulación Secundaria
Regulación Terciaria (Países Bajos)	Manual	10-15 min	20 MW	<u>1 h</u>	Por utilización	Regulación Terciaria
Mercado de Regulación (Suecia)	Manual	15 min	<u>5 MW</u>	<u>n/a</u>	Por utilización	Regulación Terciaria
Reservas Estratégicas (Suecia)	Manual	15 min	<u>5 MW</u>	<u>n/a</u>	<u>Por capacidad y por utilización</u>	Gestión de Desvíos
Regulación Secundaria (Suiza)	Automática	<u>200 s</u>	<u>5 MW</u>	<u>n/a</u>	Por capacidad y por utilización	Regulación Secundaria

<sup>20</sup> El requerimiento es que exista un cambio de potencia a los 30 segundos de la notificación, y a partir de ahí la variación de potencia mínima es proporcional al tamaño de la oferta adjudicada

Producto / Servicio (País)	Tipo de activación	T <sub>RES</sub>	$\Delta P_{\min}$	T <sub>MÁX</sub>	Forma(s) de pago	Servicio español con mayor afinidad
Regulación Terciaria (Suiza)	Manual	15-35 min	<u>5 MW</u>	<u>n/a</u>	<u>Por capacidad</u> y por utilización	Regulación Terciaria
Subidas y Bajadas Lentas (Australia)	<u>Manual</u>	60 s	<u>0,1 MW</u>	<u>n/a</u>	Por capacidad	Regulación Secundaria
Subida y Bajada Retrasadas (Australia)	Manual	5 min	<u>0,1 MW</u>	<u>n/a</u>	<u>Por capacidad</u>	Regulación Terciaria
Reducción Voluntaria de Carga (Corea del Sur)	<u>Manual</u>	<u>n/a</u>	<u>0,1 MW</u>	30 min	Por capacidad	Regulación Secundaria
Reducción de Carga Temporal (Singapur)	<u>Manual</u>	<u>n/a</u>	<u>0,1 MW</u>	30 min	Por utilización	Regulación Secundaria
Proxy Demand Resource (CAISO-EE. UU.)	Manual	10 min	<u>0,5 MW</u>	<u>n/a</u>	<u>Por capacidad</u>	Regulación Terciaria
Energy Response Services ERS-10 (ERCOT - EE. UU.)	Manual	10 min	<u>0,1 MW</u>	12 h	Seguridad de Suministro	Regulación Terciaria
Energy Response Services ERS-30 (ERCOT - EE. UU.)	Manual	30 min	<u>0,1 MW</u>	12 h	Seguridad de Suministro	Gestión de Desvíos
Energy Response Services ERS-WS10 (ERCOT - EE. UU.)	Manual	10 min	<u>0,5 MW</u>	3 h	Seguridad de Suministro	Regulación Terciaria
Energy Response Services ERS-WS30 (ERCOT - EE. UU.)	Manual	30 min	<u>0,5 MW</u>	3 h	Seguridad de Suministro	Gestión de Desvíos
Load Resource (RRS - UFR) (ERCOT - EE. UU.)	Manual	10 min	<u>0,1 MW</u>	3 h	Seguridad de Suministro	Regulación Terciaria

Producto / Servicio (País)	Tipo de activación	T <sub>RES</sub>	$\Delta P_{\min}$	T <sub>MÁX</sub>	Forma(s) de pago	Servicio español con mayor afinidad
CLR (Reg.) (ERCOT - EE. UU.)	<i>Manual</i>	Inmediato	<u>0,1 MW</u>	<i>n/a</i>	Seguridad de Suministro	Regulación Secundaria
Programas de Servicios Auxiliares del lado de la Demanda (DSASP-10) (NYISO - EE. UU.)	Manual	10 min	<u>1 MW</u>	<i>n/a</i>	Por capacidad	Regulación Terciaria
Programas de Servicios Auxiliares del lado de la Demanda (DSASP-30) (NYISO - EE. UU.)	Manual	30 min	<u>1 MW</u>	<i>n/a</i>	Por capacidad	Gestión de Desvíos
Programas de Servicios Auxiliares del lado de la Demanda (DSASP-Reg) (NYISO - EE. UU.)	Automática	Inmediato	<u>1 MW</u>	<i>n/a</i>	Por capacidad	<u>Regulación Primaria</u>
Recursos de Casos Especiales (SCR) (NYISO - EE. UU.)	Manual	2 h	<u>0,1 MW</u>	<i>n/a</i>	Por capacidad	Gestión de Desvíos
Recursos de Demanda en Pico (OP) (ISO-NE - EE. UU.)	Automática	Inmediato	<u>0,1 MW</u>	<i>n/a</i>	Por capacidad	<u>Regulación Primaria</u>
Recursos de Demanda en Pico Estacional (SP) (ISO-NE - EE. UU.)	Automática	Inmediato	<u>0,1 MW</u>	<i>n/a</i>	Por capacidad	<u>Regulación Primaria</u>
Reservas Planificadas Diarias (PJM - EE. UU.)	<i>Manual</i>	30 min	<u>0,1 MW</u>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	Gestión de Desvíos
Reservas Sincronizadas (PJM - EE. UU.)	Manual	10 min	<u>0,1 MW</u>	<u>30 minutos</u>	<i>n/a</i>	Regulación Terciaria
Regulación (PJM - EE. UU.)	Automática	Inmediato	<u>0,1 MW</u>	<i>n/a</i>	Por capacidad y por utilización	<u>Regulación Primaria</u>

