

e-network 2019

Nuestro agradecimiento a:

ashurst



ENERTRADE



Mix eléctrico de España

Pablo Herrera Ariza

Our Purpose and Vision



Following our
purpose since
December 2010

To achieve a planet 100% run by green



Our Values

#EsPosible

Finding the way is how we **make a difference**. There is **ALWAYS** a way to **get done** whatever it takes to move a step further towards a **planet run by the sun**

#KeepRowing

Things get hard, we know. So it takes a **compenetrated**, **focused** and **strong team** to keep up

#Always PeopleFirst

We are people working for people and working with people

#SayThings AsTheyAre

Transparency in all our actions towards our customers, **team** members and partners is our **most powerful tool** to build up what makes us unique: **trust**

#HaveFun

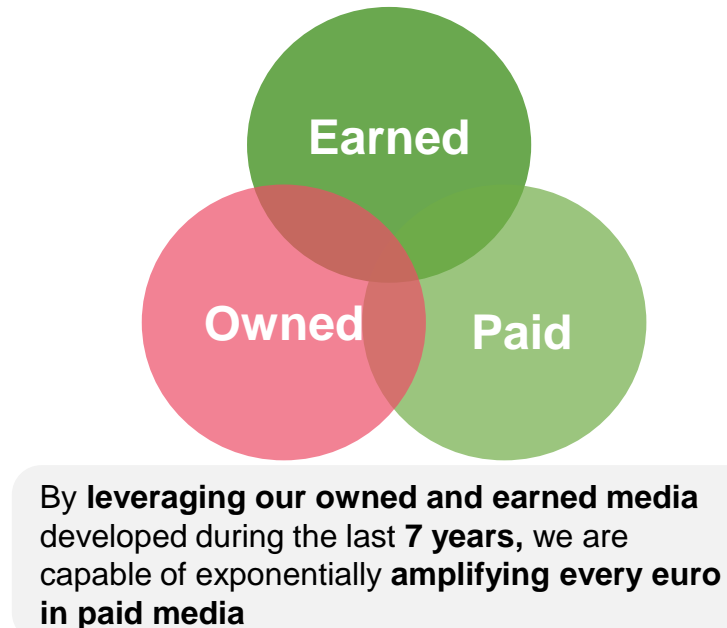
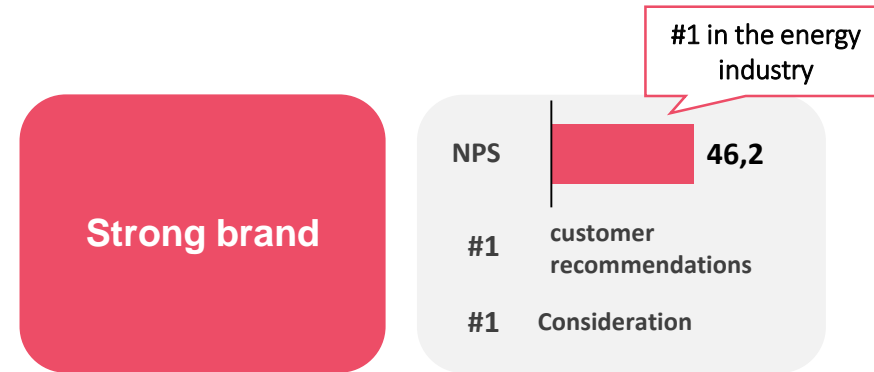
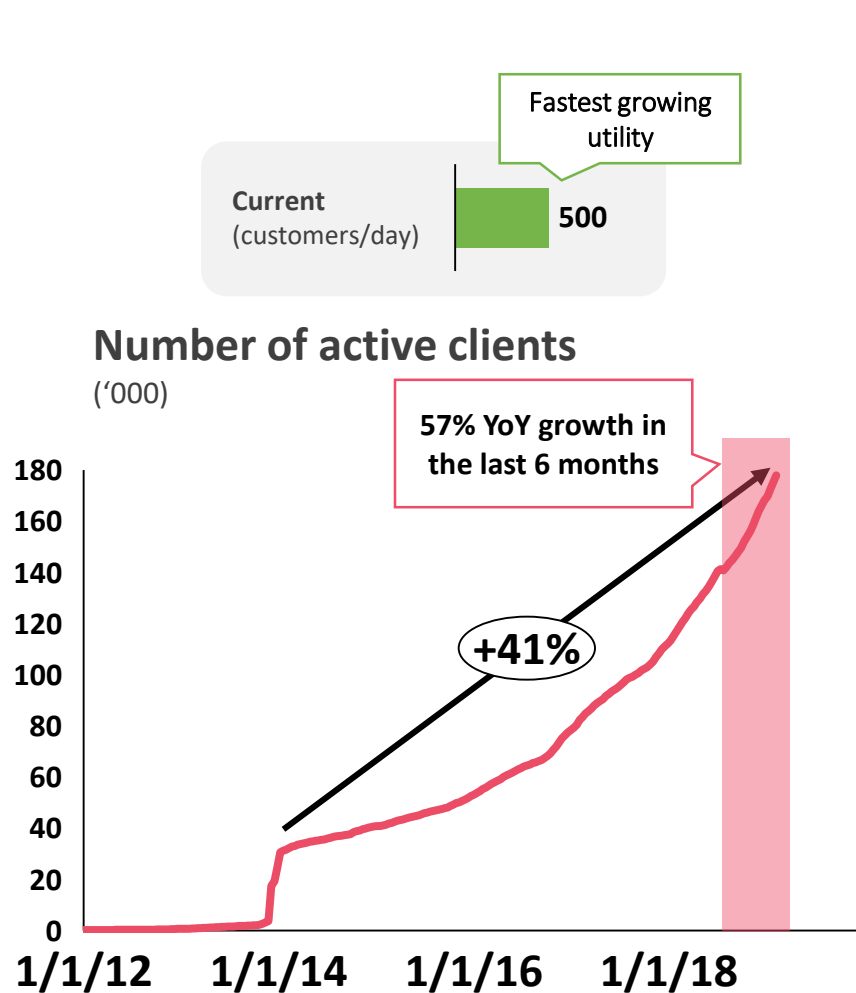
Changing the world is a long and passionate journey. **Having fun** along the way makes us even more creatives and powerful!



#KeepRowing
#AlwaysPeopleFirst
#SayThingsAsTheyAre
#EsPosible #HaveFun

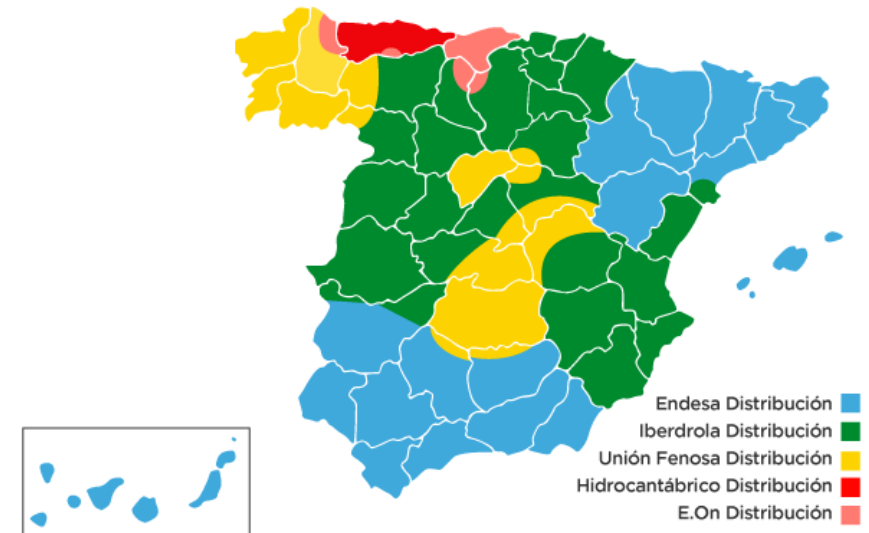


What have we accomplished so far?



Introducción al sector eléctrico

- 1 subsistema peninsular + 4 territorios extrapeninsulares (Canarias, Baleares, Ceuta, Melilla).
- 1 operador del sistema (TSO): REE.
- 1 operador del mercado (MO): OMIE.
- 332 distribuidoras (DSO), de las cuales 5 son incumbentes y forman un oligopolio natural.
- 400 comercializadoras habilitadas y en aumento.

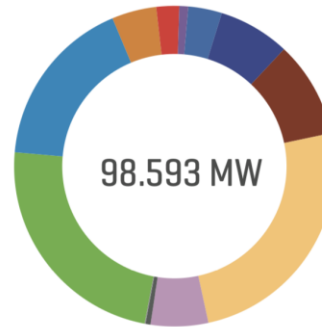


Datos de la CNMC consultados a 14/05/2019.

Parque de generación actual

Potencia eléctrica instalada peninsular a 31 de diciembre del 2018 [%]

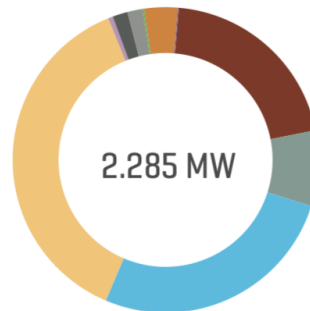
Nuclear	7,2%	Eólica	23,4%
Carbón	9,7%	Hidráulica	17,3%
Ciclo combinado	24,9%	Solar fotovoltaica	4,5%
Cogeneración	5,8%	Solar térmica	2,3%
Residuos no renovables	0,5%	Otras renovables	0,9%
Turbinación bombeo	3,4%	Residuos renovables	0,1%



- El mix eléctrico español está fuertemente diversificado, con una **elevada proporción de fuentes no emisoras de CO2.**
- Existe actualmente una **sobrecapacidad** de generación a nivel peninsular.

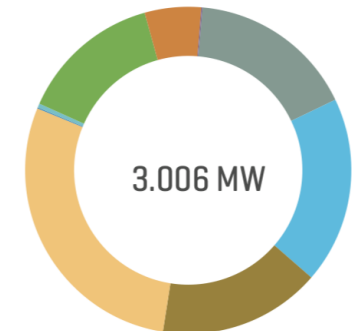
Potencia eléctrica instalada a 31 de diciembre del 2018. Islas Baleares [%]

Carbón	20,5%	Residuos no renovables	1,6%
Motores diésel	8,0%	Residuos renovables	1,6%
Turbina de gas	26,5%	Eólica	0,2%
Ciclo combinado	37,5%	Solar fotovoltaica	3,5%
Cogeneración	0,5%	Otras renovables	0,1%



Potencia eléctrica instalada a 31 de diciembre del 2018. Islas Canarias [%]

Motores diésel	16,5%	Hidroeólica	0,4%
Turbina de gas	18,5%	Eólica	14,0%
Turbina de vapor	16,1%	Solar fotovoltaica	5,6%
Ciclo combinado	28,7%	Otras renovables	0,1%
		Hidráulica	0,1%



Avance del Sistema Eléctrico Español 2018. REE.

Evolución del parque de generación

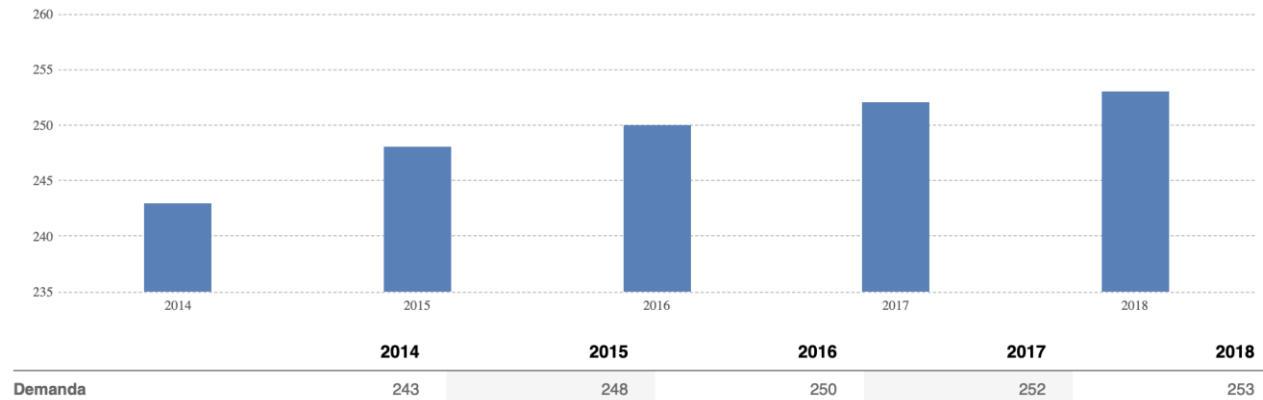
	2014	2015	2016	2017	2018 ⁽¹⁾
Hidráulica ⁽¹⁾	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0
Turbinación bombeo	2,5	3,3	3,3	3,3	3,3
Nuclear	7,6	7,6	7,6	7,1	7,1
Carbón	10,5	10,5	9,5	9,5	9,6
Fuel + Gas	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0
Ciclo combinado	24,9	24,9	24,9	24,9	24,6
Eólica	22,9	22,9	22,9	22,9	23,1
Solar fotovoltaica	4,4	4,4	4,4	4,4	4,5
Solar térmica	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Otras renovables ⁽²⁾	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9
Cogeneración ⁽²⁾	7,0	6,2	6,0	5,8	5,7
Residuos no renovables	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5
Residuos renovables	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1

- Cierre de C.N. Garoña y grupos de carbón y cogeneración.
- Escaso desarrollo de tecnologías renovables desde la entrada en vigor del RDL 1/2012.

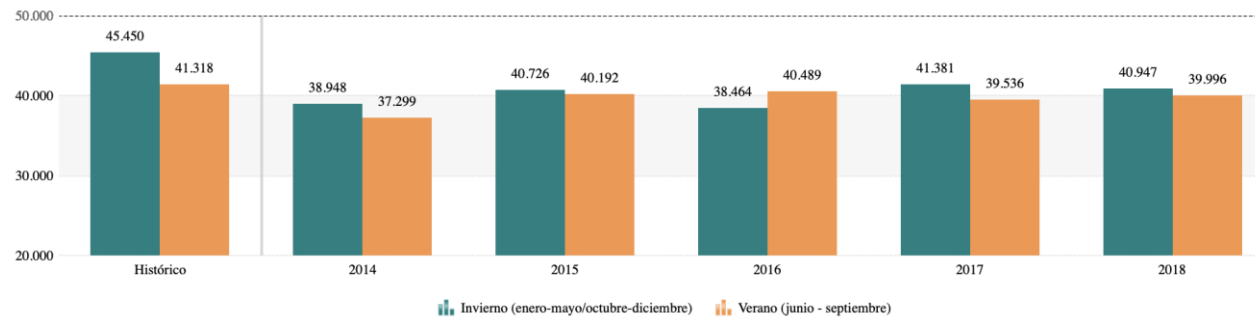
Avance del Sistema Eléctrico Español 2018. REE.

Evolución de la demanda eléctrica

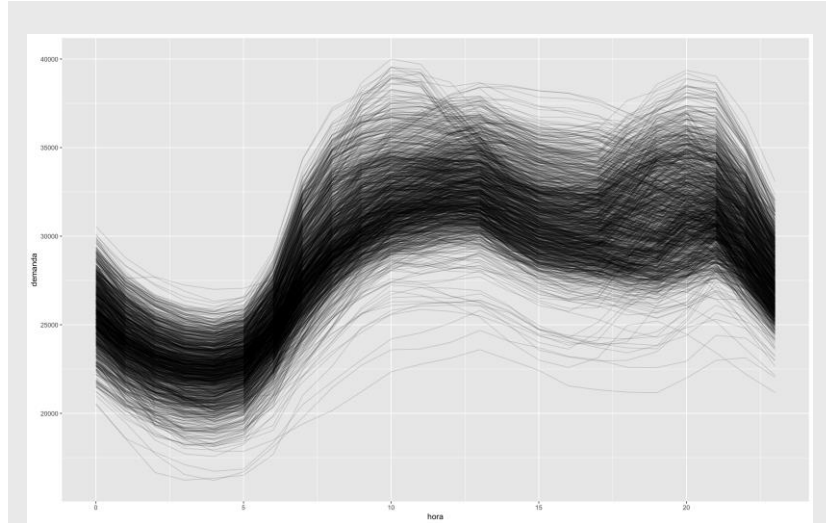
Evolución de la demanda de energía eléctrica peninsular (TWh)



Potencia máxima instantánea peninsular (MW)



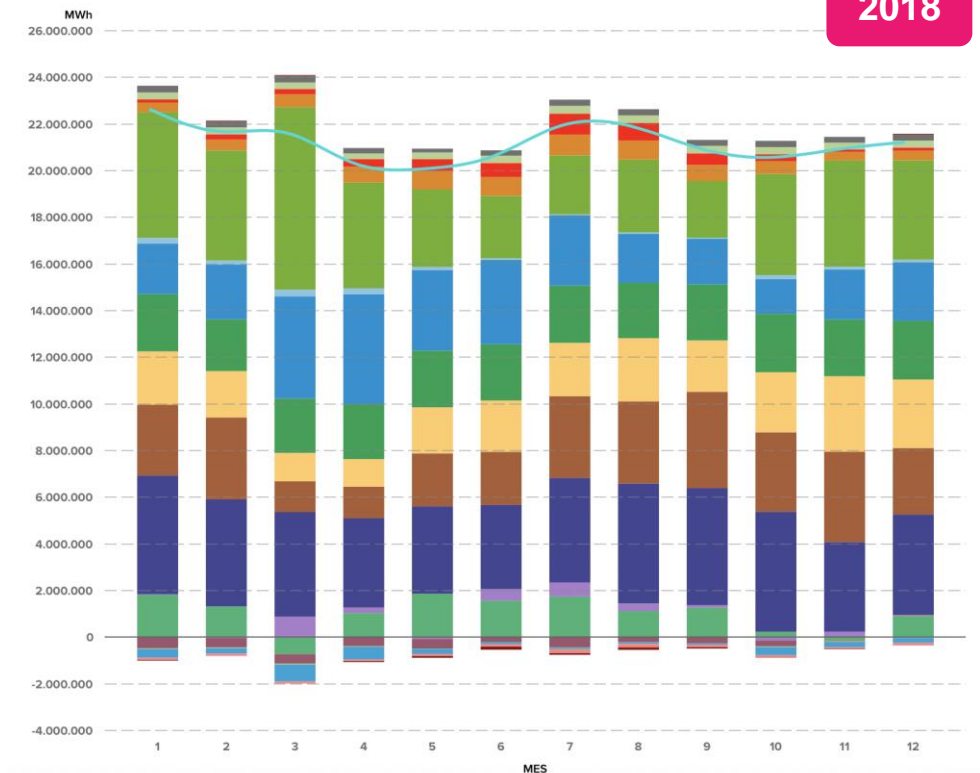
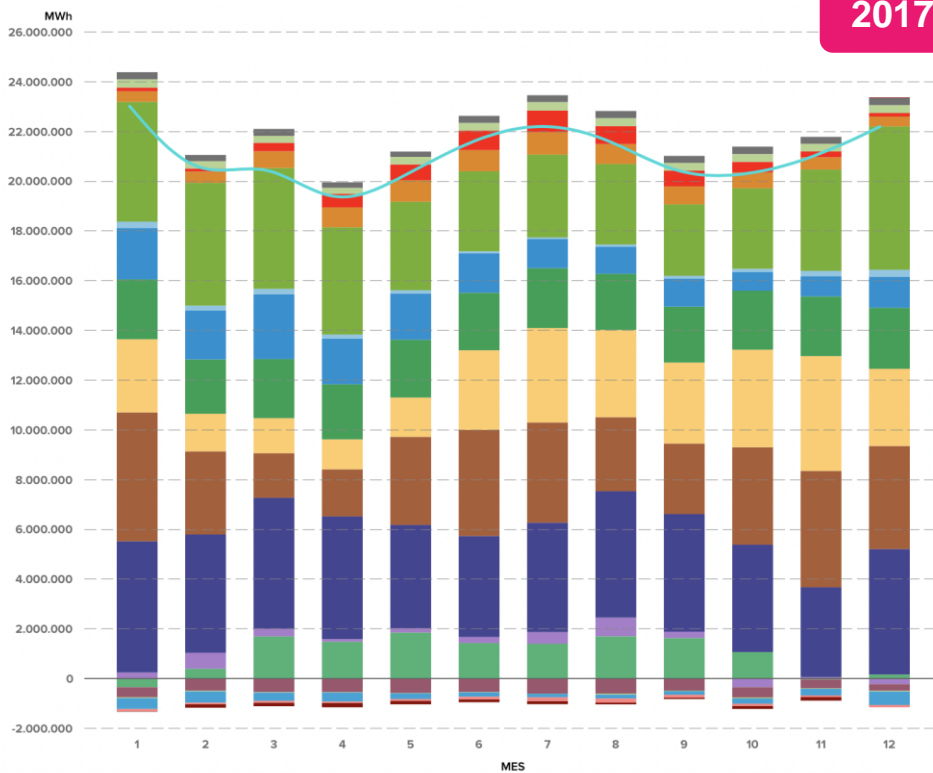
Datos históricos de REE.



