

**LXXXIX REUNIÃO DO COMITÉ TÉCNICO DE SEGUIMENTO  
DA OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO IBÉRICO  
11 de Março de 2020 em Lisboa**

*Em Lisboa, às 10:30 hora local, nas instalações da REN, em Sacavém, Lisboa.  
Mediante videoconferência, às 11:30 hora local, nas instalações da REE, em Alcobendas, Madrid.*

**AGENDA**

1. Aprovação da ata da reunião anterior.
2. Análise de Operação dos Sistemas.
3. Resultados dos Mercados de Operação dos Sistemas e Intercâmbios Internacionais.
4. Previsões na Operação dos Sistemas para os próximos meses.
5. Novidades legislativas nacionais.
6. Regulação Europeia e iniciativas regionais.
7. Outros assuntos de interesse.

**LXXXVIII REUNIÓN DEL COMITÉ TÉCNICO DE SEGUIMIENTO DE LA  
OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO IBÉRICO**

**MIÉRCOLES, 15 DE ENERO DE 2020, MADRID**

**ACTA DE RESUMEN Y CONCLUSIONES**

**(APROBADA)**

**ORDEN DEL DÍA DE LA REUNIÓN**

1. Aprobación del acta de la anterior reunión
2. Análisis de la Operación de los Sistemas
3. Resultado de los mercados de operación de los sistemas
4. Perspectivas para la operación de los próximos meses
5. Novedades regulatorias nacionales
6. Novedades regulatorias europeas

**LISTA DE ASISTENTES A LA REUNIÓN**

**Presentes en Madrid:**

<b>ORGANIZACIÓN</b>	<b>ASISTENTE</b>
ACCIONA ENERGÍA	D. Miguel Ángel Sarabia López
ALPIQ ENERGÍA ESPAÑA S.A.U.	D. Rodolfo Esteves Costa
ASOCIACIÓN DE COMERCIALIZADORES INDEPENDIENTES DE ENERGÍA	Dña. Verónica Sabau
ASOCIACIÓN DE CONSUMIDORES DE ELECTRICIDAD	Dña. Laura Cañizares Araque
ASOCIACIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS	D. Miquel Bosch Madeo
ASOCIACIÓN DE PRODUCTORES DE ENERGÍAS RENOVABLES	Dña. Lucía Dólera Moreno
ASOCIACIÓN DE REPRESENTANTES EN EL MERCADO IBÉRICO	Dña. Belén de la Fuente Bueno
ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE COGENERACIÓN	D. Pablo J. Ronse Seseña
COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA	Dña. María José Samaniego Guerra
CONTOURGLOBAL	D. Ángel Villamana Pazos
ENAGÁS, S. A.	D. Diego A. Vela Llanes
ENAGÁS, S. A.	Dña. Ana Belén García Rosado
ENAGÁS, S. A.	Dña. Susana de Pablo García
ENDESA GENERACIÓN	D. Salvador Rubio Martínez
ENERGÍAS DE PORTUGAL RENEWABLES	Dña. Cristina Ventosa Viña
ENERGÍAS DE PORTUGAL RENEWABLES	Dña. Cristina Vigón Bautista
ENERGYA VM GESTION DE ENERGIA S.L.U.	Dña. Cristina Corvillo González
FORTIA ENERGIA SL	D. Juan Temboury Molina
gasNatural fenosa	D. Ángel Caballero del Avellanal
gasNatural fenosa	D. Emilio Jesús Cortés Moral
GESTERNOVA	D. Ángel Partido Núñez
HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA, S. A. U.	D. Ramón Andrés Bobes Miranda
IBERDROLA CLIENTES	D. Carlos Pascual López

IBERDROLA CLIENTES	Dña. Elena López Rodríguez
IBERDROLA GENERACIÓN ESPAÑA, S. A.	Dña. Paloma Garbayo Tavera
I-DE, REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES, S.A.U	D. Víctor Ramón Sordo Abad
MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y RETO DEMOGRÁFICO	D. Carlos Redondo López
MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y RETO DEMOGRÁFICO	Dña. Inés María Degroote Castellanos
OPERADOR DEL MERCADO IBÉRICO DE ENERGÍA, S. A. - POLO ESPAÑOL	D. Juan Bogas Gálvez
OPERADOR DEL MERCADO IBÉRICO DE ENERGÍA, S. A. - POLO ESPAÑOL	Dña. Nuria Trancho
RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S. A.	D. Jaime Sanchiz Garrote
RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S. A.	D. Mauricio Remacha Moro
RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S. A.	D. Miguel Duvison García
RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S. A.	D. Rubén Madrid García
RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S. A.	D. Tomás Domínguez Autrán
RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S. A.	Dña. Estela Salas Álvaro
RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S. A.	Dña. María Luisa Llorens Casado
REN - REDE ELÉCTRICA NACIONAL	D. Filipe Ribeiro
REN - REDE ELÉCTRICA NACIONAL	D. Tiago Pereira
REN - REDE ELÉCTRICA NACIONAL	Eng <sup>a</sup> . Marta Bacharel
SHELL ESPAÑA, S. A.	D. Alberto Gómez Sánchez-Aguilera
VIESGO DISTRIBUCIÓN	D. José Luis Varea Iglesias
VIESGO PRODUCCION Y RENOVABLES	D. Agustín Ranchal Sánchez
VIESGO PRODUCCION Y RENOVABLES	Dña. Silvia Encinas Hernanz
WATIO WHOLESALE	D. Eduardo Arcos Rabal
WATIO WHOLESALE	D. Javier Colón Cortegoso
WIND TO MARKET	Dña. Lourdes González

**Presentes en Sacavem:**

EMPRESA	REPRESENTATE
APIGCEE-Associação Portuguesa Industriais Grandes Consumidores Energia	D. Jorge Mendonça e Costa
EDP, S.A	D. Paulo Sobral
EDP DISTRIBUIÇÃO S.A	D. Sérgio Mestre
ERSE- Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos	D. José Capelo
GALP	D. Gonçalo Monteiro D. André Teodora
OMIP-Operador Mercado Ibérico (Polo Português)	D. Carlos Gonçalves
REN ELÉCTRICA	D. Albino Marques
REN ELÉCTRICA	D. Pedro Pereira
REN ELÉCTRICA	D. João Paulo Silva
REN ELÉCTRICA	D. José Lameiras
TEJO ENERGIA - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A	D. Perfeito Isabel

## DOCUMENTACIÓN

Las presentaciones utilizadas en la reunión junto con el acta aprobada de la reunión previa y los últimos informes mensuales de operación de REE se pusieron a disposición de los miembros del Comité mediante enlace incluido en el correo electrónico a éstos enviado el miércoles, 15 de enero de 2020 a las 13:24.

## DESARROLLO DE LA REUNIÓN

Tuvo lugar la reunión el miércoles, 15 de enero de 2020 en las oficinas centrales de RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA en Alcobendas, Madrid, manteniéndose conexión mediante videoconferencia con la empresa REN en Sacavém, Lisboa, siendo el orden del día de la reunión y los asistentes a la misma, los relacionadas anteriormente en éste acta.

## INTERVENCIONES Y CONCLUSIONES

En relación con la **aprobación del acta de la LXXXVII Reunión**, tras informar Jaime Sanchiz y José Lameiras de no haber recibido comentario anticipado alguno acerca del borrador distribuido a los miembros del Comité junto a la convocatoria de esta reunión y no haciendo los presentes tampoco comentario alguno se procede a considerar el borrador como acta aprobada de la LXXXVII Reunión.

Durante el **análisis de la operación del sistema** eléctrico español, a pregunta de Lucía Dólera, Tomás Domínguez informa de que la potencia instalada de generación eólica bajo control del operador del sistema español es de 25GW de potencia eólica y 8 GW de fotovoltaica a fecha de la reunión

Tras el tratamiento del **resultado de los mercados de operación de los sistemas**, a pregunta de Eduardo Arcos acerca de las expectativas de sobrecoste en los servicios de ajuste del sistema como resultado de la mayor penetración de energías renovables, Tomás Domínguez precisa acerca del sistema español que: ahora nos encontramos en cifras de coste de estos servicios históricamente bajas; las tecnologías renovables también son proveedoras relevantes de estos servicios; a medida que las previsiones de demanda y de generación renovable son mejores por más ajustadas, se hará menor uso de estos servicios; el incremento de la oferta de provisión de estos servicios que supone la plataforma europea de balance redundará en su abaratamiento; por lo que no prevé que conlleven un impacto relevante a corto plazo. Impacto que tampoco prevé Filipe Ribeiro en el sistema portugués por razones similares.

Jorge Costa (Portugal) pregunta acerca de la eventual influencia en los precios medios de la energía en el sistema portugués de la incorporación de la demanda a las ofertas de reservas de regulación. Pedro Pereira explica que, aún es pronto para obtener conclusiones y que, tras finalizar la fase piloto actual para la participación de estas ofertas, se podrá realizar el análisis con la perspectiva adecuada.

Al tratar las **perspectivas para la operación de los próximos meses** Ángel Caballero se interesa por si los resultados del análisis probabilístico del margen de cobertura de la punta de demanda de invierno en el sistema español pudieran incluir los datos de energía no suministrada y pérdida esperada de carga para poder compararlos con los de otros sistemas europeos. Tomás Domínguez informa de que a fecha de hoy esos valores resultan ser cero.

Ángel Caballero pregunta si la metodología de cálculo utilizada en el mismo se alinea y está coordinada con la utilizada por ENTSOe en sus estudios de adecuación a largo plazo. Tomás Domínguez precisa que este análisis tiene en cuenta las conclusiones de esos estudios y se ajusta con la información en detalle del sistema eléctrico español, coincidente con la que se suministra a ENTSOe.

Andrés Bobes se interesa por las previsiones de demanda anual para 2020 en los sistemas Ibéricos. Tomás Domínguez informa de que la previsión de crecimiento anual es del 0,9 % para el sistema peninsular español y Filipe Ribeiro que para el sistema portugués la previsión es prácticamente nula.



Las próximas **reuniones del Comité** programadas son:

- LXXXIX Reunión en Lisboa el 11 de marzo de 2020
- XC Reunión en Madrid el 13 de mayo de 2020
- XCI Reunión en Lisboa el 08 de julio de 2020
- XCII Reunión en Madrid el 16 de septiembre de 2020
- XCIII Reunión en Lisboa el 11 de noviembre de 2020

# Reunião CTSOSEI

11 MARÇO 2020

LISBOA

REN 

---

# Índice

---

**Consumo Nacional**  
Evolução

---

**Meios de produção**  
utilizados para a  
satisfação do consumo  
**Hidraulicidade**

---

**Interligação com Espanha**

---

**Rede Nacional de Transporte**  
Evolução  
Incidentes



REN

# Reunião CTSOSEI

Lisboa, 11 de Março de 2020

2020 (Janeiro e Fevereiro)

Potência máxima

[MW]

Fotovoltaica

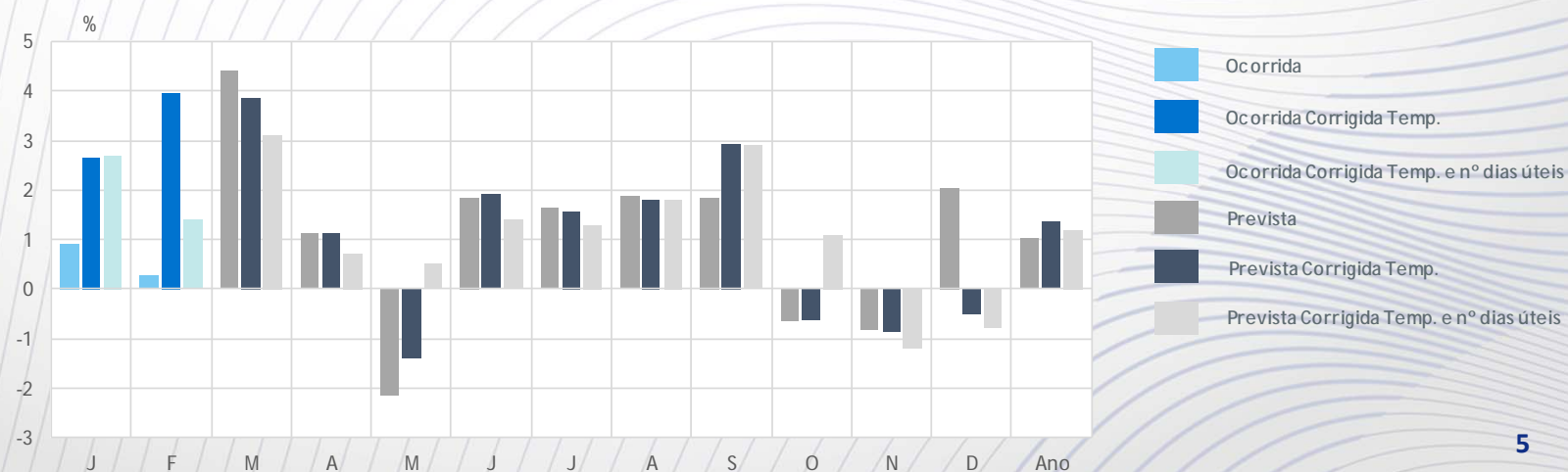
569 18-02-2020 12:15

Energia Transportada pela RNT

9618 22-01-2020 19:30

# 2020 – Evolução do Consumo Mensal de Energia Elétrica

		jan	fev
PONTA	MW		
PRODUÇÃO		11969	10152
CONSUMO		8910	7802
CONSUMO	GWh		
MAX. DIÁRIO		172	155
MENSAL	GWh	4860	4131
VAR.	%	0.9	0.3
CT		2.7	4.0
CTDU		2.7	1.4
ACUMULADO		0.9	0.6