Producto / Servicio (País)	Tipo de activación	$T_{RES}$	$\Delta P_{min}$	$T_{MÁX}$	Forma(s) de pago	Servicio español con mayor afinidad
Reserva Rodante (MISO - EE. UU.)	Manual	10 min	<u>1 MW</u>	<u>n/a</u>	<u>n/a</u>	Regulación Terciaria
Reserva Suplementaria (MISO - EE. UU.)	Manual	10 min	<u>1 MW</u>	<u>n/a</u>	<u>n/a</u>	Gestión de Desvíos
Regulación (MISO - EE. UU.)	Regulación	4 s	<u>1 MW</u>	60 min	<u>n/a</u>	<u>Regulación Primaria</u>

Tabla 7: Tabla de Replicabilidad de productos de RD internacionales

## 8. ANÁLISIS DE PRODUCTOS

La RD es un recurso que trae consigo beneficios probados por la experiencia en diversos países, principalmente en Europa y Estados Unidos. Además, algunos países de Asia y Oceanía también han desarrollado algunos productos de RD para aprovechar sus beneficios. Sin embargo, la viabilidad técnica y económica de este servicio está sujeta a la infraestructura energética de cada país.

Para implementar este servicio y beneficiarse de sus ventajas, la mayoría de los países opta por probar el producto en un proyecto piloto. Esto permite al OS introducir los cambios pertinentes para optimizar su funcionamiento antes de hacerlo público y accesible por otros agentes del mercado[4]. Sin embargo, en algunos servicios abiertos a la RD y a la agregación de consumidores, la participación de la demanda permanece muy limitada. Algunos de los principales motivos de este hecho son la fuerte competencia de la generación, la baja demanda de regulación por parte del sistema eléctrico o un diseño de mercado que dificulta el desarrollo de la RD.

A modo de ejemplo, Gran Bretaña (ver 4.2) es el primer país de Europa en abrir sus mercados de regulación a la RD, y ha tenido que introducir diversos cambios en el diseño de los productos, probablemente debido a la falta de experiencia. Por otro lado, algunos países con una regulación relativamente avanzada en materia de RD, como Suecia o Suiza, cuentan con una participación muy por debajo de su potencial, debido a la fuerte competencia de sus centrales hidroeléctricas [3]. De estas experiencias se advierte cuán crucial es analizar el estado de la RD en países vecinos, desde el punto de vista del diseño de productos nuevos. Esto será especialmente útil cuando se consulte bibliografía de países vecinos con características energéticas similares (mix energético, potencia instalada de cada tecnología, crecimiento de la demanda, crecimiento de renovables, etc.), cuyos éxitos y errores deberían ser tenidos en cuenta en el desarrollo de productos nuevos.

Algunos países configuran productos específicos para la RD, como la Reserva Estratégica de la Demanda belga (4.3.4) o la *Demand Turn Up* británica (4.2.1). Es cierto que, desde el punto de vista económico, lo ideal sería que generadores y consumidores compitieran en el mercado para que la reserva de potencia fuera lo más barata posible. Sin embargo, la activación de productos como este quizá podría resultar útil para atraer la atención de los PVRD y movilizar así sus reservas de potencia. Tras conseguirse una participación considerable de la demanda, se puede evaluar la opción de reformar los productos para poner en competencia directa a consumidores y productores de electricidad.

El servicio más comúnmente cerrado a la RD es la Regulación Secundaria. Esto se aprecia en el caso de Bélgica (4.3), cuya Regulación Secundaria está totalmente cerrada a la RD, y de Finlandia (4.4), donde el mercado está abierto pero la participación de la RD en Regulación Secundaria fue nula el último año. Existen tres motivos principales que pueden explicar este hecho. Por un lado, podría darse que la Regulación Secundaria sea el servicio al que peor se ajusta

la flexibilidad de la demanda por motivos técnicos. Por otro, podría ser el servicio en el que encuentra mayor competencia con las centrales eléctricas. Finalmente, la última opción sería que se trate del servicio en el que más presión ejercen los generadores para dificultar la participación de la demanda.

Otra de las tendencias más extendidas es establecer un tamaño de oferta mínimo de 1 MW, como se ve en los productos 4.2.1, 4.3.1, 4.5.1, 4.7.1, y 4.10.1. Sin embargo, también existen tamaños de mínimos de solo 0.1 MW (4.4.1, 4.8.3, 5.2.2, 5.2.3, 5.2.4, 5.3.3, 5.4.2, 5.4.3., 5.4.4., 5.5.2 y 5.5.3.) y de hasta 25 MW (4.2.3). En algunos servicios también existen tamaños máximos de las ofertas (4.6.1, 4.7.1, 4.10.1 y 4.10.2).

En algunos países, los BSP pueden acceder a ciertos servicios mediante dos mercados diferentes. Es el caso de la Reserva Normal para la Operación de Control de la Frecuencia fina (4.4.1), donde puede accederse por un mercado anual o por uno diario. De forma similar, en la Regulación Terciaria suiza (4.10.2) existe un mercado semanal y otro diario. Normalmente, cuando existen dos formas de acceso a un mismo servicio, la retribución que percibe un BSP por las acciones de regulación es dependiente del mercado que utilizó para ofertar sus servicios.