- Evolución +2 TWh/año.
- Puntas de demanda estables, con máximos habitualmente en invierno, lejos de los máximos históricos de 2007.
- Marcada estacionalidad diaria.

Evolución de la energía generada

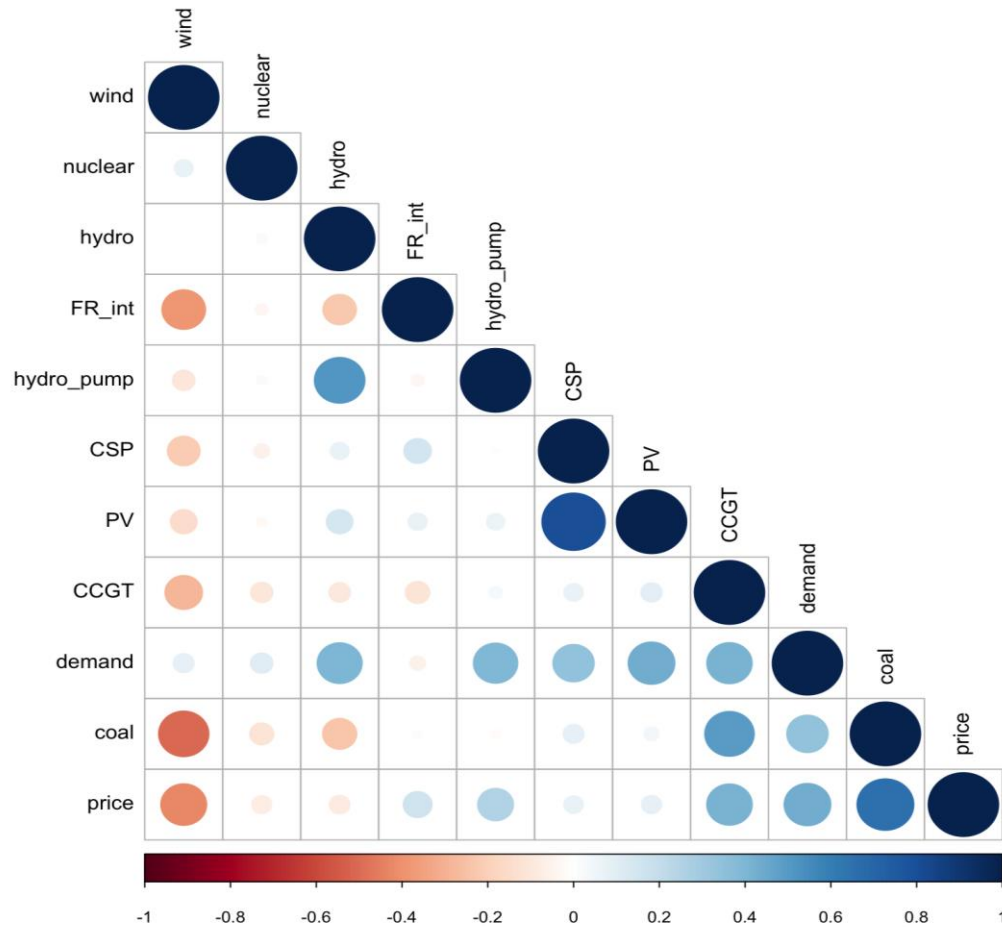
- Hidráulica
- Eólica
- Solar fotovoltaica
- Solar térmica
- Otras renovables
- Nuclear
- Turbinación bombeo
- Ciclo combinado
- Carbón
- Fuel-Gas
- Cogeneración
- Residuos no renovables
- Consumo bombeo
- Enlace Baleares
- Saldo Francia
- Saldo Portugal
- Saldo Marruecos
- Saldo Andorra
- Ajuste de programas
- Demanda Peninsular



Marcadas diferencias entre años, debido a la hidraulicidad, eolicidad, indisponibilidades de grupos térmicos/nucleares y estacionalidad de la demanda.

Datos de ESIOS. Programa PBF.

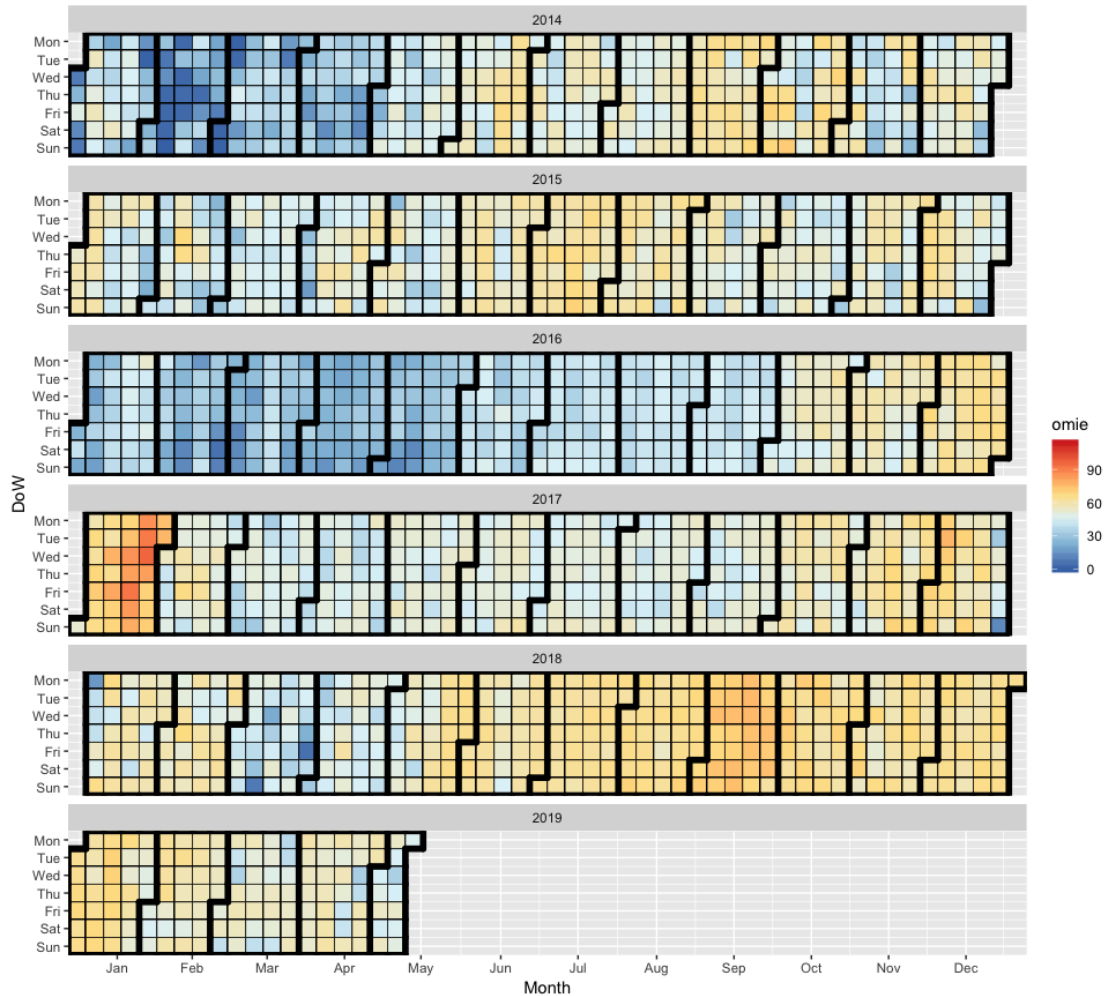
Correlación del las tecnologías con el precio



- La energía **eólica** se correlaciona negativamente con la generación **térmica** convencional y el saldo de interconexión **francés**, debido al efecto de desplazamiento que ejerce sobre la primera y a la necesidad de exportación en momentos de alta eolicidad sobre la segunda.
- La energía **hidráulica** favorece su producción en momentos de alta demanda, así como la producción por turbinación de las centrales de **bombeo**, consecuencia de la estrategia de ofertas.
- Respecto al hueco térmica, la correlación entre ciclos y carbón es pareja, pese a la diferente estrategia seguida en el mercado.

Elaboración propia con datos históricos del PBF desde 2014..

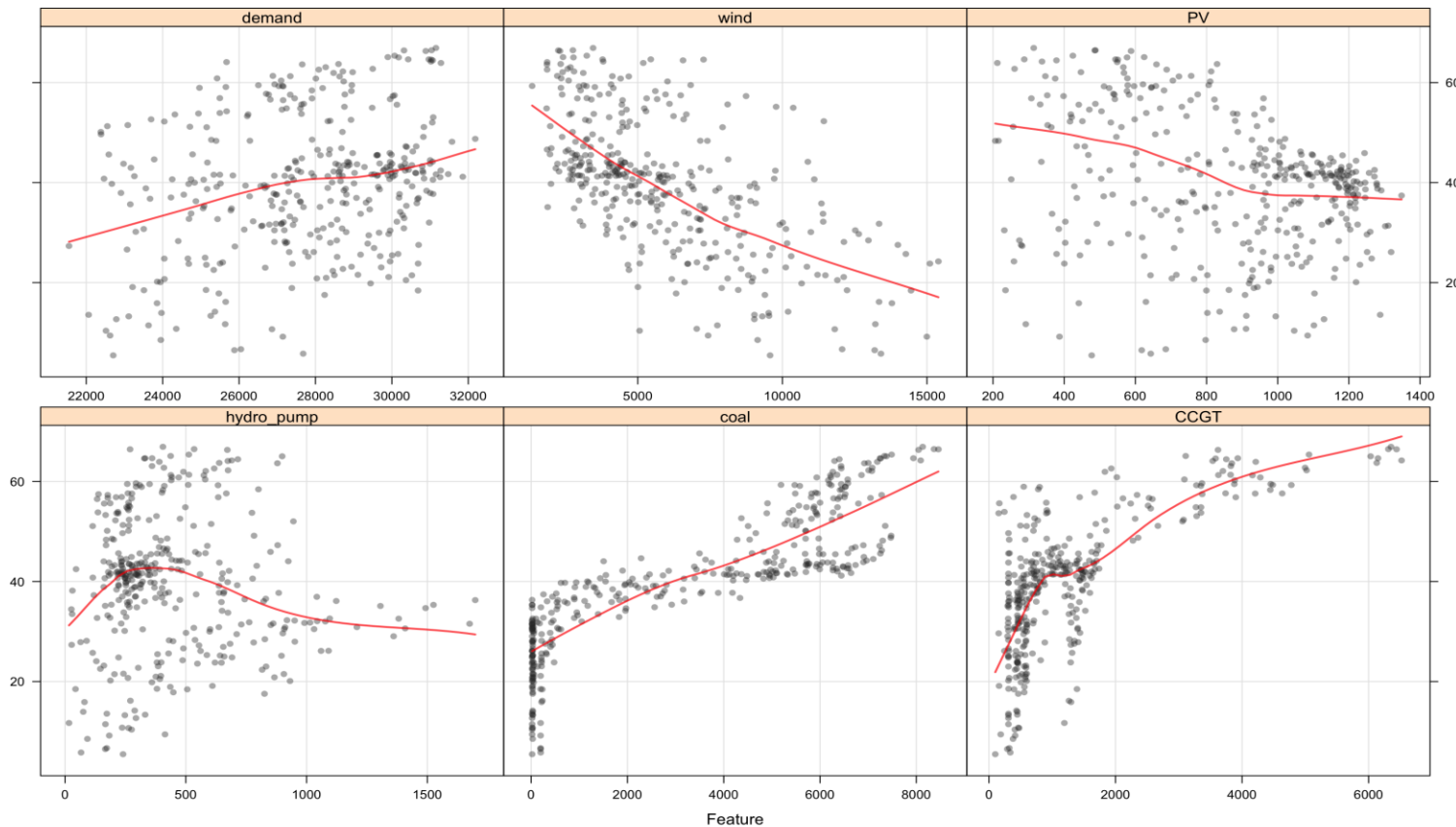
Evolución del precio diario



Datos de la ESIOS. Elaboración propia.

- El mix eléctrico, sujeto a las necesidades de demanda, ha marcado precios con *spreads* anuales elevados.
- Algunos **factores** que impactan en la formación de precios:
 - Eolicidad.
 - Hidraulicidad (caso 2016 vs 2017).
 - Indisponibilidades de grupos térmicos/nucleares.
 - Olas de frío/calor.
 - Precio de los combustibles.

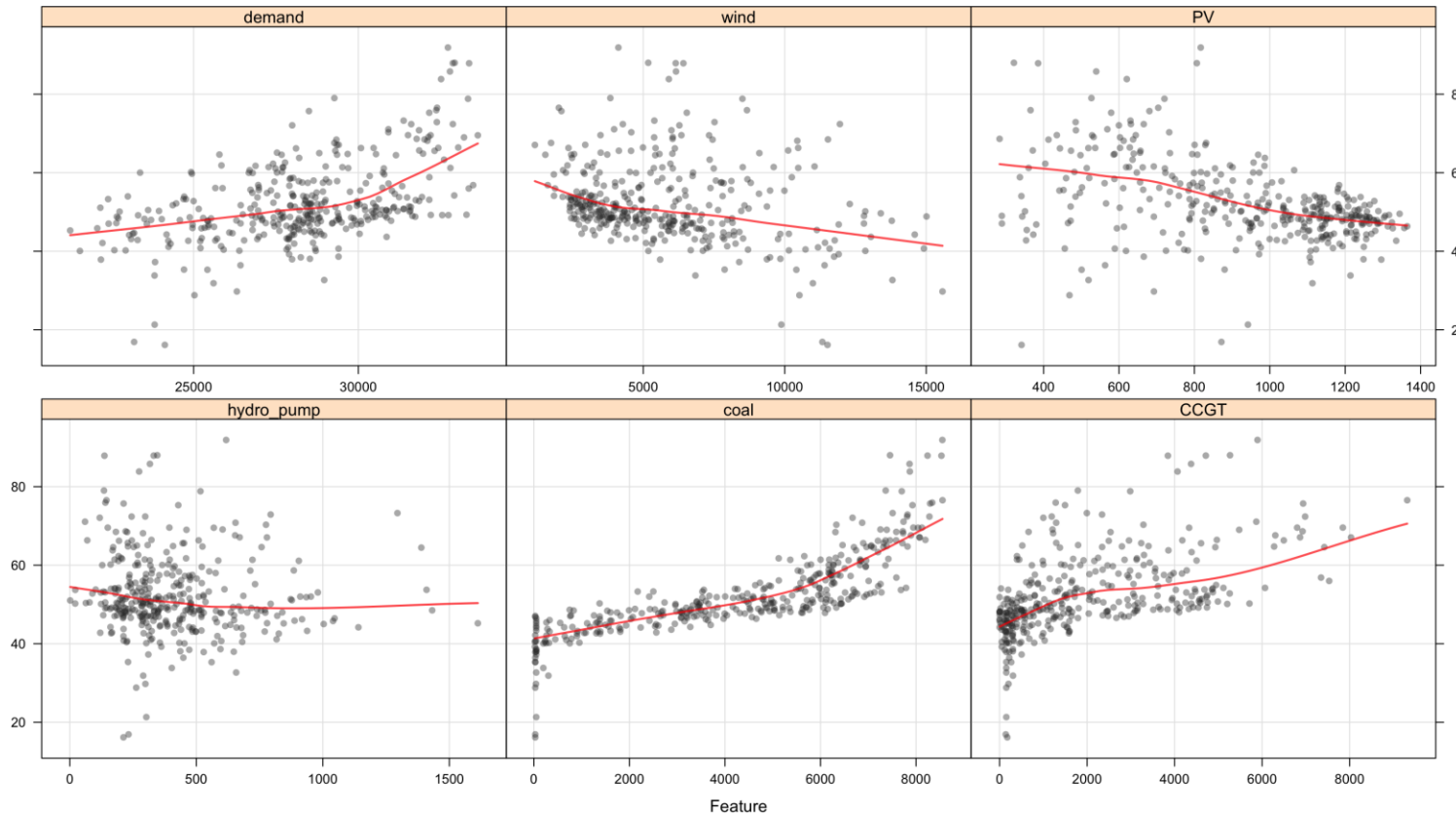
Correlación del precio diario 2016



- El año 2016 cierra en 39,67 €/MWh, siendo un año en general con niveles de cobertura elevados de hidráulica y eólica.
- Caso en el que el hueco térmico genera poca energía con mayor frecuencia, pero con un elevado coste marginal.
- La hidráulica de embalse permite bajar el precio de casación a mayor producción.
- Efecto depresor del precio de la eólica y la solar fotovoltaica.

Elaboración propia.

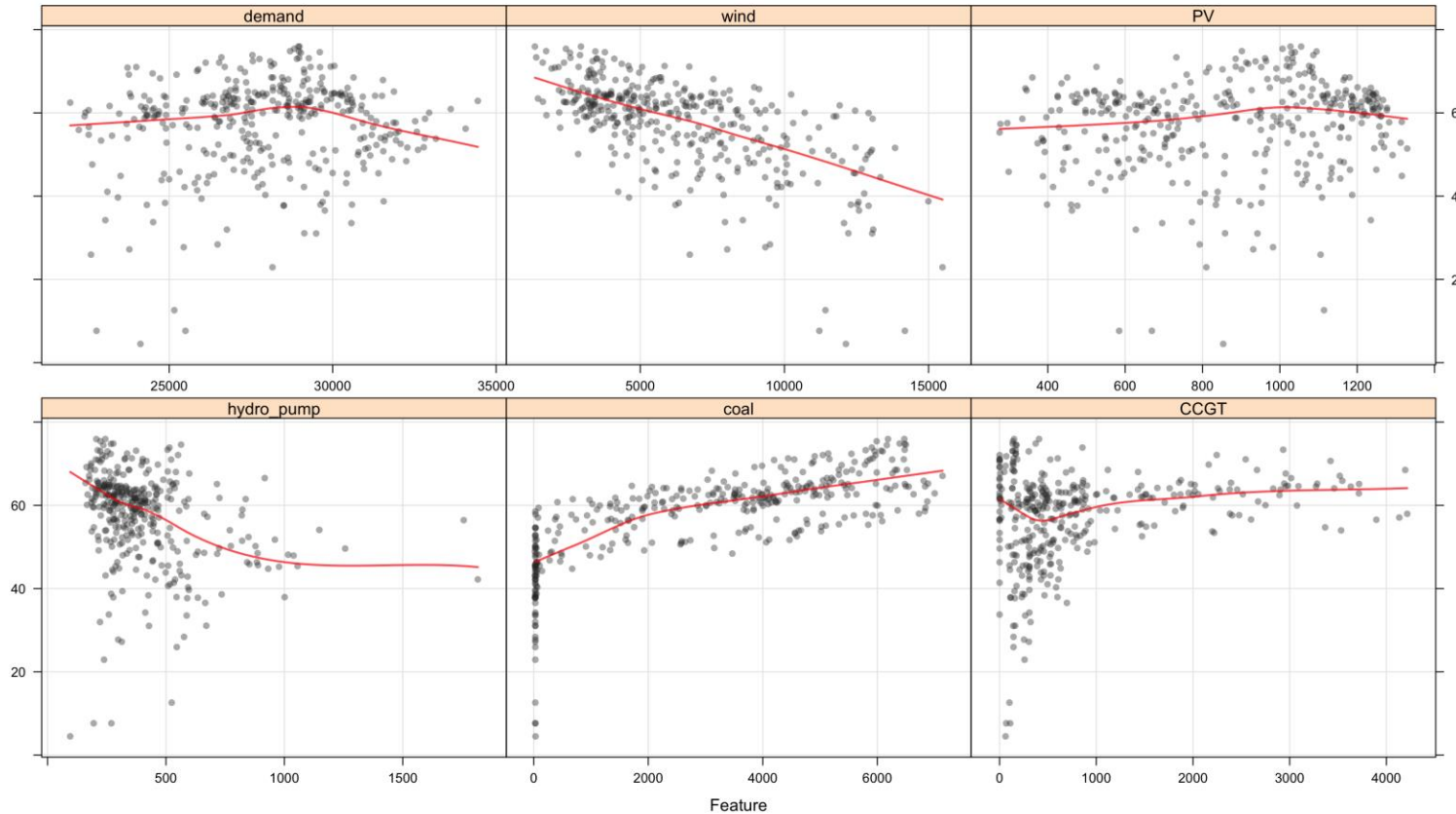
Correlación del precio diario 2017



- El año 2017 cierra en 52,24 €/MWh, siendo un año en general con un **déficit de energía hidroeléctrica** disponible histórica.
- Caso en el que el **hueco térmico genera a mayores niveles** de producción.
- La hidráulica de embalse es **aparentemente** inelástica al precio.
- Efecto depresor del precio de la eólica y la solar fotovoltaica con menor pendiente.