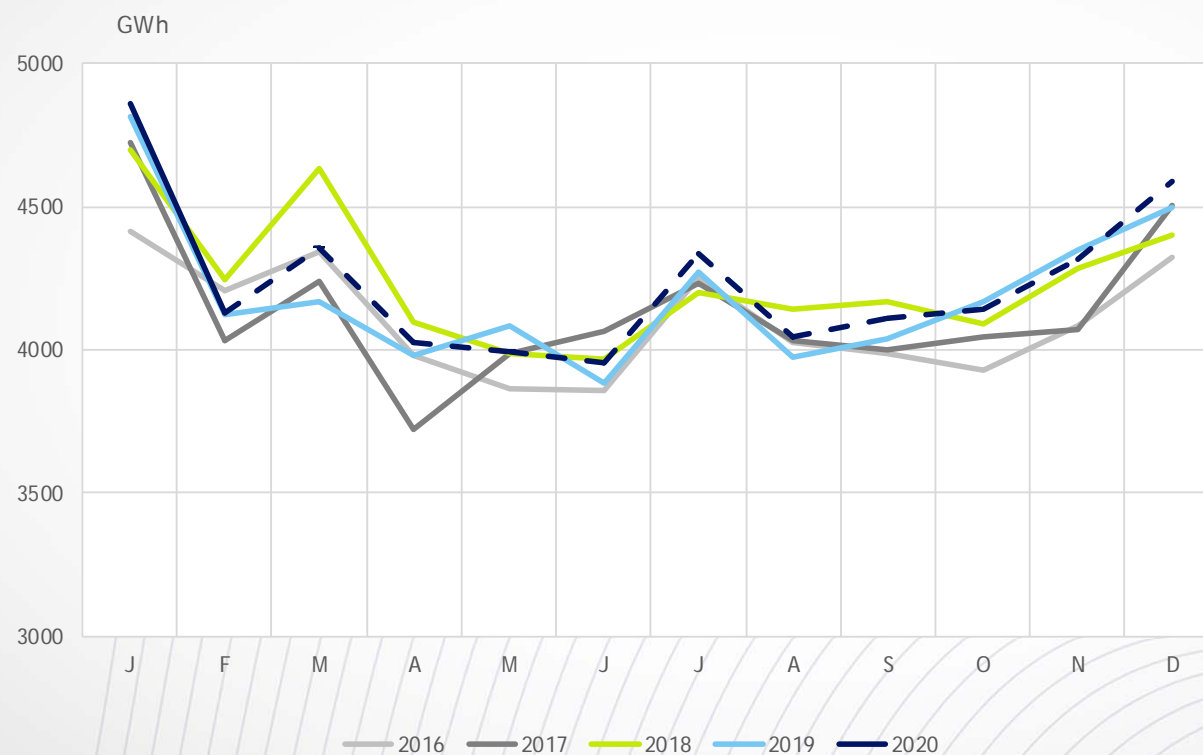


## 2020 – Desvio da Temperatura Normal



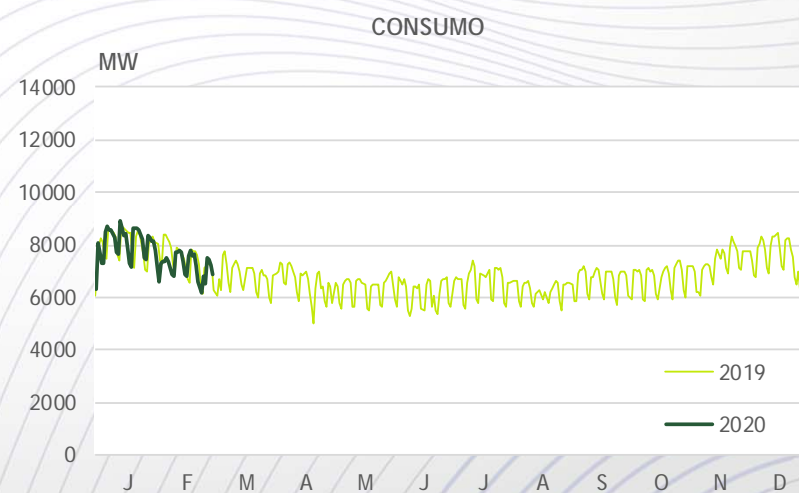
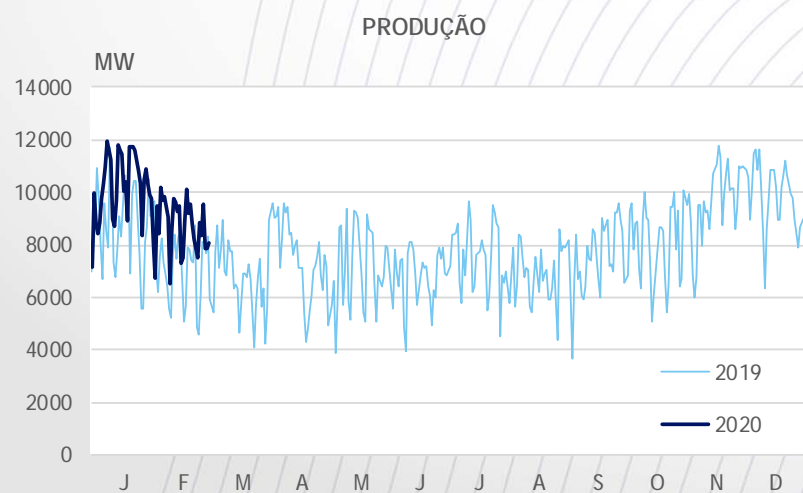
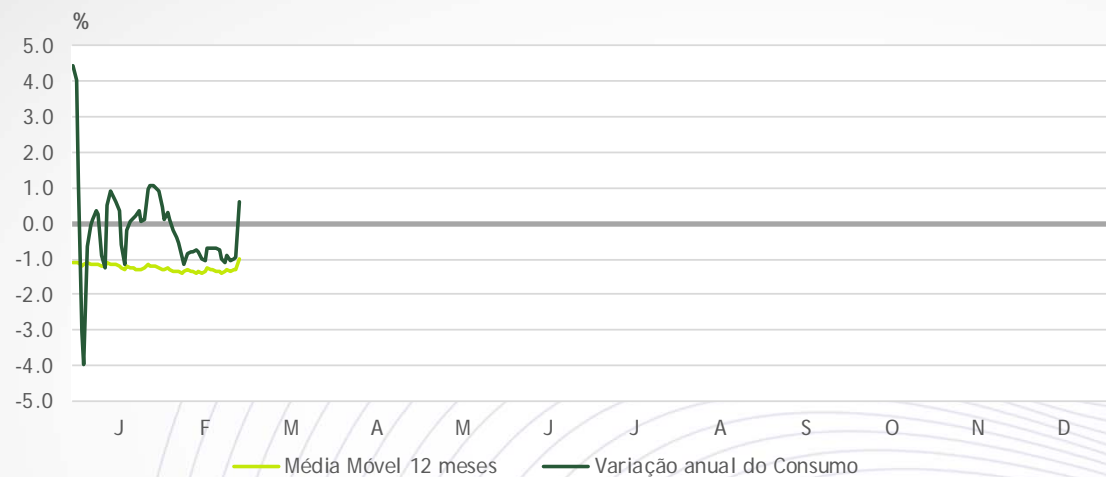


## 2020 – Evolução do Consumo Mensal





## 2020 – Variação do Consumo e Pontas Diárias

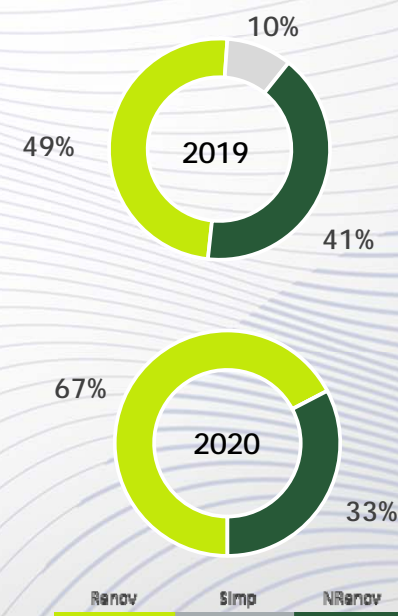
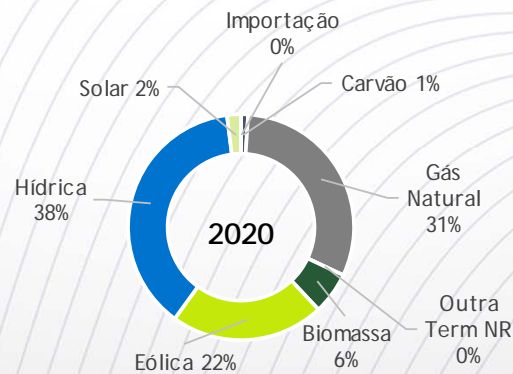
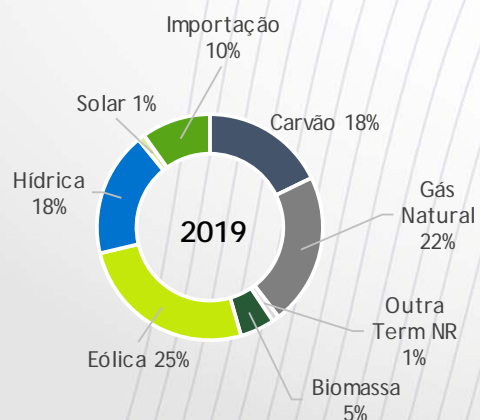
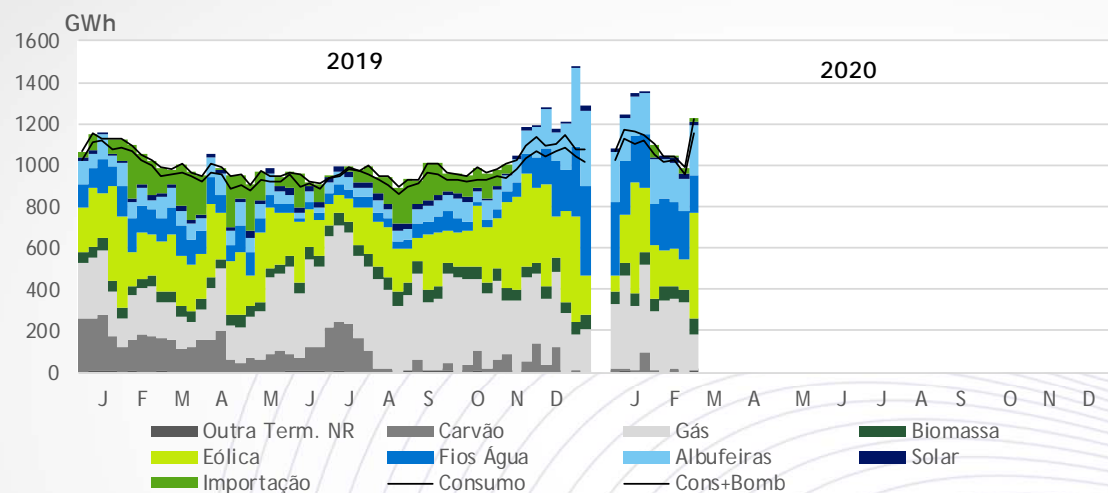


## 2020/2019 – Valores Máximos Anuais

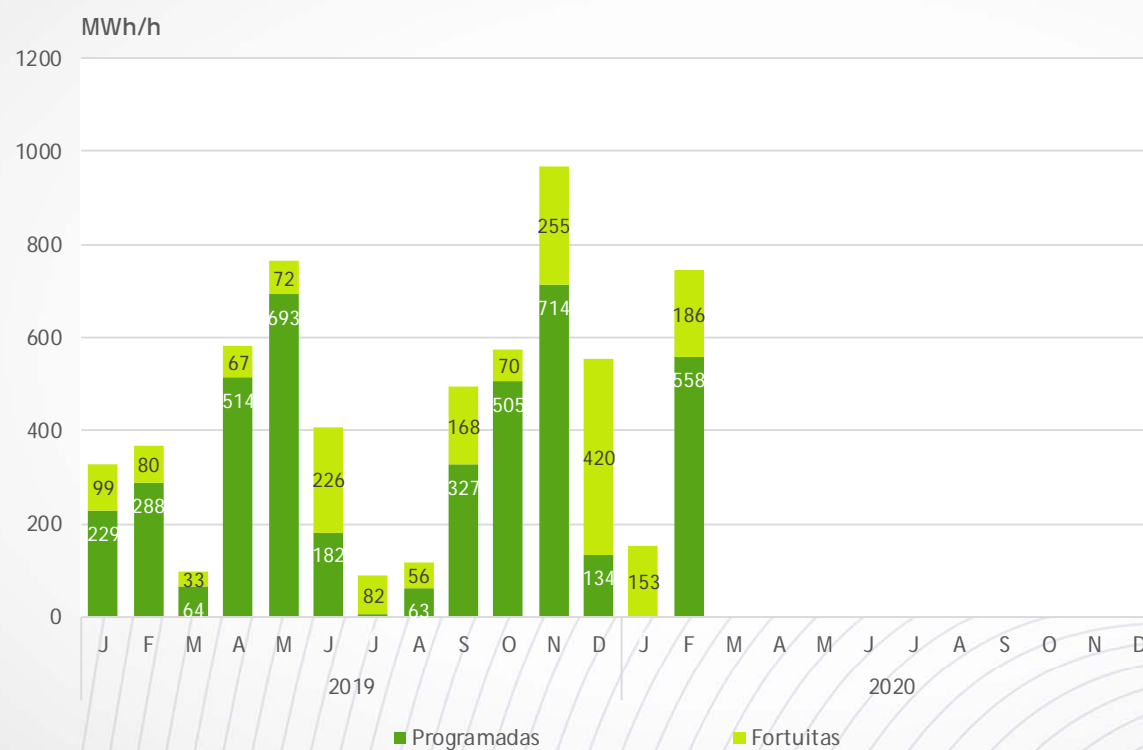
MÁXIMOS	INVERNO		VERÃO	
POTÊNCIA PRODUÇÃO (MW)	<b>11969</b> (5ªF 09-01-2020)	<b>11787</b> (5ªF 14-11-2019)	<b>9683</b> (5ªF 11-07-2019)	<b>10360</b> (5ªF 20-09-2018)
POTÊNCIA CONSUMO (MW)	<b>8910</b> (2ªF 13-01-2020)	<b>8650</b> (3ªF 15-01-2019)	<b>7384</b> (5ªF 11-07-2019)	<b>7578</b> (6ªF 03-08-2018)
CONSUMO DIA (GWh)	<b>172</b> (3ªF 14-01-2020)	<b>170</b> (4ªF 16-01-2019)	<b>152</b> (5ªF 11-07-2019)	<b>155</b> (6ªF 03-08-2018)

VAR CONSUMO %	MÊS	ANO	ACUM 12 MESES
janeiro	0.9 (2.5)	0.9 (2.5)	-1.2 (2.8)
fevereiro	0.3 (-3.0)	0.6 (-0.1)	-1.0 (2.1)

