Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas







UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA URUGUAY



# TECNOLOGÍAS, OPERACIÓN Y APLICACIÓN DEL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS

23 MAYO - 03 JUNIO DE 2022

# ASPECTOS REGULATORIOS PARA LA INTEGRACIÓN DEL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

**MIGUEL SANTOS HERRÁN** 

unidad de Sistemas Eléctricos de Potencia (uSEP) - CIEMAT

Viernes 03/06/2022









#### 0. Índice

- 1. Aplicaciones del almacenamiento en sistemas eléctricos
- 2. Situación actual del mercado eléctrico en España y Europa
- 3. Reflexiones sobre el dimensionamiento de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica
- 4. Referencias

NOTA: material tomado de "Mercados eléctricos y almacenamiento de energía" y "Aplicaciones, servicios e integración en red de sistemas de almacenamiento de energía", 2022, Juan Ignacio Pérez Díaz (UPM).









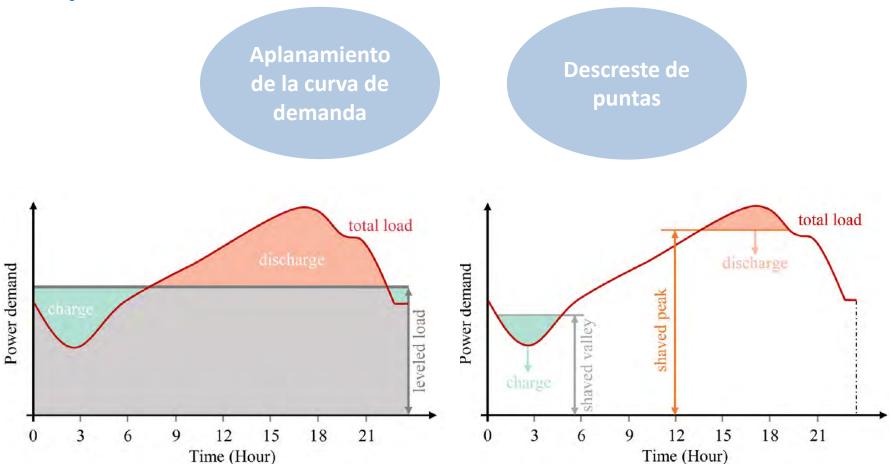








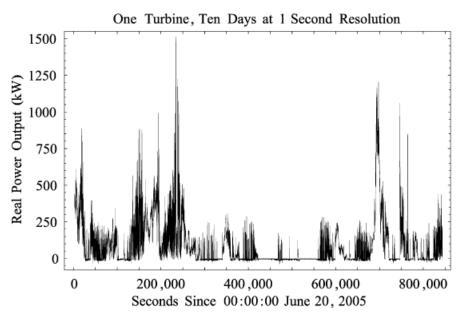


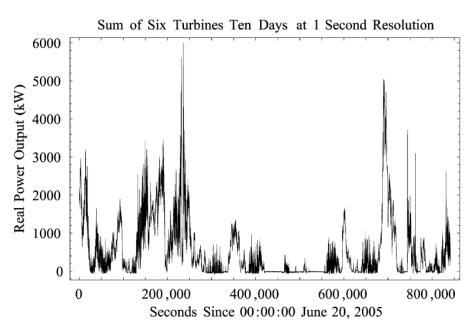


Aplanamiento de la curva de la demanda (izquierda) y descreste de puntas (derecha). Tomadas de Liu et al. (2020)



Mitigar la variabilidad e impredecibilidad de la generación renovable

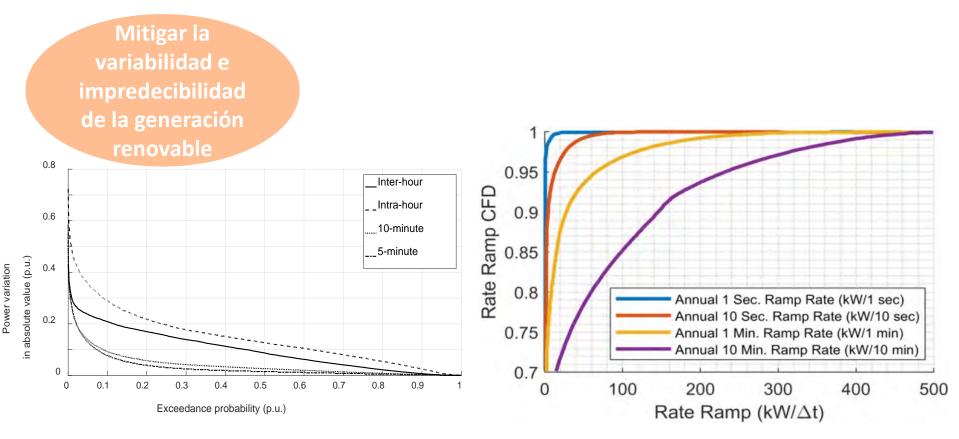




Potencia de un aerogenerador de un parque eólico (izquierda) y potencia de los 6 aerogeneradores del parque (derecha). Tomadas de Apt (2007).



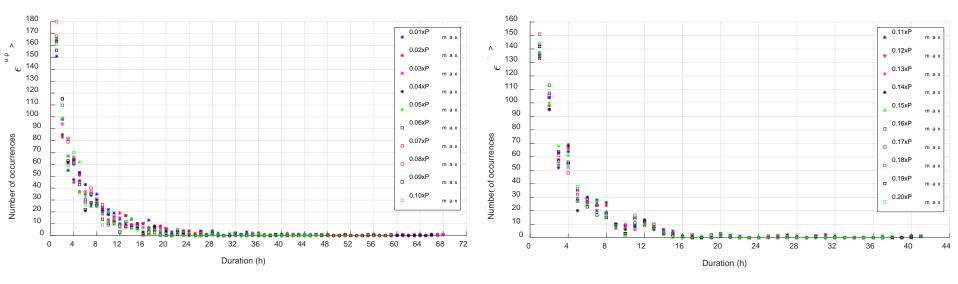




Probabilidad de que las rampas de potencia de parque solar fotovoltaico medidas en distintos intervalos temporales sean superiores a un determinado valor. Datos sintéticos (izquierda) tomados de https://www.nrel.gov/grid/solar-power-data.html. Datos reales tomados de Johnson et al. (2012).



Mitigar la
variabilidad e
impredecibilidad
de la generación
renovable



Número de ocurrencias en un año en las que el error de previsión de la potencia eólica de un parque eólico existente ha sido superior a una determinada fracción de la potencia máxima del parque durante un número determinado de horas consecutivas. Las dos figuras muestran casos en los que la potencia prevista es mayor que la real.

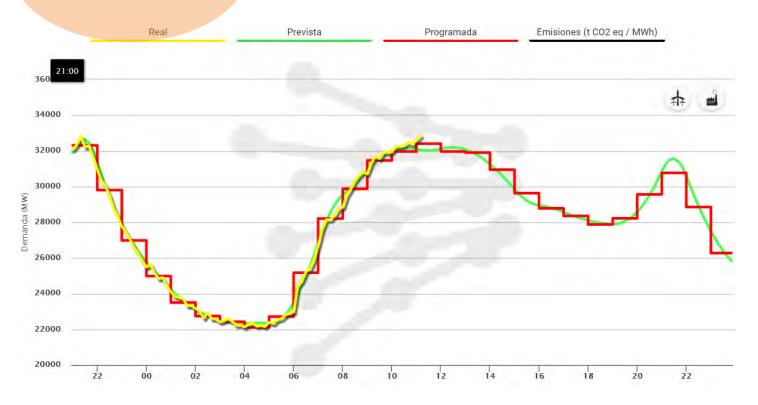












Tomada de <a href="https://demanda.ree.es/visiona/home">https://demanda.ree.es/visiona/home</a>



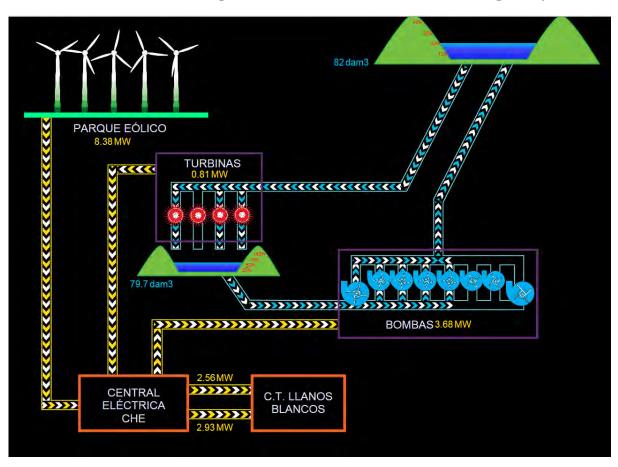






#### Central hidráulica reversible Gorona del viento

Una isla 100% energías renovables como el agua y el viento



# En servicio desde 2014

Estado del proyecto

11,4 MW-240 MWh

Potencia eólica-Energía

#### 2 días demanda de la isla

Energía almacenable

> 24 días Generación 100% limpia







#### Central hidráulica reversible Gorona del viento



www.goronadelviento.es

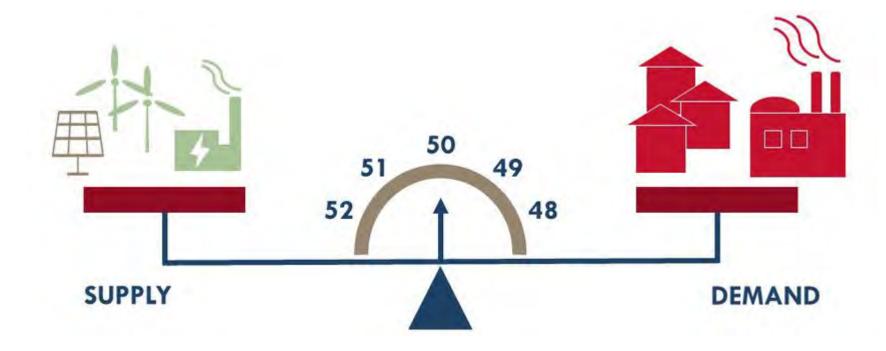








**Control de** frecuencia



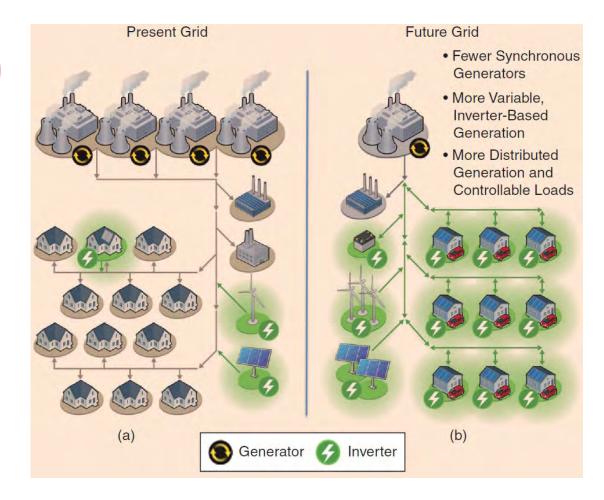








Control de frecuencia



Tomada de Kroposky et al. (2017)



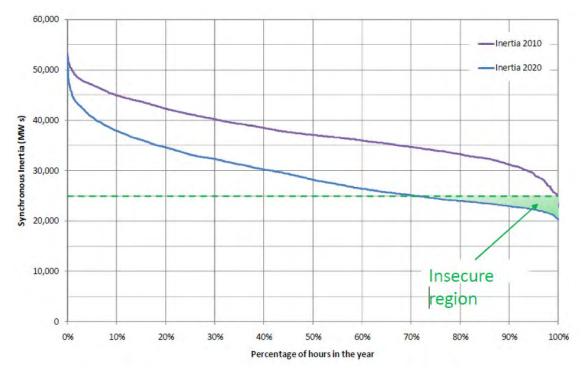






**Control de** frecuencia

Una elevada penetración de generación renovable puede hacer que el sistema sea más vulnerable ante desequilibrios bruscos generación-demanda debido a la falta de inercia.