Elaboración propia.

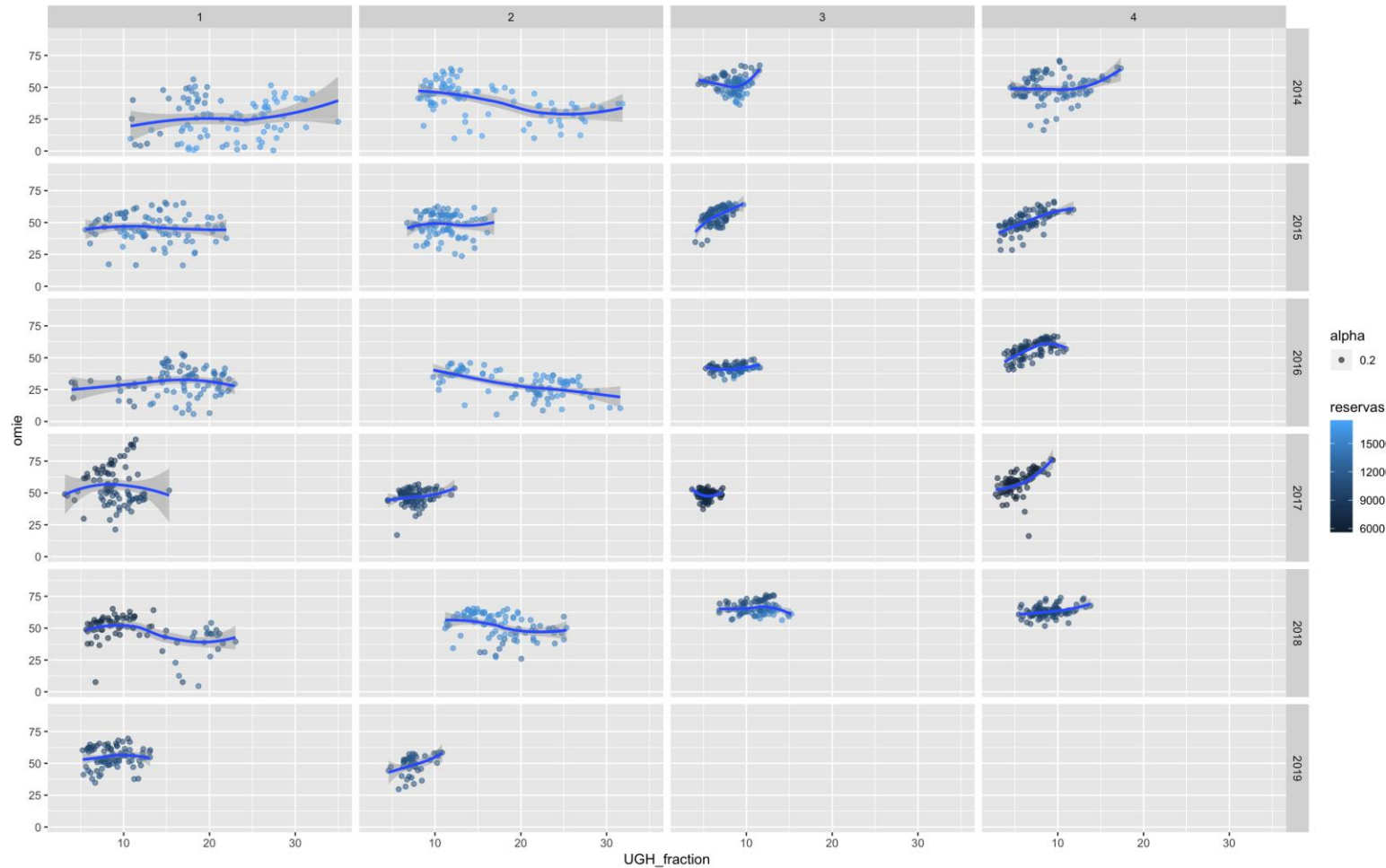
Correlación del precio diario 2018



- El año **2018** cierra en **57,29 €/MWh**, siendo un año de precios elevados y apuntamiento más plano.
- El que el hueco térmico se hace más inelástico al precio.
- La recuperación de los embalses en Q2 permite a la **hidráulica de bajar el precio de casación** a mayor producción.
- Efecto depresor del precio de la eólica.

Elaboración propia.

Efecto de la hidráulica de embalse en el precio



- Diferentes estrategias son seguidas en función del **coste de oportunidad**.
- A **niveles bajos de embalses**, en Q4 de los últimos años se correlaciona positivamente el % de cobertura hidráulica con el precio de casación.
- El año **2019** apunta a un comportamiento similar a **2017**.
- Claro **cambio de estrategia de oferta** en Q1 de 2017.

Datos de embalses del Boletín Hidrológico del MINETAD y de ESIOs. Elaboración propia.

Interconexiones eléctricas: efecto isla



- Especialmente importantes para España por su condición de 'isla' eléctrica:
 - Integración de mercados.
 - Seguridad de suministro.
 - Intercambios comerciales.
 - Aumento de competencia.
- Capacidad actual del 6% (objetivo 2020: 10%)¹. Conectados con:
 - Francia.
 - Portugal.
 - Marruecos.
 - Andora.

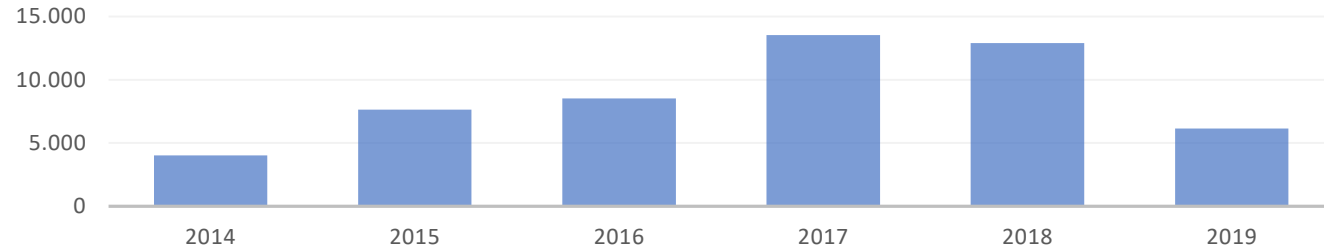
Portal de transparencia ENTSO-E.

¹ https://docstore.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/rgip_CSW_Full.pdf

Saldos netos por interconexión

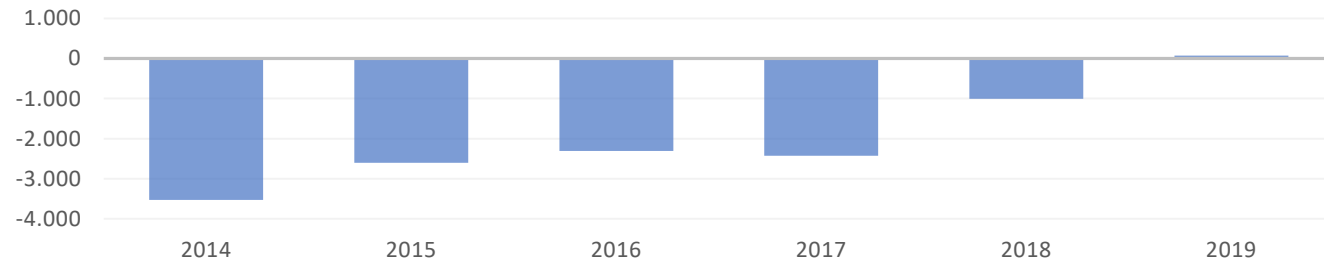
Francia

Saldo neto histórico **importador** por spread de precio.



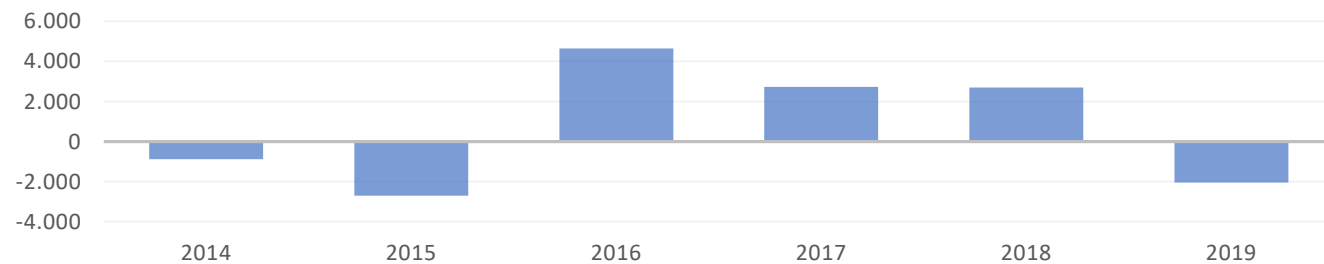
Marruecos

Saldo neto histórico **exportador**.



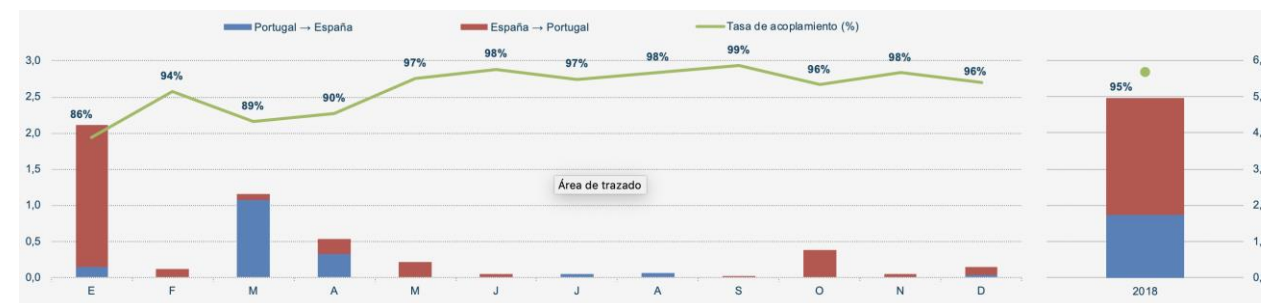
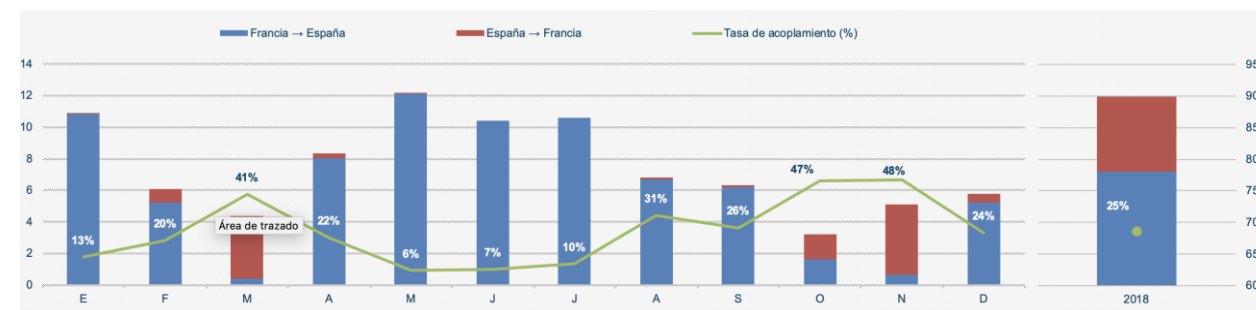
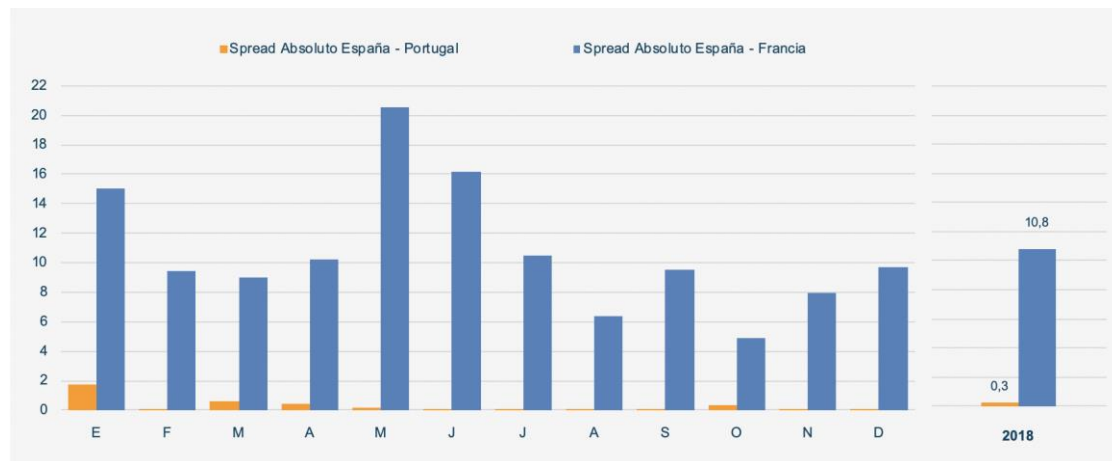
Portugal

Saldo neto muy **variable** impulsado por demanda y eólica.



Avance del Sistema Eléctrico Español 2018. REE.

Mecanismos de subastas



- JAO (Joint Allocation Office): organismo público formado por 22 TSOs que organiza las subastas de capacidad de largo y corto plazo.
- La interconexión **portuguesa** suele estar **acoplada el 98%** de las horas.
- Rentas de congestión en sentido importador en la interconexión ES-FR.

Avance del Sistema Eléctrico Español 2018. REE.

Lo que está por venir

Electrificación

Incremento de la **demanda** debido a una mayor electrificación y a la comercialización del vehículo eléctrico. Inversión sobre red de recarga.

Phase-out carbón

Cierre de **nueve centrales de carbón** previsto en 2025 por requerimientos ambientales por falta de inversiones en tecnologías de desulfuración y desnitrificación.¹

Incertidumbre nuclear

Probable renovación de las licencias de operación para centrales cuyo vencimiento es próximo. **Cierre escalonado** nuclear hasta más allá de 2030.²

Interconexión FR

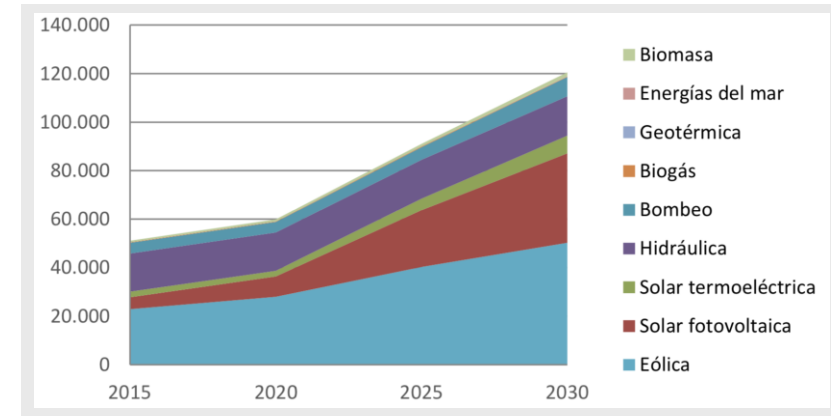
Interconexión submarina ES-FR (2 x 1000 MW), que aún **no permitiría alcanzar el 10%** requerido por la UE.

Renovables + almacenamiento

Incerteza sobre viabilidad de instalar **6,6 GW/año renovables** hasta 2030.³ Impacto depresor del precio spot.

Autoconsumo

Desarrollo del autoconsumo doméstico con o sin gestión de excedentes, y en diferentes modalidades. Empoderamiento del cliente final e impacto sobre la curva horaria de demanda.



¹ <https://beyond-coal.eu/wp-content/uploads/2018/09/Overview-of-national-coal-phase-out-announcements-Europe-Beyond-Coal-September-2018.pdf>

² <http://www.expansion.com/economia/2018/11/15/5bed36e646163fe5a98b463d.html> ³ PINIEC.