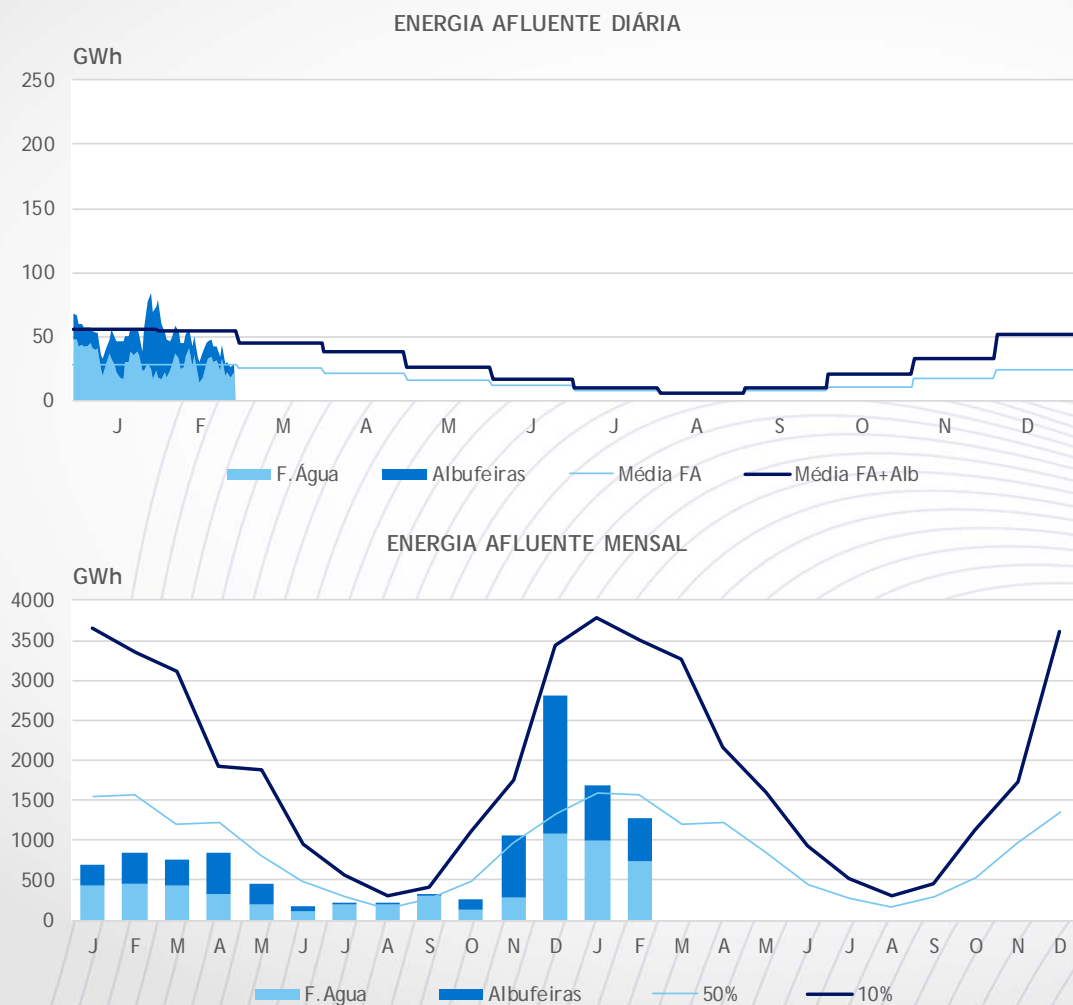
# 2020 – Satisfação do Consumo



## 2020 – Indisponibilidades – Média Horária Mensal

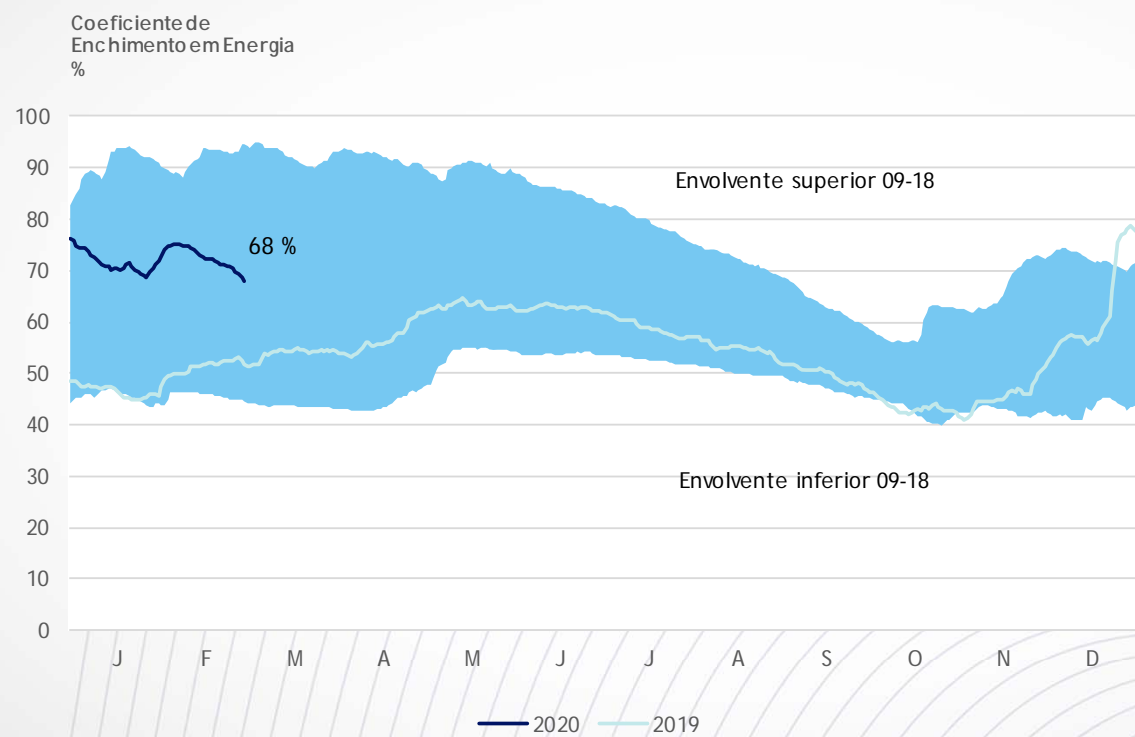


# 2020 – Afluências

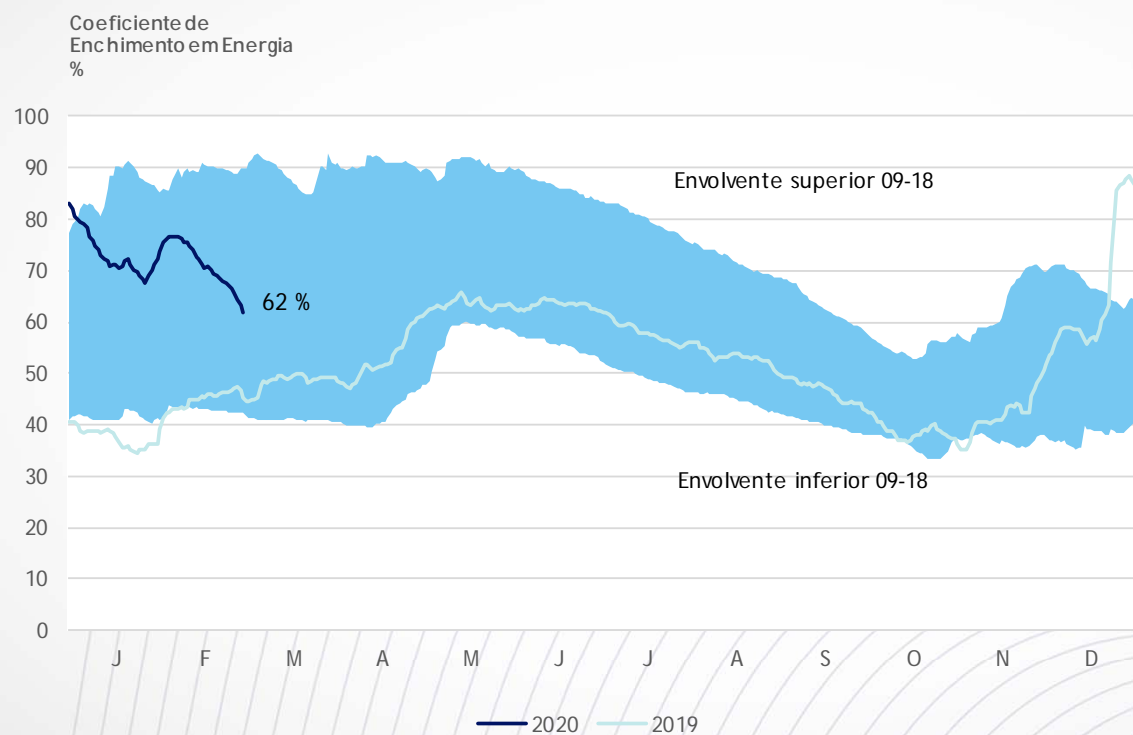




## 2020 – Armazenamento nas Albufeiras

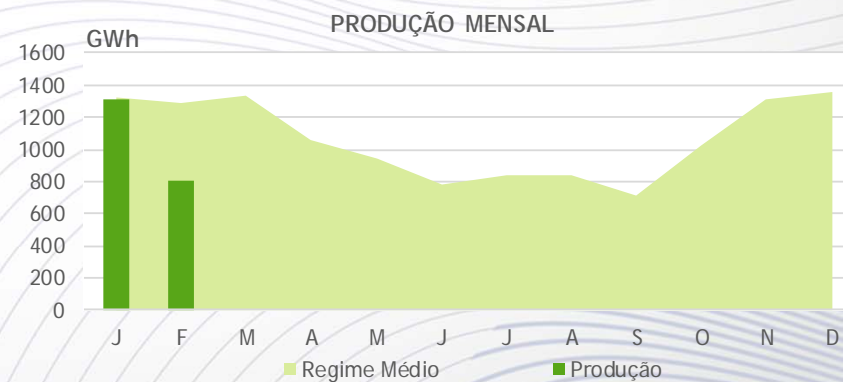
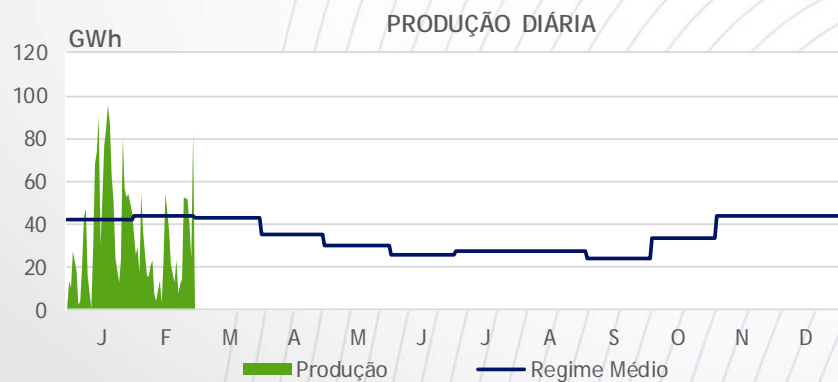


## 2020 – Armazenamento nas Albufeiras Anuais



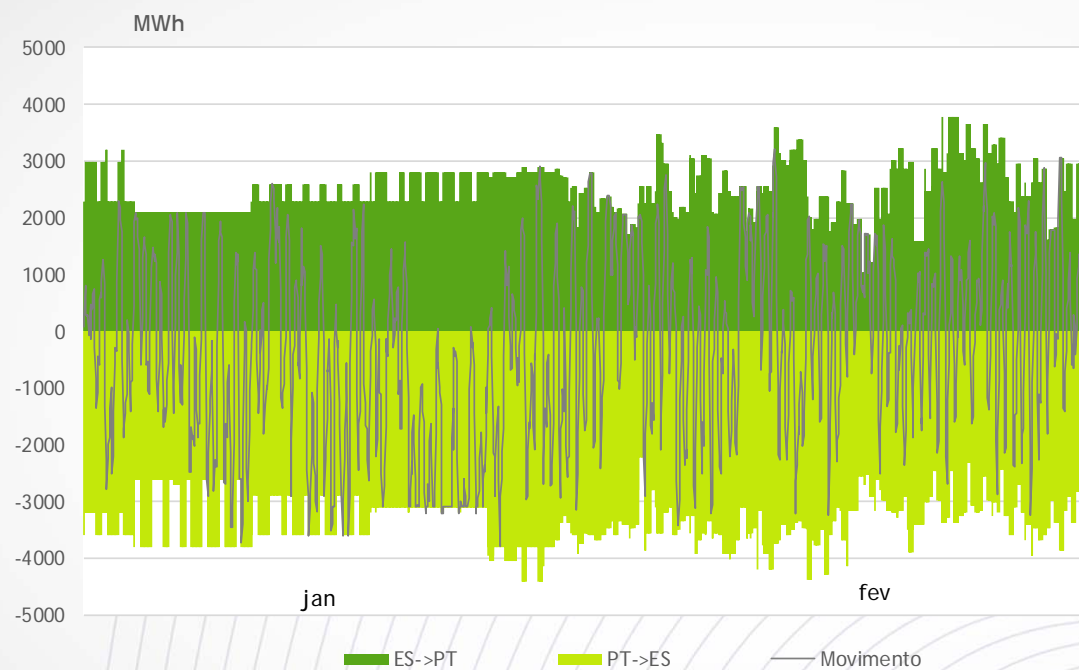
# 2020 – Eolicidade

ÍNDICE DE PRODUTIBILIDADE EÓLICA





## 2020 – Interligações



		Disponível			Realizada	
		Mínimo	Máximo	Média	Máximo	Média
janeiro	Importação	1845	3200	2462	2900	411
	Exportação	2600	4400	3379	3800	1081
fevereiro	Importação	1035	3780	2540	3226	726
	Exportação	2205	4365	3286	3417	513

# PRINCIPAIS EVOLUÇÕES DA RNT EM JANEIRO E FEVEREIRO DE 2020

## Novos elementos:

- Dia 10JAN foram colocadas em tensão/serviço pela primeira vez as L-150 kV Vila Fria - Vila Fria 1 e 2 a 150 kV (ligação ao cliente IP / REFER)





# INCIDENTES

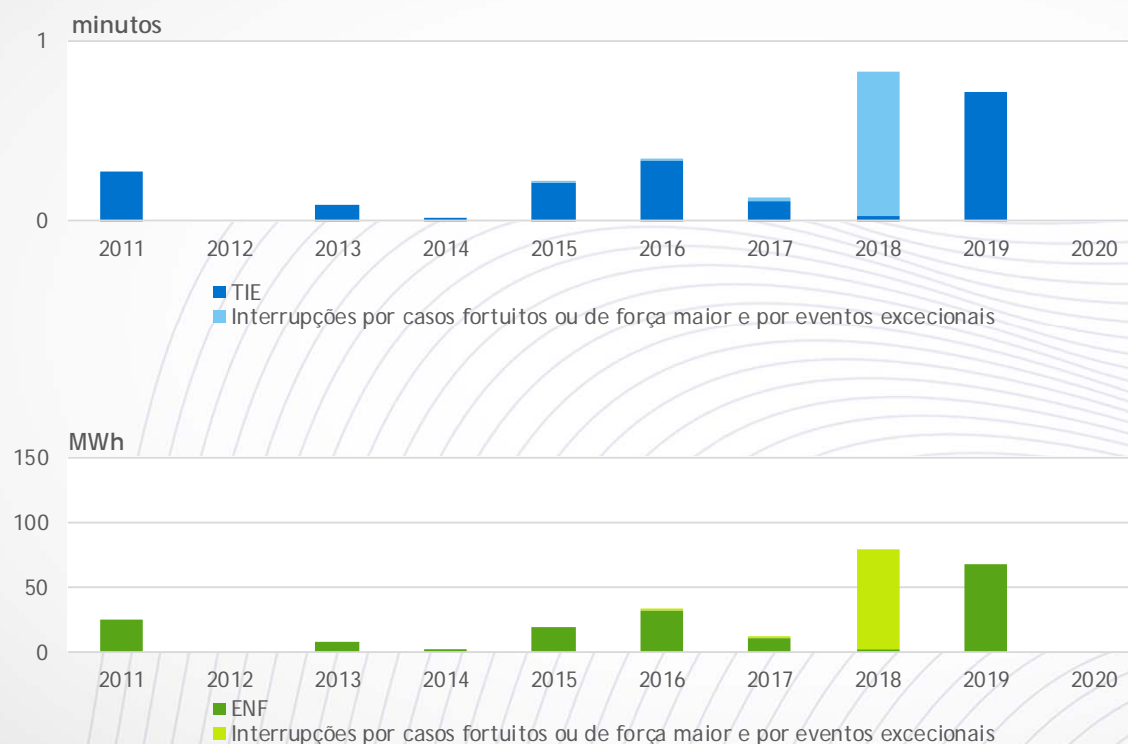
Às 05.38 do dia 21FEV registou-se o disparo do Transformador 1 de 150/60 kV da SE Ourique, devido a contornamento dum isolador causado por cegonhas, provocando a interrupção dos consumos desta instalação.

A totalidade dos consumos foi transferida pela EDPD.

ENF = 0,2 MWh, referente a uma interrupção breve de 1,9 minutos



## 2020 – Tempo Interrupção Equiv./Energia Não Fornecida





REN 



**Obrigado**



**RED**  
**ELÉCTRICA**  
DE ESPAÑA

*Grupo Red Eléctrica*

# Reunión del Comité Técnico de Seguimiento de la Operación del Sistema Eléctrico Ibérico: Operación

11 de marzo 2020

# Índice

---

1. Consumo peninsular. Evolución 2020
  2. Mix de producción y reservas hidráulicas
  3. Interconexiones
  4. RdT:
    1. Nuevas instalaciones
    2. Incidencias
  5. Calidad del servicio.
-