Curvas de frecuencia de la inercia síncrona del sistema eléctrico de Irlanda (incluyendo Irlanda del Norte). Tomada de Flynn et al. (2016).

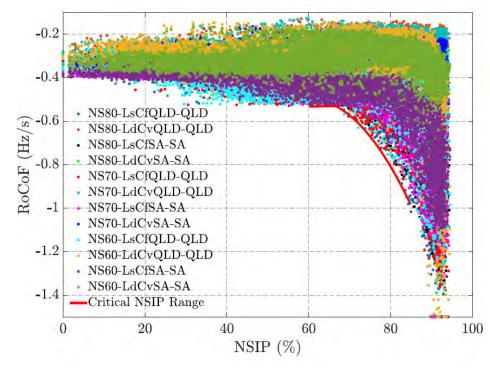






Control de frecuencia

Un nivel bajo de inercia síncrona puede dar lugar a valores inaceptables del RoCoF y del NADIR.



Mínimo "RoCoF" tras la pérdida brusca de un elemento del sistema para diferentes niveles de penetración de generación renovable en una versión simplificada de una red australiana. Tomada de Milano et al. (2018).





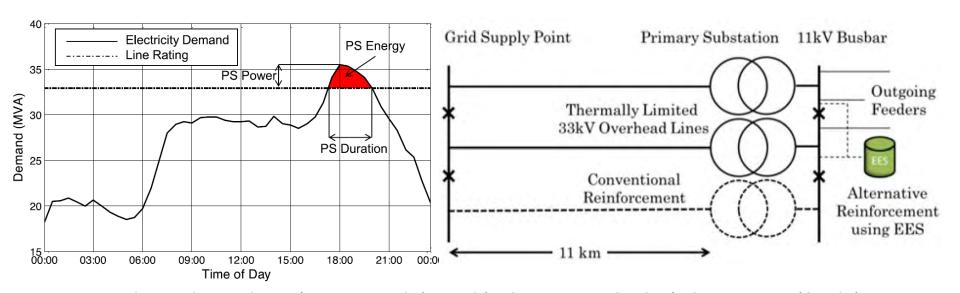






Aplazamiento de inversiones en la red de transporte / distribución

Solución de congestiones



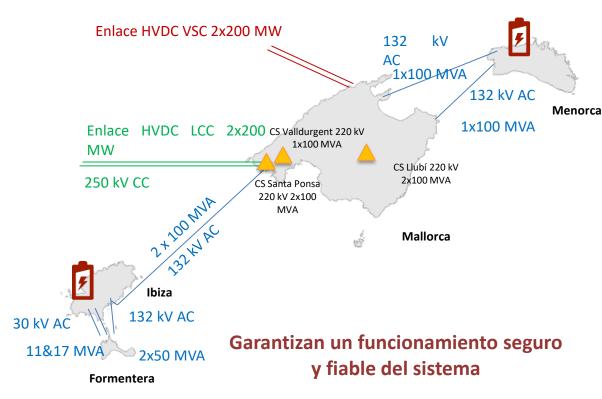
Curva de carga de una subestación en Reino Unido (izquierda) y alternativas para la solución de congestiones (derecha). Tomadas de Greenwood et al. (2017).







#### Incremento de la capacidad de transporte



SISTEMA ELÉCTRICO BALEAR
100% RENOVABLE
PROPUESTA PLANIFICACIÓN
2021-2026

5

#### Menorca

San Antonio 66kV 2x45 MW y 2x33,75 MWh



#### Ibiza

Mercadal 132kV 2x25 MW y 2x18,75 MWh









Control de tensión / reactiva

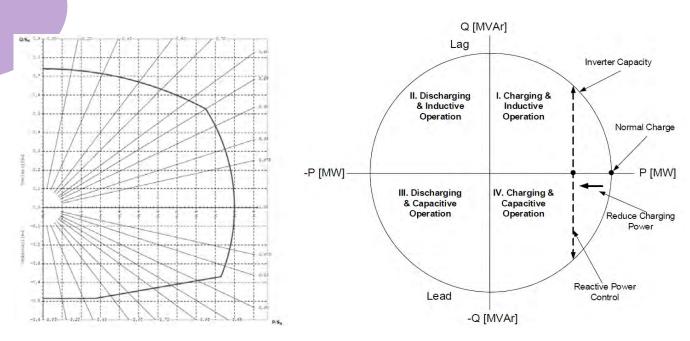
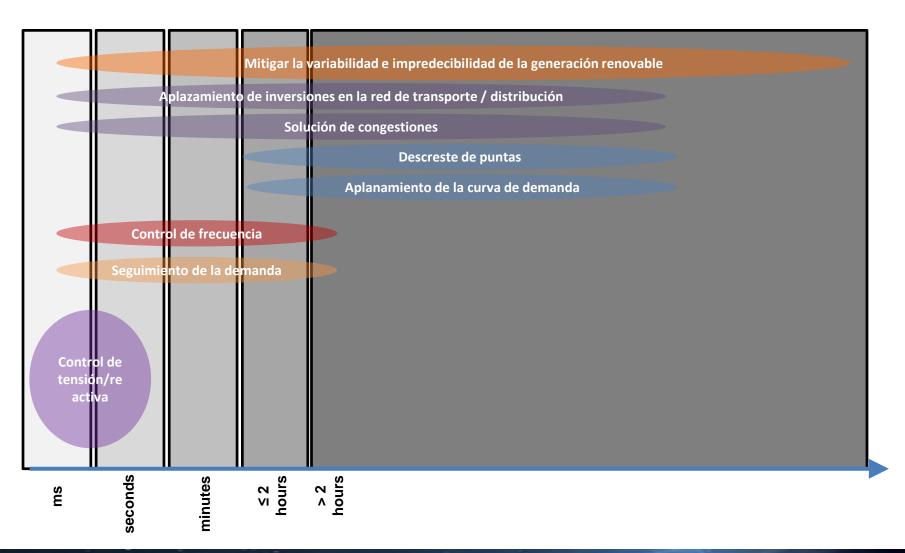


Diagrama P-Q de un generador síncrono (izquierda). Diagrama P-Q de una batería (derecha). Tomadas de http://gru.com/ y de Zeynal et al. (2014), respectivamente.























Technology	Power range (MW)			Response time (seconds)
Pumped hydro	10-5,000 <sup>7</sup>	1-24 7	20,000-50,000 7	> 10 <sup>7</sup>
Compressed air	5-400 <sup>7</sup>	1-24 7	>13,000 <sup>7</sup>	> 10 <sup>7</sup>
Flywheel	0.01-20 8	< 0.5 <sup>7</sup>	20,000-225,000 1,7	< 10 <sup>7</sup>
Lead-acid	0.005-100 <sup>1</sup>	0.25-10 <sup>1</sup>	< 5,500 <sup>1</sup>	< 10 <sup>7</sup>
Lithium-ion	0.001-35 9	0.25-5 <sup>1</sup>	2,000-3,500 <sup>9</sup>	< 10 <sup>7</sup>
Sodium-sulphur	0.05-50 <sup>7,9</sup>	0.0167-8 1,9	2,500-4,500 <sup>9</sup>	< 10 <sup>10</sup>
Redox-flow	0.02-50 <sup>1</sup>	0.0167-10 <sup>7</sup>	5,000-13,000 <sup>7,9</sup>	< 10 <sup>7</sup>
Hydrogen	0.3-500 <sup>7</sup>	0.0167-24 <sup>7</sup>	<20,000 <sup>7</sup>	< 10 <sup>7</sup>
Supercapacitor	<4 11	<1 11	>100,000 7	< 10 <sup>7</sup>

Características de tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica. Tomada de Schmidt et al. (2019).











El mercado de energía eléctrica está dividido en 2 partes: una parte "organizada" en la que los participantes envían diariamente sus ofertas de compra y venta de energía eléctrica; y otra en la que las transacciones de energía eléctrica y sus correspondientes términos son "libres".

#### MERCADO ELÉCTRICO

Mercado diario

Mercados intradiarios

Mercados de servicios de ajuste

Contratos bilaterales









Año de estudio	Mes de estudio	Precio medio aritmético	Precio máximo	Precio mínimo	Energía mercado	Energía bilaterales
2020	enero	41,10	62,48	14,00	15.206,0	7.418,5
	febrero	35,87	50,77	5,10	13.521,0	6.486,9
	marzo	27,73	48,28	5,64	16.800,2	3.654,9
	abril	17,65	31,01	1,95	12.492,0	4.156,9
	mayo	21,26	36,19	1,02	12.735,8	4.791,1
	junio	30,62	42,09	10,64	13.889,5	4.422,4
	julio	34,64	46,15	18,50	16.255,1	6.129,7
	agosto	36,20	55,69	20,00	15.071,1	6.317,2
	septiembre	41,96	61,14	12,00	15.137,0	5.071,7
	octubre	36,59	59,30	1,95	14.388,5	5.547,6
	noviembre	41,94	62,38	8,00	13.552,6	5.871,9
	diciembre	41,97	68,90	1,95	15.762,9	6.552,6
Resulta	ados interanual	33,96	68,90	1,02	174.811,6	66.421,3
Año de estudio	Mes de estudio	Precio medio aritmético	Precio máximo	Precio mínimo	Energía mercado	Energía bilaterale
2020	enero	40,93	60,11	14,00	5.645,3	29,0
	febrero	36,04	50,77	9,04	4.571,3	27,2
	marzo	27,84	48,28	5,64	4.568,0	28,1
	abril	17,77	31,01	1,95	3.743,5	28,0
	mayo	21,36	36,19	1,02	3.753,8	29,4
	junio	30,64	42,09	13,00	3.790,3	9,3
	julio	34,63	45,97	18,50	4.394,1	8,2
	agosto	36,11	51,77	20,20	4.338,7	8,3
	septiembre	41,93	59,07	12,00	4.492,4	7,6
	octubre	36,46	54,08	1,95	4.764,1	8,8
	noviembre	42,09	62,38	8,00	5.023,5	12,8
	diciembre	42,03	68,90	1,95	4.986,7	8,9

Energía negociada en 2020 en el mercado diario y bilateralmente en España (superior) y Portugal (inferior). Tomada del Informe Anual de 2020 de OMIE.









El horizonte de programación del mercado diario es de 1 día, dividido en periodos de programación de 1 hora.

Day D

Noon
Deadline for bids submission
for day D+1

13:00
Publication of results for day
D+1

OMIE es el operador del mercado diario (<a href="https://www.omie.es">https://www.omie.es</a> ).

Las ofertas de venta/compra de energía en el mercado diario pueden estar compuestas de 25 tramos (energía-precio), con un precio diferente para siendo éste creciente para las ofertas de venta, o decreciente para las ofertas de compra.