Pablo Herrera Ariza

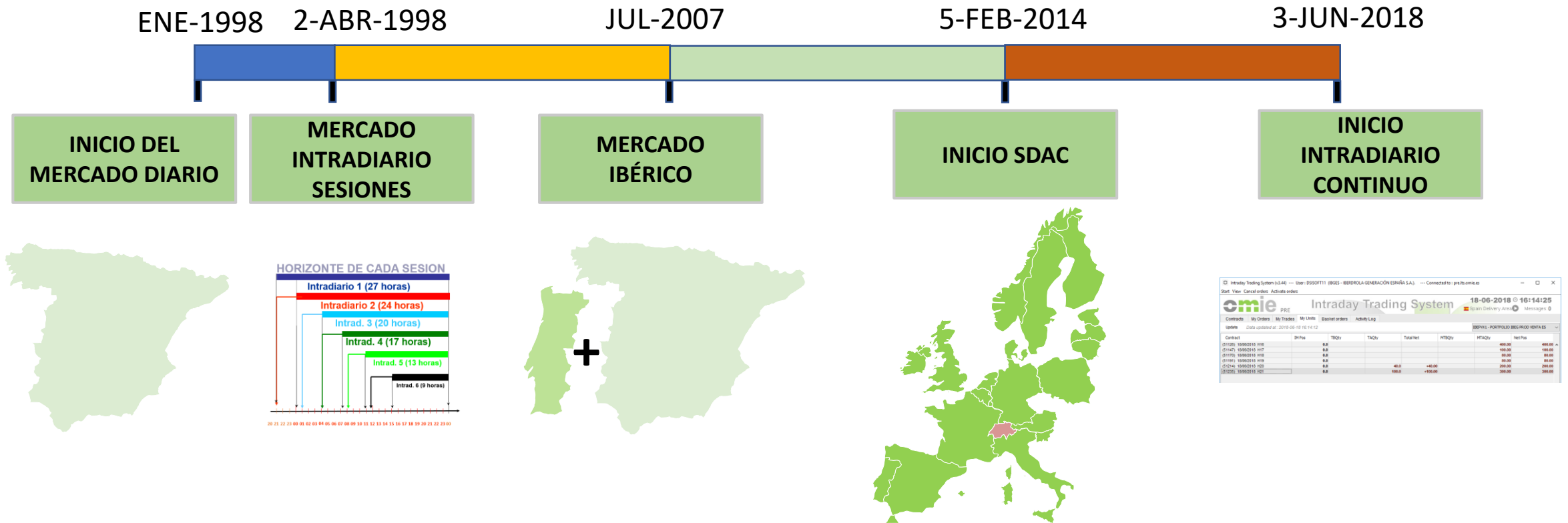
Portfolio manager

pablo.herrera@holaluz.com

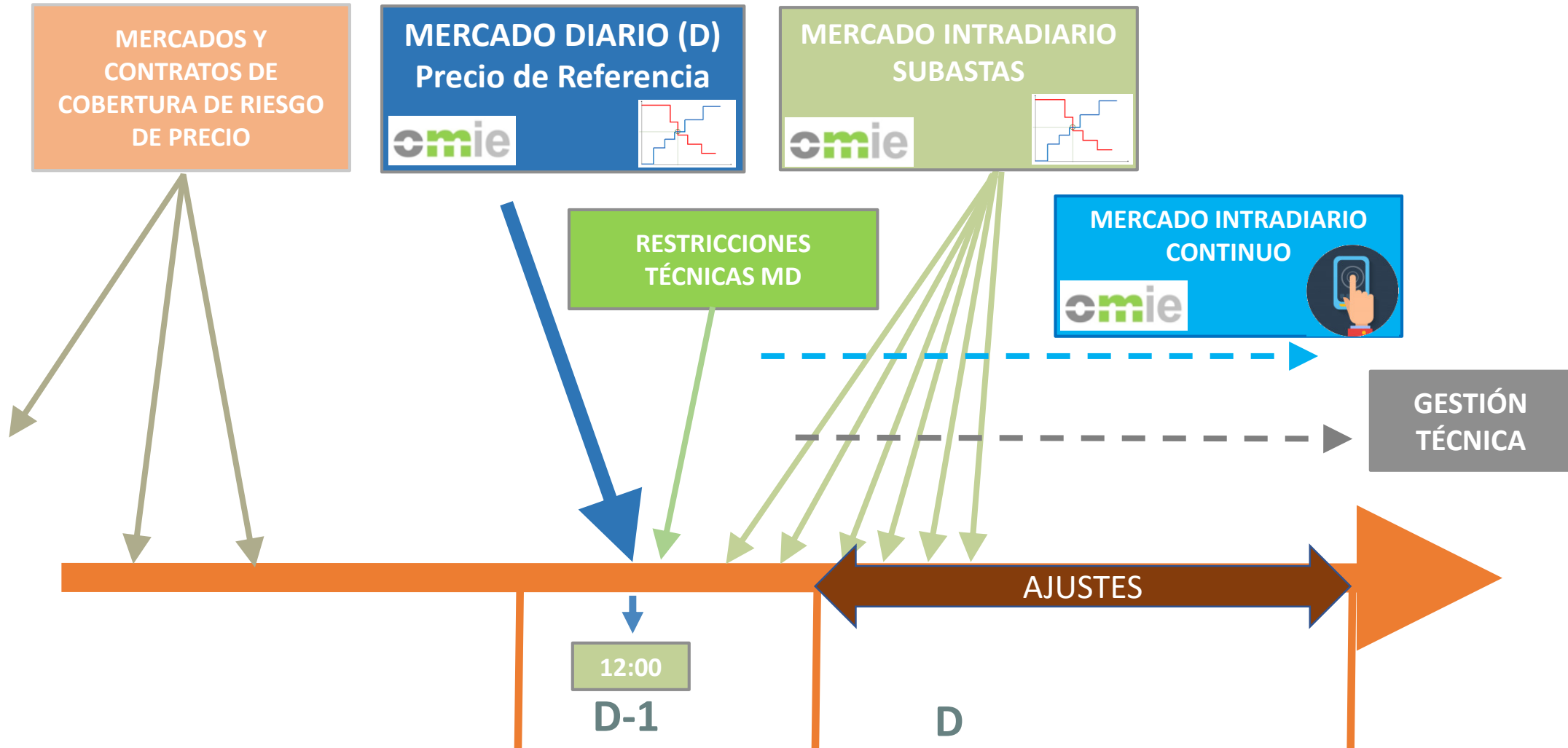
Formación de precios y mecanismos de ajuste

Julio Ángel Hornos Calahorro

Hitos importantes en el mercado

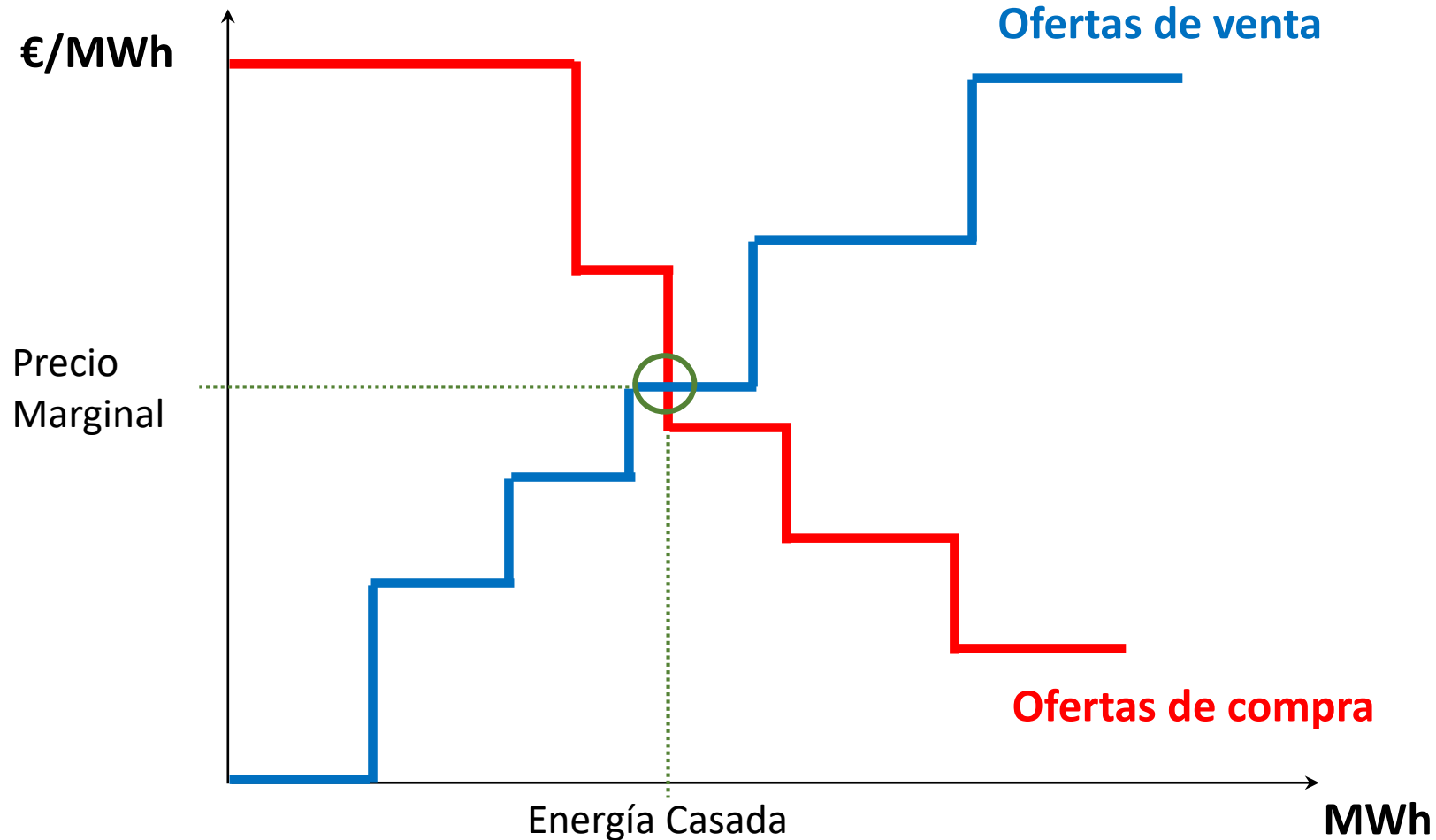


Secuencia temporal de mercados y procesos



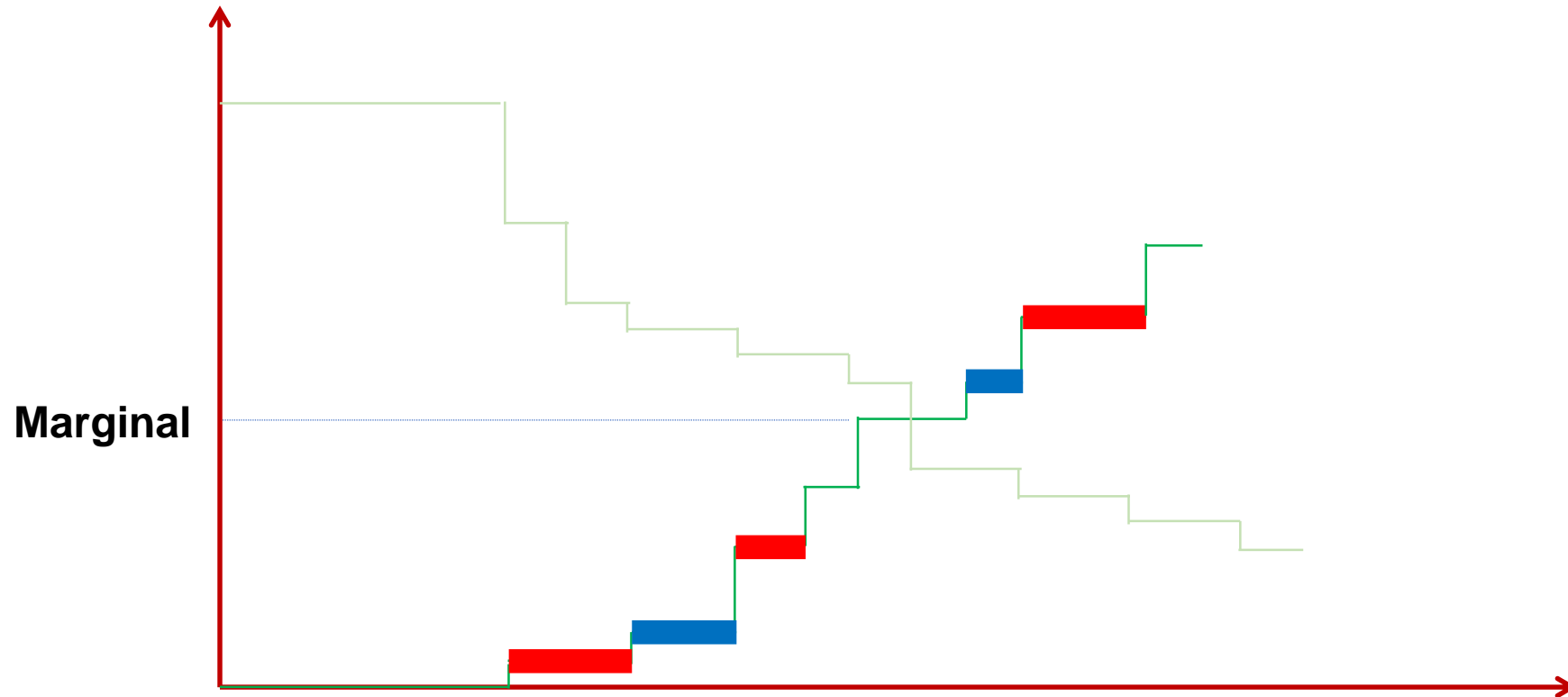
Método de casación

Punto de corte entre la curva de oferta agregada de venta y la de compra



PROCESO DE CASACIÓN CON EUPHEMIA (1)

Condición de comparación de soluciones válidas

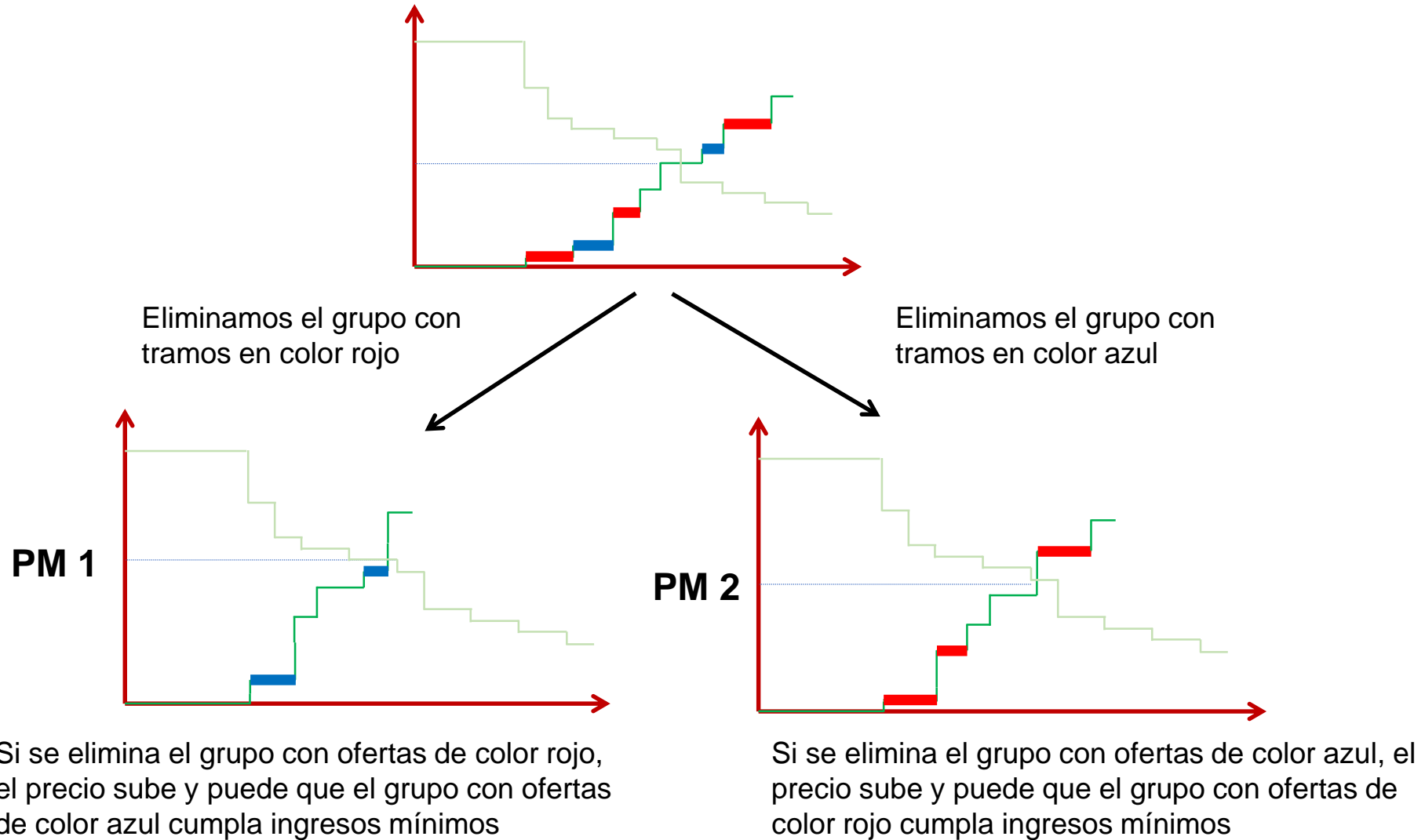


Esta solución no es válida porque:

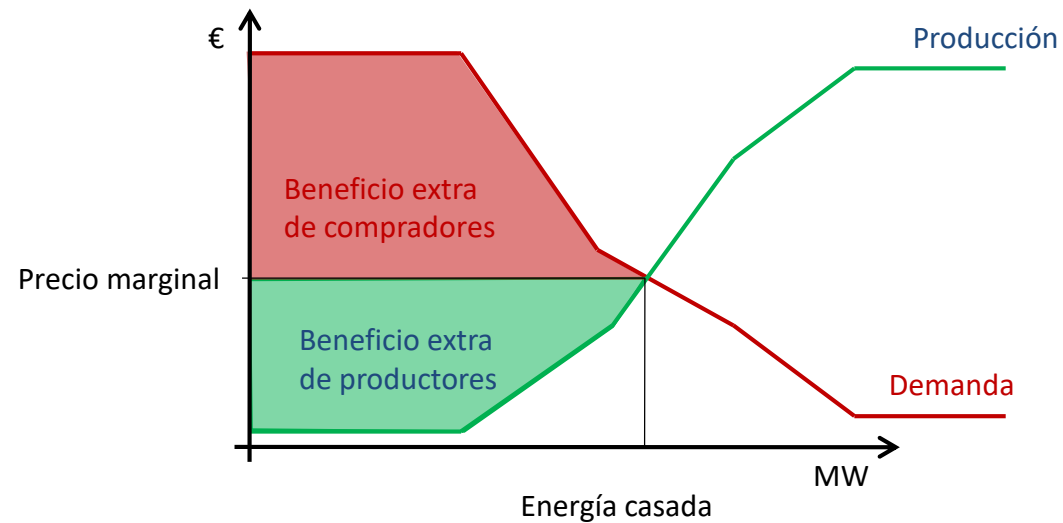
- El grupo con ofertas de color rojo no cumple ingresos mínimos
- El grupo con ofertas de color azul no cumple ingresos mínimos.