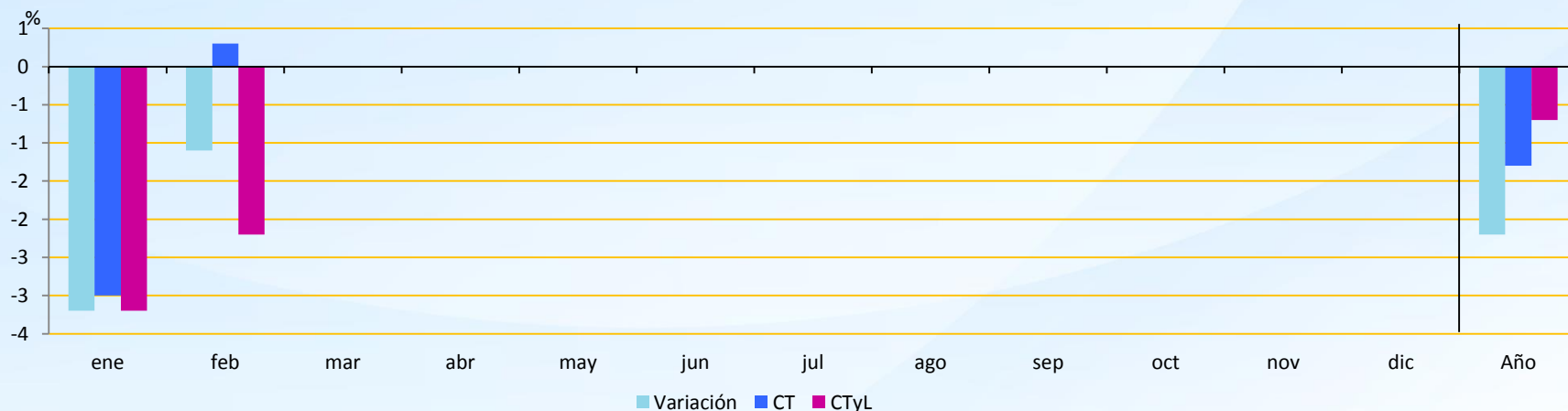


# Consumo peninsular. Evolución 2020

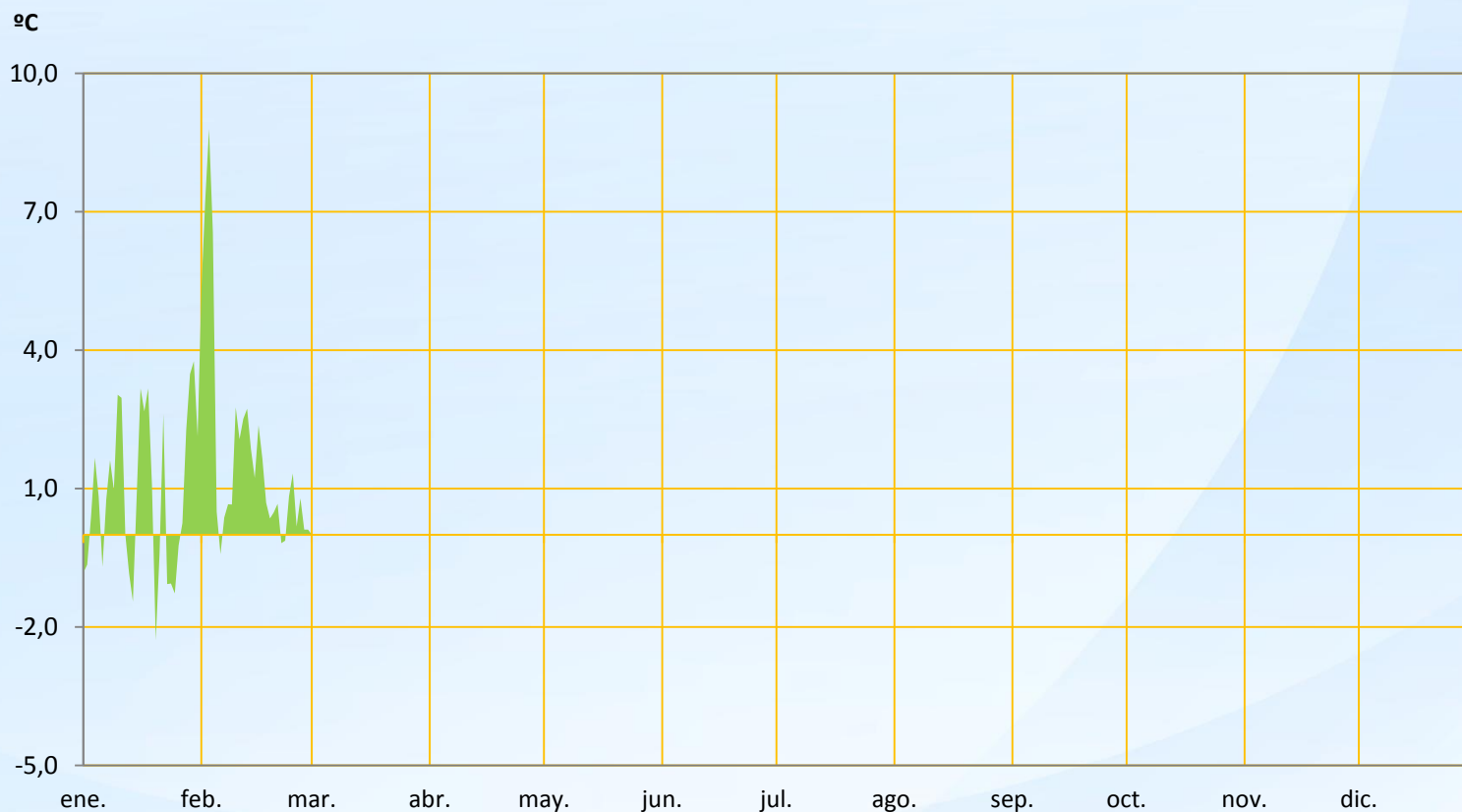


# 2020 Consumo peninsular. Evolución

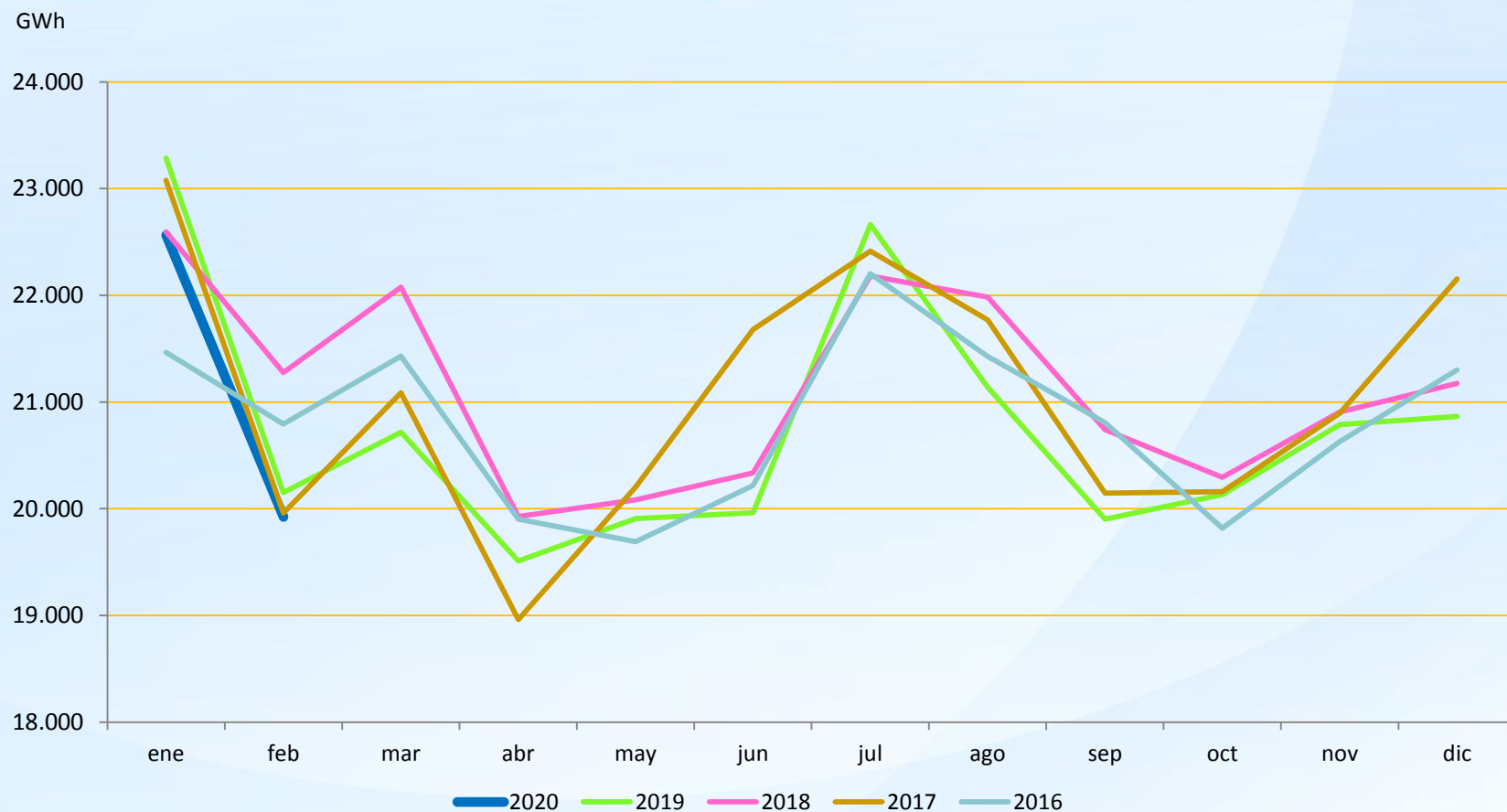
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Potencia máxima (MW)	40.423	35.524										
Consumo Máximo diario (GWh)	819	735										
Consumo Mensual (GWh)	22.562	19.924										
Δ Mes (%)	-3,2	-1,1										
Δ Mes Corregida temperatura (CT) (%)	-3,0	+ 0,3										
Δ Mes Corregida (CT y L) (%)	-1,9	+ 0,5										
Δ Año Acumulado Absoluto (%)	-3,2	-2,2										



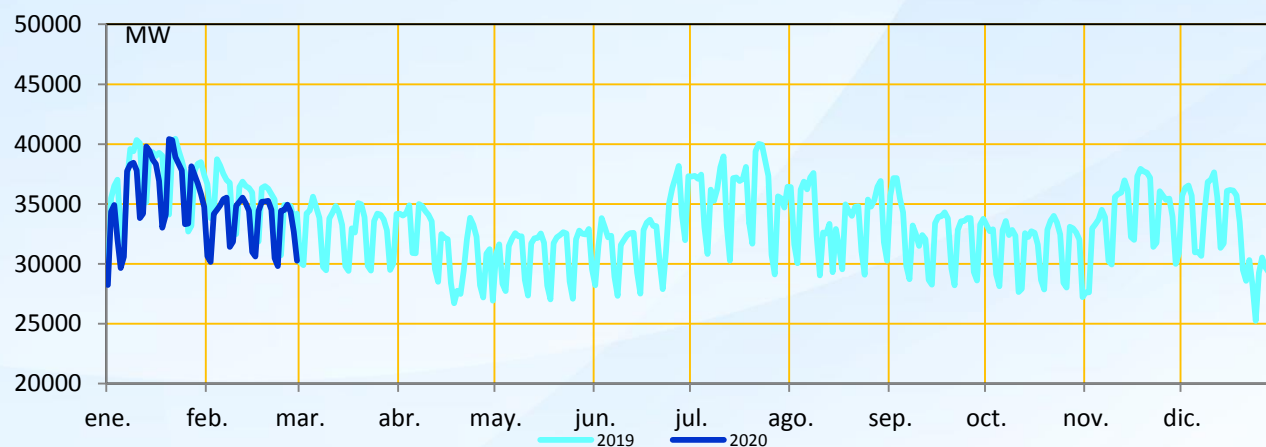
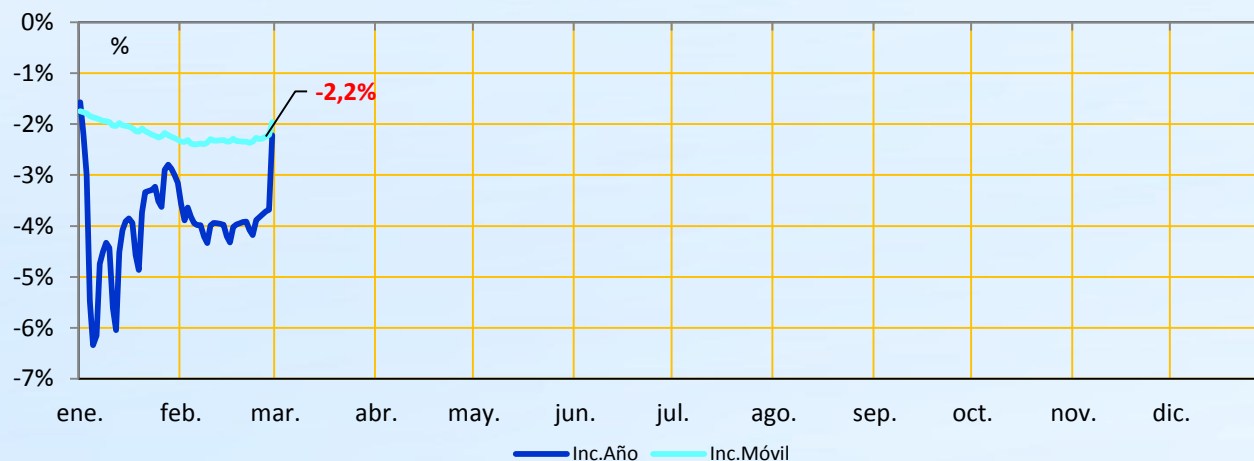
# 2020 Variación de temperatura media respecto al año anterior



# 2020 Evolución consumo mensual



# 2020 Variación demanda diaria y Puntas diarias



# 2020/2019 Valores máximos anuales

	Invierno		Verano	
<b>Potencia (MW)</b>	(4ª sem. 20.01.20)	(4ª sem. 22.01.19)		(4ª sem. 23/07/19)
	<b>40.423</b>	<b>40.455</b>		<b>40.021</b>
<b>Consumo diario (GWh)</b>	(4ª sem. 21.01.20)	(2ª sem. 11.01.19)		(4ª sem. 24/07/19)
	<b>819</b>	<b>824</b>		<b>807</b>

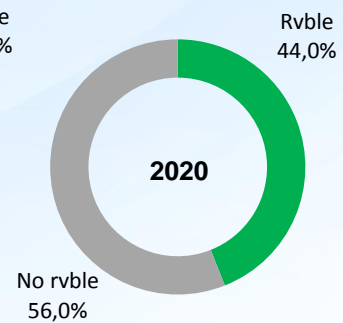
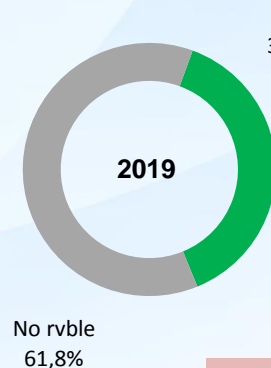
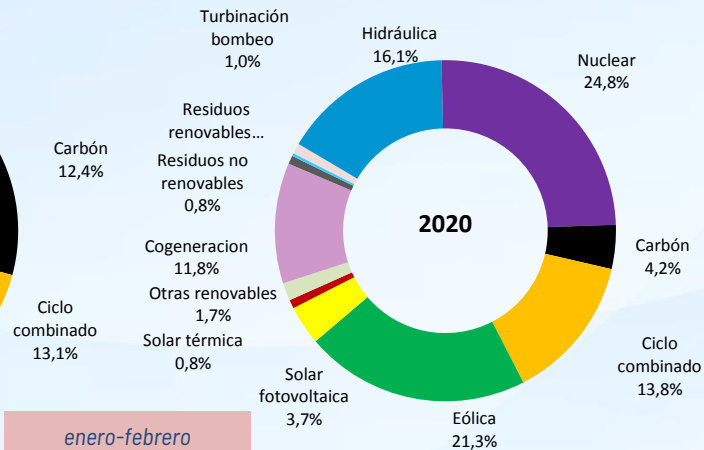
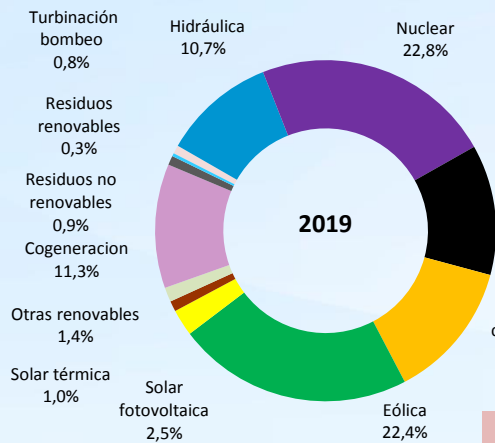
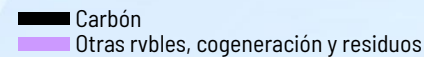
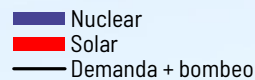
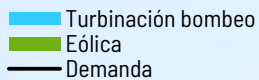
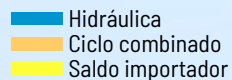
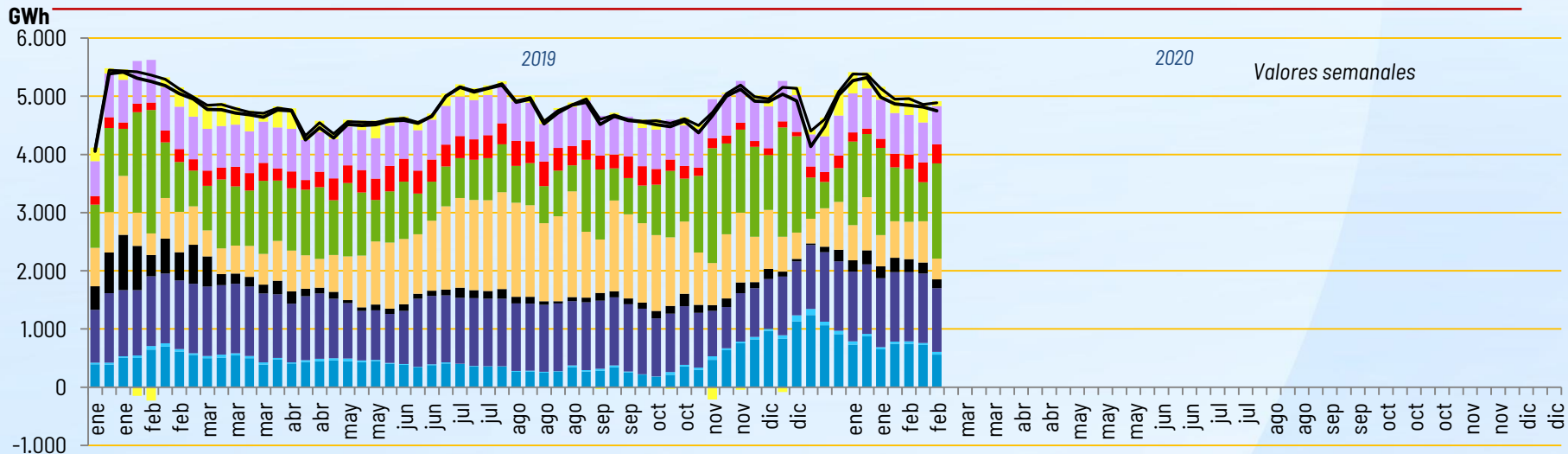
Variación Consumo (%)	Mes	Año	Año móvil
<b>Enero</b>	<b>-3,2 (3,1)</b>	<b>-3,2 (3,1)</b>	<b>-2,3 (0,9)</b>
<b>Febrero</b>	<b>-1,1 (-5,3)</b>	<b>-2,2 (-1,0)</b>	<b>-2,0 (-0,1)</b>