En estos casos, la retribución tiende a ser más favorable cuando los requisitos son más exigentes. Como ejemplo, si una unidad recibe obligaciones de capacidad en un mercado semanal o anual, suele percibir un pago por capacidad que no adquieren las unidades que participen en el mismo servicio pero que accedieron a este más tarde, mediante un mercado diario.

Uno de los productos que merece especial mención es la “*Demand Turn Up*” de Reino Unido (ver 4.2.1). Se trata de un producto con diversas particularidades. Por un lado, solo puede activarse dentro de unos horarios fijos. Esta es una característica que incluyen otros servicios, y que facilita la gestión de la carga y una mayor adaptación a la demanda debido a su carácter temporal en comparación con la generación térmica o hidráulica [3]. Además, es un servicio que solo se utiliza para aumentar la demanda o disminuir la producción, habilitando acciones en un único sentido tanto a generadores como a consumidores. Estas acciones son de larga duración (alrededor de 4-5 horas), pero habitualmente los BSP cuentan con mucha antelación para organizarse (unas 6 horas de media). Se trata de un servicio muy flexible, en el que no hay restricciones temporales a la provisión del servicio, sino que cada BSP oferta los tiempos a los que puede hacer frente.

Otros rasgos a destacar de los mercados británicos son la existencia de múltiples productos dentro de un mismo servicio cuyas características se ajustan a la flexibilidad del PVRD (4.2.2) y de un pago por nominación (4.2.3), muy poco habitual en otros mercados.

Es interesante el algoritmo de activación que siguen el servicio de Regulación Secundaria en Francia (ver 4.1.1) y el de Suiza (ver 4.10.1), donde los controladores del OS distribuyen las reservas de potencia de forma proporcional a las asignaciones de reserva previamente realizadas. Esto activa todos los

recursos de regulación simultáneamente y asegura una remuneración justa. Por el contrario, cuando la forma de activación sigue el orden de precios y existe un importante pago por capacidad, puede ocurrir que un BSP perciba una retribución desproporcionada respecto a sus acciones de regulación, causando ineficiencias en el mercado y rechazo por parte de los BSP perjudicados.

En esta misma línea, es especialmente llamativo el caso de la Regulación Secundaria neerlandesa (4.7.1), donde se utilizan ambos tipos de activación, dependiendo de la gravedad del desvío de frecuencia a corregir. En este caso, la forma de retribución por el servicio depende del tipo de activación empleado.

Otro servicio muy particular del sistema eléctrico neerlandés es la Regulación Terciaria. En este servicio se favorece la agregación sobre la participación individual, pues solo los grupos de BSP pueden participar haciendo ofertas de subida y de bajada simultáneamente. Por otro lado, se obliga a participar a los consumidores más grandes (de más de 60 MW). También es interesante su Regulación Secundaria, en la que el OS exige rampas de potencia mínimas muy concretas: aumento/disminución del 7% de la oferta adjudicada por minuto. Este servicio tiene además dos tipos de activaciones, que serán elegidos en función de las circunstancias del desvío, y cada uno se remunera de una forma diferente.

La Reserva Terciaria y las Reservas Complementarias de Francia (ver 4.1.2) parecen tener rasgos técnicos similares a la Regulación Terciaria y la Gestión de Desvíos de REE, con la diferencia de que la Reserva Terciaria francesa solo obliga a la activación de las reservas hasta dos veces al día. Esta limitación podría ser interesante para un PVRD, pues facilita la organización y preparación de la acción y minimiza el impacto sobre su propia actividad económica.

Respecto a la situación de Bélgica (ver 4.3), resulta llamativo que la Regulación Terciaria cuente con un mercado adicional para ofertar reservas de potencia en tiempo real y sin compromisos. Además, el mercado convencional de este servicio cuenta con dos modalidades de diferente exigencia, que permiten un mejor ajuste de los recursos de la demanda.

Como se comenta en la sección 4.4, parece que las barreras más importantes a la RD de otros países suelen coincidir con las barreras a la RD en España, listadas en la tarea 1.3 de este proyecto. Barreras organizativas como la falta de estándares de comunicación y de modelos de negocio, así como una sociedad de consumidores carentes de información y motivación, son las barreras más importantes en el sistema finés, y coinciden en gran medida con algunas de las principales barreras en España.

Por lo tanto, el seguimiento de la superación de estas barreras puede proveer estrategias para acelerar la participación de la demanda en los servicios complementarios gestionados por REE. En todo caso, lo más lógico parece empezar abordando las barreras no compartidas con otros países industrializados: las barreras regulatorias.

Por último, una idea especialmente interesante sacada de la Regulación Terciaria danesa (4.6.1) es la de establecer precios mínimos y máximos variables, dependientes del precio de la electricidad en el mercado diario para la hora correspondiente a la activación del servicio. Esto garantiza que las empresas que ofrezcan un servicio de regulación no salgan perjudicadas respecto a las empresas que entregan (o adquieren) energía con un día de antelación.