Las ofertas de venta pueden incluir las siguientes condiciones:

- Indivisibilidad
- Ingresos mínimos
- Parada programada
- Máximo gradiente de carga

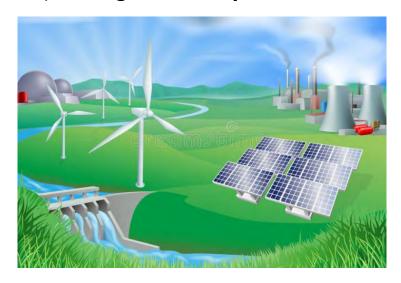






Las unidades de programación para la venta de energía en el mercado diario son:

- **Grupo térmico** de potencia neta máxima superior o igual a 100 MW (*podrán incorporar instalaciones de almacenamiento* asociadas a la instalación de generación, según se desarrolle normativamente)
- Unidades de programación correspondientes a unidades de **gestión hidráulica** (incluye entrega de energía de instalaciones de bombeo)
- Unidad de programación de instalaciones o agrupaciones de instalaciones renovables (salvo UGHs), de cogeneración y residuos











Las unidades de programación para la compra de energía en el mercado diario son:

- Toma de energía por comercializadores
- Toma de energía por consumidores directos en mercado
- Unidades de programación de almacenamiento
  - Instalaciones hidráulicas de bombeo
  - Otros almacenamientos

Las instalaciones de almacenamientos no asociadas a instalaciones de generación o de demanda tendrán unidades de programación diferenciadas para las entregas y las tomas de energía.

Así, se constituirá una única unidad de programación por BRP y participante en el mercado para la entrega de energía del conjunto de instalaciones de almacenamiento no asociadas a instalaciones de generación o demanda.

Adicionalmente, se constituirá una única unidad de programación por BRP y participante en el mercado para la toma de energía del conjunto de instalaciones de almacenamiento no asociadas a instalaciones de generación o demanda







El Real Decreto-ley 23/2020 modifica la Ley 24/2013 para, entre otras cosas, introducir la 3 nuevos sujetos a los que se les permite desarrollar actividades destinadas al suministro de energía eléctrica:

- Los titulares de instalaciones de almacenamiento
- Los agregadores independientes
- Las comunidades de energías renovables

La introducción de estos sujetos da respuesta a lo establecido en la Directiva (UE) 2019/944 y al Reglamento (UE) 2019/943.











No obstante, en la última versión de las "Reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiarios de producción de energía eléctrica" no están todavía incorporados los sujetos definidos en el Real Decreto-ley 23/2020. Solo están considerados en la última versión del Procedimiento de Operación 3.1 Proceso de programación, de Red Eléctrica de España.

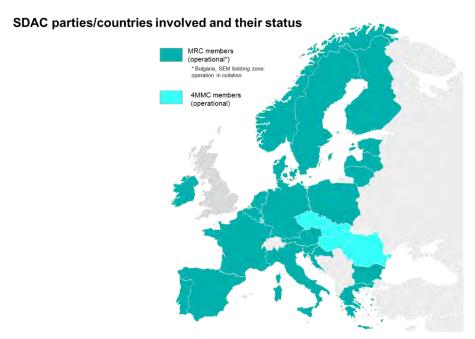








La casación de ofertas se formula como un programa cuadrático entero mixto y se resuelve simultáneamente en los siguientes países: Alemania, Austria, Bélgica, Croacia, Dinamarca, Eslovaquia, Eslovenia, Estonia, Finlandia, Francia, Grecia, Hungría, Italia, Irlanda, Letonia, Lituania, Luxemburgo, Países Bajos, Noruega, Polonia, Portugal, República Checa, Rumania y Suecia.



Tomada de <a href="http://www.nemo-committee.eu/">http://www.nemo-committee.eu/</a>









Bulgaria-Rumanía se incorporó al "mercado único" a finales de octubre de 2021.

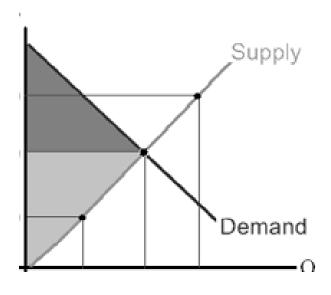
El algoritmo que se utiliza para efectuar la casación de ofertas del mercado diario se denomina EUPHEMIA y ha sido desarrollado por la empresa belga N-SIDE



El algoritmo busca mediante un algoritmo de ramificación y corte maximizar el beneficio social y cubrir la demanda en todos los periodos de programación, teniendo en cuenta todas las restricciones relacionadas con el funcionamiento del mercado diario (condiciones de las ofertas) y la capacidad de las interconexiones

El algoritmo da como resultado para el día D+1:

- Los precios de la energía
- Los volúmenes de energía casados
- La posición neta de cada zona de oferta
- El flujo de energía a través de las interconexiones existentes entre las distintas zonas de oferta











Teóricamente el precio en zonas de oferta interconectadas debería coincidir excepto cuando se produce saturación en las interconexiones



% de horas en las que la diferencia de precios fue menor de 1 €/MWh y precio medio de cada zona en 2018. Tomada de www.omie.es









La solución obtenida como resultado del proceso de casación se denomina Programa diario base de la casación (PDBC), y se publica antes de las 13:00.

A continuación, REE comprueba si los flujos de potencia correspondientes al PDBC, los contratos bilaterales y las nominaciones posteriores a la hora de cierre de recepción de ofertas del mercado diario, exceden la capacidad disponible en las interconexiones.

En caso de necesario, REE modificará el resultado de la casación para evitar exceder la capacidad disponible en las interconexiones. El resultado de este proceso se denomina Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF).

El PDBF se publica a las 13:30 horas y contiene las energías asignadas a cada unidad de programación y el precio de la energía en cada periodo de programación.

Es el PDBF viable desde un punto de vista técnico







Entre las 13:30 y las 14:45 REE lleva a cabo el denominado proceso de Solución de Restricciones Técnicas.

El periodo de recepción de ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF se abre a las 12:00 horas, y se mantendrá abierto hasta 15 minutos después de la publicación del PDBF.

Todas las unidades de programación para la venta de energía están obligadas a presentar ofertas de venta para la solución de restricciones técnicas del PBDF. Todas las unidades de programación para la venta de energía que hayan resultado casadas en el PDBF deben presentar ofertas de compra de energía para solución de restricciones técnicas del PDBF. Las unidades de programación para la adquisición de energía para consumo de bombeo están obligadas a presentar ofertas de venta de energía para la solución de restricciones técnicas del PDBF y pueden presentar ofertas de compra.

Las ofertas de venta y compra de energía están compuestas por hasta 10 tramos energía (a subir y a bajar)-precio con precios crecientes y decrecientes, respectivamente, pudiendo incorporar condiciones complejas.

El programa resultante se denomina Programa Diario Viable Provisional (PDVP).





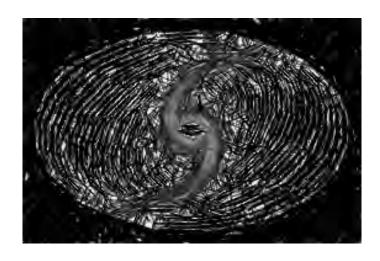


Todos los agentes que hayan participado en el mercado diario, ejecutado un contrato bilateral o recuperado la disponibilidad de una unidad de programación, pueden participar en los mercados intradiarios de forma voluntaria.

El objetivo de los mercados intradiarios es permitir a los agentes corregir sus "posiciones" para evitar infactibilidades.

En el sistema eléctrico español hay 2 tipos de mercados intradiarios:

- Mercado intradiario basado en subastas
- Mercado intradiario continuo



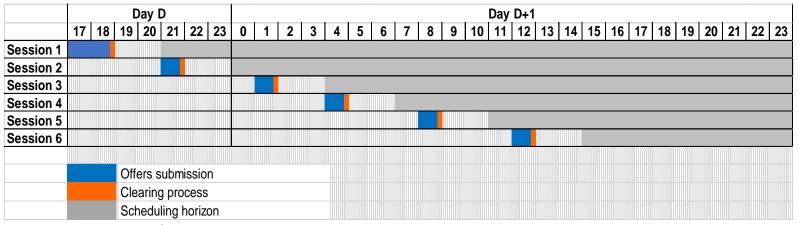








El horizonte temporal de las subastas intradiarias es variable y los periodos de programación son horarios.



Las ofertas de venta/compra de energía en el mercado diario pueden estar compuestas de 25 tramos (energía-precio), con un precio diferente para siendo éste creciente para las ofertas de venta, o decreciente para las ofertas de compra.

Las ofertas pueden incorporar las siguientes condiciones:

- Gradiente de carga
- Indivisibilidad
- Energía máxima
- Ingreso/Pago mínimo/máximo

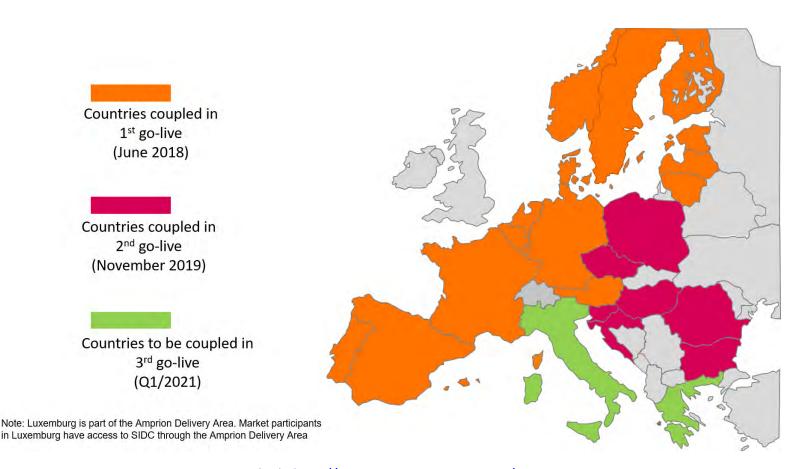








El mercado intradiario continuo funciona actualmente en los siguientes países:



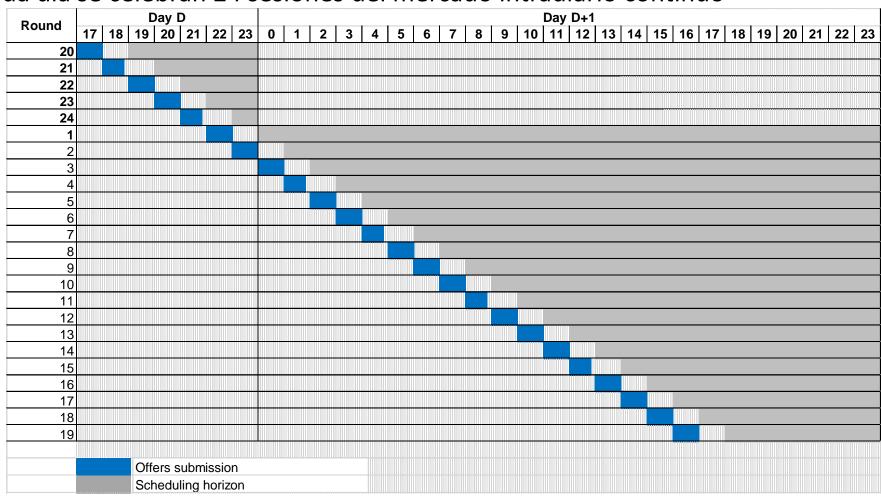
Tomada de http://www.nemo-committee.eu/







Cada día se celebran 24 sesiones del mercado intradiario continuo











	Precio medio aritmético ES	Precio medio aritmético PT	Precio Máx. España	Precio Máx. Portugal	Precio Mín. España	Precio Mín. Portugal	Energía España [GWh]	Energía Portugal [GWh]	Energía MIBEL
enero	62,62	63,54	82,00	180,30	2,94	14,20	3.186,72	433,58	3.364,86
febrero	54,49	55,60	69,57	69,57	7,61	12,15	2.580,49	342,40	2.726,23
marzo	49,40	50,08	61,09	61,09	1,49	21,25	2.603,72	389,46	2.732,94
abril	50,50	50,99	63,75	63,75	1,50	1,50	2.993,03	447,81	3.153,55
mayo	49,02	49,85	63,15	63,15	17,60	24,04	2.800,08	466,88	2.978,85
junio	47,41	47,45	60,41	60,41	30,74	30,74	2.529,33	452,54	2.668,06
julio	52,18	52,19	64,16	64,16	38,10	39,00	2.781,14	434,97	2.923,13
agosto	45,43	45,43	61,67	61,67	25,60	25,60	2.526,26	455,25	2.674,48
septiembre	43,04	43,16	65,24	65,24	14,40	14,40	2.369,63	463,88	2.515,39
octubre	47,49	47,53	64,09	64,09	10,57	10,57	2.402,10	497,72	2.590,06
noviembre	42,96	42,87	71,23	71,23	0,15	0,15	2.665,83	526,80	2.845,46
diciembre	34,35	33,94	67,92	66,92	0,00	0,00	2.718,76	553,55	2.913,36
Total anual	48,01	48,31	82,00	180,30	0,00	0,00	32.157,09	5.464,84	34.086,38
enero	41,91	41,54	69,52	69,52	9,01	0,00	2.671,66	515,07	2.852,90
febrero	36,28	36,52	51,59	50,73	0,50	11,04	2.221,99	437,02	2.379,97
marzo	28,33	28,54	52,15	51,16	0,01	1,00	2.490,52	530,34	2.660,68
abril	17,95	18,00	31,01	31,01	0,00	0,00	2.371,57	453,13	2.488,32
mayo	21,36	21,66	36,78	180,30	0,00	0,00	2.321,14	429,48	2,441,29
junio	30,91	31,09	44,88	44,88	7,14	7,80	2.449,63	426,81	2.536,42
julio	35,38	35,38	51,01	49,69	18,50	18,50	2.557,04	453,71	2.676,46
agosto	36,89	36,39	80,00	53,39	19,67	19,67	2.367,49	403,06	2.498,08
septiembre	42,61	42,41	84,90	90,00	4,60	4,60	2.319,68	428,08	2.443,09
octubre	36,62	36,37	67,30	60,10	0,00	0,00	2.475,97	485,86	2.644,16
noviembre	42,06	42,08	80,00	64,03	0,03	0,51	2.509,90	523,24	2.681,22
diciembre	43,33	43,41	77,57	70,05	0,00	0,00	2.589,99	525,90	2.776,57
Total anual	34,48	34,46	84,90	180,30	0,00	0,00	29.346,58	5.611,70	31.079,14

Energía negociada en 2019 (superior) y 2020 (inferior) en el mercado intradiario de subastas. Tomada del Informe Anual de 2019 y 2020 de OMIE.









	Precio medio ponderado ES	Precio medio ponderado PT	Precio Máx. España	Precio Máx. Portugal	Precio Min.España	Precio Mín. Portugal	Energia España	Energía Portugal	Energia MIBEL
enero	60,97	62,83	81,97	80,00	0,80	35,11	275,6	74,1	323,5
febrero	53,16	54,26	71,75	69,99	2,00	8,75	190,2	50,6	208,6
marzo	46,20	48,42	65,09	65,09	0,30	9,99	137,6	47,9	155,3
abril	48,48	51,36	98,10	81,99	2,00	3,69	208,1	82,6	252,2
mayo	48,04	52,06	69,10	69,10	16,00	24,02	201,0	68,9	243,1
junio	44,27	46,09	62,58	61,60	2,00	3,85	166,2	64,3	195,4
julio	53,04	54,87	72,00	71,50	33,35	33,35	187,7	85,6	229,6
agosto	47,16	48,18	74,70	74,69	25,00	23,00	175,9	59,6	199,5
septiembre	42,51	45,05	66,09	66,00	8,00	8,00	256,3	88,6	322,1
octubre	47,50	48,60	70,30	70,26	5,39	5,95	286,2	87,8	346,2
noviembre	43,09	43,81	82,00	76,07	0,81	0,30	415,9	85,5	470,9
diciembre	30,75	37,67	67,92	64,26	-10,00	-3,18	477,9	117,8	568,0
Total anual enero	<b>45,57</b> 43,95	<b>48,75</b> 42,76	98,10 86,50	81,99 76,85	<b>-10,00</b> 3,49	-3,18 7,01	2.978,6 475,3	913,4 172,5	3.5 <b>14</b> ,5 610,8
febrero	34,42	35,38	59,49	54,55	0,50	4,10	257,4	68,9	290,4
marzo	26,47	26,63	52,50	50,99	0,00	1,60	309,8	82,8	355,4
abril	16,66	15,93	36,00	35,99	-9,25	-10,36	358,8	99,7	438,1
mayo	17,95	18,01	41,56	36,44	-10,11	-7,94	333,6	86,6	392,9
junio	31,07	31,78	71,00	68,00	0,00	9,00	449,7	136,3	548,5
julio	35,83	36,27	61,01	55,00	14,54	15,90	442,2	121,5	540,5
agosto	37,58	37,77	82,61	53,95	7,50	19,02	467,2	133,0	574,9
septiembre	41,54	39,67	85,60	65,00	3,00	4,56	492,1	87,2	549,5
octubre	36,25	34,36	69,33	66,63	-23,02	-18,10	496,0	94,0	566,7
noviembre	43,01	40,43	76,00	67,99	-1,79	0,00	561,8	107,1	637,0
diciembre	45,36	46,23	98,00	93,12	0,00	0,00	506,3	111,4	583,7
Total anual	35,50	34,66	98,00	93,12	-23,02	-18,10	5.150,2	1.300,9	6.088,5

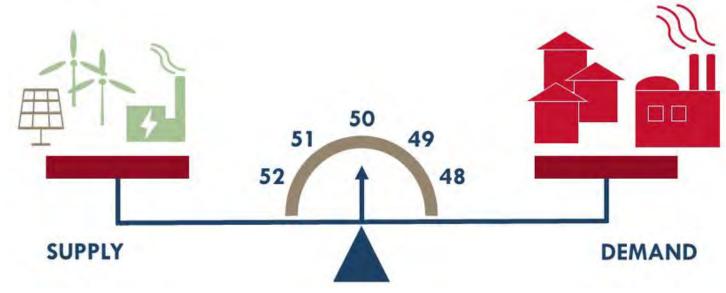
Energía negociada en 2019 (superior) y 2020 (inferior) en el mercado intradiario continuo. Tomada del Informe Anual de 2019 y 2020 de OMIE.







Los mercados para la provisión de los servicios de ajuste para el control de la frecuencia están regulados por el Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico (EB GL).



La EB GL establece las bases para la creación de mercados en los que los países miembros puedan compartir los recursos utilizados por los operadores de los sistemas para garantizar el equilibrio generación-demanda en todo momento







El intercambio de los diferentes tipos de reservas para el control de la frecuencia entre los operadores de los sistemas se articula en torno a un conjunto de plataformas o proyectos.

El FCR Cooperation Project establece un marco común para la adquisición e intercambio de reservas de regulación primaria (frequency containment reserves)



Tomada de <a href="https://www.entsoe.eu/network\_codes/eb/fcr/">https://www.entsoe.eu/network\_codes/eb/fcr/</a>







En España el servicio de **regulación primaria** se encuentra regulado en el Procedimiento de Operación 7.1 (Resolución de 30 de julio de 1998 de la Secretaría de Estado de Energía y Recursos Minerales).

Según el P.O. 7.1 REE establece cada año los requerimientos de regulación primaria para el conjunto del sistema eléctrico. La regulación primaria de los generadores deberá permitir establecer un estatismo en su regulador de manera que puedan variar su carga en un 1,5 % de la potencia nominal. La variación de potencia deberá realizarse en 15 s ante perturbaciones que provoquen desvíos de frecuencia inferiores a 100 mHz, y linealmente entre 15 y 30 s para desvíos de frecuencia de entre 100 y 200 mHz.





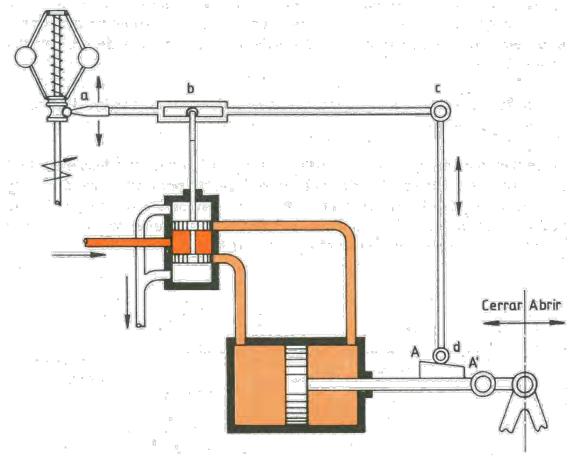






Los generadores síncronos proporcionan regulación primaria a través del regulador

de velocidad



Esquema de un regulador de velocidad mecánico. Tomada de (GFEE, 1994).

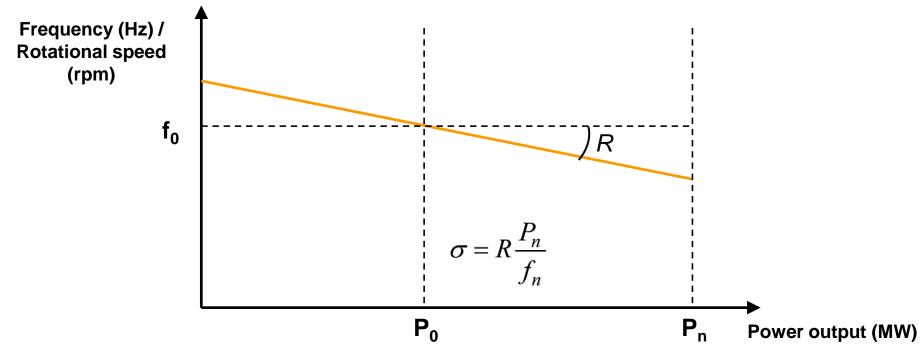








El regulador de velocidad más utilizado es de tipo estático



Característica de frecuencia de un regulador estático

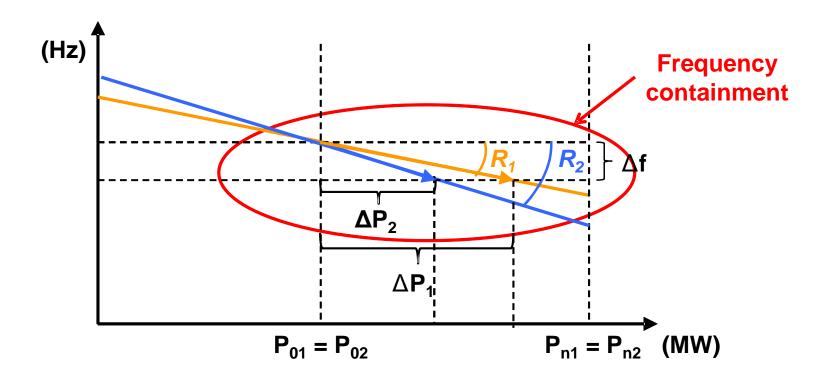
El parámetro σ se denomina estatismo permanente del regulador