*Entre paréntesis, valores año anterior.*

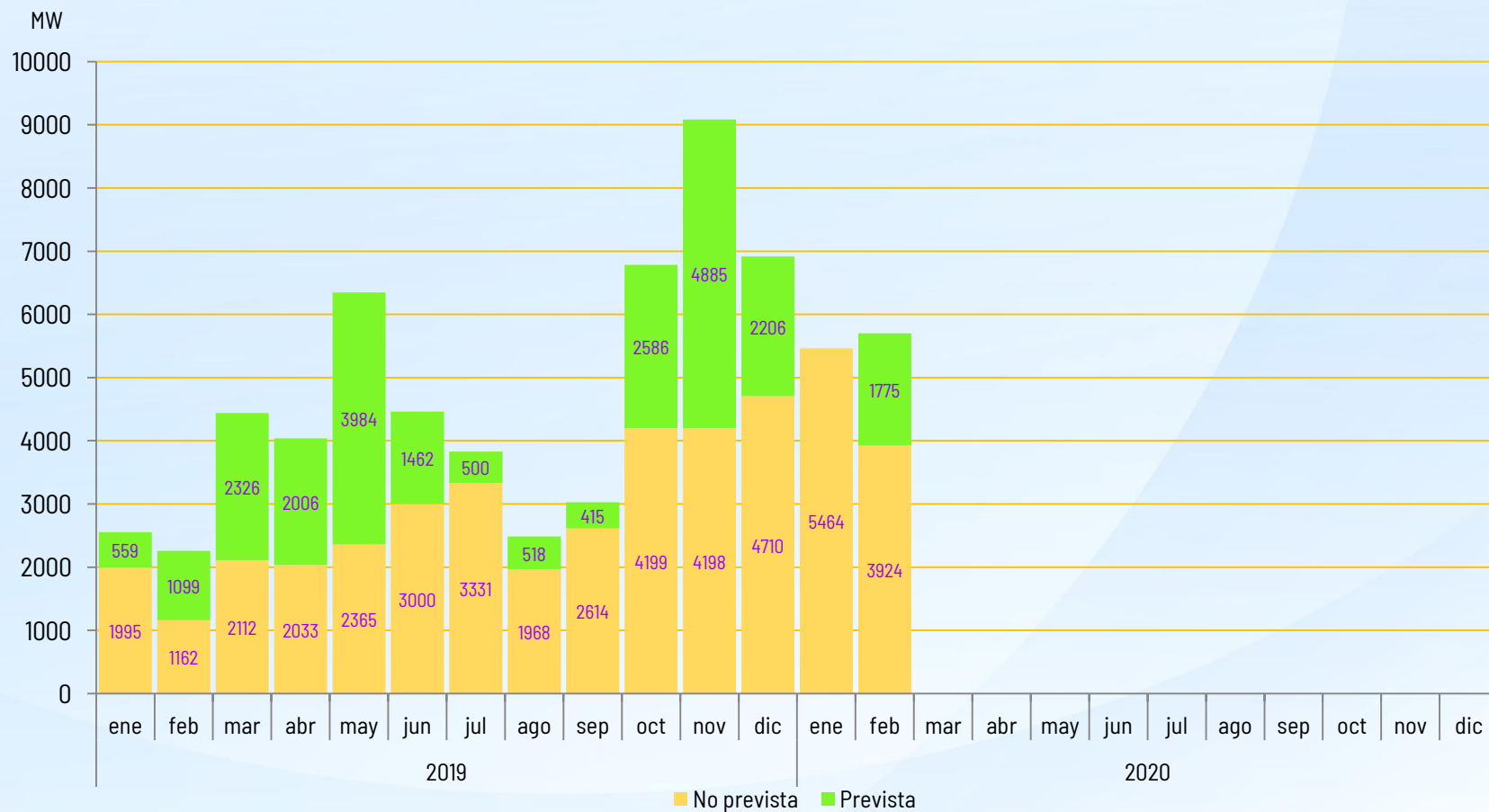


## Mix de producción y reservas hidráulicas

## 2020 Cobertura de la demanda

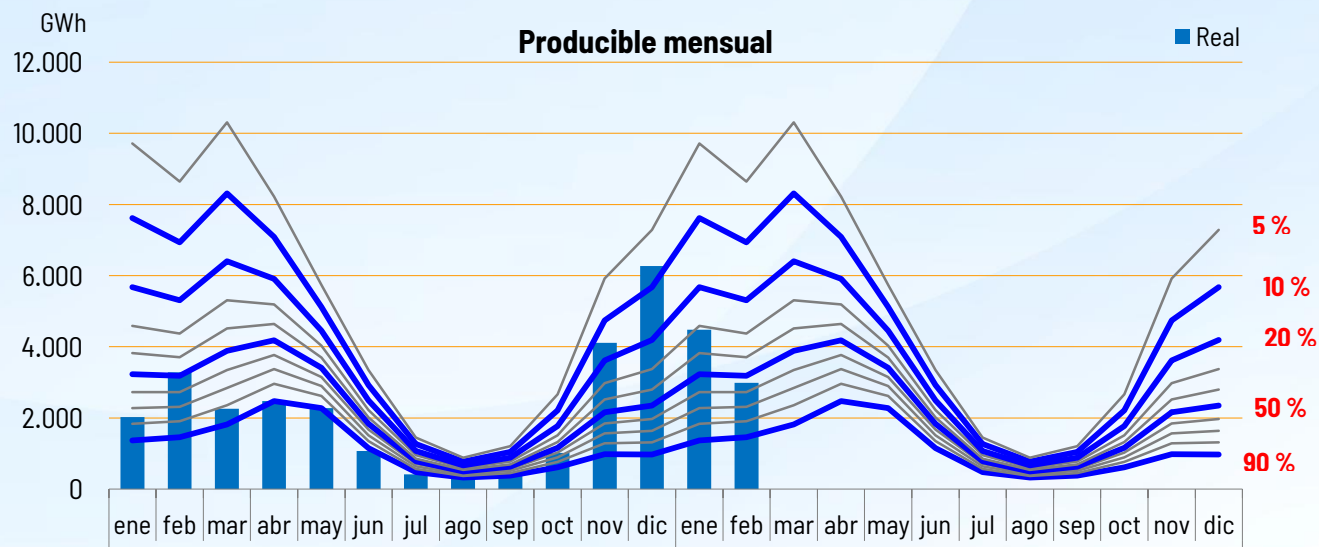
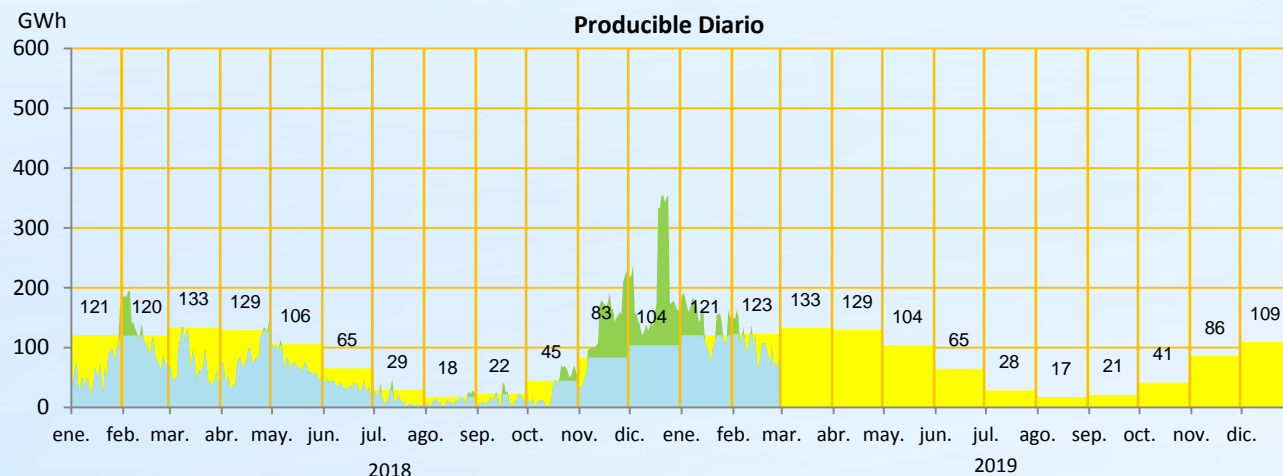


# 2020/2019 Indisponibilidad equipo térmico

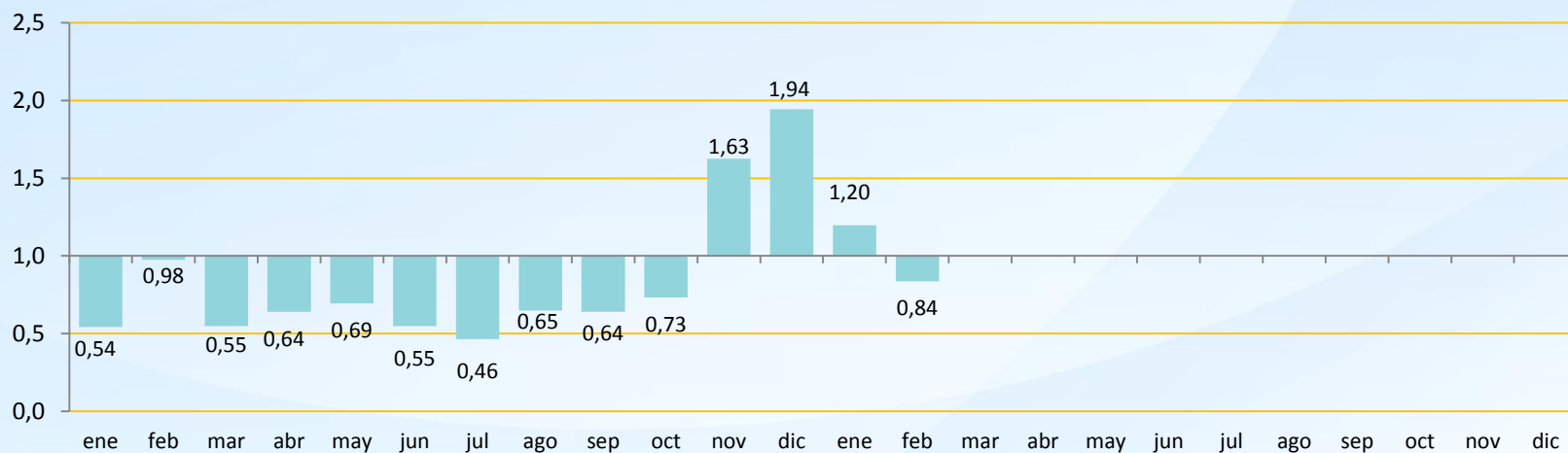
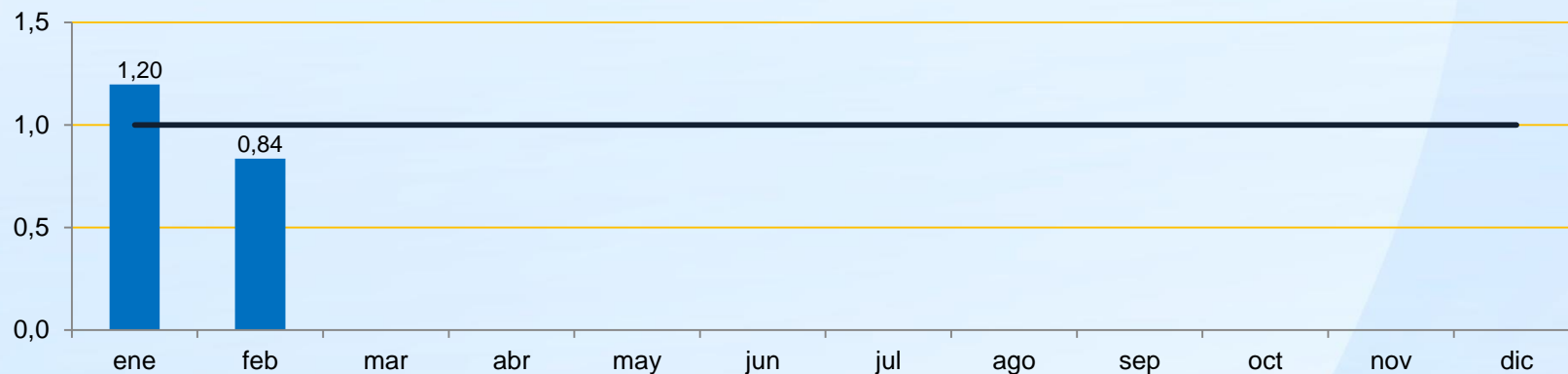




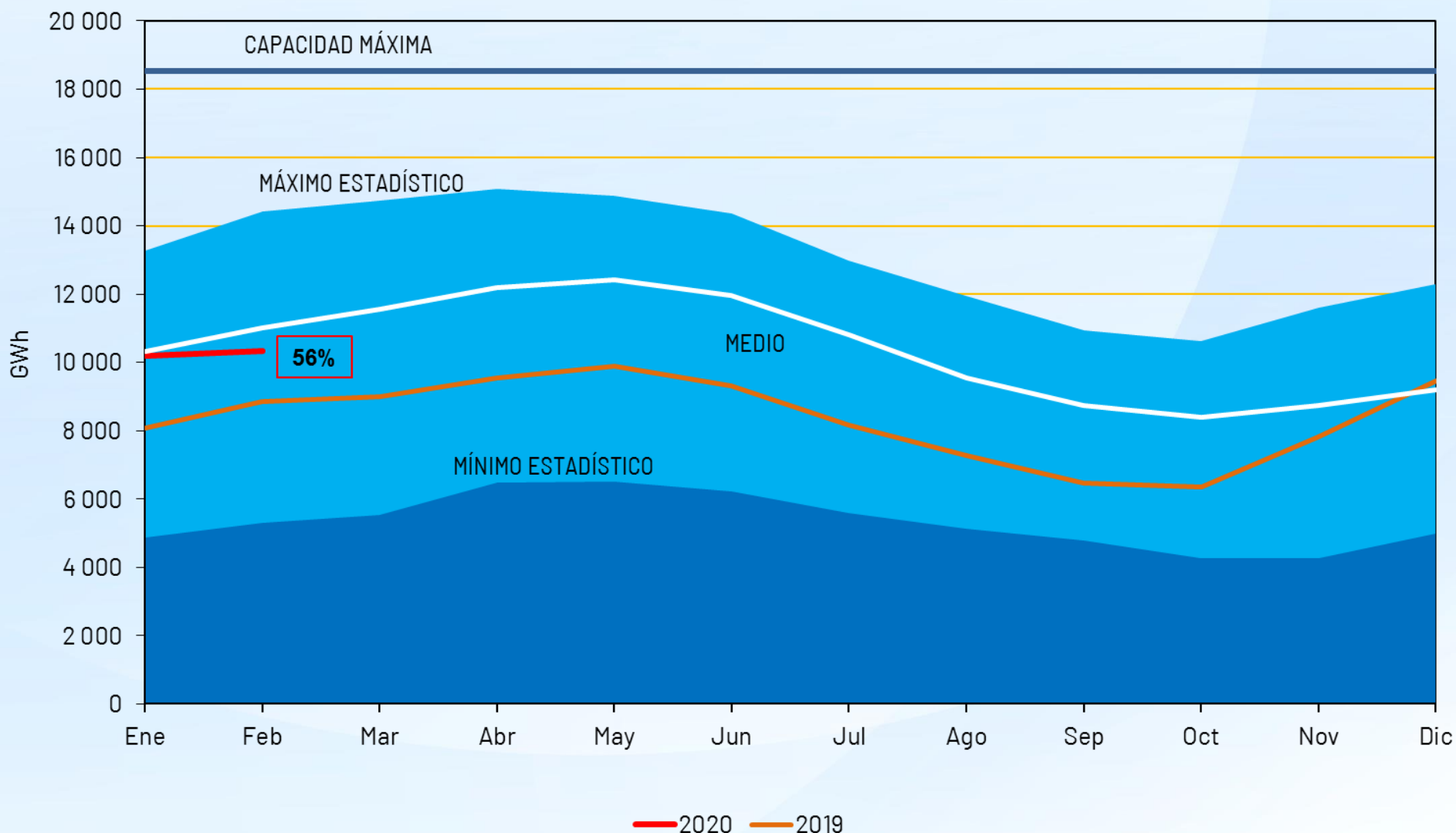
# 2020 Producibile hidráulico diario



# 2020 Índice de producible hidráulico



# 2020 RESERVAS CONJUNTO DE LOS EMBALSES



# 2020 Índice de producible eólico

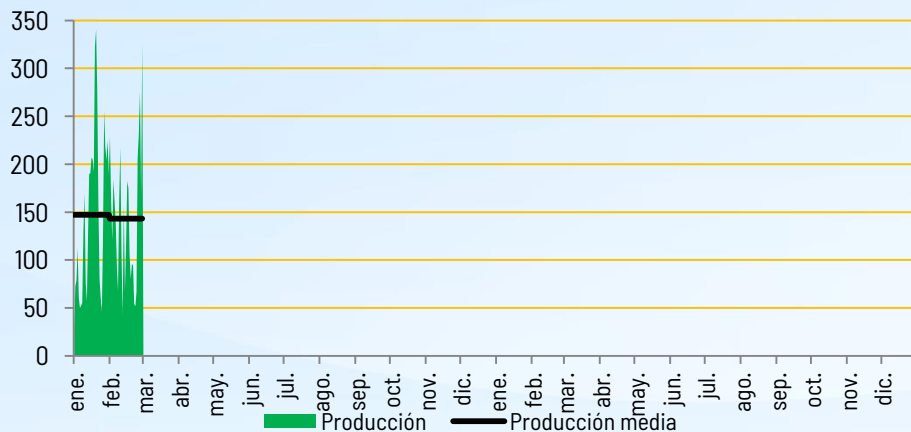
Índice producible eólica 2020



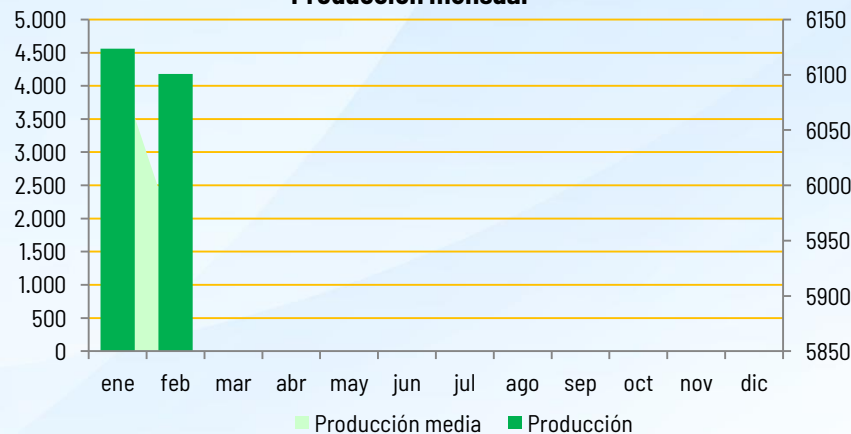
Enero-Febrero 2020

Generación máxima	15.214 MW	20.01.20 02.11 h
Energía máxima diaria	340 GWh	20.01.20
Producción máxima mensual	4,5 TWh	Enero