En cuanto a los precios observados, si se clasifican por tipo de servicio equivalente en el sistema eléctrico español:

- En la Regulación Secundaria, es muy habitual la remuneración con un pago por capacidad y otro por utilización. Se observan precios por el concepto de capacidad de alrededor de 18 €/MW/h (Francia), 13 €/MW/h (Finlandia), 22 €/MW/h (Suiza) y hasta 200 €/MW/h (Gran Bretaña). Por otro lado, se observan precios de utilización de energía a subir de unos 20-40 €/MWh (Finlandia), 70€/MWh sobre el precio del mercado spot (Países Bajos) y 50 €/MWh (Suiza).
- En la Regulación Terciaria, parece más habitual la remuneración con pago por utilización que con pago por capacidad. Se observan precios para el pago por capacidad de en torno a 5-6 €/MW/h (Bélgica) y 3 €/MW/h (Finlandia), y para el pago por utilización de alrededor de 47 €/MWh (Francia), dependiente de un mercado con límite inferior igual al precio del mercado spot (Dinamarca), variable con un máximo de 200 €/MWh (Holanda) y de unos 41 €/MWh (Suecia).
- En la Gestión de Desvíos, la mayor parte de países emplean pagos por utilización. Se observa un precio de capacidad de 2 €/MW/h (Reino Unido) y 7 €/MW/h (Irlanda) y un precio de utilización a subir de unos 45 €/MWh (Francia), 73 €/MWh (Reino Unido), 75 €/MWh (Bélgica) y entre 380-950 €/MWh (Irlanda).

La explicación exacta y justificada de las diferencias entre los precios de cada país requeriría un estudio en profundidad. Desde el punto de vista del precio como función de la oferta y la demanda, los principales motivos que explicarían estas diferencias son:

- Las diferencias entre los recursos y tecnologías disponibles y en explotación en cada país. Por ejemplo, normalmente los países con amplia capacidad de centrales hidroeléctricas tienen una oferta de regulación extensa, que contribuye a abaratar los precios.
- Las diferencias en el mix energético. En países con una participación importante de las renovables no gestionables y con una escasa capacidad

de generación térmica e hidráulica, el coste de los servicios de regulación puede crecer significativamente.

- Diferencias en la exigencia de los requisitos del servicio. Los productos que exigen respuestas más rápidas, duraciones más prolongadas y capacidades mínimas mayores tienden a mostrar precios superiores.
- Diferencias en el nivel de desarrollo y potencial de RD. La facilidad con la que los recursos de la demanda se puedan adaptar a las exigencias de la regulación, así como el volumen de consumidores aptos y dispuestos a ofrecer este servicio, afectan al precio de los servicios de regulación. Esto se observa especialmente en países con una alta participación de la demanda en los recursos de regulación, y por supuesto en productos exclusivos de la RD.

Estas y muchas otras variables deberían ser tenidas en cuenta en el diseño de productos de RD para favorecer su desarrollo.

Prácticamente todos los países industrializados del entorno de España han abierto todos o parte de sus mercados de operación a los recursos de la demanda. Por su parte, actualmente REE solo utiliza un recurso similar, el conocido como Servicio de Interrumpibilidad, criticado por los consumidores por no saber aprovechar la flexibilidad que estos le prestan.

Sin embargo, estar a la cola de este desarrollo supone en cierto modo una importante ventaja. Una revisión exhaustiva de la experiencia en países como Francia o Reino Unido puede brindar a REE una oportunidad para identificar errores típicos en el diseño de los productos y mecanismos de mercado replicables a la RD en España, así como una serie de medidas más propensas al éxito.

Observando países más allá de Europa se encuentran otros productos con potencial de replicabilidad para el caso español. Tanto en Asia como en Oceanía se están desarrollando proyectos similares al español para implementar RD en sus propios sistemas eléctricos, flexibilizando así su creciente demanda, pero sin duda el continente americano y, más concretamente, los EE. UU. es donde se encuentra el principal núcleo de investigación al respecto.

La mayoría de los programas de RD en EE. UU. se desarrollaron con el fin de ofrecer fiabilidad y seguridad de suministro. Muchos se basan en el control directo de un gran número de cargas residenciales, y muchos otros sirven como programas de interrumpibilidad para grandes consumidores industriales y comerciales. En ambos casos, los programas llevan décadas aplicándose y dotando de flexibilidad a la red y son replicables, con cambios, al sistema español en regulación secundaria, terciaria y gestión de desvíos.

La variedad de parámetros que presentan debido a las aplicaciones que cada región ha implementado de forma independiente dentro del país permite que el estudio de estas sea versátil en cuanto a tamaños de oferta, tiempos de rampa y duración de las acciones. Los proyectos no dependientes de los operadores del sistema, sino de empresas energéticas independientes, también

resultan útiles como ejemplos de gestión, principalmente residencial, de la energía.

A través de todos los productos analizados se pueden obtener conclusiones acerca de cómo mejorar la eficiencia del sistema nacional, adaptando los más beneficiosos, realizar periodos de prueba y finalmente comprobando su fiabilidad y utilidad.

## 9. CONCLUSIONES

---

La RD es un servicio que ha probado su viabilidad técnica y económica y su facultad para generar beneficios para el sistema eléctrico en diversos países europeos. La experiencia muestra que, tras unos primeros años de desarrollo de proyectos piloto y ajustes, la RD puede suponer un recurso fiable y competitivo técnica y económicamente con los recursos tradicionales.

Esta experiencia se dio mucho antes en los Estados Unidos, donde los OS más importantes del país llevan varias décadas trabajando con los recursos de la demanda, cubriendo buena parte de las reservas de potencia de cada estado. Asimismo, muchos otros países de Asia y Oceanía están explorando sus propias alternativas en paralelo al desarrollo europeo. En vista de esta situación, parece claro que tarde o temprano la RD será empleada en todos los sistemas eléctricos de potencia modernos.