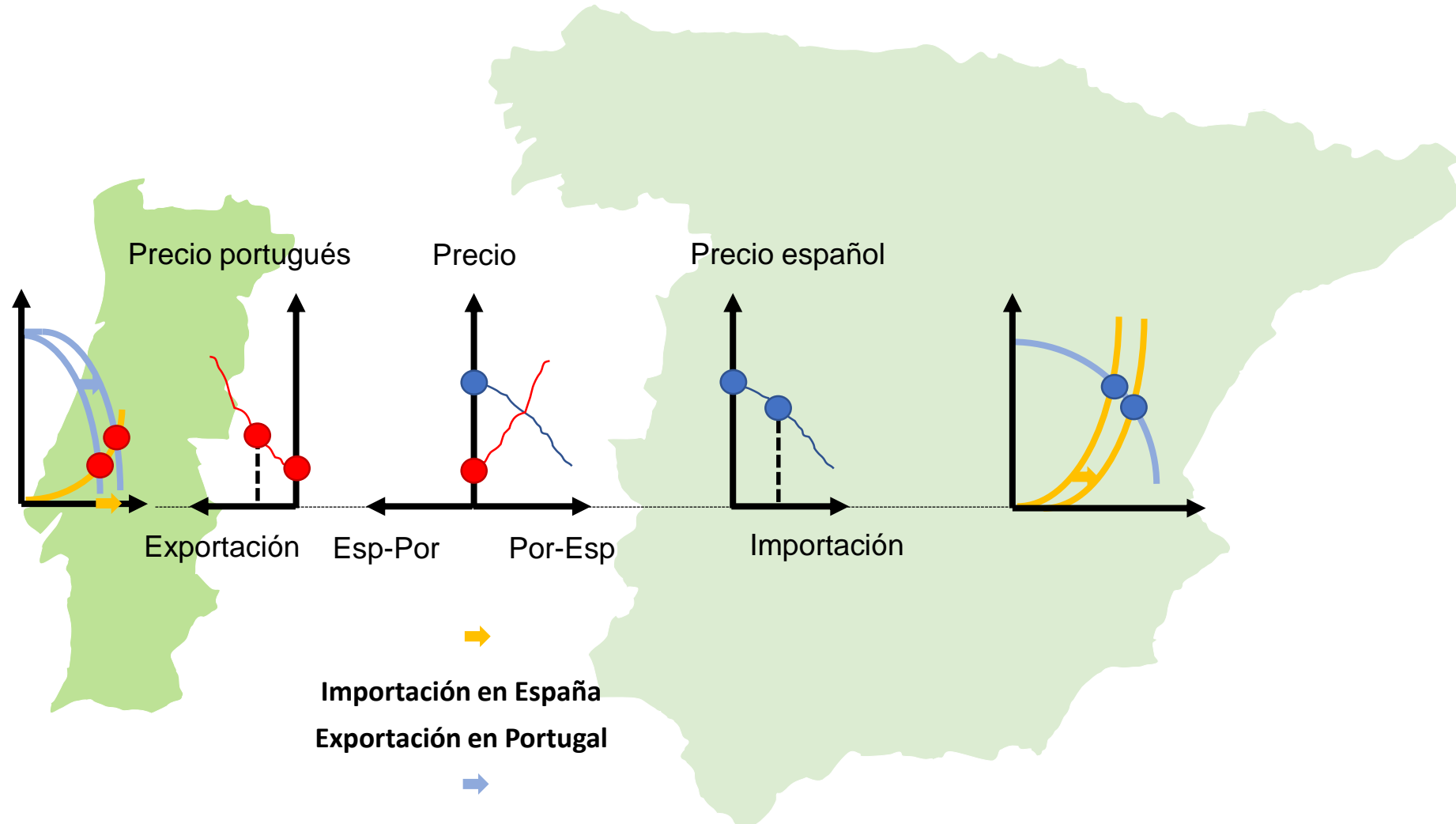
PROCESO DE CASACIÓN CON EUPHEMIA (2)

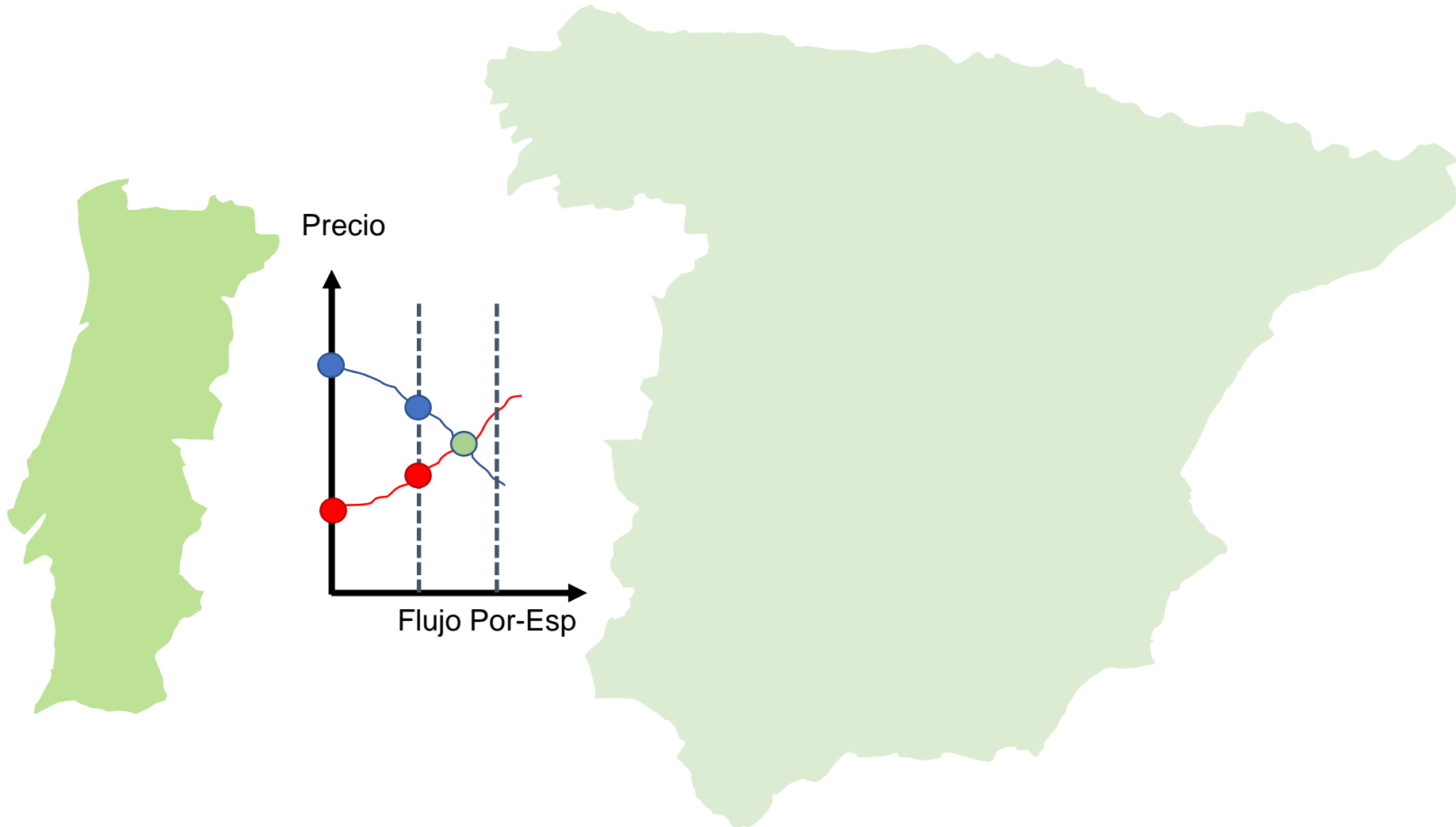
Condición de comparación de soluciones válidas



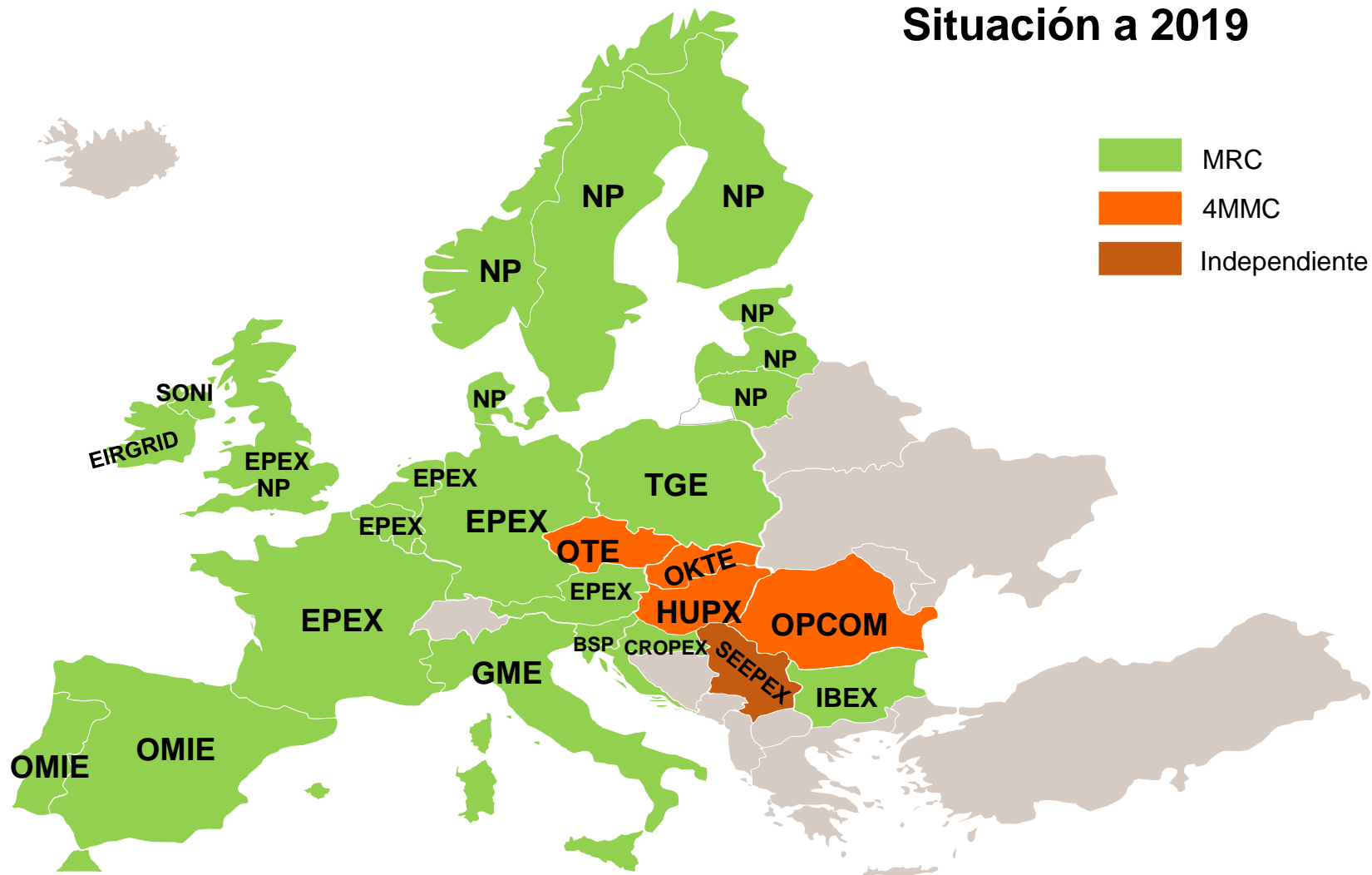
- El algoritmo Euphemia maximiza el beneficio conjunto de los productores y los consumidores, cumpliendo con las restricciones del sistema (área=welfare).



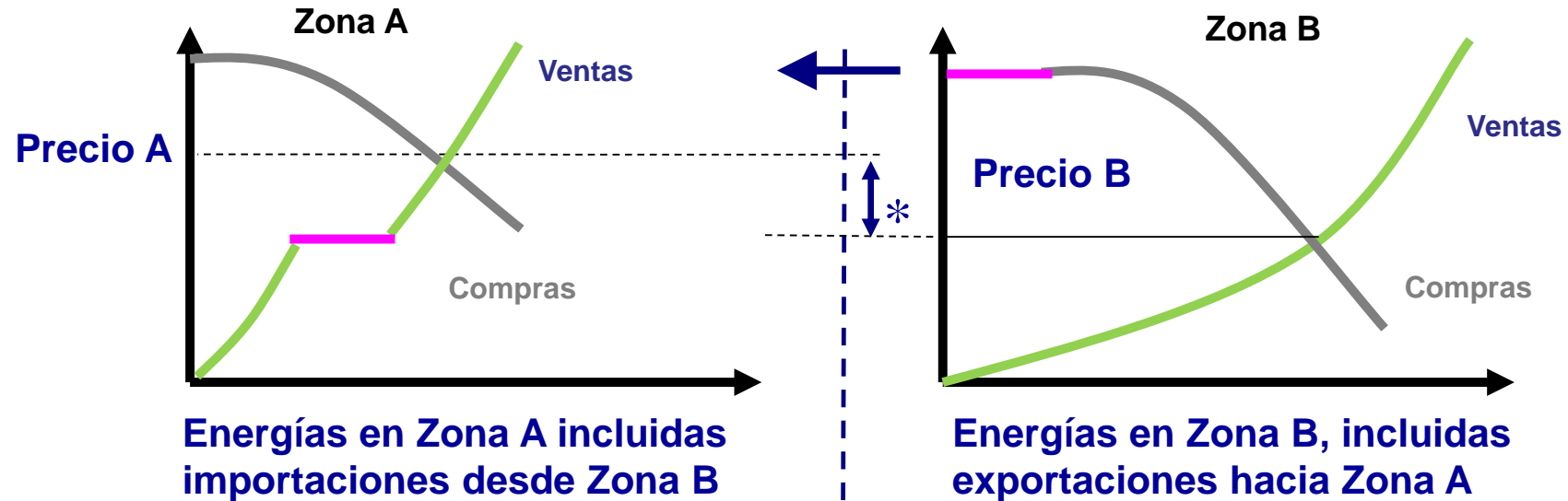




Situación a 2019

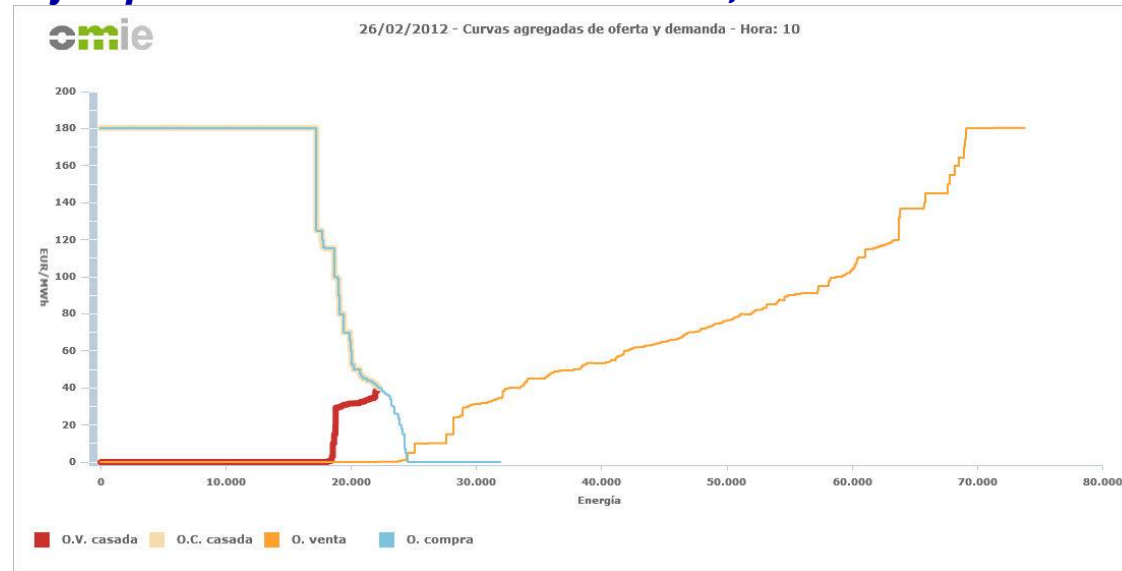


Interconexión completamente utilizada en sentido Zona B a Zona A

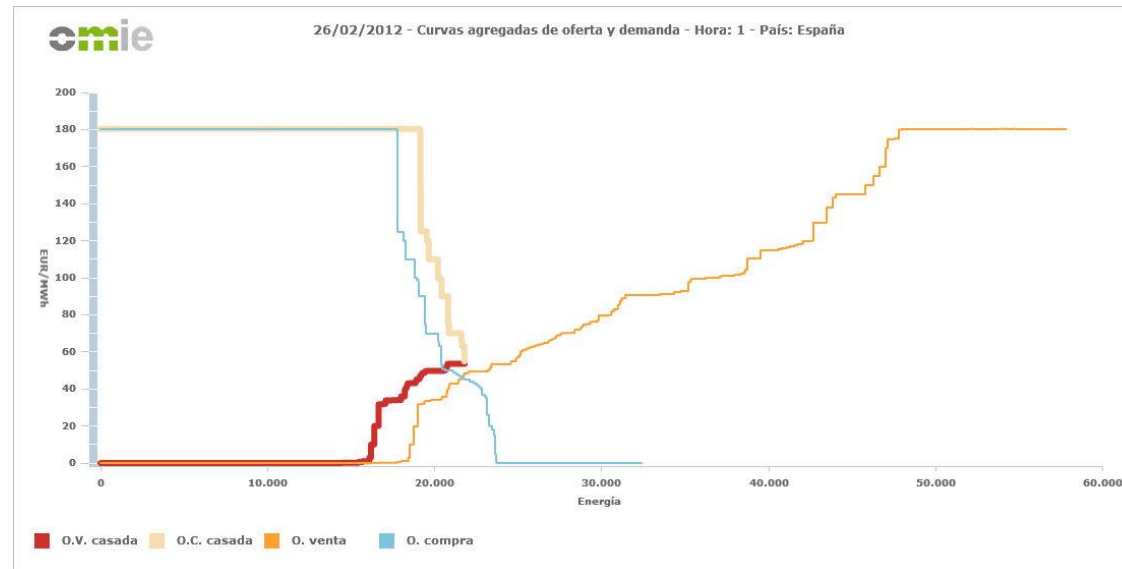


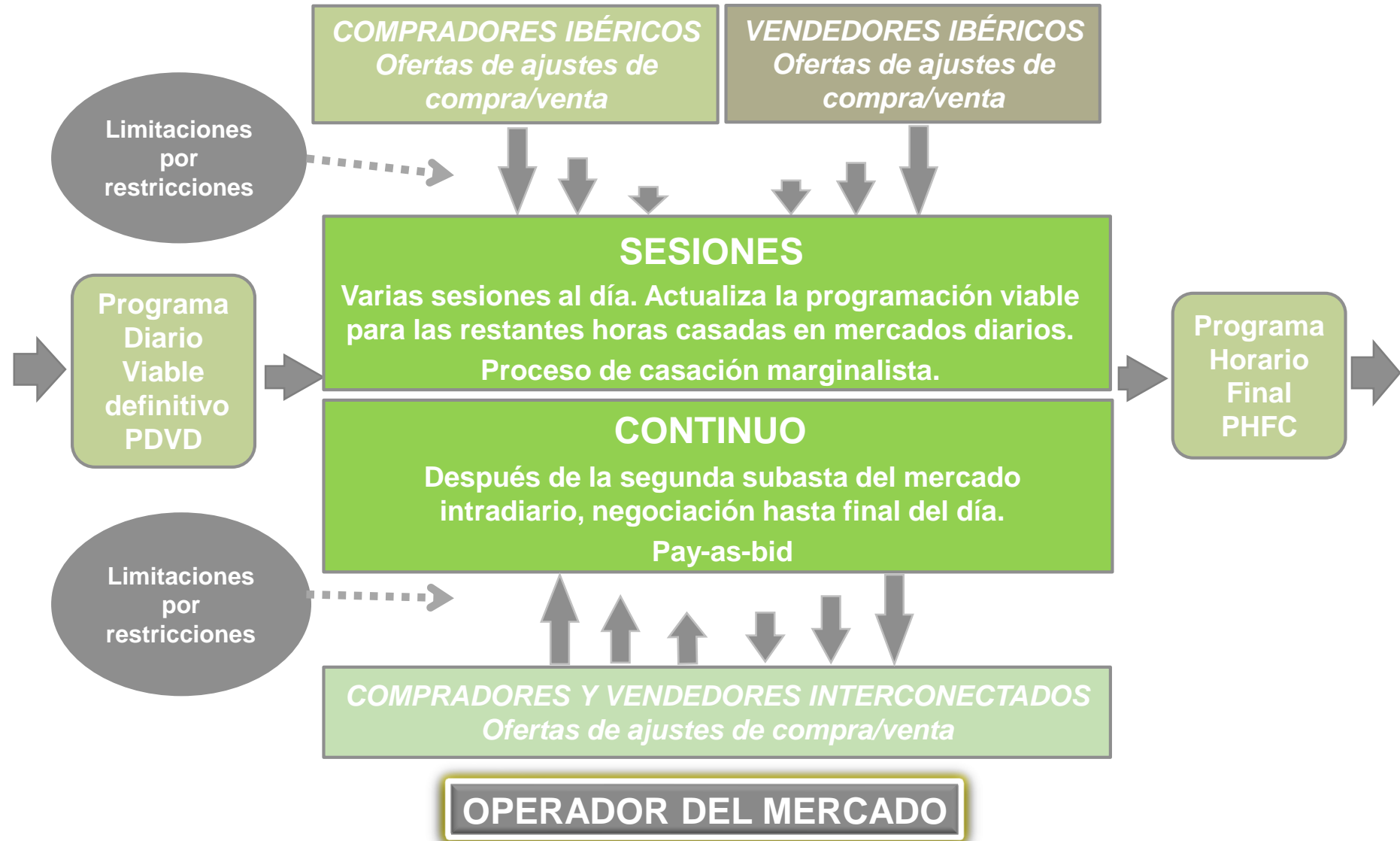
(*) Renta de congestión, en caso de existir separación de mercados