El uso de un estatismo permanente apropiado garantiza la estabilidad de la regulación primaria y un reparto unívoco del esfuerzo de regulación entre los generadores sincronizados a la red



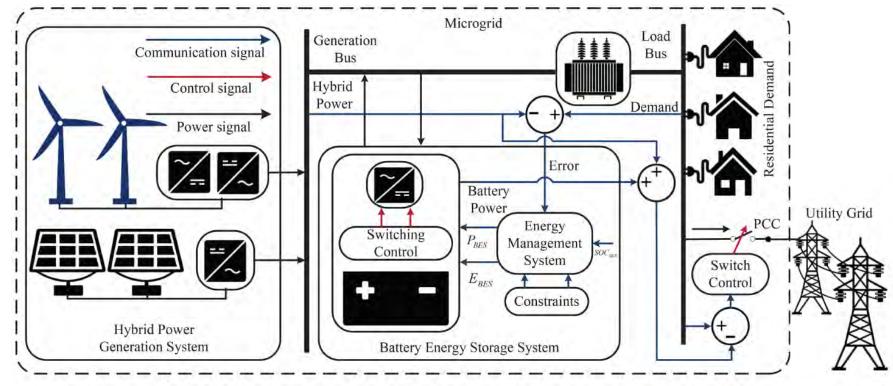








Los sistemas de almacenamiento conectados a la red a través de equipos de electrónica de potencia utilizan un sistema de gestión de la energía (EMS) para la provisión de regulación primaria



Microrred con un sistema de almacenamiento basado en baterías operado a través de un sistema de gestión de la energía (EMS). Tomada de Akram et al. (2018).









La Plataforma PICASSO (Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation) es la plataforma europea para el intercambio de reservas de regulación secundaria



Tomada de <a href="https://www.entsoe.eu/network\_codes/eb/picasso/">https://www.entsoe.eu/network\_codes/eb/picasso/</a>







En España el servicio de regulación secundaria se encuentra regulado en el Procedimiento de Operación 7.2 (Resolución de 10/12/2020 de la CNMC), en cumplimiento de lo establecido en la Resolución de 11/12/2019 de la CNMC, según la cual las condiciones para los proveedores de los servicios de balance permitirán la agregación de instalaciones de demanda, instalaciones de almacenamiento de energía e instalaciones de generación de electricidad en una zona de programación para ofrecer servicios de balance.

Según el artículo 7 de la Resolución de 11/12/2019 de la CNMC los sujetos titulares de instalaciones de almacenamiento pueden ser proveedores de servicios de balance.

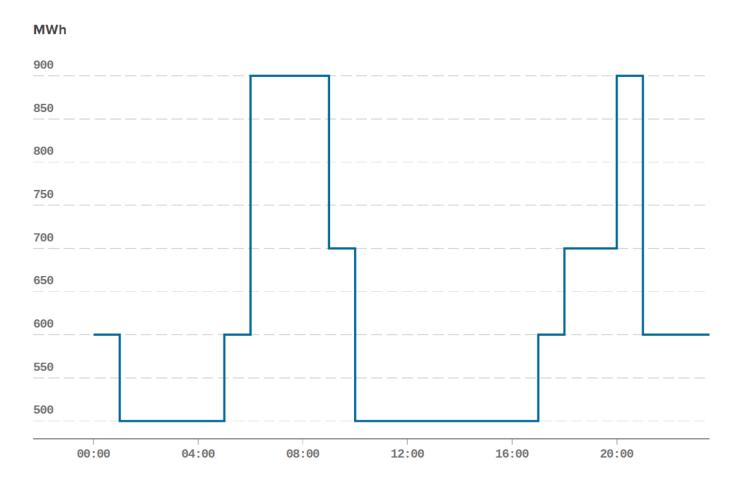
Diariamente REE publica los requerimientos de banda de regulación secundaria necesaria para cada periodo de programación del día siguiente antes de las 14:45 horas.

Una vez publicados los requerimientos de banda de regulación secundaria, REE abre el periodo de recepción de ofertas para la prestación del servicio de regulación secundaria, proceso que se cierra a las 16:00 horas.







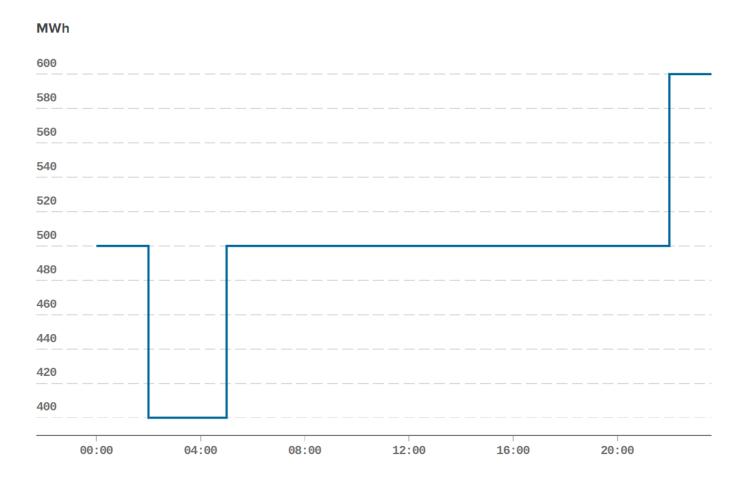


Requerimiento de banda (MW) de regulación secundaria a subir para el 12/04/2021. Tomada de www.esios.ree.es









Requerimiento de banda (MW) de regulación secundaria a bajar para el 12/04/2021. Tomada de www.esios.ree.es







Los participantes en el mercado responsables de **zonas de regulación** pueden presentar, para las unidades de programación **habilitadas** para la participación activa en el servicio incluidas en su zona de regulación, ofertas de banda de regulación secundaria, en MW, con su precio correspondiente, en €/MW, para cada uno de los períodos de programación del día siguiente.

En el artículo 7 de la Resolución de 11/12/2020 se indica que:

- cada unidad de programación proveedora de servicios de balance deberá tener con carácter general una capacidad mínima de oferta igual a 1 MW,
- cada zona de regulación secundaria deberá tener un tamaño mínimo de 200
   MW habilitados.









El P.O. 7.2 define la reserva de regulación secundaria como la potencia activa a subir y a bajar que puede ser movilizada bajo control de una zona de regulación con una constante de tiempo de 100 segundos.

Antes de las 16:30 horas REE publica los resultados de la asignación de banda de regulación secundaria para todos y cada uno de los periodos de programación del día siguiente.

La prestación del servicio de regulación secundaria llevará asociados tres conceptos de liquidación:

- Asignación de banda de regulación secundaria en el mercado correspondiente, valorada al precio de cierre del mercado de banda de regulación secundaria.
- Variación de la banda de regulación secundaria disponible en tiempo real respecto a la asignada, valorada al precio anterior por un coeficiente de 1,5.
- Energía efectiva neta de regulación secundaria realizada por seguimiento de los requerimientos de regulación, en el correspondiente período de programación, valorada al precio de la energía de regulación terciaria.

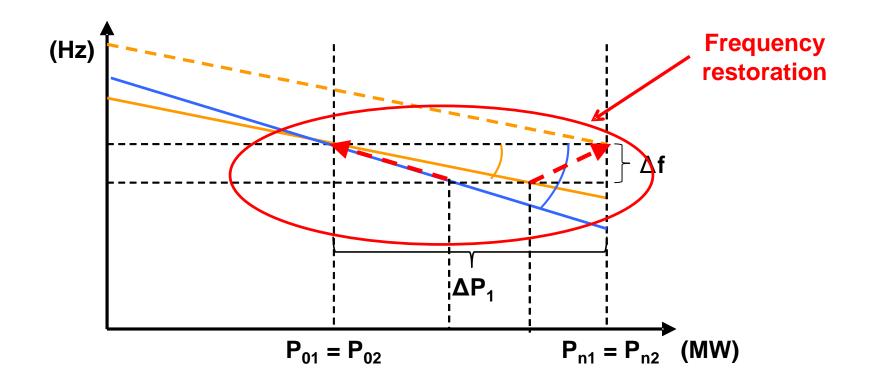






El objetivo de la regulación secundaria es:

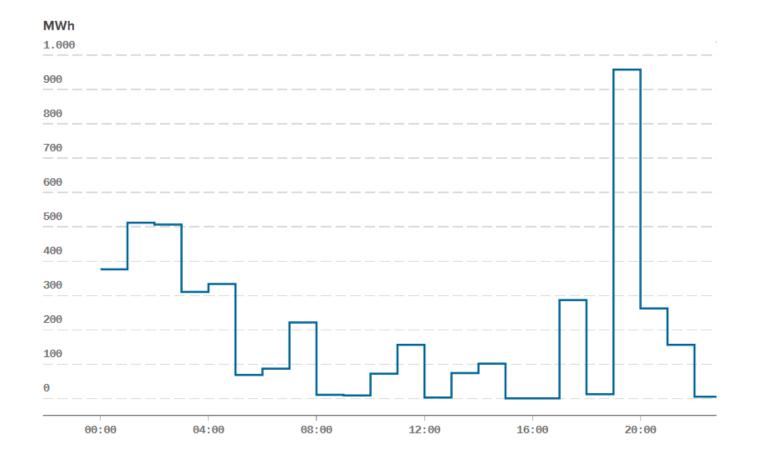
- Restituir la frecuencia a 50 Hz
- Eliminar los desvíos en las interconexiones











Utilización de banda de regulación secundaria a subir el 12/04/2021. Tomada de www.esios.ree.es

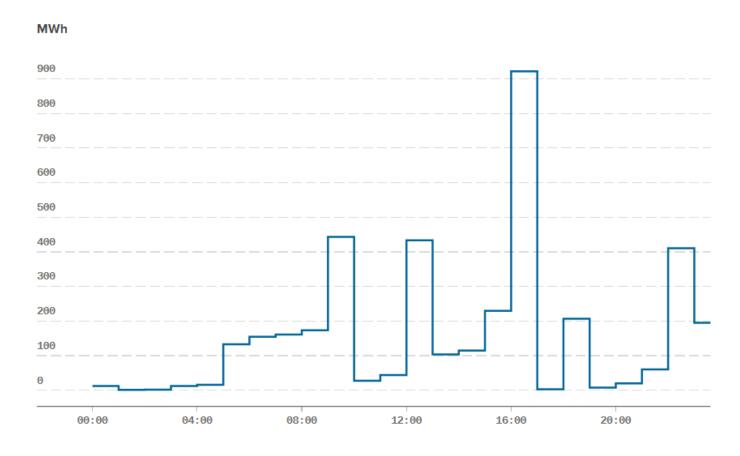












Utilización de banda de regulación secundaria a bajar el 12/04/2021. Tomada de www.esios.ree.es









MARI (Manually Activated Reserves Initiative) es el proyecto para la creación de una platafoma Europea para la adquisición e intercambio de reservas de regulación terciaria





Tomada de https://www.entsoe.eu/network\_codes/eb/mari/







En España el servicio de regulación terciaria se encuentra regulado en el Procedimiento de Operación 7.3 (Resolución de 10/12/2020 de la CNMC), en cumplimiento de lo establecido en la Resolución de 11/12/2019 de la CNMC.

Diariamente REE publica los requerimientos de reserva de regulación terciaria necesaria para cada periodo de programación del día siguiente antes de las 21:00 horas.