Se observa también una influencia regional claramente presente en la organización y nomenclatura de los servicios de operación. En otras palabras, los países tienden a influenciar y aprender de sus vecinos, y ello se refleja en diseños de los mecanismos de regulación similares, y en nomenclaturas compartidas dentro de un mismo continente y completamente distintas a las del resto del planeta.

Sin embargo, muchos de los parámetros y reglas de mercado que caracterizan a los productos no están normalizados. Cada OS organiza los servicios en función de sus necesidades, y esto se traduce en un diseño con ciertas particularidades que no comparte con otros países. Si bien en líneas generales los servicios de regulación de países vecinos son similares, los mecanismos de retribución y los requisitos técnicos suelen tener diferencias notables.

Para favorecer el desarrollo de la RD y maximizar sus beneficios, la experiencia deja claro que es imprescindible realizar un estudio para evaluar el potencial de desarrollo, sus barreras y sus puntos fuertes. Además, utilizar la experiencia de otros países puede ser crucial para evitar errores y diseñar mecanismos óptimos y acordes con el potencial de recursos de la demanda.

Finalmente, y considerando todos los comentarios planteados, se concluye que, para el desarrollo de productos de RD adaptados para los servicios de regulación en un sistema eléctrico como el español, deben tenerse en cuenta los siguientes aspectos:

- El potencial de RD industrial, residencial y comercial. Debe cuantificarse qué puede hacer la demanda y plantear unos requisitos técnicos compatibles con su flexibilidad.
- La eficiencia de los agentes que actúan como reguladores de la frecuencia actualmente. Debe valorarse si la flexibilidad de los actuales BSP es efectiva y barata, o si por el contrario supone un sobrecoste para el sistema que deja margen de desarrollo a la RD. Esto se puede apreciar

por comparación entre el precio que perciben los actuales BSP y los costes que representarían las acciones de regulación para cada consumidor.

- Algunos aspectos de los procedimientos de operación actuales están quedando obsoletos, por comparación con los procedimientos de operación en países vecinos, y dificultan el desarrollo de la RD. Los principales obstáculos son el tamaño mínimo de las ofertas o la falta de reconocimiento de la figura del agregador de consumidores. El sistema requiere por tanto una reforma legislativa que adapte los procedimientos de operación a este nuevo recurso.
- Existen muchos productos en países vecinos que serían replicables total o parcialmente al caso español. Debe tenerse en cuenta la experiencia en países como Francia o el Reino Unido para evitar errores y mejorar el diseño de productos.

La información disponible en este y el resto de los informes del proyecto puede constituir el punto de partida para el diseño de unos productos fiables, que consigan favorecer la participación de una demanda competitiva, abaratar los precios de regulación del sistema español y reducir las emisiones de gases contaminantes.

## 10. BIBLIOGRAFÍA

- [1] M. Alcázar Ortega, D. Ribó Pérez y L. Larrosa López, «Tarea 2.1. Caracterización de los servicios de operación. Diseño y análisis de mecanismos de participación de la demanda en servicios complementarios del sistema eléctrico español,» Universitat Politècnica de València. Fundación Iberdrola, Valencia, 2020.
- [2] M. Alcázar Ortega, D. Ribó Pérez y L. Larrosa López, «Tarea 2.2. Caracterización y estandarización de los productos de Respuesta de la Demanda. Diseño y análisis de mecanismos de participación de la demanda en servicios complementarios del sistema eléctrico español,» Universitat Politècnica de València. Fundación Iberdrola, Valencia, 2020.
- [3] M. Alcázar Ortega, D. Ribó Pérez y L. Larrosa López, «Tarea 1.1. Identificación de programas de Respuesta de la Demanda. Diseño y análisis de mecanismos de participación de la demanda en servicios complementarios del sistema eléctrico español,» Universitat Politècnica de València. Fundación Iberdrola, Valencia, 2020.
- [4] Smart Energy Demand Coalition, "Explicit Demand Response in Europe," 2017.
- [5] S. Nolan and M. O'Malley, "Challenges and barriers to demand response deployment and evaluation," *Applied Energy*, vol. 152, pp. 1-10, 2015.
- [6] ENTSO-E, "Electricity balancing in Europe," 2018.
- [7] M. Alcázar Ortega, C. Calpe, T. Theisen and J. Rodríguez García, "Certification prerequisites for activities related to the trading of demand response resources," *Energy*, vol. 93, no. 1, pp. 705-715, 2015.
- [8] Red Eléctrica de España, "Curvas de ofertas - ESIOS electricidad - datos - transparencia," [Online]. Available: : <https://www.esios.ree.es/es/curvas-de-ofertas/#29?date=2020-04-07T13%3A00> . [Accessed 19 Abril 2020].
- [9] RTE, "Flexibility - Demand Response: RTE Bilan électrique 2018," [Online]. Available: <https://bilan-electrique-2018.rte-france.com/demand-response/?lang=en>. [Accessed 12 Marzo 2020].
- [10] RTE, "Frequency Ancillary Services Terms and Conditions," 2018.
- [11] RTE, "Gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité," [Online]. Available: <https://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/services/actualites.jsp?id=9800&mode=detail>. [Accessed 2020 Abril 19].
- [12] RTE, "API Data RTE," 14 Abril 2020. [Online]. Available: <https://data.rte-france.com/catalog/-/api/market/Balancing-Energy/v1.1>.
- [13] The Association for Decentralised Energy, "Demand side response - Resources," [Online]. Available: <https://www.theade.co.uk/resources/what-is-demand-side-response>. [Accessed 19 Abril 2020].