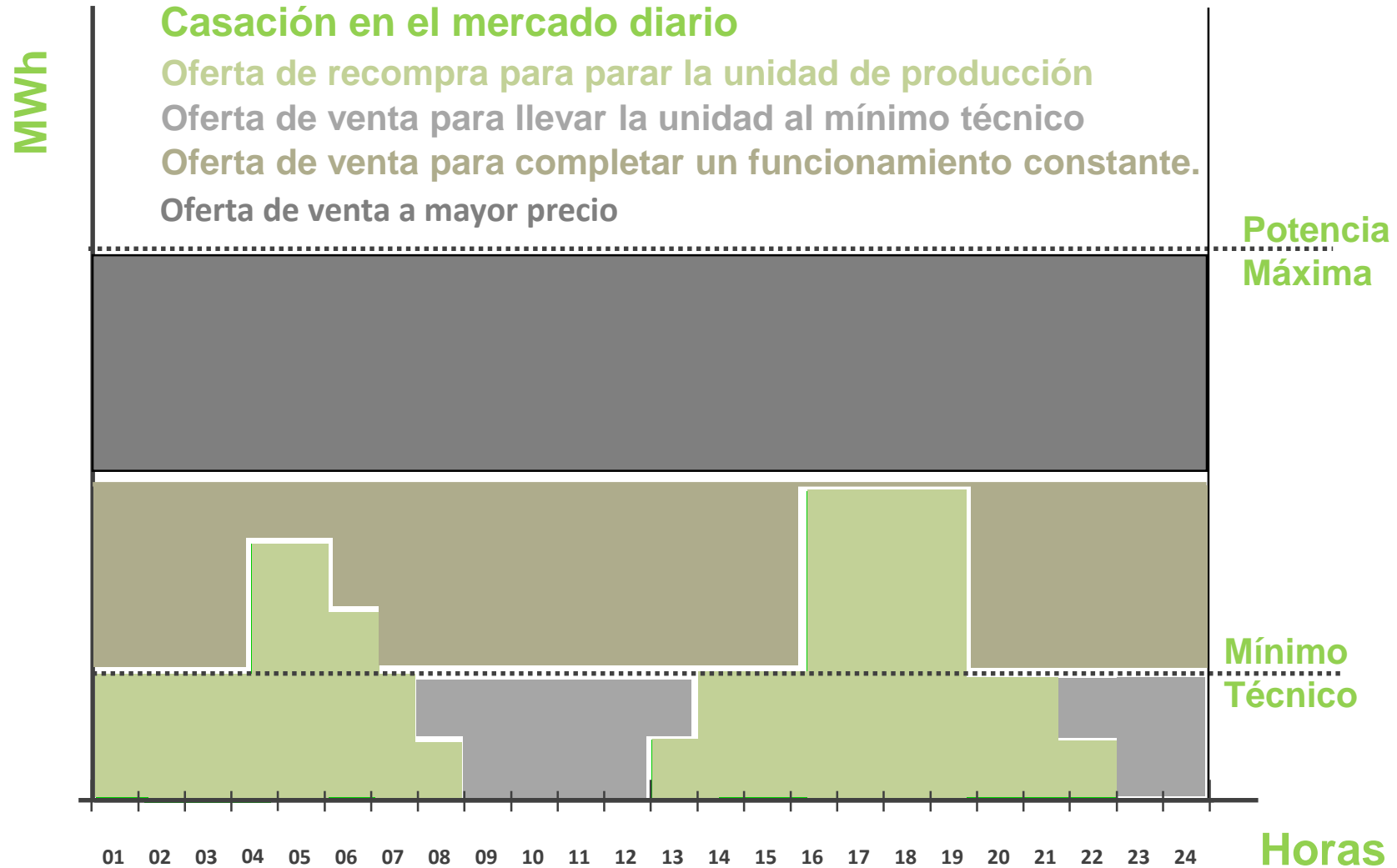
Ejemplo de hora sin CONGESTIÓN;



Ejemplo de hora con CONGESTIÓN;

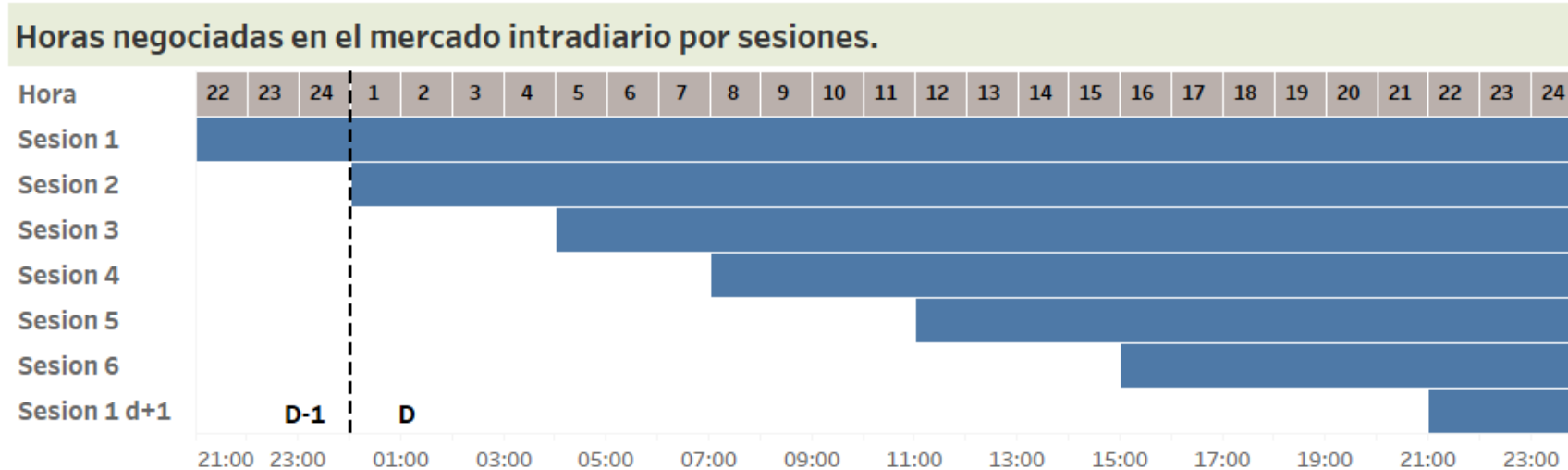






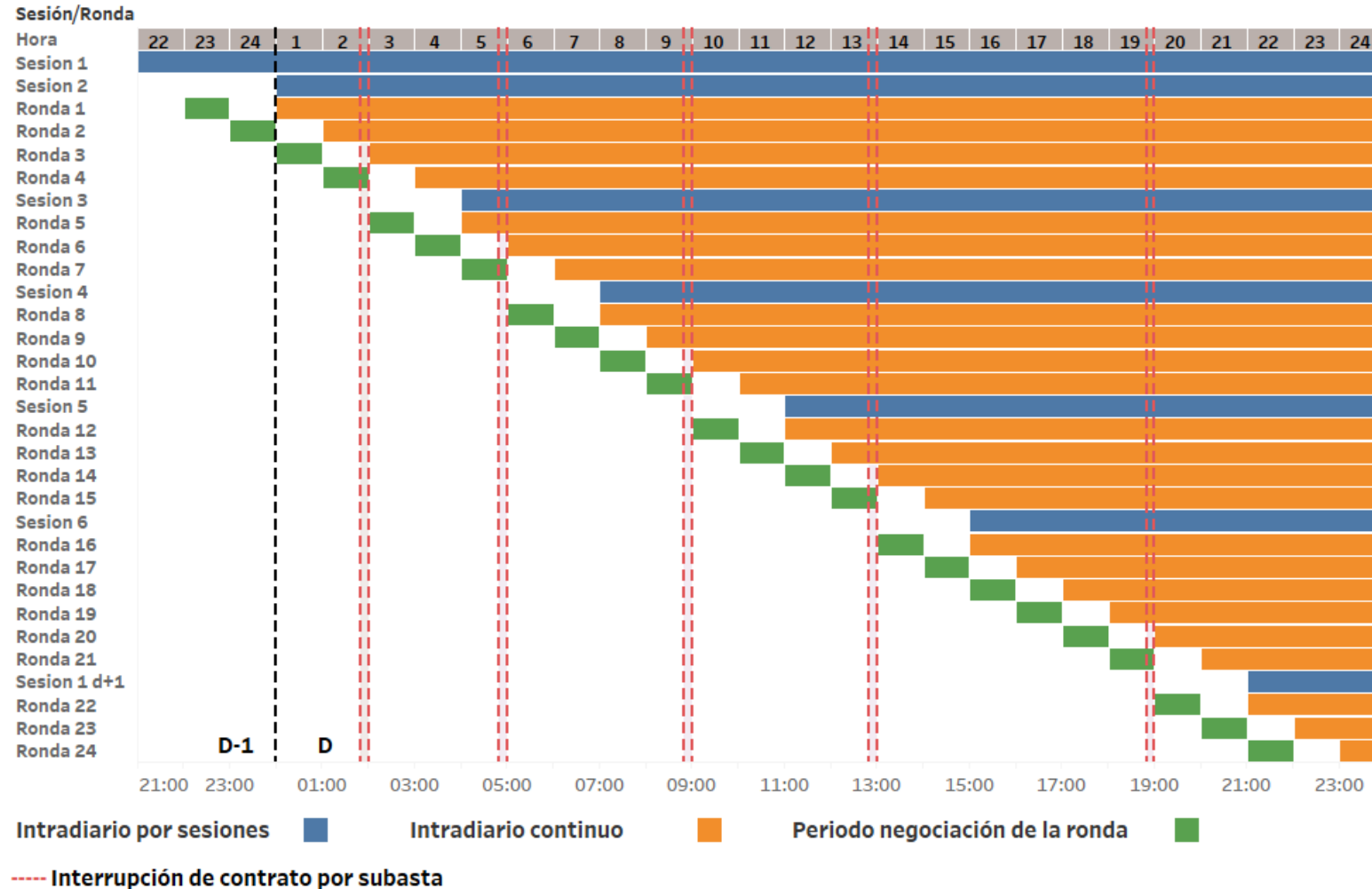
Mercados de ajustes

HORARIOS DEL MERCADO INTRADIARIO POR SESIONES

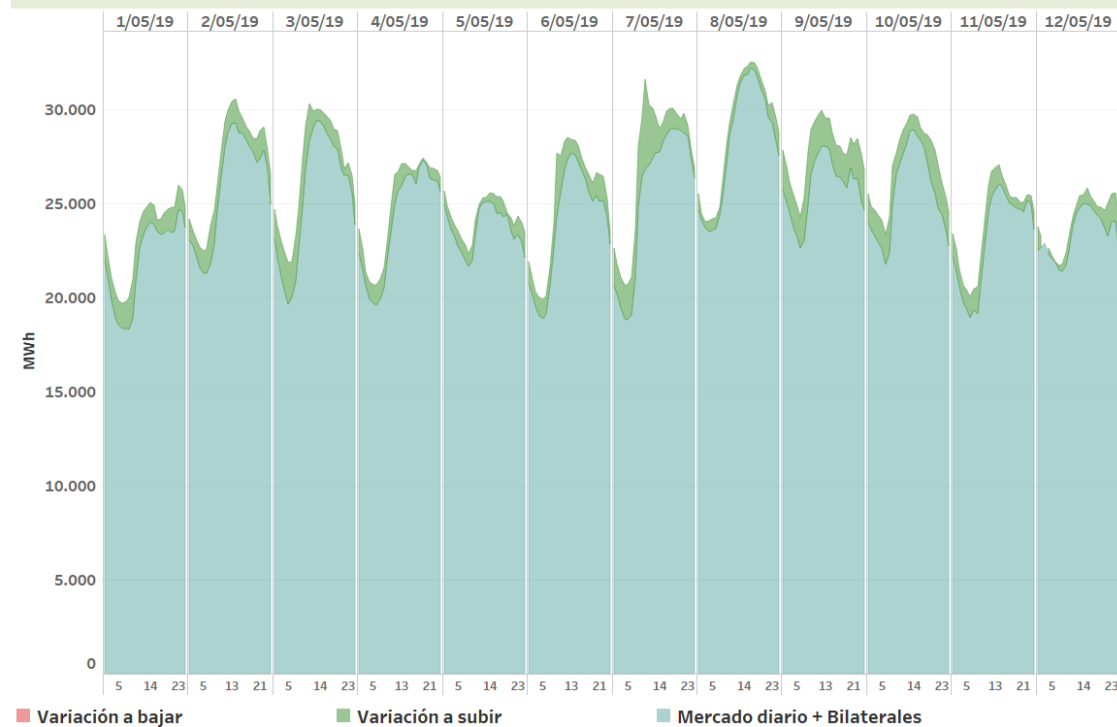


	SESION 1º	SESION 2ª	SESION 3ª	SESION 4ª	SESION 5ª	SESION 6ª
Apertura de Sesión	17:00	21:00	1:00	4:00	8:00	12:00
Cierre de Sesión	18:50	21:50	1:50	4:50	8:50	12:50
Casación	18:50	21:50	1:50	4:50	8:50	12:50
Publicación del programa acumulado (PIBCA)	18:57	21:57	1:57	4:57	8:57	12:57
Publicación PHF de los OSs	19:20	22:20	2:20	5:20	9:20	13:20
Horizonte de Programación (Periodos horarios)	27 horas (22-24 y 1-24)	24 horas (1-24)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	13 horas (12-24)	9 horas (16-24)

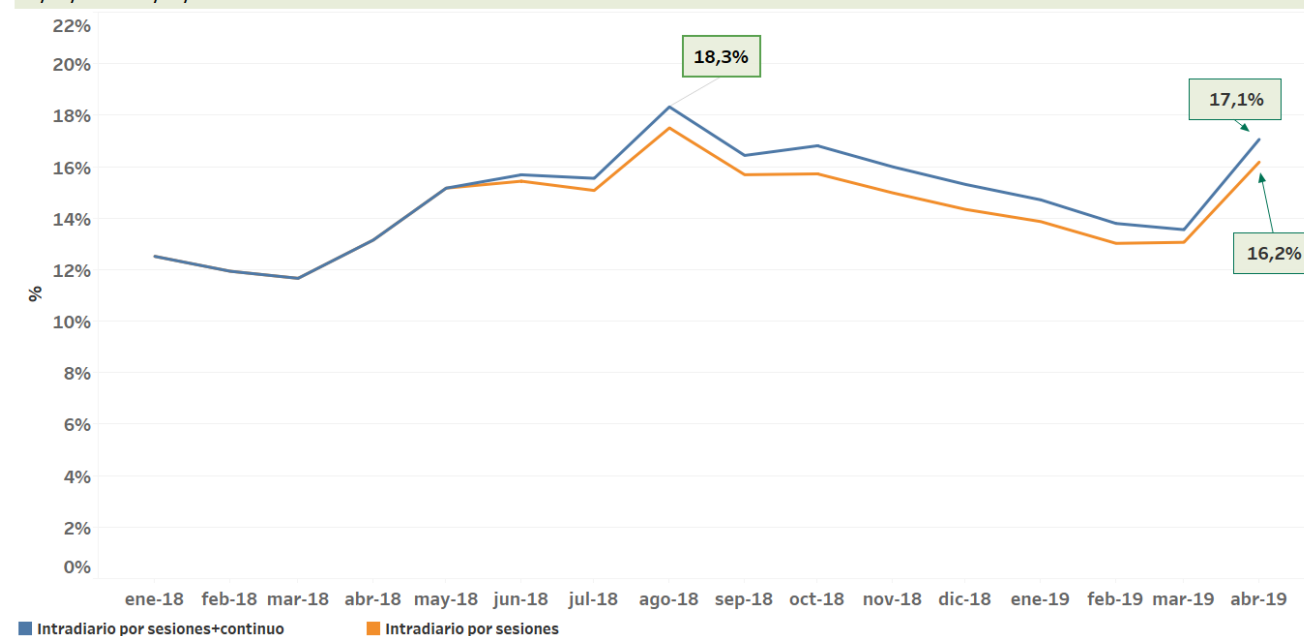
Horas negociadas en el mercado intradiario por sesiones y continuo. Modelo B

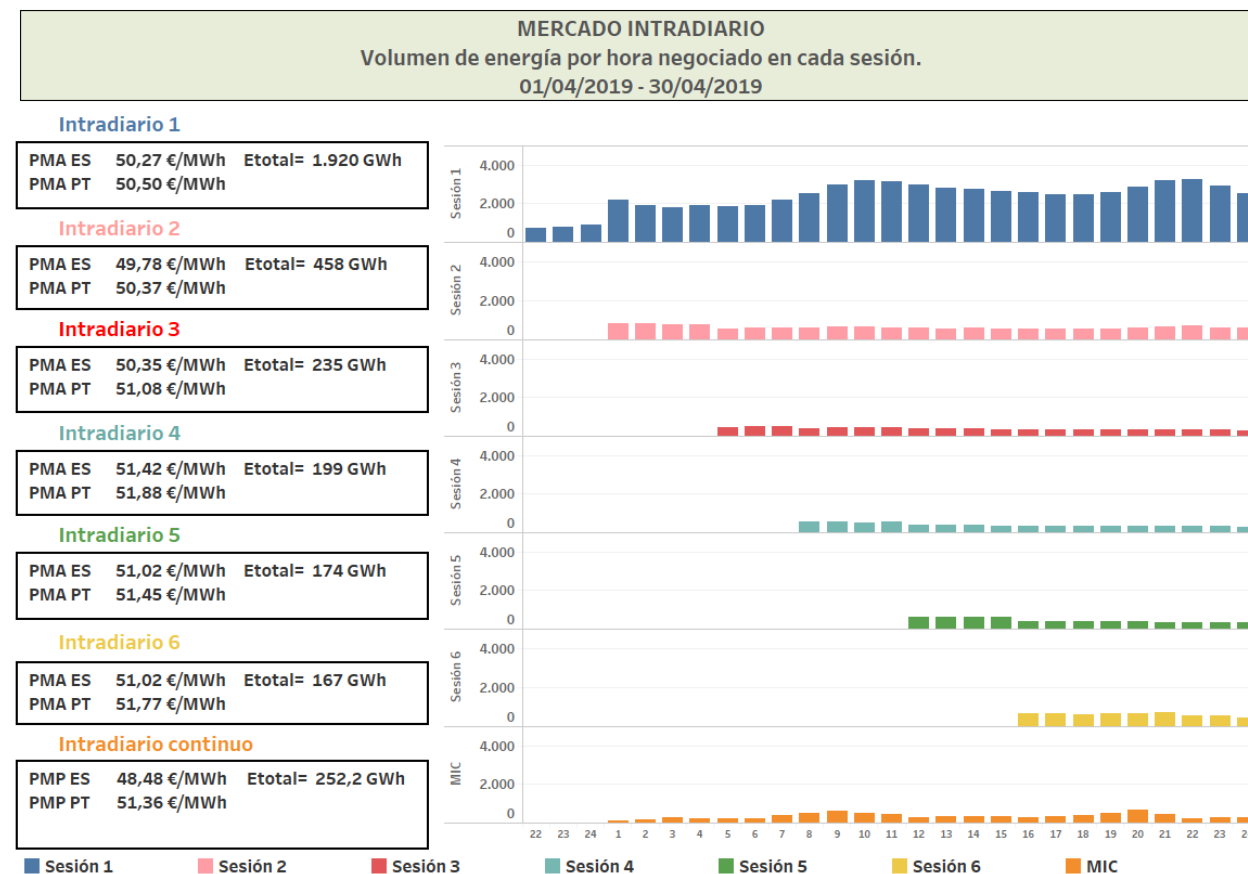
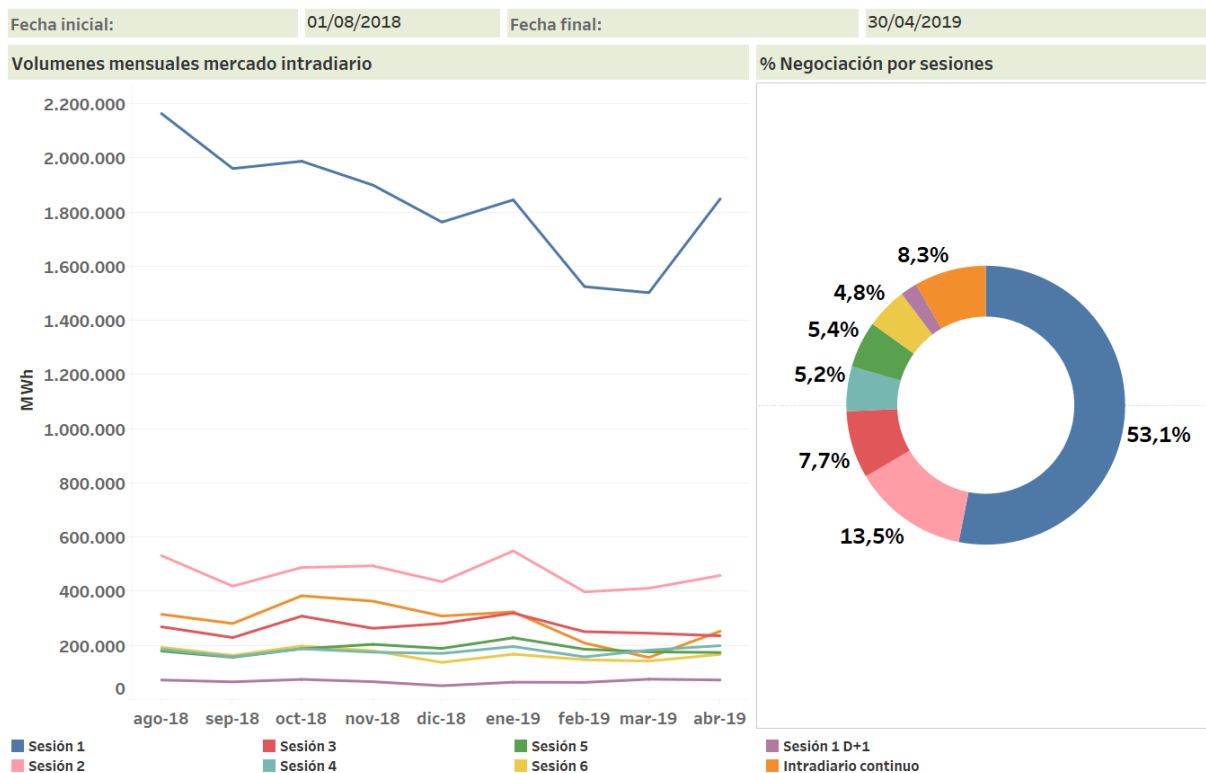