Antes de las 23:00 horas, los participantes en el mercado proveedores del servicio de regulación terciaria deben presentar ofertas de toda la reserva de regulación terciaria que tengan disponible tanto a subir como a bajar para todo el horizonte de programación del día siguiente.

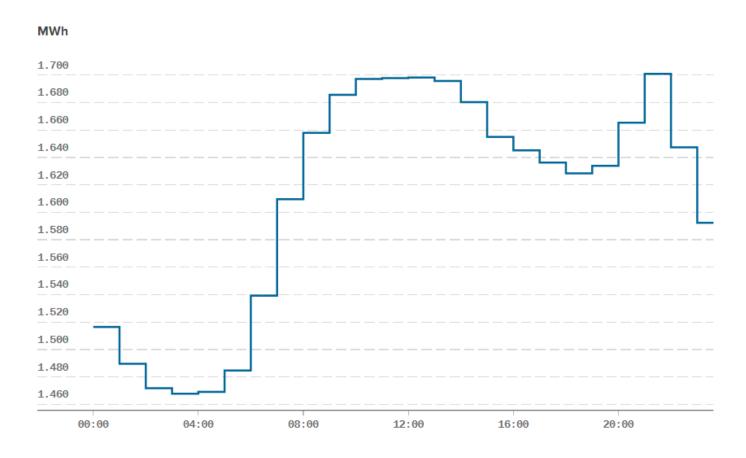
El P.O. 7.3 define la oferta de regulación terciaria como la variación máxima de potencia a subir o a bajar que, en el momento de presentar dicha oferta, y teniendo en cuenta las condiciones previstas en sus instalaciones, y en su caso, de su fuente de energía primaria, puede ofrecer una unidad de programación en un tiempo máximo de 15 minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante dos horas consecutivas.











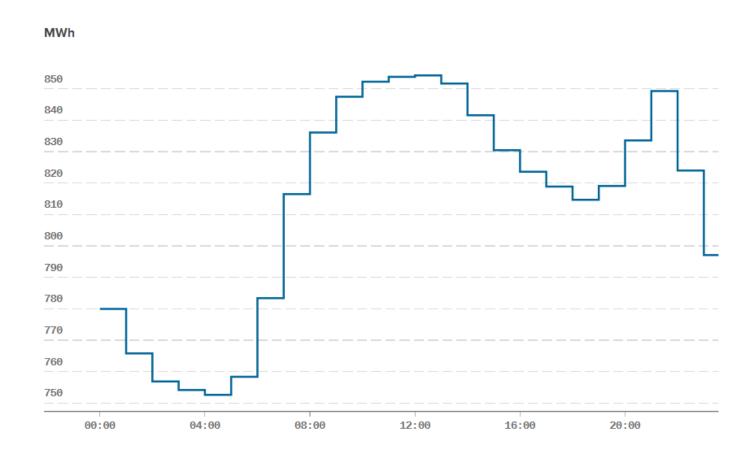
Requerimiento de regulación terciaria a subir el 12/04/2021. Tomada de www.esios.ree.es











Requerimiento de regulación terciaria a bajar el 12/04/2021. Tomada de www.esios.ree.es







Pueden participar en el servicio de regulación terciaria todas aquellas unidades de programación conectadas al sistema eléctrico peninsular español que cumplan los requisitos recogidos en el artículo 9 (*Proceso de habilitación de BSP*) de la Resolución de 11/12/2019 de la CNMC.

Las unidades de programación proveedoras del servicio de regulación terciaria ofertan, para cada período de programación, su reserva de regulación terciaria, tanto a subir como a bajar, en MW, y el precio de la energía correspondiente, en €/MWh.

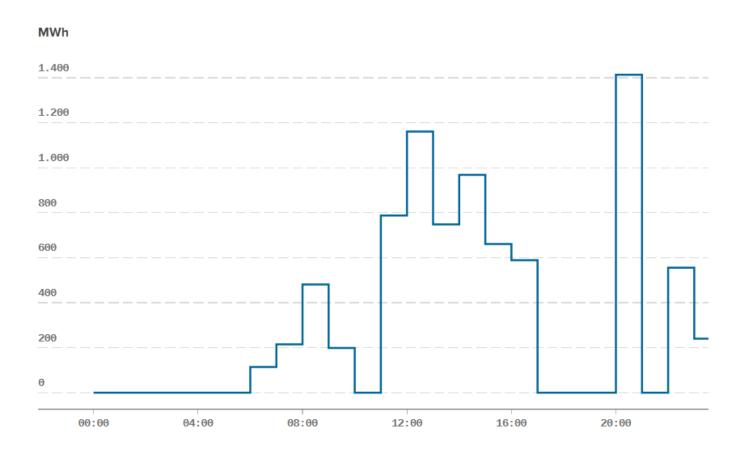
Con una antelación de 15 minutos respecto al inicio de la hora de programación, REE efectúa cuando el sistema eléctrico así lo requiera, una primera asignación (activación programada) de ofertas de regulación terciaria para la hora siguiente. Esta asignación puede ser actualizada con posterioridad, en cualquier momento, hasta el final del periodo de programación (activación directa).

La energía de regulación terciaria asignada se valora al precio resultante del proceso de asignación en cada período de programación, para cada sentido de asignación (subir/bajar).









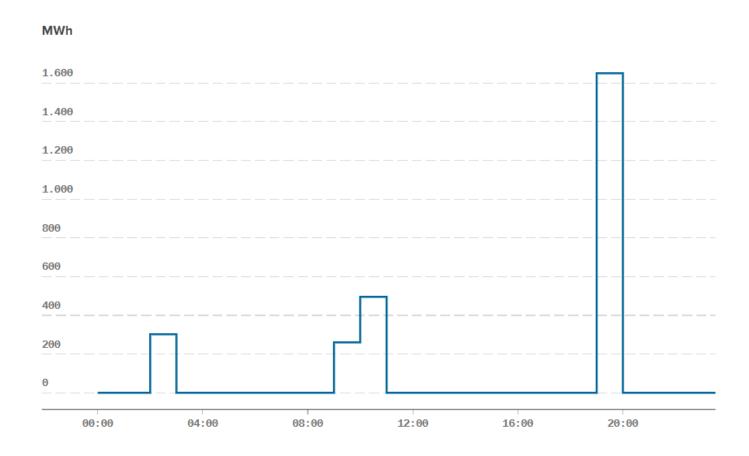
Asignación de regulación terciaria a subir el 12/04/2021. Tomada de www.esios.ree.es











Asignación de regulación terciaria a bajar el 12/04/2021. Tomada de www.esios.ree.es







TERRE (*TransEuropean Replacement Reserves Exchange*) es el proyecto para la creación de una platafoma Europea para la adquisición e intercambio de reservas de sustitución (antiguamente conocido como gestión de desvíos)



Tomada de <a href="https://www.entsoe.eu/network\_codes/eb/terre/">https://www.entsoe.eu/network\_codes/eb/terre/</a>









En España el servicio de reservas de sustitución se encuentra regulado en el Procedimiento de Operación 3.3 (Resolución de 14 de enero de 2021 de la CNMC).

Podrán ser habilitadas por REE como proveedoras de reservas de sustitución todas aquellas unidades de programación conectadas al sistema eléctrico peninsular español que acrediten su capacidad técnica y operativa para la prestación del servicio, conforme a lo establecido en el artículo 9 de la Resolución de 11/12/2019 de la CNMC.

Los proveedores de reservas de sustitución pueden enviar ofertas hasta 55 minutos antes del inicio del periodo de entrega de la energía.

REE comunica a los proveedores del servicio de RR la información relativa a la activación de sus ofertas, con una antelación no inferior a 30 minutos respecto al inicio del suministro.

La energía activada del producto RR a los BSPs del sistema eléctrico peninsular español, así como los intercambios transfronterizos de energías de balance entre operadores de sistemas eléctricos del producto RR, derivados de necesidades de balance de los sistemas, serán valorados al precio marginal del correspondiente periodo cuarto-horario de cada área no congestionada.



Modo de activación	Programada, con activación manual
Periodo de preparación.	Entre 0 y 30 min.
Periodo de rampa de variación de potencia.	Entre 0 y 30 min.
Tiempo de activación (FAT).	30 min.
Periodo de desactivación.	Determinado por el BSP.
Cantidad mínima.	1 MW.
Cantidad máxima.	No se establece valor máximo alguno, salvo los límites técnicos correspondientes.3.
Duración mínima del periodo de entrega.	15 min¹.
Duración máxima del periodo de entrega.	60 min <sup>2</sup> .
Localización.	Área de Control Frecuencia-Potencia (LFC) de España. Conforme a lo establecido en las condiciones de agregación de los BSP en las Condiciones relativas al balance, aprobadas por la CNMC de acuerdo al artículo 18 del Reglamento EB.
Periodo de validez.	En función de la oferta del BSP (15, 30, 45 o 60 minutos) <sup>1</sup> .
Duración mínima entre el final de una desactivación y la siguiente activación.	Determinada por el proveedor del servicio en su oferta.
Resolución del precio de oferta.	0,01 €/MWh.
Límites al precio de oferta.	No se establecen límites a los precios, salvo los límites técnicos correspondientes.3.
Resolución del periodo de tiempo.	15 min.

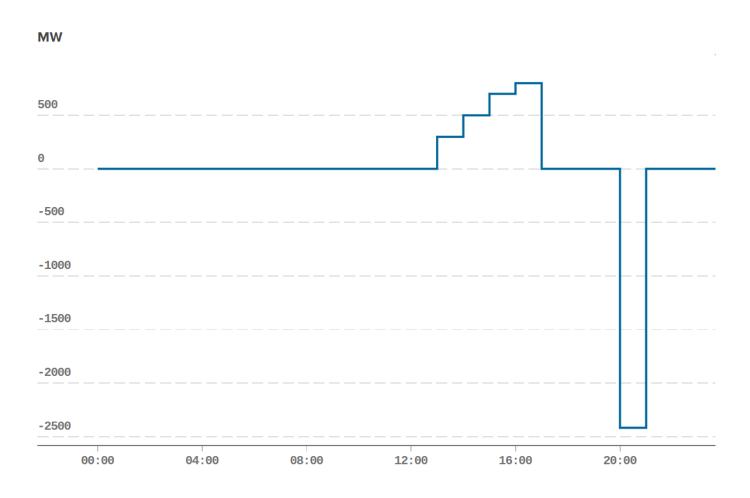
- ¹ Hasta el paso a programación cuarto-horaria en el sistema eléctrico peninsular español, la duración mínima del periodo de entrega será igual a 60 min.
- <sup>2</sup> La duración máxima del periodo de entrega depende de la frecuencia del proceso de activación. La plataforma europea de RR arrancará con una frecuencia de activación horaria, lo que implica 24 horizontes de activación y la posibilidad de realizar optimizaciones que cubran 60 min. En caso de incrementarse el número de horizontes de activación («gates»), por ejemplo, a 96 diarias, la duración máxima del periodo de entrega se reducirla a 15 min.
- <sup>3</sup> Los límites técnicos corresponden a los formatos de los campos que se establecen en el documento de intercambios de información entre los participantes en el mercado y el operador del sistema. Estos límites técnicos aplicables a los precios coincidirán con los valores armonizados que, en su caso, se establezcan de acuerdo con lo previsto en el apartado 2 del artículo 30 del Reglamento EB.

Tomada del P.O. 3.3.