- [14] G. Wilson, I. Staffell and N. Godfrey, "Britain's electricity since 2010: wind surges to second place, coal collapses and fossil fuel use nearly halves," *The Conversation*, 6 Enero 2020.
- [15] National Grid, "Demand Turn Up," [Online]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/balancing-services/reserve-services/demand-turn>. [Accessed 19 Abril 2020].
- [16] National Grid, "Demand Turn Up," 2016.
- [17] National Grid, "Short Term Operating Reserve - General description of the service," 2010.
- [18] National Grid, "Fast Reserve," [Online]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/balancing-services/reserve-services/fast-reserve>. [Accessed 19 Abril 2020].
- [19] National Grid, "Firm Fast Reserve Post Assessment Tender Report," 2014.
- [20] L. Van Isterdael, "The potential of demand-side management in Belgium," Ghent University - Faculty of Economics and Business , 2014.
- [21] Elia, "Flexible Demand Management Products - A question of balance," 2017.
- [22] Elia, "Elia - Auction Results," [Online]. Available: <https://www.elia.be/en/grid-data/balancing/capacity-auction-results> . [Accessed 14 Abril 2020].
- [23] Elia, "Balance The strategic reserve - A mechanism to cover structural shortages," 2018.
- [24] Fingrid, "Demand-side management," Fingrid, [Online]. Available: <https://www.fingrid.fi/en/electricity-market/market-integration/the-future-of-the-electricity-markets/demand-side-management/#market-places>. [Accessed 19 Abril 2020].
- [25] S. Honkapuro et al, "Practical implementation of demand response in Finland," *CIREC*, 2015.
- [26] Fingrid, "Reserve Products and reserve market places - Balancing electricity consumption and production," 2019.
- [27] I. Bailey and P. Revell, "Potentiale regelbaren Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien," 2015.
- [28] H. C. Gils, "Economic potential for future demand response in Germany - Modelling approach and case study," *Appl. Energy*, vol. 162, pp. 401-415, 2015.
- [29] J. Stede, "Demand Response in Germany - Technical Potential, Benefits and Regulatory Challenges," Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung , Berlín (Alemania), 2016.
- [30] Regelleistung, "Regelleistung," [Online]. Available: <https://www.regelleistung.net/ext/static/srl>. [Accessed 19 Abril 2020].
-

- [31] Energinet, "Ancillary services to be delivered in Denmark," 2017.
- [32] Energinet, "Regulation C2: The balancing market and balance settlement," 2008.
- [33] TenneT NL, "Product information automatic Frequency Restoration Reserve," 2018.
- [34] ESB Networks and EirGrid, "Electricity Transmission Performance Report," 2017.
- [35] NordPool, "Nord Pool - Market Data," [Online]. Available: <https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/Regulating-Power1/Regulating-Prices1/SE/Hourly/?view=table>. [Accessed 14 Abril 2020].
- [36] Swissgrid, "Basic principles of ancillary service products - Product description," 2019.
- [37] Swissgrid, "Swissgrid - Grid data - Balancing," [Online]. Available: <https://www.swissgrid.ch/en/home/operation/grid-data/balance.html>. [Accessed 14 Abril 2020].
- [38] Federal Energy Regulatory Commission, "National Action Plan on Demand Response," FERC, 2010.
- [39] Federal Energy Regulatory Commission, "2019 Assessment of Demand Response and Advanced Metering," FERC, 2019.
- [40] E. Webb, O. Q. Wu and K. Cattani, "Mind the Gap: Coordinating Energy Efficiency and Demand Response," *SSRN Electronic Journal*, Vols. 16-68, pp. 1-8, 2016.
- [41] J. Mathieu, M. E. H. Dyson and D. Callaway, "Resource and revenue potential of California residential load participation in ancillary services," *Energy Policy*, vol. 215, pp. 76-87, 2015.
- [42] C. Rochlin, "The Alchemy of Demand Response: Turning Demand into Supply," *Electricity Journal*, vol. 22, no. 9, pp. 10-25, 2009.
- [43] R. Walawalkar, S. Blumsack, J. Apt and S. Fernands, "An economic welfare analysis of demand response in the PJM electricity market," *Energy Policy*, vol. 36, no. 10, pp. 3692-3702, 2008.
- [44] D. Muthirayan, E. Baeyens, P. Chakraborty, K. Poolla and P. P. Khargonekar, "A Minimal Incentive-based Demand Response Program With Self Reported Baseline Mechanism," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 11, no. 3, pp. 2195-2207, 2019.
- [45] J. Bushnell and B. F. Hobbs, CAISO to consume something, be it water, CO 2 emissions, or electricity, faces a serious challenge of measuring what the consumer, 2009.
- [46] J. W. Zarnikau, "Demand participation in the restructured Electric Reliability Council of Texas market," *Energy*, vol. 35, no. 4, pp. 1536-1543, 2010.
- [47] M. Liu, W. J. Lee and L. K. Lee, "Financial opportunities by implementing renewable sources and storage devices for households under ERCOT demand