GWh Producción diaria



GWh Producción mensual

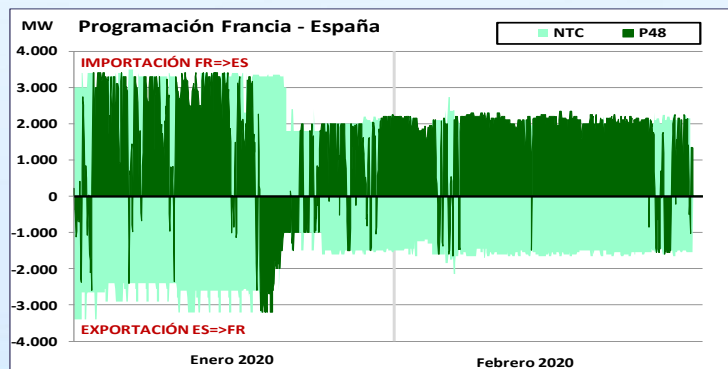




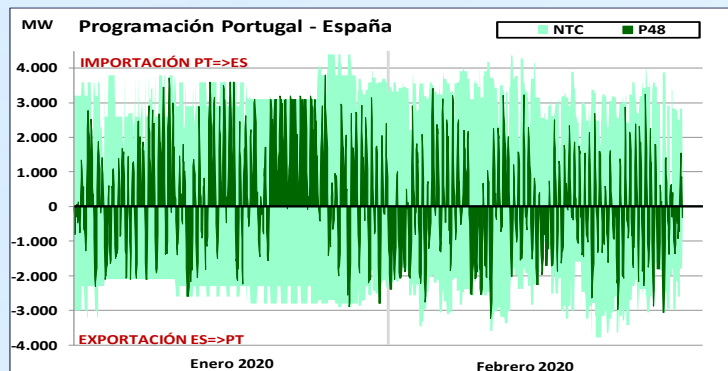


# Interconexiones

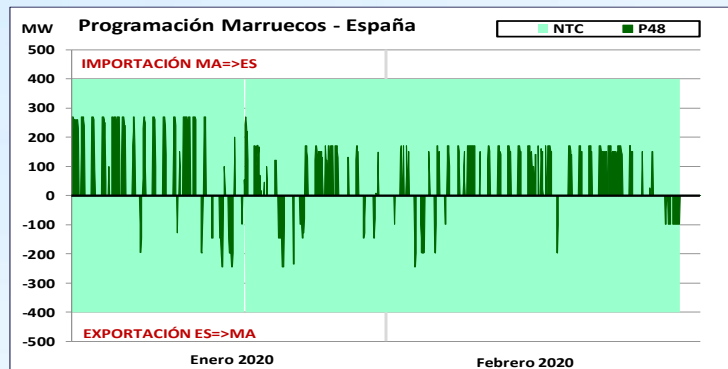
# Utilización de la capacidad. Enero-Febrero 2020



IFE		NTC (MW)				P48 (MWh)		
		Mínimo	Máximo	Medio	P <sub>70</sub>	Máximo	Medio	%Horas Cong.
Enero	FR=>ES	1.800	3.500	2.811	3.300	3.400	1.655	34%
	ES=>FR	1.000	3.400	2.242	2.600	3.200	359	12%
Febrero	FR=>ES	1.350	2.728	2.117	2.200	2.350	1.819	66%
	ES=>FR	1.200	2.150	1.562	1.600	1.650	103	4%



IPE		NTC (MW)				P48 (MWh)		
		Mínimo	Máximo	Medio	P <sub>70</sub>	Máximo	Medio	%Horas Cong.
Enero	PT=>ES	1.000	4.400	3.249	3.600	3.800	1.073	9%
	ES=>PT	1.845	3.200	2.462	2.705	2.900	404	2%
Febrero	PT=>ES	50	4.365	3.136	3.465	3.417	505	1%
	ES=>PT	1.035	3.780	2.540	2.925	3.226	718	4%



IME		NTC (MW)				P48 (MWh)		
		Mínimo	Máximo	Medio	P <sub>70</sub>	Máximo	Medio	%Horas Cong.
Enero	MA=>ES	0	400	399	400	270	66	0%
	ES=>MA	0	400	399	400	246	16	0%
Febrero	MA=>ES	400	400	400	400	171	45	0%
	ES=>MA	400	400	400	400	246	11	0%



# RdT: Nuevas instalaciones e incidencias

# Nuevas instalaciones



Líneas	Provincia	Fecha
L-220 kV ALMARAZ-EALMARAZ 2	Cáceres	28.02.20



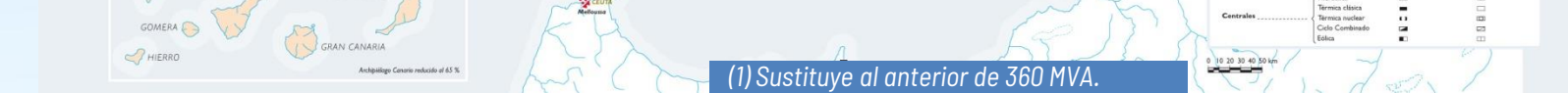
Transformadores Generación	Potencia (MVar)	Provincia	Fecha
SE 400 kV CAMPANARIO RENOVABLES: ATP-1 400/2132 kV (no REE) (1)	780	Albacete	20.0.20



Transformadores RdD	Potencia (MVar)	Provincia	Fecha
SE 220 kV MIRANDA: TRP-5 220/30 kV	60	Burgos	04.02.20



Posiciones	Provincia	Fecha
SE 220 kV BENAHADUX: Nueva posición Futuro ATP-2 220/132 kV (89B1-6, 89B2-6, 89-6 y 52-6)	Almería	27.02.20



(1) Sustituye al anterior de 360 MVA.



**RED**  
ELÉCTRICA  
DE ESPAÑA

Reunión C.T.S.O.S.E.I. Lisboa  
11 de marzo de 2020

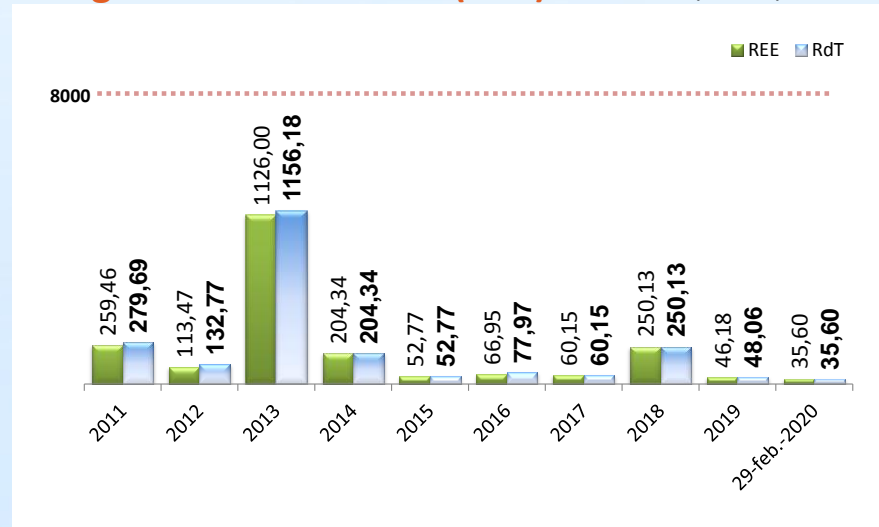




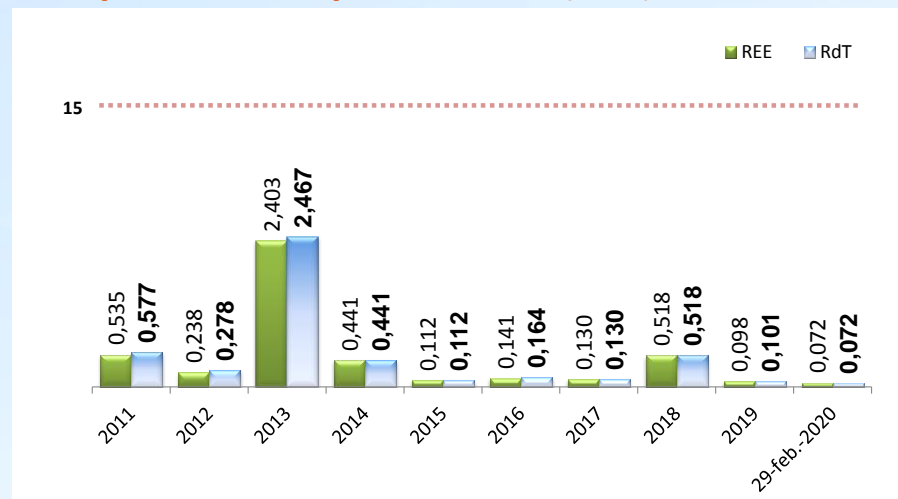
## Calidad del servicio

# Energía no suministrada y Tiempo de interrupción medio (SEPE)

## Energía no Suministrada (ENS) Peninsular (MWh)



## Tiempo de interrupción medio (TIM) Peninsular (minutos)



Los datos para el año 2020 y 2019 son provisionales.



**RED**  
**ELÉCTRICA**  
**DE ESPAÑA**

*Comprometidos con la energía inteligente*

**Gracias por su atención**

[www.ree.es](http://www.ree.es)



# **CTSOSEI – LXXXIX Reunião**

## **Gestão do Sistema**

Lisboa, 11 de Março 2020

# ÍNDICE

---

## **1. ANÁLISE DO FUNCIONAMENTO DO SISTEMA – Jan a Fev 2020**

**Movimentação de GN na RNTIAT**

**Procura de GN**

**Notas de Operação**

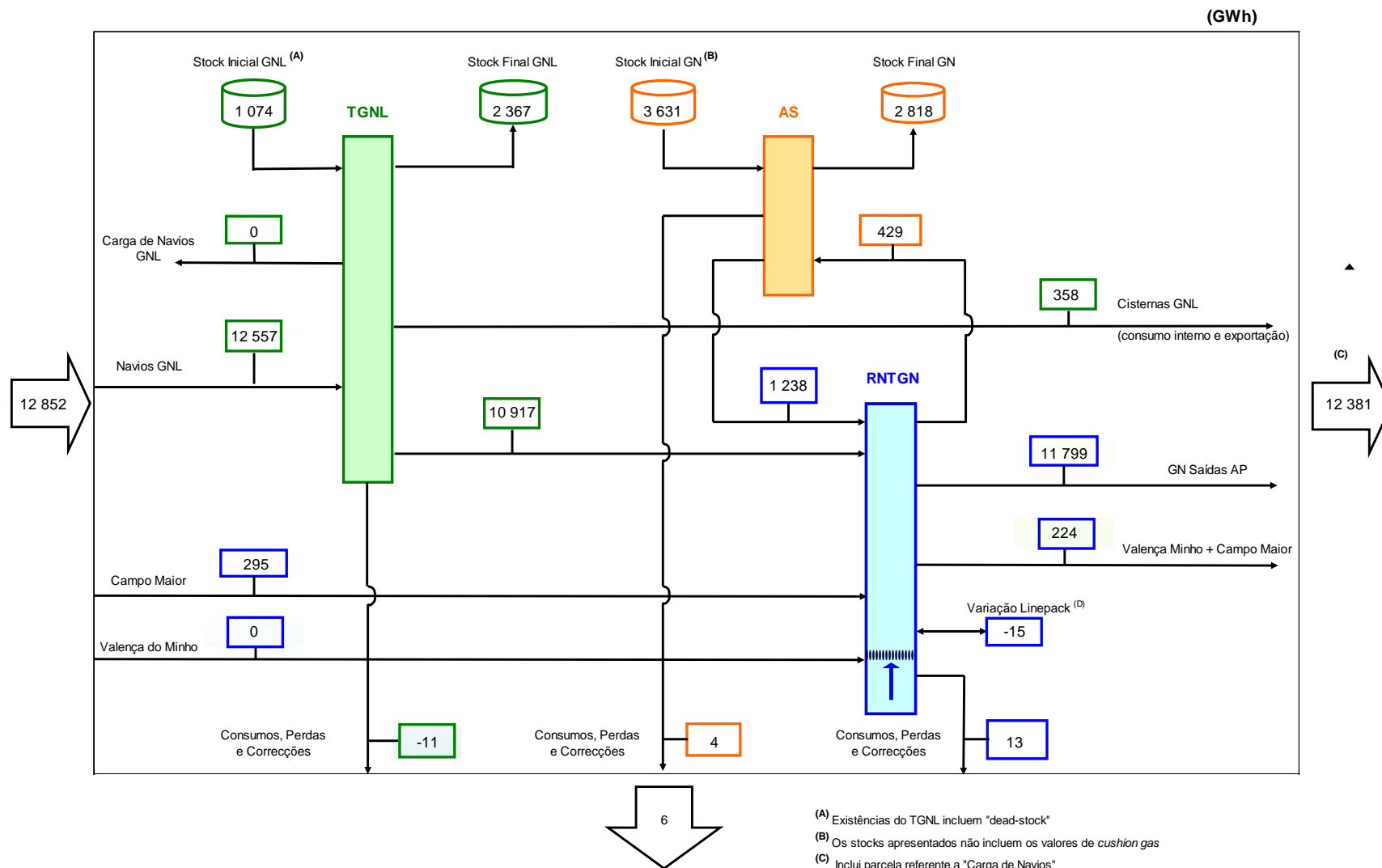
## **2. PREVISÃO DO REGIME DE EXPLORAÇÃO – Março a Maio 2020**

**Procura de GN**

**Plano de Indisponibilidades**



# Movimentação de GN na RNTIAT - Balanço Global



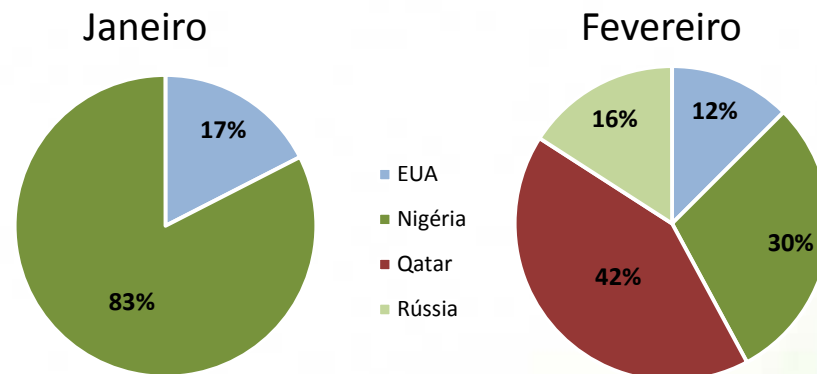
# Movimentação de GN na RNTIAT – Terminal GNL

## Análise mensal

Entradas no TGNL	2020		Jan 2019		Δ
	nº	GWh	nº	GWh	
Navios	6	5 734	6	5 985	-4%

Entradas no TGNL	2020		Fev 2019		Δ
	nº	GWh	nº	GWh	
Navios	7	6 823	6	4 790	42%

Saídas do TGNL	2020		Jan 2019		Δ
	nº	GWh	nº	GWh	
Navios	0	0	0	0	
Cisternas	689	200	655	190	5%
Emissão RNTGN	-	5 562	-	5 469	2%
<b>TOTAL</b>		<b>5 762</b>		<b>5 659</b>	<b>2%</b>



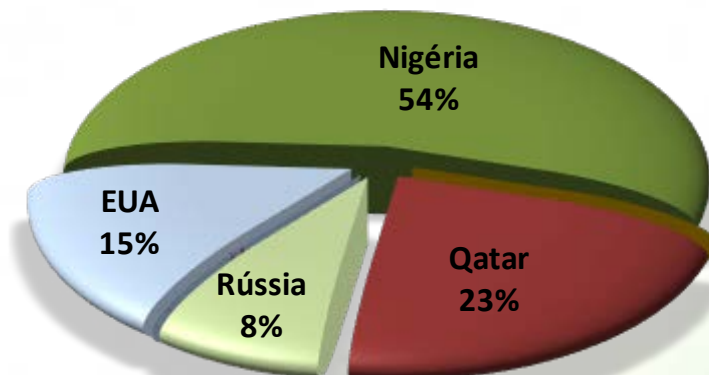
Saídas do TGNL	2020		Fev 2019		Δ
	nº	GWh	nº	GWh	
Navios	0	0	0	0	
Cisternas	544	158	547	159	0%
Emissão RNTGN	-	5 355	-	5 062	6%
<b>TOTAL</b>		<b>5 513</b>		<b>5 220</b>	<b>6%</b>

# Movimentação de GN na RNTIAT – Terminal GNL

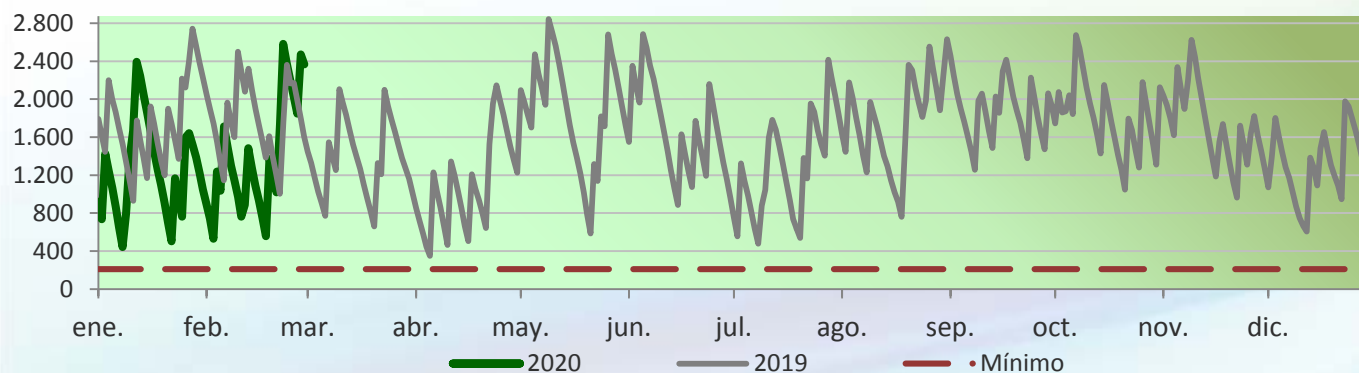
Entradas no TGNL	2020		Jan - Feb 2019		Δ
	nº	GWh	nº	GWh	
Navios	13	12 557	12	10 776	17%