VARIACIONES DE PROGRAMA EN EL MERCADO INTRADIARIO CON RESPECTO AL MERCADO DIARIO +BILATERALES

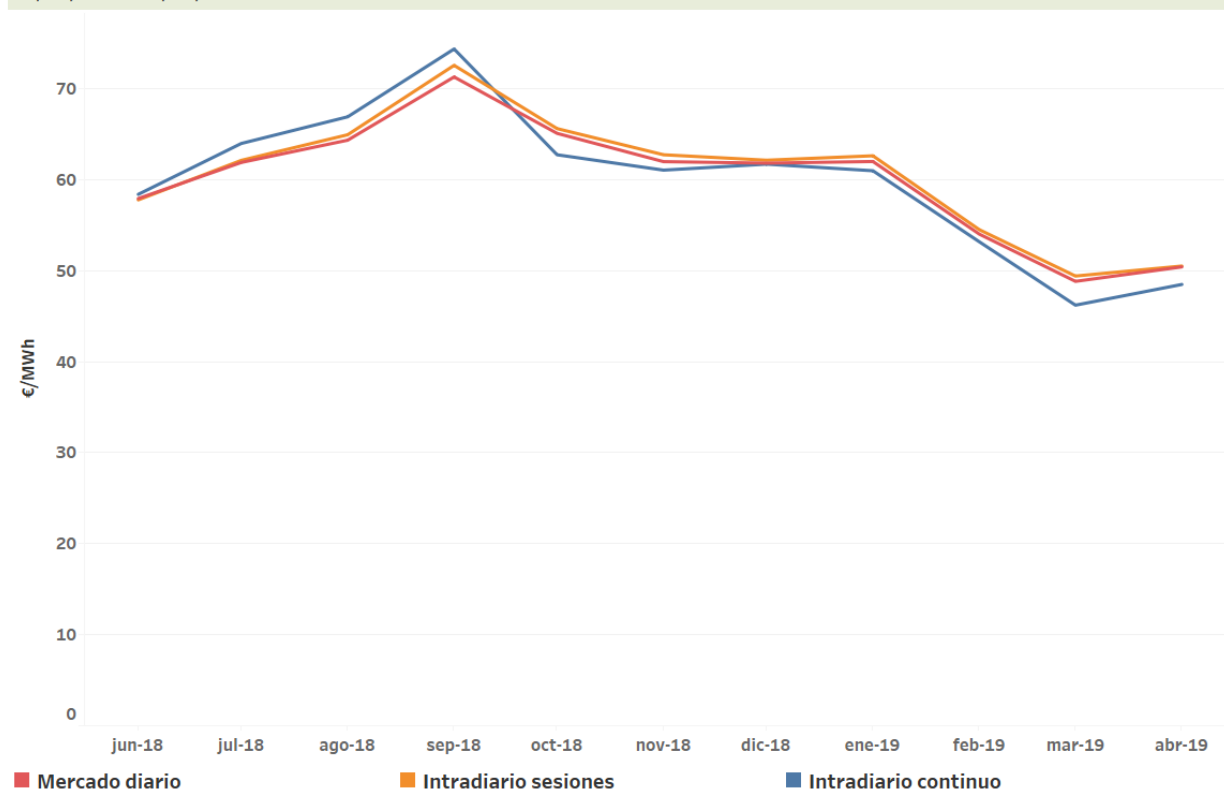


% ACUMULADO DE VENTAS MENSUALES DE ENERGÍA EN EL MERCADO INTRADIARIO CON RESPECTO A LAS VENTAS DE ENERGÍA EN EL MERCADO DIARIO MÁS LA EJECUTADA EN CONTRATOS BILATERALES FÍSICOS. SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL. 01/01/2018-30/04/2019

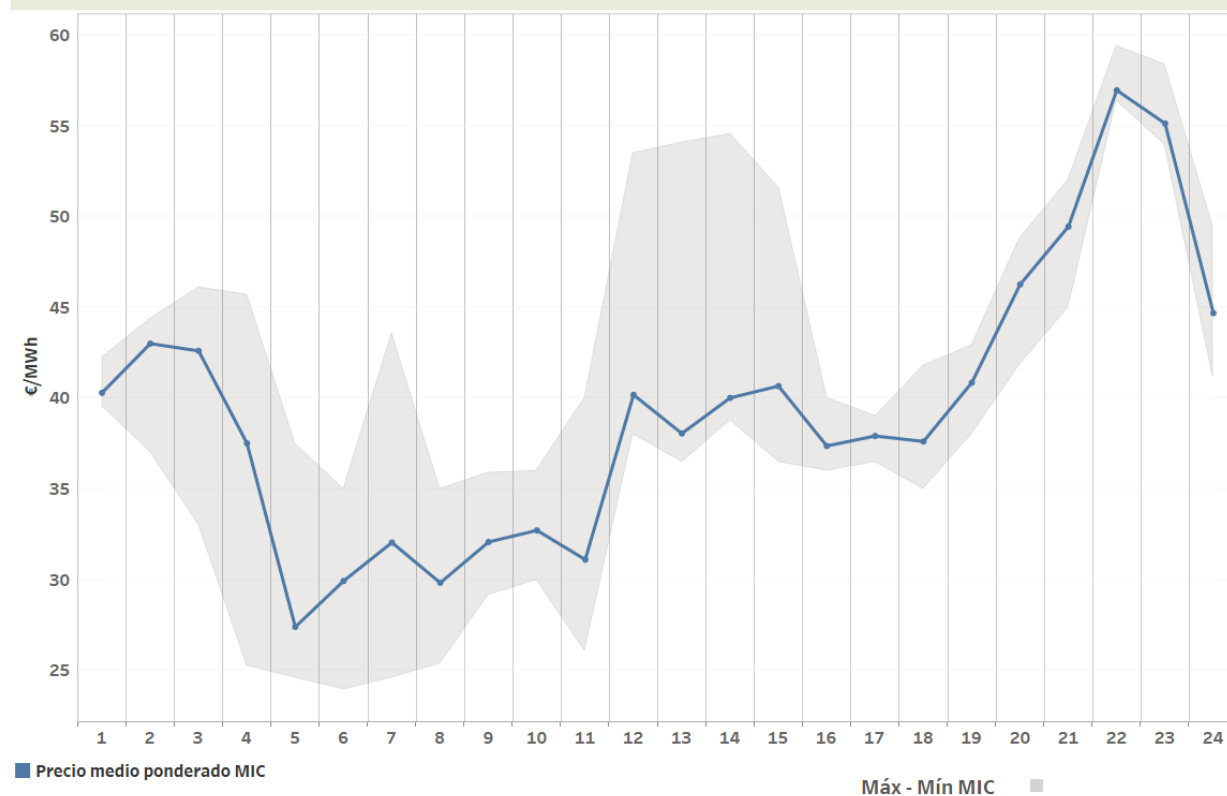




PRECIOS MENSUALES EN LOS MERCADOS. ESPAÑA.
13/06/2018-30/04/2019



PRECIOS EN EL MERCADO INTRADIARIO CONTINUO
12/05/2019



MUCHAS GRACIAS



Funcionamiento del mercado

Jordi Martinez Cuadrado

Estructura de precio

Cómo se estructura el precio de la electricidad?

$$\text{PRECIO} = (\text{OMIE} + \text{SSAA} + \text{Int} + \text{PPC} + \text{P.OM} + \text{P.OS}) * (1 + \text{Perd}) + \text{MB} * (1 + \text{TM}) + \text{ATRe} + \text{ATRp}) * \text{IEE}$$

- OMIE: Commodity
- SSAA: Coste de los Servicios Auxiliares
- Int: Coste del servicio de Interrumpibilidad
- PPC: Pago por Capacidad
- P.OM: Pago al Operador del Mercado
- P.OS: Pago al Operador del Sistema
- Perd: Coste por pérdidas en la Red
- MB: Margen bruto comercializadora
- TM: Coste de la Tasa Municipal
- ATRe: Peaje de Energía
- ATRp: Peaje de Potencia
- IEE: Impuesto Eléctrico

Estructura de precio

	Peso	Componente	Acción
Te 60%	60-65%	Commodity El precio lo fija el mercado	Gestionar
	1-10%	Margen Bruto El valor lo fija cada COMER	Negociar
	30-35%	REE + ATRe + TM + FNE + BS + OM + OS El precio lo fija el Regulador (Gobierno/CNMC/REE)	Fijar ó <i>Pass-Through</i>
<div> <div> Tp 35% </div> </div>	100%	ATRp El precio lo fija el Regulador (Gobierno/CNMC)	<i>Pass-Through</i>
<div> <div> Impuesto 5,11% </div> </div>	100%	IEE El precio lo fija el Regulador (Gobierno/CNMC)	<i>Pass-Through</i>

Commodity – 60/65% del Te

60-65%

Commodity

El precio lo fija el mercado

Gestionar

$$\text{PRECIO} = (\text{OMIE} + \text{SSAA} + \text{Int} + \text{PPC} + \text{P.OM} + \text{P.OS}) * (1 + \text{Perd}) + \text{MB} * (1 + \text{TM}) + \text{ATRe} + \text{ATRp}) * \text{IEE}$$

La energía cotiza en dos mercados diferentes:

El mercado diario (spot) OMIE español pertenece al tipo marginalista, y así la oferta de un generador representa la **cantidad de energía que está dispuesto a vender** a partir de un cierto **precio mínimo**.



El mercado a plazo (futuros) OMIP refleja el precio del mercado al contado (diario) esperado a futuro y se determina también por el cruce entre las curvas de oferta y demanda.

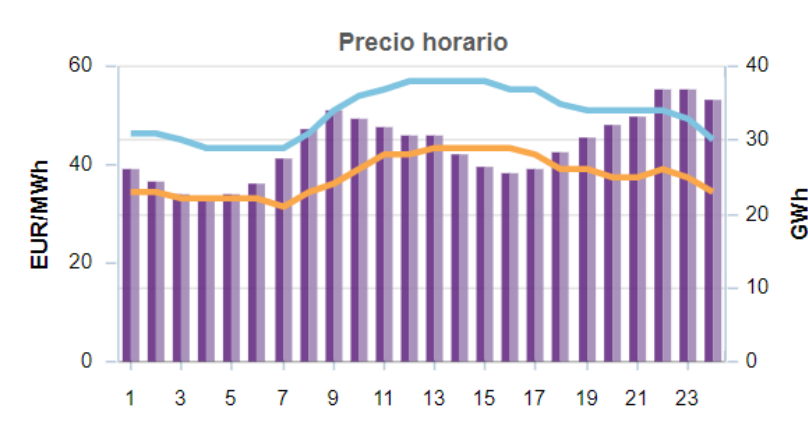


El mercado a futuros nos permite gestionar la volatilidad del mercado diario

Commodity – 60/65% del Te

$$\text{PRECIO} = (\text{OMIE} + \text{SSAA} + \text{Int} + \text{PPC} + \text{P.OM} + \text{P.OS}) * (1 + \text{Perd}) + \text{MB} * (1 + \text{TM}) + \text{ATRe} + \text{ATRp}) * \text{IEE}$$

SPOT



- Mercado horario *day-ahead*
- Mercado marginalista
- Alta volatilidad
- Correlación con mix energético

FWD

Daily price



- Mercado futuro
- Variedad de productos (W, M, Q, CAL)
- Menor volatilidad
- Poca liquidez
- Correlación otras *commodities*

Margen Bruto – 1/10% del Te

1-10%

Margen Bruto

El valor lo fija casa COMER

Negociar

$$\text{PRECIO} = (\text{OMIE} + \text{SSAA} + \text{Int} + \text{PPC} + \text{P.OM} + \text{P.OS}) * (1 + \text{Perd}) + \text{MB} * (1 + \text{TM}) + \text{ATRe} + \text{ATRp}) * \text{IEE}$$

- Competencia
- Modalidad de compra
- Tarifa eléctrica
- Volumen contratado
- Perfil de consumo (desvíos/predictibilidad)
- Costes financieros pagos/cobros
- Riesgo cliente (rating)
- Multipuntos (gestión back-office)
- Servicios añadidos

Regulado + REE – 30/35% del Te

30-35%

REE + ATRe + TM + FNE + BS + OM + OS

El precio lo fija el Regulador
(Gobierno/CNMC/REE)

Fijar ó *Pass-Through*

$$\text{PRECIO} = (\text{OMIE} + \text{SSAA} + \text{Int} + \text{PPC} + \text{P.OM} + \text{P.OS}) * (1 + \text{Perd}) + \text{MB} * (1 + \text{TM}) + \text{ATRe} + \text{ATRp} * \text{IEE}$$

- SSAA: Coste de los Servicios Auxiliares – **Se puede fijar o dejar abierto – 2 y 3 EUR/MWh**
- Int: Coste del servicio de Interrumpibilidad - **Se puede fijar o dejar abierto – 0,7 y 1,5 EUR/MWh**
- PPC: Pago por Capacidad – Depende tarifa (**aprox 5 EUR/MWh**)
- P.OM: Pago al Operador del Mercado – **0,01 EUR/MWh**
- P.OS: Pago al Operador del Sistema – **0,11 EUR/MWh**
- Perd: Coste por pérdidas en la Red - **Se puede fijar o dejar abierto – Depende tarifa (2-18%)**
- TM: Coste de la Tasa Municipal – **1,5%**
- ATRe: Peaje de Energía – **Depende tarifa (1 a 74 EUR/MWh)**
- ATRp: Peaje de Potencia – **Depende tarifa (2 a 44 EUR/MWh)**
- IEE: Impuesto Eléctrico – **5,11%**

Tarifas y Periodos

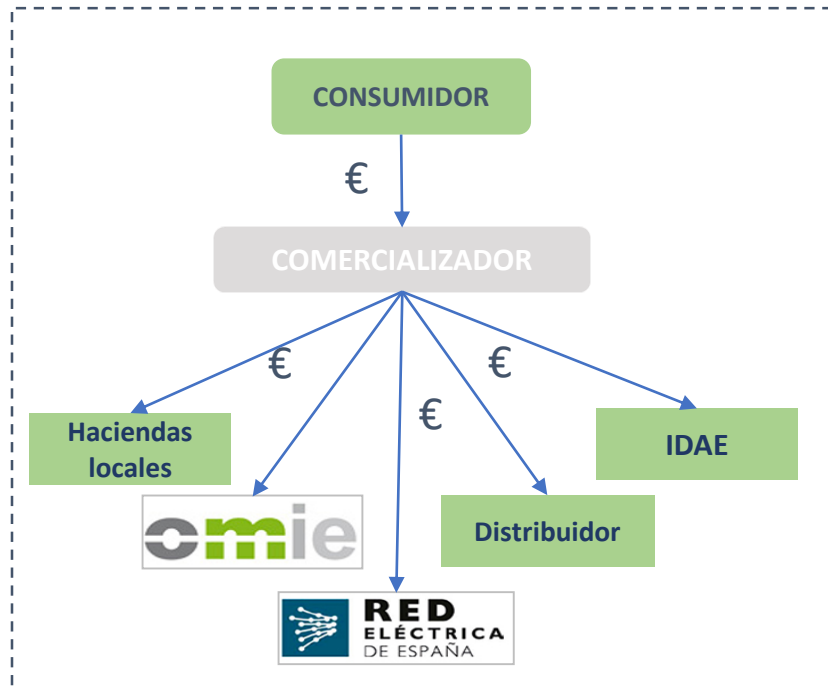
Tarifa	Potencia	Tensión
2.0 / 2.0A / 2.0DHA / 2.0DHS	< 10 kW	< 1kV
2.1 / 2.1 ^a / 2.1DHA / 2.1DHS	> 10 kW & < 15 kW	
3.0	> 15kW	
3.1 A	<= 450 kW	> 1 kV & < 30 kV
6.1 A	> 450 kW	
6.2	> 450 kW	>=30kV & < 36kV
6.2	-	> 36 kV & < 72,5 kV
6.3	-	> 72,5 kV & < 145 kV
6.4	-	>= 145 kV

Tarifas y Periodos

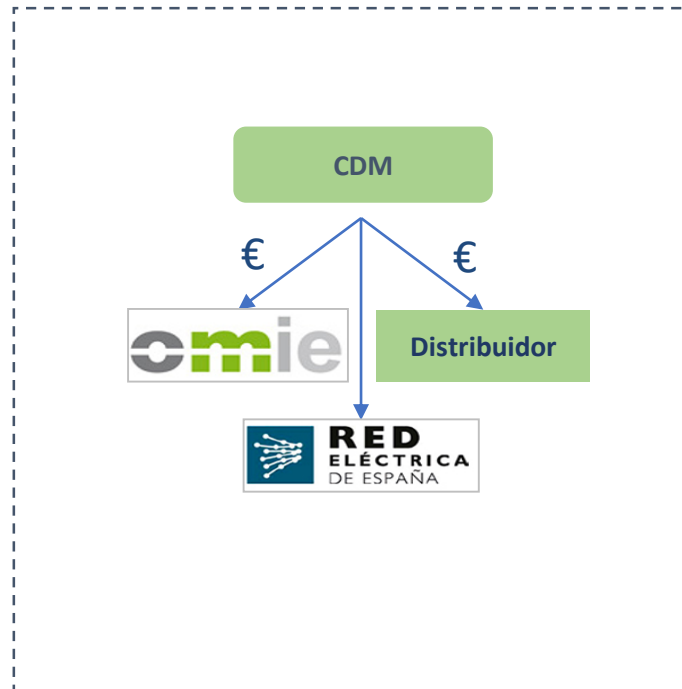
Tarifa 6.1

		HORAS																							
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
M E S E S	Enero	6	6	6	6	6	6	6	6	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2
	Febrero	6	6	6	6	6	6	6	6	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2
	Marzo	6	6	6	6	6	6	6	6	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	4	4
	Abril	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	Mayo	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	Junio (1ª q)	6	6	6	6	6	6	6	6	4	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	Junio (2ª q)	6	6	6	6	6	6	6	6	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
	Julio	6	6	6	6	6	6	6	6	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
	Agosto	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	Septiembre	6	6	6	6	6	6	6	6	4	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	Octubre	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	Noviembre	6	6	6	6	6	6	6	6	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	4	4
	Diciembre	6	6	6	6	6	6	6	6	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2

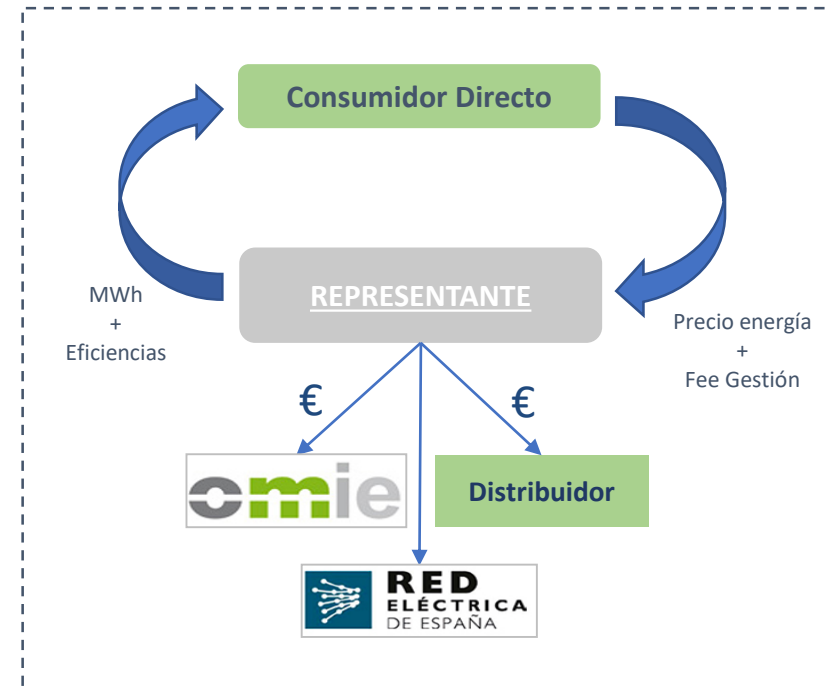
¿Cómo acceder al mercado?