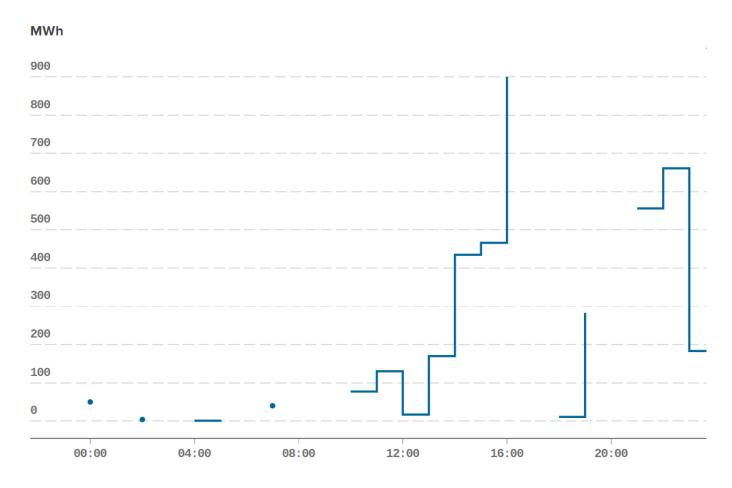


Necesidad total de reservas de sustitución el 12/04/2021. Tomada de <u>www.esios.ree.es</u>









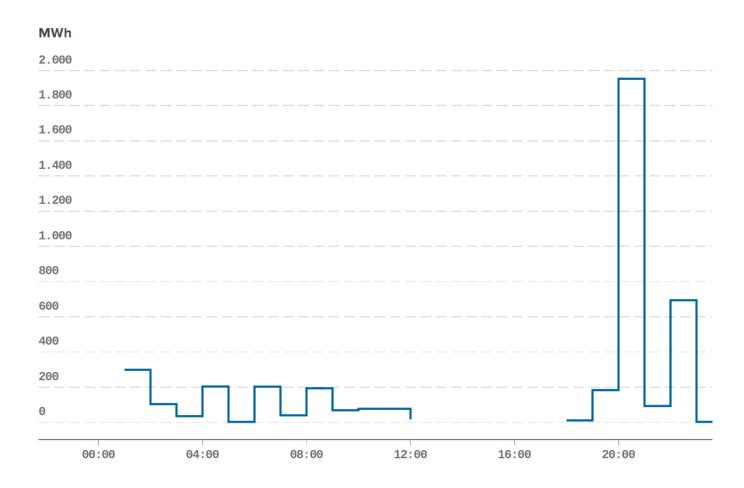
Asignación de reservas de sustitución a subir el 12/04/2021. Tomada de www.esios.ree.es











Asignación de reservas de sustitución a bajar el 12/04/2021. Tomada de www.esios.ree.es









#### Energy managed via the peninsular system's ancillary services

GWh

019		71	
2019		% 19/18	
Downward	Upward	Downward	
257	-38.0	-31.2	
1,679	-10.6	11.5	
681	-29.4	-39.1	
866	18.1	82.5	
193	-41.0	-33.2	
126	-2	3.5	
	866 193	866 18.1 193 -41.0	

Does not include energy managed through cross-border balancing services, nor the application of the interruptibility service due to economic criteria

[1] Upward or Downward Energy in phase 1 of the resolution of technical constraints of the PDBF (Operating Procedure 3.2).

Tomada de https://www.ree.es/en/datos/publications/annual-system-report









Average weighted	d energy prices in	the peninsul	ar system's	ancillary services
------------------	--------------------	--------------	-------------	--------------------

€/MWh

	2018		2019		% 19/18		
	Upward	Downward	Upward	Downward	Upward	Downward	
Technical constraints (PDBF)	88.5	54.3	81.4	46.1	-8.0	-15.1	
Secondary control	57.5	50.9	54.7	39.4	-4.8	-22.6	
Tertiary control	65.0	34.6	57.3	31.9	-11.7	-8.0	
Deviation management	67.7	44.6	56.2	32.6	-16.9	-27.1	
Real-time technical constraints	113.9	21.9	105.8	16.1	-7.1	-26.4	

Tomada de https://www.ree.es/en/datos/publications/annual-system-report

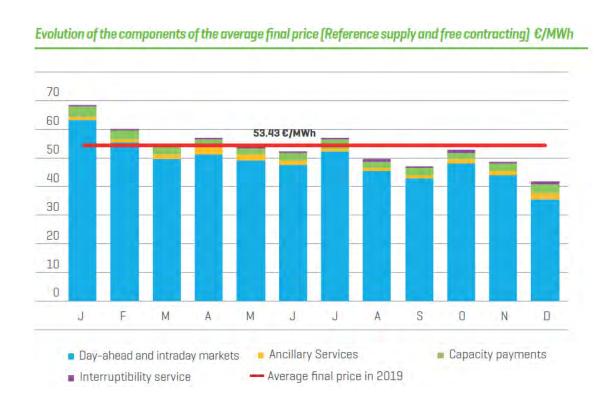








El peso de los servicios de ajuste en el precio final de la energía es limitado en la mayoría de sistemas eléctricos europeos



Los agentes tienen mucho interés, no obstante, en participar en los servicios de ajuste

UGH	Hours in aFRR in 2015
1	2922
2	8721
3	8750
4	3867
5	8759

Tomada de https://www.ree.es/en/datos/publications/annual-system-report





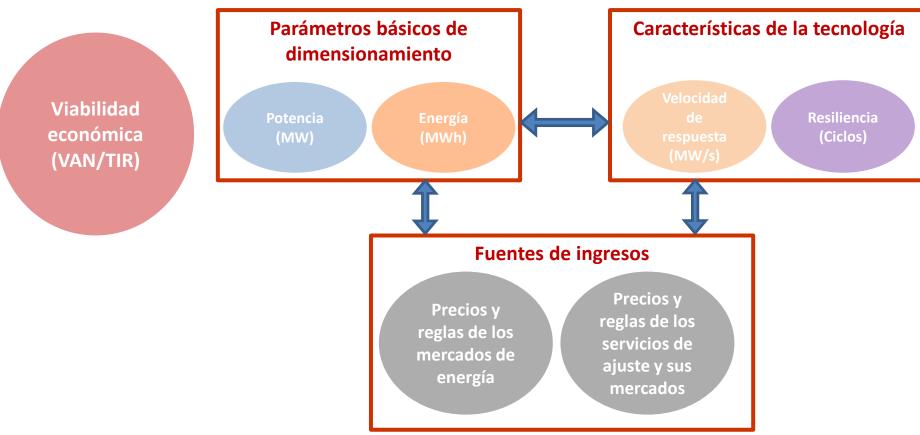






# 3. Reflexiones sobre el dimensionamiento de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica

El dimensionamiento de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica es un procedimiento muy complejo









## almacenamiento de energía en sistemación de formación de energía en sistemas de Reflexiones sobre el dimensionamiento de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica

Las fuentes de ingresos están sujetas a fuertes incertidumbres.

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
MD	27 562 880,2	39 547 312,2	45 927 990,5	35 340 624,6	33 698 692,9	19 838 177
RTMD+	0	0	0	119 903,4	0	0
RTMD-	-11 215 256,6	-18 537 361,5	-16 946 819,7	-11 161 007,9	-15 931 034,2	-6 013 072,9
MI1	-166 751,9	-12 703 026,1	-18 848 529,5	-13 053 362,8	-7 511 611,8	-5 151 580,1
MI2	-231 045,5	-435 731,7	-1 637 858	-1 559 766,7	-1 043 798,9	-556 785,6
MI3	-110 170,3	-554 926,5	-527 440,5	-809 079,2	-510 826,1	-319 939,9
MI4	$28\ 504,7$	-79 979,7	-181 801,2	-215 363,3	-141 313,4	-129 784,4
MI5	-171 933,5	-54 562,3	-267 007,4	-238 977,9	-68 132,8	-150 926
MI6	-170 905	$117\ 666,2$	11 029,9	-404 102,5	-40 741	-45 354,9
MI7	249 081,9	184 619,7	181 396,6	55 646,8	326 612,3	208 771,8
ER3up	2 406 276,3	1 459 508,2	2 850 503,4	5 330 289,2	4 808 992,2	3 136 312,6
ER3dw	-275 207,9	-238 990,2	-171 311,1	-93 407,4	-66 796,4	-153 105,6
$\mathrm{Desv}+$	$555\ 801,\!6$	376 649,8	1 667 760,7	2 747 709,8	2 108 950,6	1 743 098,7
Desv-	-270 553,6	-501 849,2	-196 621,1	-185 861,6	-43 225,2	-442 954
RTTR+	1 498 788,9	2 162 487,5	2 548 219,6	1 190 449,8	543 105,1	941 620,9
RTTR-	-18 845,3	-29 869,2	-46 613,4	-3 957,1	-8 162,9	-7 511,9
BR2	87 670,9	30 540,8	129 900,5	38 145	94 556,2	69 391,8
Total	19 758 335	10 742 487,9	14 492 799,1	17 097 882,2	16 215 266,6	12 966 357,6

Resultados económicos de la unidad de programación de generación de una central reversible entre 2010 y 2015 (en euros).







#### almacenamiento de energía en sistem de formación de energía en sistem de la Refluction de l almacenamiento de energía eléctrica

Las fuentes de ingresos están sujetas a fuertes incertidumbres.

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
MD	42 834 974	66 301 282,5	73 667 647,2	38 252 427,7	35 404 730,2	32 806 348,3
RTMD+	334 240	0	0	0	10 740,6	0
RTMD-	-14 536 721,6	-30 426 074	-13 351 735,6	-15 056 555,2	-11 821 532,4	-4 471 663,8
MI1	1 528 822,7	-9 009 183,1	-26 107 345	3 637 725,2	2 283 321,6	-2 041 034,6
MI2	418 775,3	-1 452 167,9	-2 588 275,8	-80 396,2	1 286 618,6	-876 117,6
MI3	195 229,8	-210 331,4	-1 055 331,9	-29 744,5	1 150 137,8	-571 322,5
MI4	232 002,3	102 149,2	4 808,9	-148 897,6	429 958,3	-162 066,7
MI5	507 983,3	873 074	763 230,6	-132 936,4	367 781,9	351 137,5
MI6	501 358	681 078,6	485 603,4	77 588,4	307 561,4	373 838,5
MI7	146 568,8	508 020	305 881,1	180 784,8	264 631,6	44 929,3
ER3up	2 519 666,7	2 075 105	2 333 491,8	1 648 886,2	2 068 922,7	2 148 240,9
ER3dw	-594 115,5	-1 265 373,8	-993 396,8	-246 406,6	-273 527,8	-359 526,7
Desv+	832 385,3	532 406	1 688 280,8	777 771,5	866 968,9	1 177 038,4
Desv-	-1 434 106,8	-2 506 072,4	-1 850 064	-365 456,7	-316 665,5	-193 720,2
RTTR+	307 931,7	261 013,8	267 706,6	157 200,3	139 640,3	248 302,6
RTTR-	-40 002,9	-39 262,4	-24 590,9	-18 160,7	-3 293,1	-11 836,3
BR2	3 401 473,3	2 658 107,4	7 363 433,2	8 725 855,7	6 249 572	4 824 054,1
Total	37 156 464,3	29 083 771,5	40 909 343,6	37 379 686	38 415 567	33 286 601,1

Resultados económicos de la unidad de programación de generación de otra central reversible entre 2010 y 2015 (en euros).









Las fuentes de ingresos están sujetas a fuertes incertidumbres.