Saídas do TGNL	2020		Jan - Feb 2019		Δ
	nº	GWh	nº	GWh	
Navios	0	0	0	0	
Cisternas	1 233	358	1 202	348	3%
Emissão RNTGN	-	10 917	-	10 531	4%
<b>TOTAL</b>		<b>11 275</b>		<b>10 880</b>	<b>4%</b>

Origem do GNL: Jan - Feb



Existência Total no TGNL



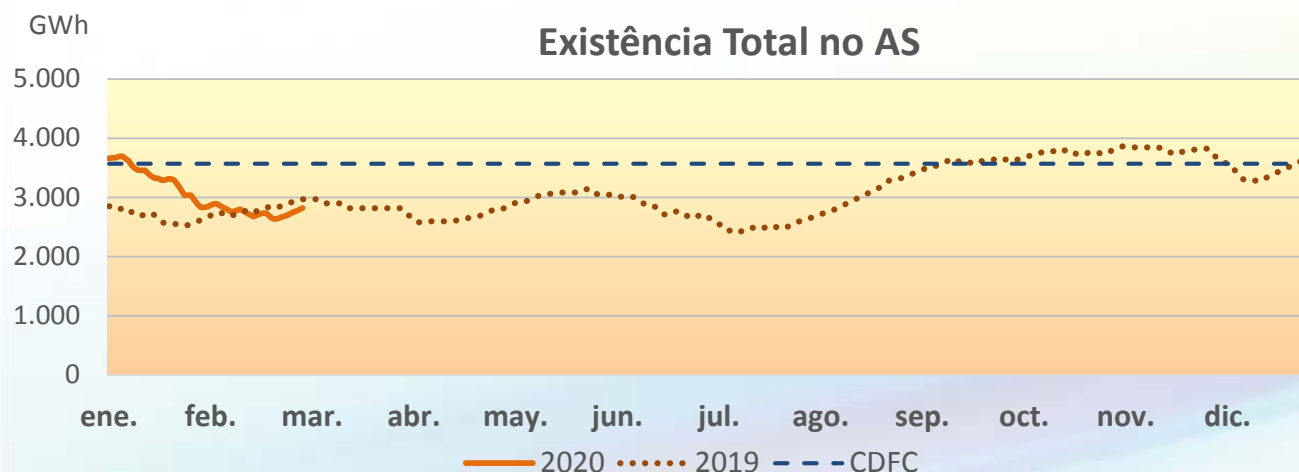
## Notas Relevantes:

- Contratação da capacidade máxima de regaseificação 200 GWh/d, em 60 dias (100% do período)

# Movimentação de GN na RNTIAT – AS

AS [GWh]	2020	Jan - Feb 2019	Δ
Injeção	429	671	-36%
Extração	1 239	527	135%

AS [GWh]	2020	Janeiro 2019	Δ	2020	Fevereiro 2019	Δ
Injeção	98	238	-59%	331	433	-24%
Extração	883	396	123%	356	132	171%



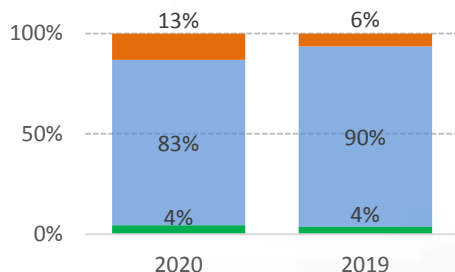
## Notas Relevantes:

- ❑ Contratação da capacidade máxima de injeção, em 19 dias, (32% do período);
- ❑ Contratação máxima da capacidade de extração: 84,9 GWh/d, no dia 24.Janeiro

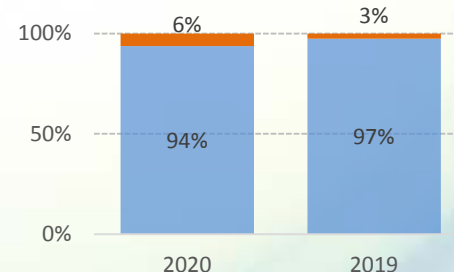
# Movimentação de GN na RNTIAT – RNTGN

## Análise mensal

Entradas na RNTGN		Janeiro	
[GWh]	2020	2019	Δ
Campo Maior	295	231	28%
Sines	5 562	5 469	2%
Valença do Minho	0	0	-
Extracção AS	883	396	123%
<b>Total</b>	<b>6 740</b>	<b>6 096</b>	<b>11%</b>



Entradas na RNTGN		Fevereiro	
[GWh]	2020	2019	Δ
Campo Maior	0	0	-
Sines	5 355	5 062	6%
Valença do Minho	0	0	-
Extracção AS	356	132	170%
<b>Total</b>	<b>5 711</b>	<b>5 194</b>	<b>10%</b>



Saídas da RNTGN		Janeiro	
[GWh]	2020	2019	Δ
Saídas para Consumo	6 555	5 556	18%
Valença do Minho	0	173	-100%
Campo Maior	115	122	-6%
Injecção AS	98	238	-59%
<b>Total</b>	<b>6 768</b>	<b>6 089</b>	<b>11%</b>

Saídas da RNTGN		Fevereiro	
[GWh]	2020	2019	Δ
Saídas para Consumo	5 244	4 537	16%
Valença do Minho	0	47	-100%
Campo Maior	109	190	-43%
Injecção AS	331	433	-24%
<b>Total</b>	<b>5 684</b>	<b>5 207</b>	<b>9%</b>

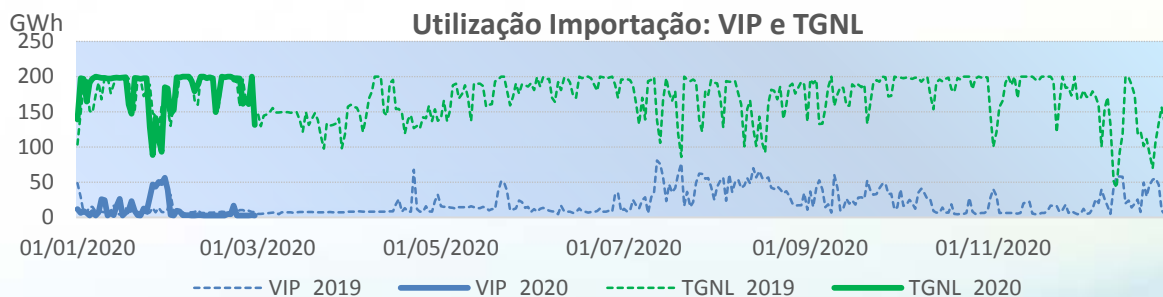
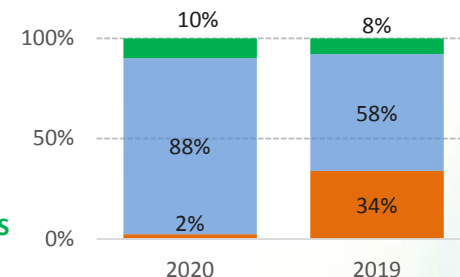
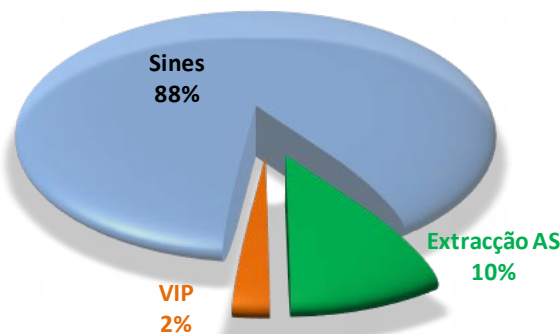


# Movimentação de GN na RNTIAT – RNTGN

Entradas na RNTGN		Jan - Fev		Δ
[GWh]	2020	2019		
Campo Maior	295	231	28%	
Sines	10 917	10 531	4%	
Valença do Minho	0	0	-	
Extracção AS	1 238	527	135%	
Total	12 450	11 290	10%	

Saídas da RNTGN		Jan - Fev		Δ
[GWh]	2020	2019		
Saídas para Consumo	11 799	10 093	17%	
Valença do Minho	0	220	-100%	
Campo Maior	224	312	-28%	
Injecção AS	429	671	-36%	
Total	12 452	11 296	10%	

Entradas RNTGN – Evolução Repartição por Ponto de Entrada



VIP - Utilização Máxima diária	GWh	Data	%
Entrada	56.37	30/jan	39%
Saída	41.98	23/jan	52%

## Notas Relevantes:

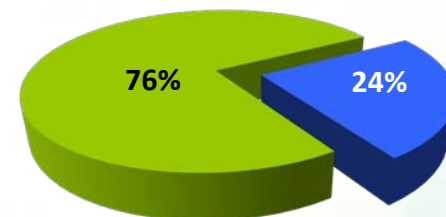
- ❑ Utilização máxima da capacidade agregada de entradas : **299,7** GWh/d, no dia 09.Jan;
- ❑ Contratação máxima VIP:
  - Entrada: 57,6 GWh/d (Fev.);
  - Saída: 41,9 GWh/d (23.Jan)

# Procura de GN por Segmento de Mercado: 2020 vs 2019

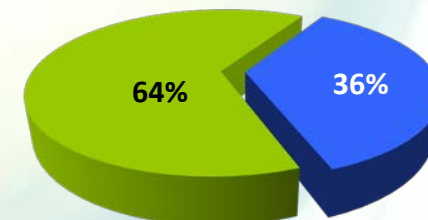


## Consumos por Mercado

2019



2020

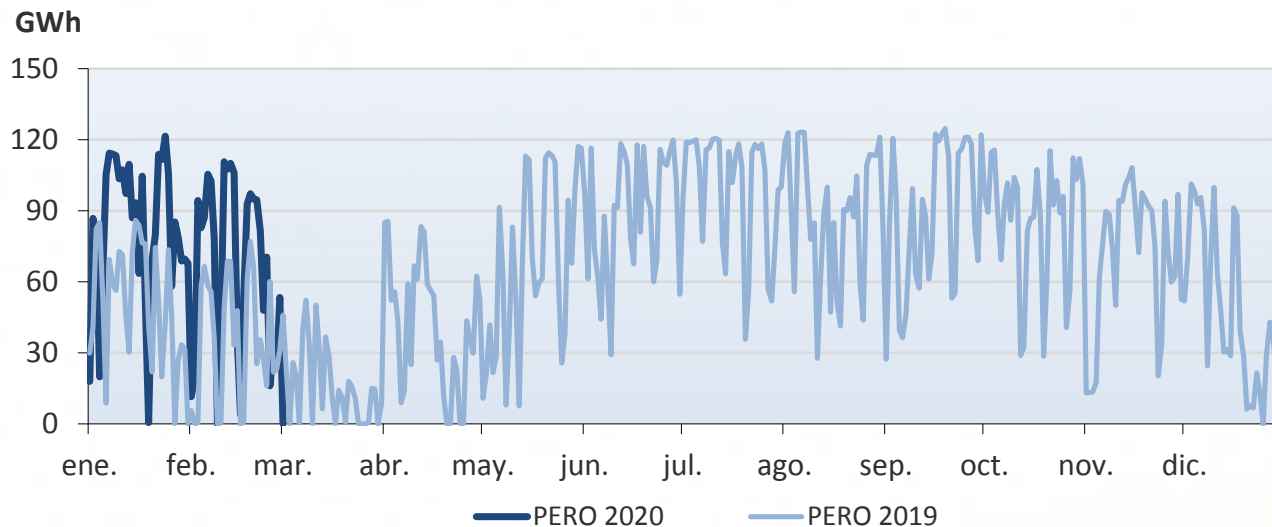


Segmento de Mercado	Jan - Fev 19		Jan - Fev 20		Variação Homóloga
	GWh	Fracção	GWh	Fracção	
Produção Eléctrica Ordinária	2 555	24%	4 419	36%	73%
Mercado Convencional (*)	7 885	76%	7 728	64%	-2%
Total	10 441	-	12 147	-	16%

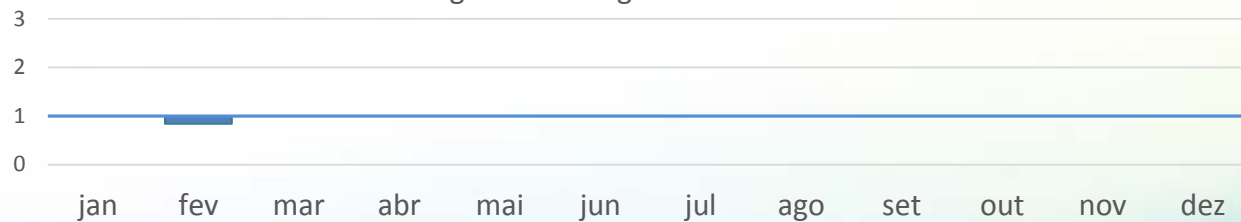
(\*) – Inclui as saídas das cisternas no Terminal para abastecimento do mercado nacional.

**Total de GN entregue entre 1997 e Fev.2020 ≈ 85,37 bcm**

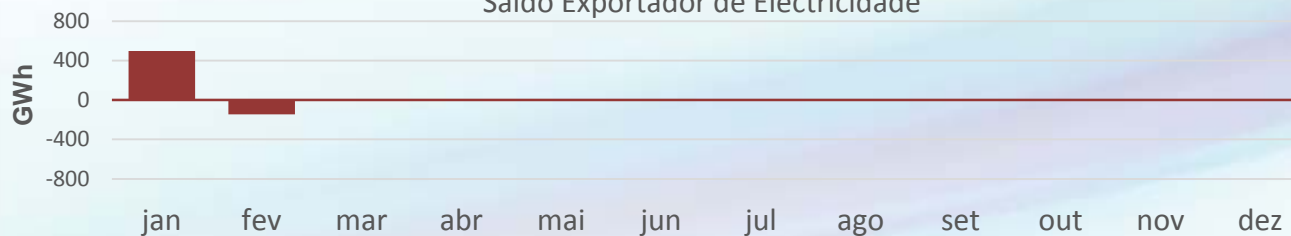
# Procura Segmento de PERO: 2020 vs 2019



Regime Hidrológico Médio Mensal

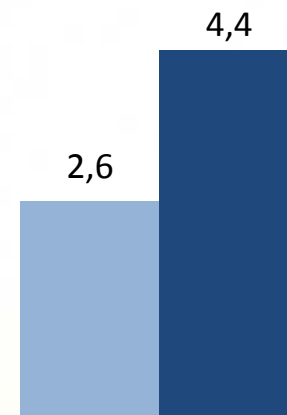


Saldo Exportador de Electricidade

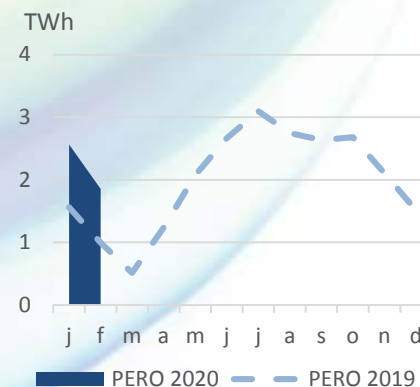


Evolução Homóloga

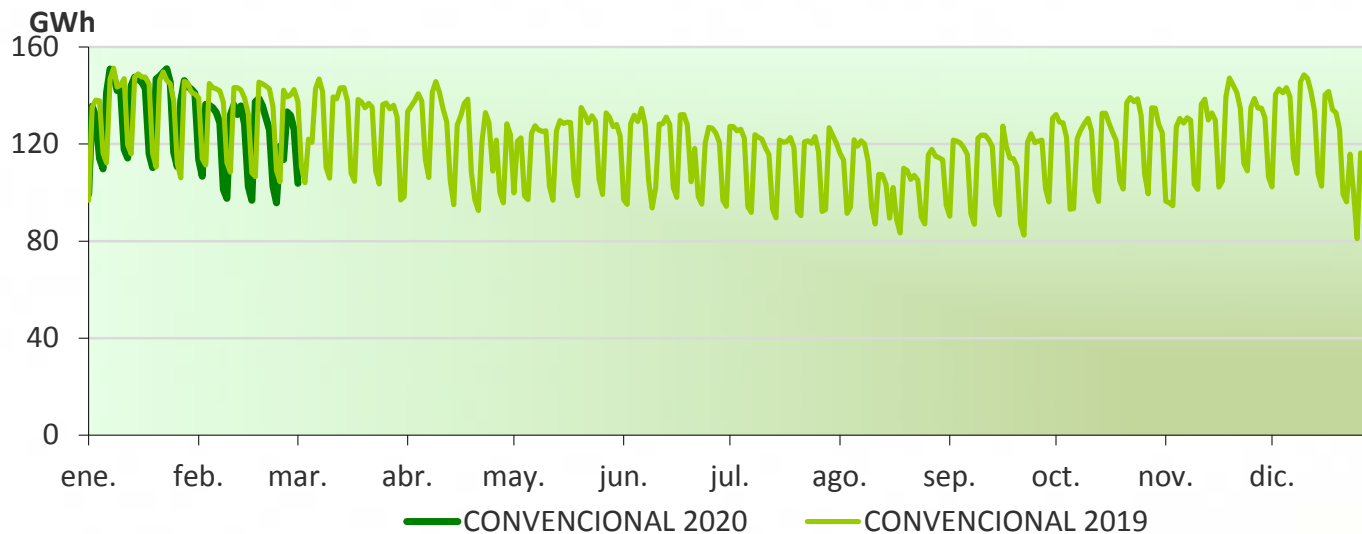
19/20 [TWh]