- No requiere estructura compleja de gestión
- No requiere garantías para adquirir energía
- Coste del desvío fijado
- Requiere negociación (tender)
- Margen de la COMER (4-5 EUR/MWh)
- Pago TM+FEE+BS
- Poca capacidad de capturar eficiencias



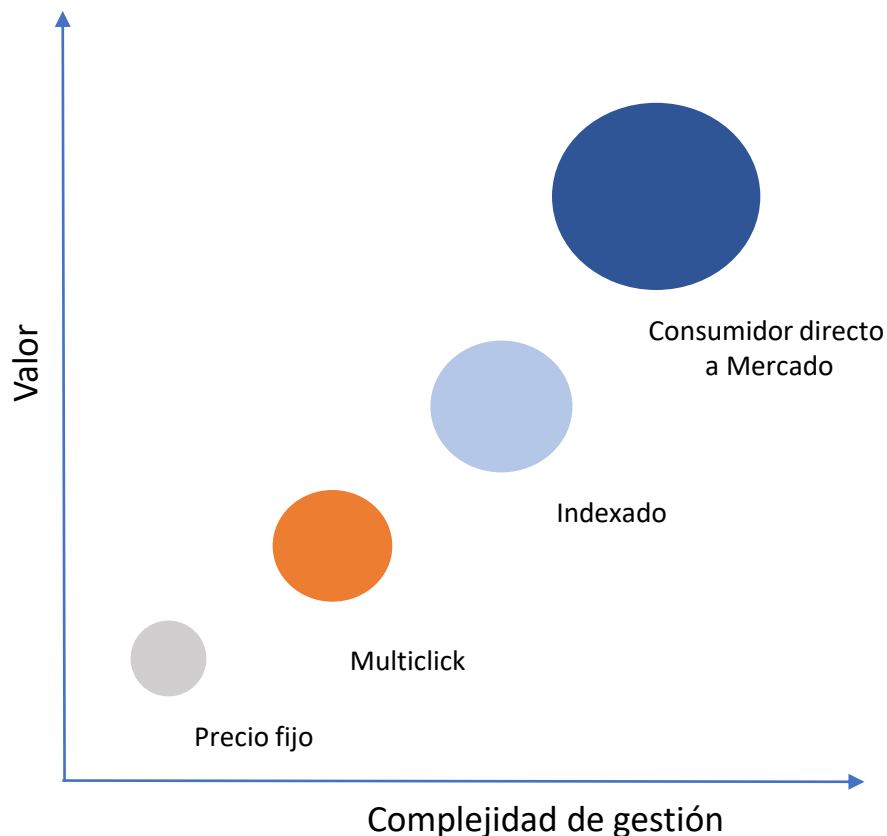
- Se elimina la figura de la COMER y su margen
- No requiere negociación (tender)
- Transparencia total del mercado
- No pago TM+FEE+BS
- Proceso admin alta CDM
- Necesario know-how y experiencia
- Garantías, pagos semanales y quincenales
- Desvíos no apantallados



- Se elimina la figura de la COMER y su margen
- No requiere negociación (tender)
- No pago TM+FEE+BS
- Proceso admin alta CDM lo hace el Representante
- Repre. Aporta know-how y experiencia
- Representante pone las garantías OMIE y REE
- Simplifica el flujo de pagos
- Apantallamiento de desvíos

Comparación modalidades de compra

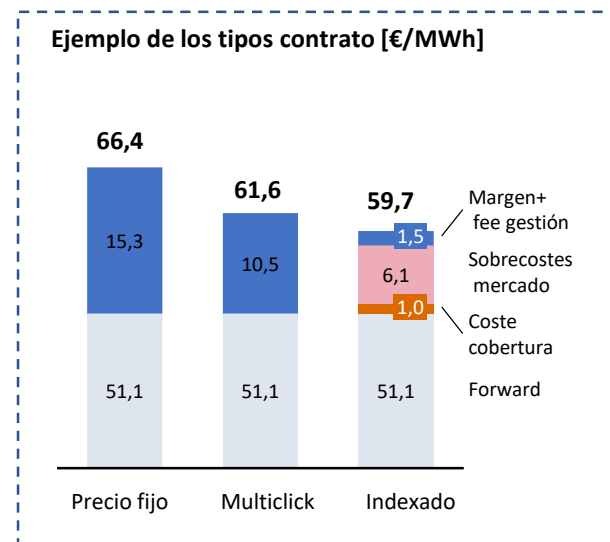
Evolucionar hacia una gestión directa de la energía permite maximizar el valor del recurso y obtener mayores eficiencias.



A medida que avanzamos en los diferentes modelos de compra obtenemos mayores eficiencias y valor debido a:

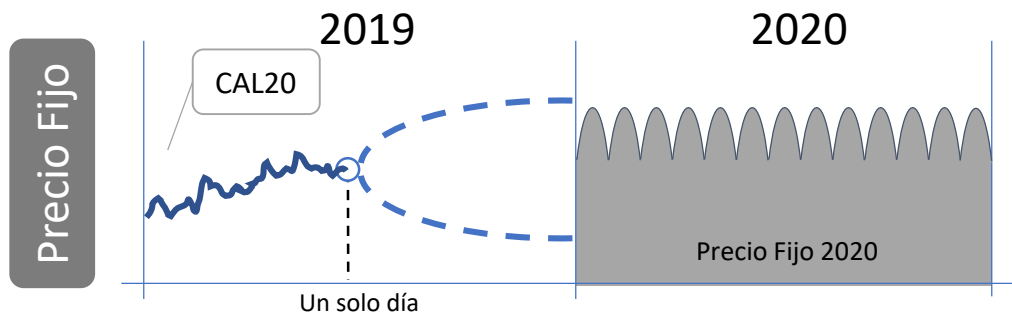
- Reducción en márgenes de comercialización.
- Reducción de las primas de riesgo impuestas (precios, apuntamientos, etc.)
- Captura de bajadas en conceptos regulados (SSAA, Interrumpibilidad, etc.)
- Aumentamos en competencias y conocimientos.
- Sinergias con Generación.

También **aumentamos la complejidad** y debemos contar con **mayor conocimiento experto**.

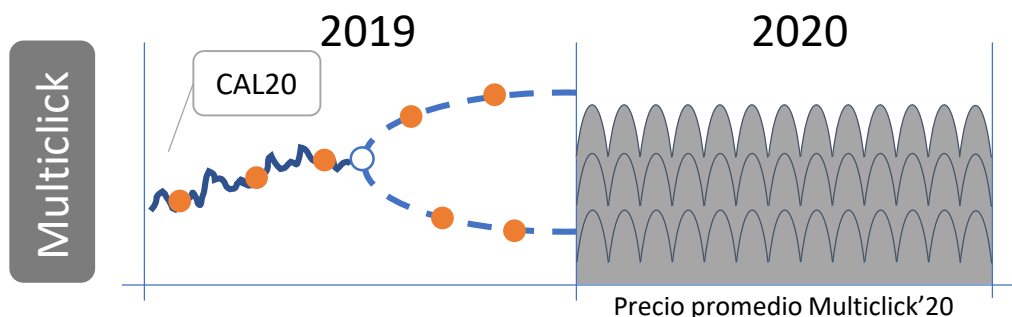


Tipología de contratos electricidad

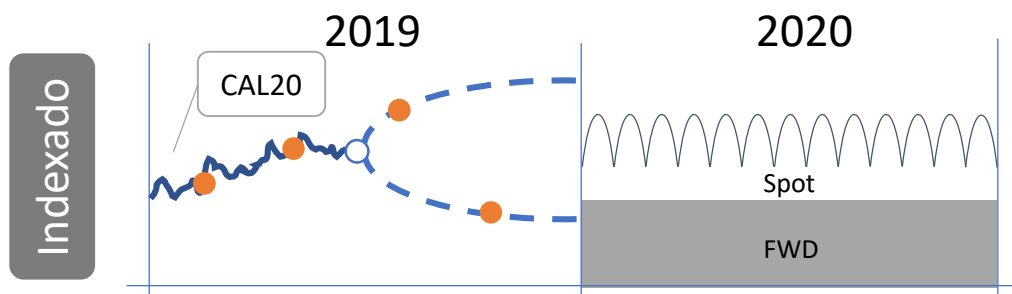
Principales características



- No división entre comprar y contratar
- Compramos todo un día: Mucho riesgo
- Precio perfilado
- Aparente estabilidad presupuestaria
- Alto coste oportunidad por volatilidad



- División entre comprar y contratar
- Compramos varias veces: diversificar
- Precio perfilado
- Estabilidad real presupuestaria
- Menos prima de riesgo

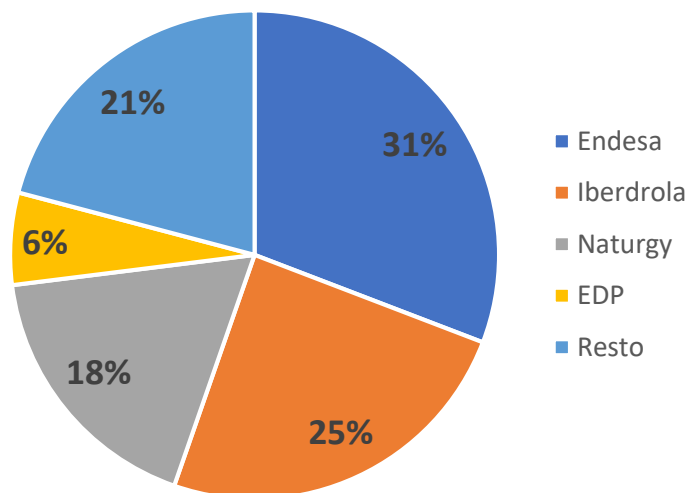


- División entre comprar y contratar
- Compramos varias veces: diversificar
- Cierres en Baseload
- Menos estabilidad presupuestaria
- No existe prima de riesgo
- Gestión de la demanda

Reparto del mercado comercialización

Las 4 principales eléctricas concentran el 80% del mercado. La aparición de nuevos competidores en el mercado disminuirá la concentración del mismo

Reparto del mercado nacional de la comercialización,
por energía [TWh]



Datos del mercado eléctrico español

401 Comer. Alta en la CNMC en 2019

49 Nuevas Comer. desde 01/2018

143 Comer. Dadas Baja desde 2012

205 Comer. en activo Nov 2018

20.488.594 GWh gestionados en Nov 2018

Desafíos y novedades en el sector eléctrico español

Pablo García-Manzano
Ashurst

Desafíos y novedades en el sector eléctrico español

1. Transición energética.
2. Novedades del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
3. Anteproyecto de Ley mediante el que se fijan las tasas de retribución de las actividades reguladas del sistema eléctrico en el periodo 2020-2025.

Transición Energética

La Ley de Cambio Climático, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) y la Estrategia de Transición Justa son los tres pilares esenciales cuyo efecto suma garantiza que España cuente con un marco estratégico estable y certero para la descarbonización de su economía.

Anteproyecto de Ley de Cambio Climático:

- Impulso decidido a las energías renovables, estableciendo un objetivo anual de capacidad instalada, que podrá ser revisado, pero que incluye subastas de renovables de al menos 3.000 megavatios (MW) al año.
- Mandato al Gobierno para desarrollar nuevos marcos retributivos para la generación renovable, basados en el reconocimiento a largo plazo de un precio fijo por la energía generada y que se otorgarán mediante procedimientos de concurrencia competitiva, en los que se podrá distinguir entre distintas tecnologías de generación.
- Contratación pública: Los criterios de reducción de emisiones y de huella de carbono se incorporarán a la contratación de la Administración General del Estado (AGE) y del conjunto de organismos y entidades del sector público estatal.
- Sector financiero: las entidades cotizadas, de crédito, aseguradoras y reaseguradoras y sociedades de gran tamaño deben elaborar un informe anual en el que se haga una evaluación del impacto financiero sobre su entidad de los riesgos asociados al cambio climático generados por la exposición a éste de su actividad.
- La aplicación de nuevos beneficios fiscales a productos energéticos de origen fósil deberá estar debidamente justificada por motivos de interés social, económico o atendiendo a la inexistencia de alternativas tecnológicas.
- A partir de la entrada en vigor de la ley, no se otorgarán nuevas autorizaciones para realizar actividades de exploración, permisos de investigación ni concesiones de explotación de hidrocarburos ni en tierra ni en aguas territoriales. Tampoco se podrán desarrollar actividades de fractura hidráulica, "fracking", para la explotación de hidrocarburos. Asimismo, las prórrogas vigentes no podrán seguir más allá del 31 de diciembre de 2042.

Transición Energética

PNIEC

En 2050 el objetivo es alcanzar la neutralidad climática con la reducción de al menos un 90% de nuestras emisiones de GEI y en coherencia con la Estrategia Europea. Además de alcanzar un sistema eléctrico 100% renovable en 2050.

La economía se electrifica con mayor intensidad gracias a las medidas introducidas en el plan. En el escenario objetivo, el consumo de electricidad crece un 7% en la década, frente a un 3% del tendencial. El consumo final de electricidad pasa de representar un 24% del mix de energía final en 2015 al 27% en 2030. En el año 2030 el Plan Nacional Integrado prevé una potencia total instalada en el sector eléctrico de 157.000 MW (105.100 en la actualidad), de los que 50.258 serán energía eólica, 36.882 solar fotovoltaica, 27.146 centrales de ciclo combinado de gas, 24.133 hidráulica y bombeo y 7.303 solar termoeléctrica, por citar sólo las más relevantes.

Estrategia de Transición Justa:

Convenios de Transición Justa que recogerán un plan de acción territorial integral para aquellas comarcas donde la transición energética y ecológica pueda suponer dificultades para la actividad económica

Novedades del RDL 15/2018

Autoconsumo (Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica)

- Principios fundamentales : (i) se reconoce el derecho a autoconsumir energía eléctrica sin cargos; (ii) se reconoce el derecho al autoconsumo compartido por parte de uno o varios consumidores para aprovechar las economías de escala; y (iii) se introduce el principio de simplificación administrativa y técnica, especialmente para las instalaciones de pequeña potencia.
- Nueva definición de autoconsumo: consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación próximas a las de consumo y asociadas a las mismas.
- Nueva definición de las modalidades de autoconsumo, reduciéndolas a solo dos: «autoconsumo sin excedentes», que en ningún momento puede realizar vertidos de energía a la red y «autoconsumo con excedentes», en el que sí se pueden realizar vertidos a las redes de distribución y transporte.

Novedades del RDL 15/2018

- Se exime a las instalaciones de autoconsumo sin excedentes, para las que el consumidor asociado ya disponga de permiso de acceso y conexión para consumo, de la necesidad de la obtención de los permisos de acceso y conexión de las instalaciones de generación.
- Las instalaciones de producción no superiores a 100 kW de potencia asociadas a modalidades a suministro con autoconsumo con excedentes estarán exentas de la obligación de inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.
- La energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos estará exenta de todo tipo de cargos y peajes (quedando, por lo tanto, derogado el cargo que se imponía a la persona autoconsumidora por la energía generada y consumida en su propia instalación).
- Registro de autoconsumo (de ámbito estatal y para fines estadísticos).

Novedades del RDL 15/2018

Integración de electricidad de fuentes de energía renovables, con el objetivo de asegurar que se lleven a cabo y se culminen las inversiones necesarias para cumplir los objetivos de penetración de renovables asumidos en 2020

- Prórroga excepcional y por una sola vez, para los permisos de acceso y conexión otorgados con anterioridad a la entrada en vigor de esta Ley 24/2013, en cuya ausencia caducarían el próximo 31 de diciembre de 2018. Mediante esta prórroga, se posibilitará la entrada en funcionamiento en 2020 de los 9.000 MW de potencia adjudicada en las últimas subastas de renovables, evitando una nueva solicitud, tramitación y otorgamiento que, con seguridad, impediría alcanzar el objetivo del 20 % de energía final renovable en ese año.
- Se elevan las garantías exigidas para solicitar acceso a la red de transporte o distribución (a 40 €/kW) e imponiendo obligaciones de reporte del grado de avance de los proyectos (pendiente de desarrollo reglamentario)

Novedades del RDL 15/2018

Novedades fiscales:

1. Exoneración del Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica a la electricidad producida e incorporada al sistema eléctrico durante seis meses, coincidentes con los meses de mayor demanda y mayores precios en los mercados mayoristas de electricidad (último trimestre de 2018, primer trimestre 2019)
2. Exención en el Impuesto sobre Hidrocarburos para los productos energéticos destinados a la producción de electricidad en centrales eléctricas o a la producción de electricidad o a la cogeneración de electricidad y de calor en centrales combinadas.

Anteproyecto de Ley de tasas de retribución de actividades reguladas

Realiza una primera propuesta de retribución antes del 1 de enero del último año del actual periodo regulatorio (antes del 1 de enero de 2019)

La tasa de retribución financiera se calcula tomando como referencia el rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años –los bonos del Estado a diez años-, incrementándolo con un diferencial adecuado.

La propuesta del anteproyecto plantea un ahorro para el consumidor de electricidad (estas actividades se financian a través de los peajes y cargos)

Tasa de retribución financiera entre 2020-2025:

- Transporte, distribución y producción de energía eléctrica con retribución adicional en los territorios no peninsulares (TNP) será del 5,58% (en el periodo regulatorio actual: 6,503%)
- en el caso de las instalaciones de energía renovable, cogeneración y residuos, la rentabilidad reconocida será del 7,09%. (en el periodo actual: 7,503%, salvo las instalaciones anteriores al Real Decreto-ley 9/2013, que tienen una tasa de retribución del 7,389%)

Anteproyecto de Ley de tasas de retribución de actividades reguladas

Instalaciones previas al RDL 9/2013

Se garantiza a los titulares de instalaciones afectadas por el RDL 9/2013 que el valor sobre el que girará la rentabilidad razonable fijada para el primer periodo regulatorio (el actual), no podrá ser revisado durante los dos periodos regulatorios que se sucedan, de manera consecutiva, a partir del 1 de enero de 2020 (hasta 2031).

Las indemnizaciones o compensaciones que deban ser abonadas a consecuencia de resolución firme dictada en cualquier instancia, judicial o arbitral, se detraerán del importe correspondiente a la diferencia entre la retribución que proceda abonar de las tasas de retribución congeladas hasta 2031 y la que hubieran recibido en el régimen ordinario.

No obstante, los titulares podrán renunciar a este marco retributivo y acogerse al ordinario, sujeto a modificación cada seis años.