Plant	2010	2011	2012	2013	2014	2015
1	27360	23088	21471	54993	55454	26113
2	54984	39829	37154	29957	28313	17660
3	41821	20801	21067	20770	20766	24248
4	91421	54064	62327	73293	72719	37047
5	38505	16510	19968	29624	28907	21246
6	59107	26330	25066	24589	25139	20405
7	51918	29628	34421	51712	48399	37690

Resultados económicos de 7 centrales de bombeo puro entre 2010 y 2015 (en euros por MW).











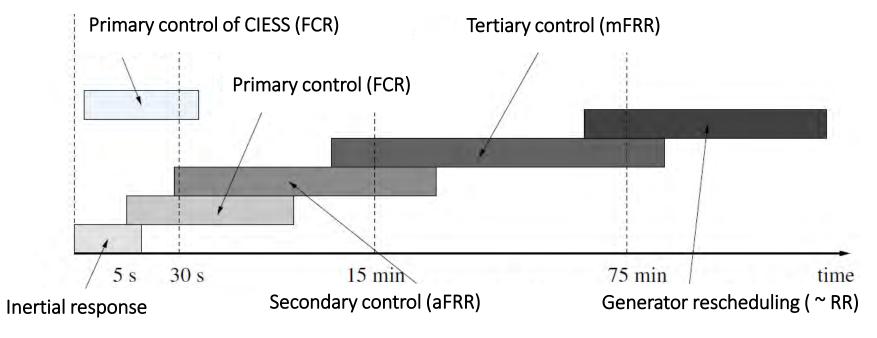








En la última década, en unos pocos países se han puesto en marcha servicios novedosos para el control de la frecuencia cuya retribución se calcula en función de la velocidad de respuesta y/o que solo pueden ser proporcionados por sistemas de almacenamiento conectados a la red a través de equipos de electrónica de potencia.



Adaptada de Milano et al. (2018).









- ✓ EirGrid puso en marcha en 2018 el servicio Fast Frequency Response (FFR) en el marco del Programa DS3.
- ✓ Los proveedores de FFR deben ser capaces de variar su potencia activa en menos de 2 segundos tras un evento de frecuencia y mantener su respuesta durante al menos 10 segundos desde el inicio del evento.
- ✓ El pago del servicio se multiplica por 2(3) si la respuesta se hace efectiva 500(150) ms después de que la frecuencia se haya desviado más de un determinado valor.
- ✓ El servicio es adquirido a través de contratos bilaterales entre EirGrid y los proveedores.
- ✓ Los contratos son otorgados a través de un sistema de subastas.









- ✓ National Grid puso en marcha en 2016 el servicio Enhanced Frequency Response (EFR).
- ✓ Los proveedores de EFR deben ser capaces de variar su potencia activa en menos de 1 segundo, desde que la frecuencia se desvía más de un determinado valor y mantener su respuesta durante al menos 15 minutos.
- ✓ La retribución del servicio depende del tipo de envelope que elija el proveedor, las horas en las que se presta el servicio y la calidad de la prestación del servicio.
- ✓ El servicio es adquirido a través de contratos bilaterales entre EirGrid y los proveedores.
- ✓ Los contratos son otorgados a través de un sistema de subastas.









- National Grid puso en marcha en 2020 el servicio **Dynamic Containment (DC).**
- ✓ El servicio DC tiene por objeto "contener" la frequency en una banda de +/- 0,5 Hz.
- ✓ En la banda de 0,015 a 0,2 Hz solo se requiere permite una entrega máxima del 5 % de la capacidad disponible.
- Entre 0,2 y 0,5 Hz la potencia requerida varía linealmente hasta la máxima capacidad disponible, y su entrega debe hacerse efectiva en menos de 1 segundo y no menos de 0,5 segundos.
- ✓ El servicio es adquirido a través de subastas diarias (pay as bid).













- El servicio Fast Frequency Reserve (FFR) fue puesto en marcha en 2020 en el sistema nórdico.
- Los proveedores de FFR pueden elegir cualquiera de las opciones de activación de la siguiente tabla.

Activation frequency (Hz)	Max. activation time (sec)
49.7	1.3
49.6	1.0
49.5	0.7

Tomada de www.fingrid.fi

- La respuesta debe ser mantenida durante al menos 5(30) segundos si la tasa de desactivación es ≤ 20% (>20%) de la capacidad ofertada por segundo.
- Los proveedores deben ser capaces de restituir su nivel de reserva para la provisión de FFR en 15 minutos.
- El servicio FFR es adquirido a través de subastas diarias (pay as clear).









- ✓ La Orden FERC 755 (2011) impulsó la reforma del servicio Frequency Regulation (FR) en los Estados Unidos.
- ✓ La Orden FERC 755 (2011) obligó a los ISOs/RTOs a determinar la retribución de la FR en función de la calidad de la respuesta.
- ✓ La mayoría de ISOs/RTOs utilizan señales de regulación específicas adaptadas a la capacidad de respuesta de los sistemas de almacenamiento conectados a la red a través de equipos de electrónica de potencia.
- ✓ La mayoría de ISOs/RTOs utilizan su propio performance score para calcular la retribución de la FR.
- ✓ Todos los ISOs/RTOs adquieren FR a través de subastas (day-ahead y/o real-time)









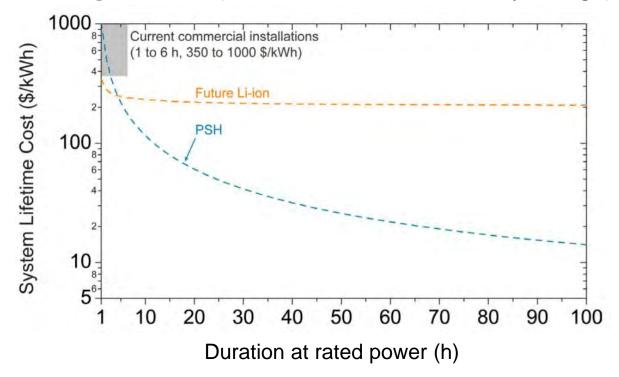
- ✓ ERCOT puso en marcha en 2020 un nuevo servicio Fast Frequency Response (FFR), similar al de los países nórdicos.
- ✓ Los proveedores del servicio deben hacer efectiva su respuesta en menos de 15 ciclos (300 ms) desde que la frecuencia alcanza 59,85 Hz.
- ✓ Los proveedores del servicio deben mantener su respuesta durante al menos 15 minutos.
- ✓ Los proveedores del servicio deben restablecer su reserva para la provisión de FFR en menos de 15 minutos desde la finalización de la última acción de control.
- ✓ El servicio FFR es adquirido a través de subastas diarias (pay as clear).







La Advanced Research Projects Agency-Energy (ARPA-E) de los Estados Unidos lanzó en 2018 el **Programa DAYS** (*Duration Addition to electricity Storage*).



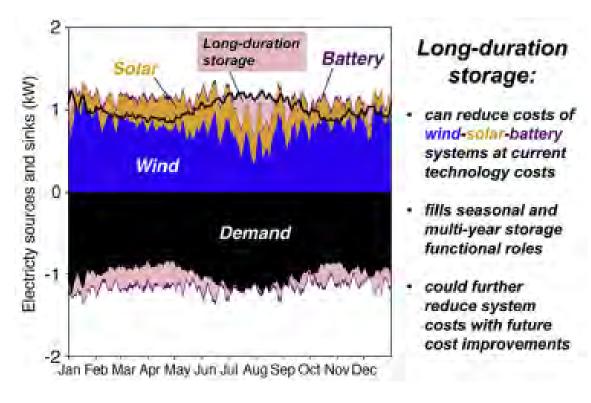
Tomada de Litzelman.







La Advanced Research Projects Agency-Energy (ARPA-E) de los Estados Unidos lanzó en 2018 el **Programa DAYS** (*Duration Addition to electricity Storage*).



Tomada de Dowling et al. (2020).







El objetivo del Programa DAYS es el desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica con una capacidad de almacenamiento equivalente a entre 10 y 100 horas a plena potencia.



Tomada de <a href="https://arpa-e.energy.gov/technologies/programs/days">https://arpa-e.energy.gov/technologies/programs/days</a>









#### 4. Referencias

**Akram et al.**, Optimal sizing of a wind/solar/battery hybrid grid-connected microgrid system, IET Renewable Power Generation, 12 (1), 2018. <a href="https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2017.0010">https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2017.0010</a>

**Apt, J.**, The spectrum of power from wind turbines, Journal of Power Sources, vol. 169, 2007. <a href="https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2007.02.077">https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2007.02.077</a>

**Dowling, J.A., et al.**, Role of Long-duration Energy Storage in Variable Renewable Electricity Systems, Joule, vol. 4 (9), 2020. <a href="https://doi.org/10.1016/j.joule.2020.07.007">https://doi.org/10.1016/j.joule.2020.07.007</a>

**Flynn, D., et al.** Technical impacts of high penetration levels of wind power on power system stability, WIREs Energy and Environment, 6(2), 2016. <a href="https://doi.org/10.1002/wene.216">https://doi.org/10.1002/wene.216</a>

**Greenwood, D.M., et al.**, A Probabilistic Method Combining Electrical Energy Storage and Real-Time Thermal Ratings to Defer Network Reinforcement, IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 8, 2017. <a href="https://doi.org/10.1109/TSTE.2016.2600320">https://doi.org/10.1109/TSTE.2016.2600320</a>

**Johnson, J., et al.**, Initial operating experience of the 1.2-MW la Ola photovoltaic system. Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference, (PART 2), 2012. <a href="https://doi.org/10.1109/PVSC-Vol2.2012.6656701">https://doi.org/10.1109/PVSC-Vol2.2012.6656701</a>

**Kroposky, B., et al.**, Achieving a 100 % renewable grid, IEEE Power & Energy Magazine, 2017. https://doi.org/10.1109/MPE.2016.2637122

**Liu, J., et al.**, Uses, Cost-Benefit Analysis, and Markets of Energy Storage Systems for Electric Grid Applications, Journal of Energy Storage, vol. 32, 2020. <a href="https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101731">https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101731</a>

**Litzelman, S.,**, Duration Addition to electricity Storage, The why and how of long-duration energy storage. <a href="https://arpae.energy.gov/sites/default/files/1">https://arpae.energy.gov/sites/default/files/1</a> Litzelman small.pdf

**Milano, F., et al.**, Foundations and Challenges of Low-Inertia Systems. Proceedings of the 2018 Power Systems Computation Conference (PSCC), Dublin, July 2018. <a href="https://doi.org/10.23919/PSCC.2018.8450880">https://doi.org/10.23919/PSCC.2018.8450880</a>

**Schmidt, O., et al.**, Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies, Joule, Volume 3, Issue 1, 16 January 2019, Pages 81-100. (Supplemental information) <a href="https://doi.org/10.1016/j.joule.2018.12.008">https://doi.org/10.1016/j.joule.2018.12.008</a>

**Zeynal, H., et al.**, Impact of Electric Vehicle's Integration Into the Economic VAr Dispatch Algorithm, in Proc. 2014 IEEE Innovative Smart Grid Technologies – Asia. <a href="https://doi.org/10.1109/ISGT-Asia.2014.6873892">https://doi.org/10.1109/ISGT-Asia.2014.6873892</a>

Procedimientos de Operación REE: https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico/procedimientos-de-operacion

Aspectos regulatorios para la integración del almacenamiento de energía – Miguel Santos Herrán - CIEMAT







#### ¡Muchas gracias por su atención!

¿Alguna pregunta?

miguel.santos@externos.ciemat.es