- response programs design.," in *2013 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, Lake Buena Vista (FL), USA, 2014.
- [48] B. Bayer, Current Practice and Thinking with Integrating Demand Response for Power System Flexibility in the Electricity Markets in the USA and Germany., Current Sustainable/Renewable Energy Reports, 2015.
- [49] P. Wattles, "ERCOT Demand Response," in *Whitacre College of Engineering, Texas Tech University*, 2012.
- [50] W. J. Lee, F. L. Quilumba, J. Shi and S. H. Huang, "Demand response An assessment of load participation in the ERCOT nodal market," in *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, San Diego (CA), USA, 2012.
- [51] C. Álvarez Carrillo, Análisis del mercado eléctrico de Texas y su adecuación en cuanto a la aplicación de estrategias de respuesta de la demanda para la provisión de servicios complementarios. Trabajo Fin de Máster, Valencia: Universitat Politècnica de València, 2016.
- [52] DNV KEMA, Development of Demand Response Mechanism, Australian Energy Market Operator, 2013.
- [53] ENTSO-E., Electricity Balancing in Europe - An Overview of the European Balancing Market and Electricity Balancing Guideline., ENTSO-E., 2018.
- [54] R. Walawalkar, S. Fernands, N. Thakur and K. R. Chevva, "Evolution and current status of demand response (DR) in electricity markets: Insights from PJM and NYISO," *Energy*, vol. 35, no. 4, pp. 1553-1560, 2010.
- [55] M. Rava Arias, Estudio del impacto de las restricciones y participación de la demanda en el mercado de electricidad en el estado de nueva york (EE.UU.), Valencia (España): Universitat Politècnica de València, 2018.
- [56] H. A. Gómez and C. E. Vallejo, Análisis de mecanismos para la aplicación de respuesta de la demanda en el mercado eléctrico colombiano., Medellín (Colombia): Universidad EAFIT. Escuela de Economía y Finanzas., 2016.
- [57] I. Ortiz, "Energy transition: enabling technologies for demand flexibility, regulation & business models," Universidad Politécnica de Madrid. Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales, Madrid, 2018.
- [58] F. & P. C. José, Gestión de la demanda para el control de la seguridad en mercados eléctricos, 2005.
- [59] S. S. Reka and V. Ramesh, "A smart survey on demand response potential in global energy market," *Indian Journal of Science and Technology*, vol. 8, no. Sup.9, pp. 1-10, 2015.
- [60] J. Eto, Demand Response as a System Reliability Resource, 2006.
- [61] H. A. Aalami, M. P. Moghaddam and G. R. Yousefi, "Demand response modeling considering Interruptible/Curtailable loads and capacity market programs," *Applied Energy*, vol. 87, no. 1, pp. 243-250, 2010.
-

- [62] N. G. Paterakis, O. Erdinç and J. P. S. Catalão, "An overview of Demand Response: Key-elements and international experience," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 69, pp. 871-791, 2017.
- [63] P. Cappers, C. Goldman and D. Kathan, Demand response in U.S. electricity markets: Empirical evidence., *Energy*, 2010.
- [64] R. B. Burke and M. I. Henderson, Incorporating demand response in operating reserve in New England., *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2005.
- [65] F. Rahimi and A. Ipakchi, "Demand Response as a Market Resource Under the Smart Grid Paradigm," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 1, no. 1, pp. 82-88, 2010.
- [66] Pennsylvania New Jersey Maryland LLC Interconnection, "PJM," [Online]. Available: <https://www.pjm.com/>. [Accessed 12 Abril 2020].
- [67] Pennsylvania New Jersey Maryland LLC Interconnection, "PJM Demand Response Overview," 2019.
- [68] Pennsylvania New Jersey Maryland LLC Interconnection, "Current Demand Response opportunities," 2017.
- [69] Midcontinent Independent System Operator, "MISO," [Online]. Available: <https://www.misoenergy.org/>. [Accessed 12 Abrikl 2020].
- [70] Midcontinent Independent System Operator, "Business Practices Manual - Demand Response," 2018.
- [71] Midcontinent Independent System Operator, "Demand Response - MISO - FAQs," Año Desconocido.
- [72] P. Wolfs and S. Isalm, "Potential barriers to smart grid technology in Australia," in *2009 Australasian Universities Power Engineering Conference*, Adelaide (Australia), 2009.
- [73] J. M. Cainey, Resilience and reliability for electricity networks., *Proceedings of the Royal Society of Victoria*, 2018.
- [74] A. Worthington, A. Kay-Spratley and H. Higgs, "Transmission of prices and price volatility in Australian electricity spot markets: A multivariate GARCH analysis," *Energy Economics*, vol. 27, no. 2, pp. 337-350, 2005.
- [75] H. X. Li, D. J. Edwards, M. R. Hosseini and G. P. Costin, "A review on renewable energy transition in Australia: An updated depiction," *Journal of Cleaner Production*, vol. 242, p. 118475, 2020.
- [76] O. Motlagh, G. Foliente and G. Grozev, "Knowledge-mining the Australian smart grid smart city data: A statistical-neural approach to demand-response analysis," in *Planning Support Systems and Smart Cities. Lecture Notes in Geoinformation and Cartography. ISBN 978-3-319-18367-1*, Springer, 2015, pp. 189-207.
- [77] Guide To Ancillary Services in the National Electricity Market., 2015.

- [78] J. Wall and A. Matthews, "Residential Air Conditioning and Demand Response: Status of Standards in Australia and Future Opportunities," *International Journal of Application or Innovation in Engineering and Management*, vol. 3, no. 6, pp. 338-347, 2014.
- [79] B. Chakrabarti, D. E. C. Bullen and C. & Callaghan, Demand response in the New Zealand Electricity market., Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference, 2012.
- [80] E. Authority, Demand response guiding regulatory principles Information Paper, Electricity Authority., 2015.
- [81] S. Gyamfi, Pattern Recognition Residential Demand Response: An Option for Critical Peak Demand Reduction in New Zealand., 4th International Conference on Sustainable Development, 2010.
- [82] S. Drew, "Customer Participation through Load Management," in *Load Management Workshop - Small to medium business enterprises, 28 November 2005*, Auckland, 2005.
- [83] J. Stephenson, R. Ford, N. K. Nair, N. Watson, A. Wood and A. Miller, "Smart grid research in New Zealand - A review from the GREEN Grid research programme," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, no. 1, pp. 1636-1645, 2018.
- [84] A. R. Strahan, "Systems to Implement Demand Response in New Zealand," in *EEA Conference & Exhibition*, Auckland, 2014.
- [85] J. Wang, C. N. Bloyd, Z. Hu and Z. Tan, "Demand response in China," *Energy*, vol. 35, no. 4, pp. 1592-1597, 2010.
- [86] J. Dong, G. Xue and R. Li, Demand response in China: Regulations, pilot projects and recommendations - A review., *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016.
- [87] F. Stern, Demand Response in China: The market & strategic positioning of active players, Pekín (China): Azure ltd International, 2015.
- [88] P. L. Guo, V. O. K. and J. C. K. Lam, "Smart demand response in China: Challenges and drivers," *Energy Policy*, vol. 107, pp. 1-10, 2017.
- [89] C. J. Yang, "Opportunities and barriers to demand response in China," *Resources, Conservation and Recycling*, vol. 121, pp. 51-55, 2017.
- [90] K. Kawamura, T. Doki, Y. Oono, H. Takano and J. Murata, "A study on effective demand response program in electric power system based on results of demonstrative field test. 2016 55th Annual Conference of the Society of Instrument and Control," in *55th Annual Conference of the Society of Instrument and Control Engineers of Japan (SICE)*, Tsukuba (Japón), 2016.
- [91] T. Nakada, K. Shin and S. Managi, "The effect of demand response on purchase intention of distributed generation: Evidence from Japan," *Energy Policy*, vol. 94, pp. 307-316, 2016.
-

- [92] Nadesan, Boys, McKillop and Wilcox, Fukushima: Dsipoession or Denuclearization?, Lulu.com. ISBN 978-1312498174, 2014.
- [93] T. Mukai, K. I. K. H. Nishio, T. Uchida and K. Ishida, "Evaluating a behavioral demand response trial in Japan: evidence from the summer of 2013," *Energy Efficiency*, vol. 9, pp. 911-924, 2016.
- [94] H. Asano, M. Takahashi, N. Yamaguchi and S. & Bando, Demand participation in the power market by load curtailment of building energy use and distributed generation of commercial customers in Japan., 2009 International Conference on Clean Electrical Power, 2009.
- [95] S. S. Lee, S. H. Ahn, J. H. Park, J. H. Heo, D. H. Kim, J. K. Park, M. U. Yang, K. J. Kim and Y. T. Yoon, "South Korean power distribution system-based operation, market structure and regulation strategies under distributed generation and smart grid," in *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, San Diego (CA), USA, 2012.
- [96] S. S. Lee, H. C. Lee, T. H. Yoo, J. W. Noh, Y. J. Na, J. K. Park, S. I. Moon and Y. T. Yoon, "Demand response prospects in the South Korean power system," in *IEEE PES General Meeting*, Providence (RI), USA, 2010.
- [97] S. Lee, H. C. Lee, T. H. Yoo, H. G. Kwon, J. K. Park and Y. T. Yoon, "Demand response operation rules based on reliability for South Korean power system," in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Detroit (MI), USA, 2011.
- [98] B. O. Kang, M. Lee, Y. Kim and J. Jung, "Economic analysis of a customer-installed energy storage system for both self-saving operation and demand response program participation in South Korea," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 94, pp. 69-83, 2018.
- [99] H. J. Choi, S. H. Song, W. Ko and S. Park, Case study of demand response operation using management program in South Korea., *International Journal of Engineering Research and Technology*, 2018.
- [100] S. S. Lee, Y. T. Yoon, S. I. Moon and J. K. Park, "Smart grid based nuclear load-following operation strategies in the South Korean power system," in *2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Vancouver (BC), Canadá, 2013.
- [101] W. Huang, N. Zhang, C. Kang, M. Li and M. Huo, "From demand response to integrated demand response: review and prospect of research and application," *Protection and Control of Modern Power Systems*, vol. 4, p. 12, 2019.



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



Camino de Vera, s/n - Edificio 8E, acceso F, 5ª planta  
Tel. 963 877 7272 - 46022 VALENCIA



Calle de Arequipa 1, 4ª planta  
Tel. 917 842 213 - 28043 MADRID