+73%



# Procura Segmento de Mercado Convencional: 2020 vs 2019



## Evolução Homóloga

19/20 [TWh]



Cientes Directos	2019	2020	Variação [%]
Cogeração	1 628.80	1 742.59	7
Indústria	430.35	466.15	8%
Refinaria	769.62	505.43	-34%
<b>Total</b>	<b>2 828.78</b>	<b>2 714.17</b>	<b>-4%</b>

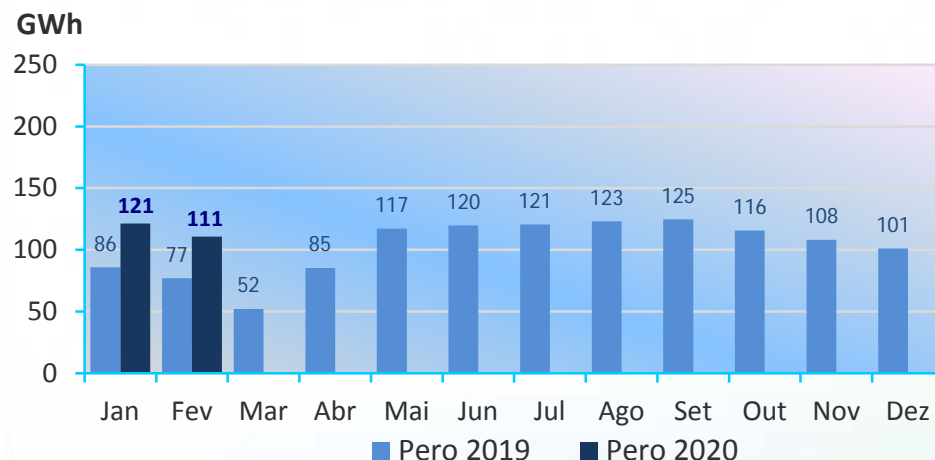
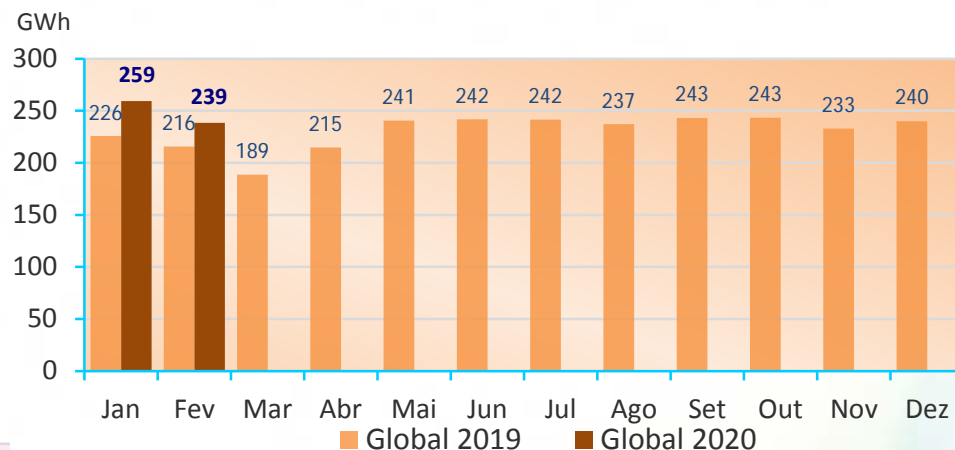
Distribuidora	2019	2020	Variação [%]
BEIRAGÁS	201.99	197.61	-2%
DIANAGÁS	5.91	7.39	25%
LISBOAGÁS	927.35	895.78	-3%
LUSITANIAGÁS	1 535.54	1 561.26	2%
PORTGÁS	1 448.73	1 433.23	-1%
SETGÁS	358.87	355.78	-1%
TAGUSGÁS	229.92	214.70	-7%
<b>Total</b>	<b>4 708.31</b>	<b>4 665.75</b>	<b>-1%</b>



# Máximos Diários de Procura de GN na RNTGN

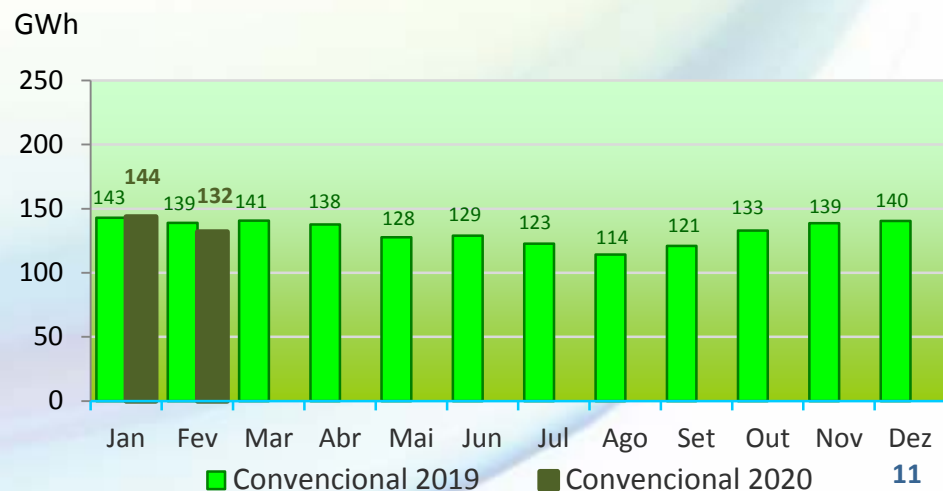
## Procura Global

Segmento de Mercado	05/12/2017
	GWh
PERO	125,3
Convencional	137,7
<b>Total</b>	<b>263,0</b>



## PERO

Segmento de Mercado	17/08/2017
	GWh
Produção Eléctrica Ordinária	134,5



## CONVENCIONAL

Segmento de Mercado	14/03/2013
	GWh
Mercado Convencional	148,5



# Destaques Operação da RNTIAT

## Transporte Máximo Diário na RNTGN

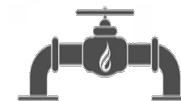
Saídas	23/01/2020 GWh
Consumo	255.4
Campo Maior	41.9
	<b>297.3</b>



Consumo	GWh
PERO	111.6
Clientes AP	49.2



Consumo	GWh
Distribuição	94.6



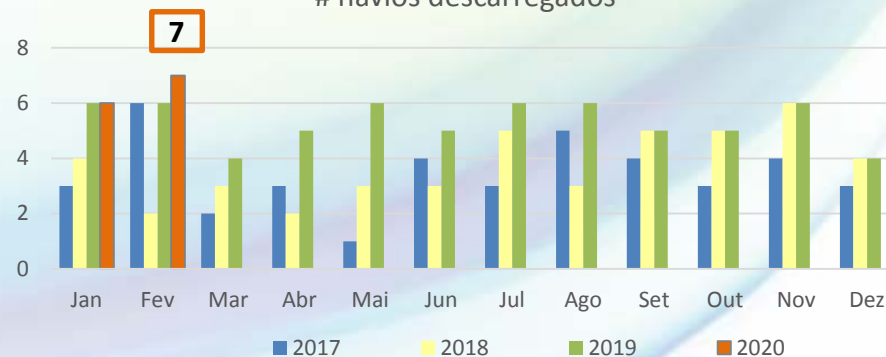
Consumo	GWh
Exportação	41.9

## Entrada Máxima Diária na RNTGN

Entradas	24/01/2020 GWh
TGNL	212.6
AS	90.4
	<b>303.0</b>

## Entrada Navios no TGNL

# navios descarregados



## Nota Operação – Factos Relevantes

---

**Janeiro:** Exportação física para Espanha, consequência das nomeações dos Agentes de Mercado, num total de 115 GWh; valor máximo diário de 41,9 GWh, registado no dia 23.

**Fevereiro:** Sem importação. Exportação física para Espanha, num total de 109 GWh; valor máximo diário de 26,3 GWh, registado no dia 19. Descarga de 7 navios. Operação de “bunkering”, na modalidade “truck-to-ship”.

## Nota Operação – Qualidade de Serviço na RNTGN

Indicadores de qualidade de serviço da RNTGN, para 2020:

Indicador - 34º RQS	Unidade	Jan-Fev
Número médio de interrupções por ponto de saída	-	0.000
Duração média das interrupções por ponto de saída (*) min/ponto saída		0.000
Duração média da interrupção	min/interrupção	0.000

(\*) - Média aritmética anual.

Características do GN - 40º RQS	Jan-Fev
Composição	Conforme
Parâmetros	Conforme

Situações de Emergência - 76º RQS	Unidade	Jan-Fev
Número Situações	-	0
Tempo resposta	min	-

Acidentes / incidentes, de acordo com o critério do EGIG – “European Gas Pipeline Incident Data Group” (definição de acidentes/incidentes nos últimos 5 anos: todas as ocorrências em que há fuga de GN não controlada):

- Valor acumulado 2020 = 0,29 incidentes/1000 km.ano

# ÍNDICE

---

## 1. ANÁLISE DO FUNCIONAMENTO DO SISTEMA - Jan a Fev 2020

Movimentação de GN na RNTIAT

Procura de GN

Notas de Operação

## 2. PREVISÃO DO REGIME DE EXPLORAÇÃO – Março a Maio 2020

Procura de GN

Plano de Indisponibilidades

## Previsão Procura Total de GN: Março a Maio 2020

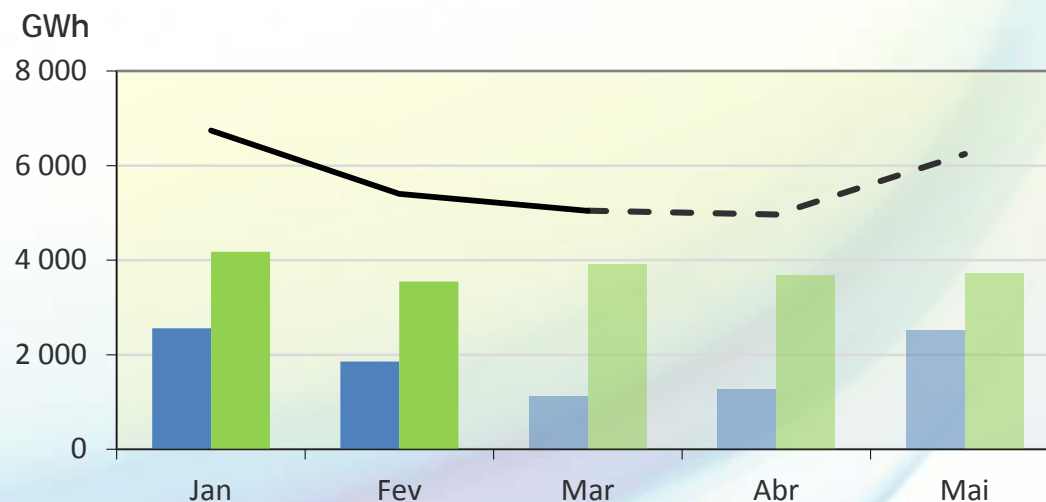
Segmento de Mercado	Jan Real	Fev Real	Mar Previsão	Abr Previsão	Mai Previsão	Total Prev
Produção Eléctrica Ordinária	2 564	1 855	1 122	1 277	2 526	9 344
Mercado Convencional (*)	4 180	3 547	3 923	3 692	3 718	19 060
<b>Total</b>	<b>6 744</b>	<b>5 402</b>	<b>5 045</b>	<b>4 969</b>	<b>6 244</b>	<b>28 404</b>

(\*) - Inclui as saídas das cisternas no Terminal para abastecimento do mercado nacional.

### Notas relativas às previsões:

⇒ PERO: consumo real registado e a evolução mensal prevista pela Informação de Mercados para um regime hidrológico médio.

⇒ Os valores do Mercado Convencional apresentados foram estimados tendo por base os valores homólogos de 2019.



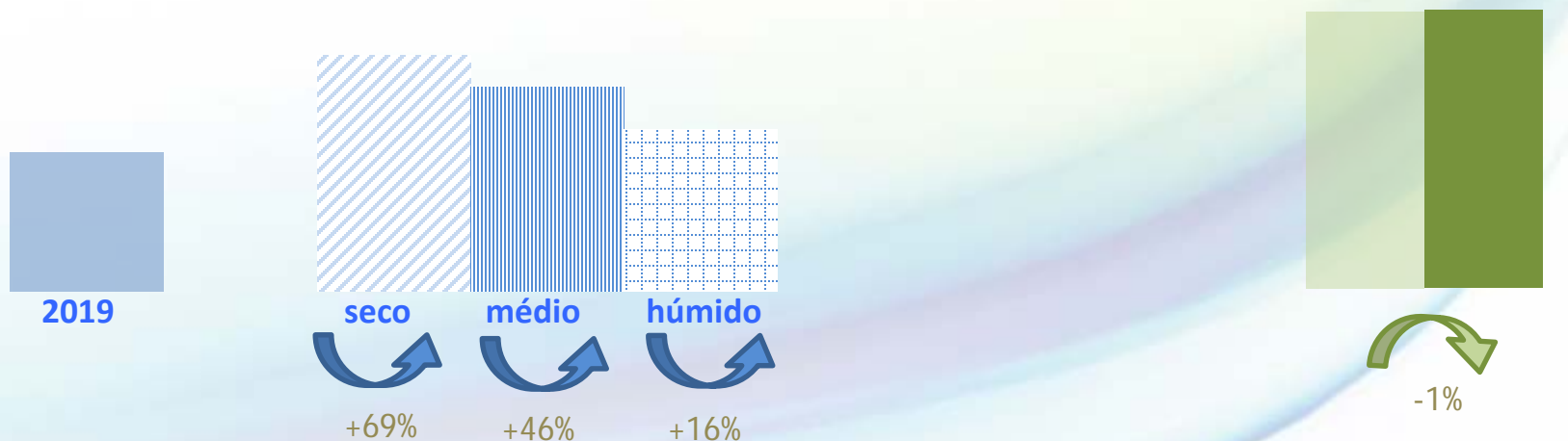


# Previsão Procura GN por Segmento de Mercado: 2020 vs 2019

Segmento de Mercado	Jan - Mai 19		Jan - Mai 20		Variação Homóloga
	GWh	Fracção	GWh	Fracção	
Produção Eléctrica Ordinária	6 380	25%	9 344	33%	46%
Mercado Convencional (*)	19 218	75%	19 060	67%	-1%
<b>Total</b>	<b>25 598</b>	<b>-</b>	<b>28 404</b>		<b>11%</b>

(\*) - Inclui as saídas das cisternas no Terminal para abastecimento do mercado nacional.

## PERO: Caracterização por Regime



# Plano de Indisponibilidades

AS - Movimento de Extracção				
25.Mar - 27.Mar	48h	Total	Calibração Instrumentação	
AS - Movimento de Injecção				
23.Mar - 25.Mar	48h	Total	Calibração Instrumentação	
TGNL - Enchimento de Camiões Cisterna				
03.Abr - 03.Abr	12h	Total	Teste Funcional - Vários equipamentos	
29.Mai - 29.Mai	14h	Total	Teste Funcional - Vários equipamentos	
TGNL - Descarga de Navios Metaneiros				
11.Mai - 15.Mai	110h	Total	Manutenção braços descarga	
18.Mai - 22.Mai	110h	Total	Manutenção braços descarga	
29.Mai - 29.Mai	14h	Total	Teste Funcional - Vários equipamentos	
TGNL - Emissão para a RNTGN				
29.Mai - 29.Mai	12h	Total	Teste Funcional - Vários equipamentos	
RNTGN				

Sem indisponibilidades previstas para este período.

# **CTSOSEI – LXXXIX Reunião**

## **Gestão do Sistema**

Lisboa, 11 de Março 2020

# Operación del Sistema Gasista



# Índice

---

- 1. Evolución demanda bimestral**
- 2. Evolución de la operación**
- 3. Avance mes en curso y mes siguiente**

# Índice

---

## **1. Evolución demanda bimestral**

2. Evolución de la operación
3. Avance mes en curso y mes siguiente



# Demanda Nacional Gas Natural

ene-feb 2020 vs ene-feb 2019



## Demanda

ene-2020

% Δ s/ ene 2019

Unidad: TWh

Convencional	32,3	-3,0%
D/C + PyMES	11,5	-7,4%
Industrial	19,5	-1,1%
Cisternas	1,4	10,8%
S. Eléctrico	7,5	9,5%
<b>TOTAL</b>	<b>39,9</b>	<b>-0,9%</b>



Descenso del **mercado convencional** respecto a ene-19 resultado de unas temperaturas más cálidas.



Crecimiento de la **demanda de gas para generación eléctrica** debido a la mayor representación de los CTCC's en el Hueco térmico (86% para el gas)



## Demanda

feb-2020

% Δ s/ feb 2019

Unidad: TWh

Convencional	26,3	-3,5%
D/C + PyMES	7,2	-14,0%
Industrial	18,0	0,9%
Cisternas	1,2	5,3%
S. Eléctrico	5,7	5,1%
<b>TOTAL</b>	<b>32,1</b>	<b>-2,0%</b>



Descenso del **mercado convencional** respecto a feb-19 resultado de unas temperaturas más cálidas.



Crecimiento de la **demanda de gas para generación eléctrica** debido a una mayor representación de los CTCC's en el hueco térmico (74% para el gas).

(\*) El año 2020 es bisiesto

# Índice grandes industriales de gas

## IGIG Enero 2020 vs Enero 2019

**Incremento ene 2020 vs ene 2019: -0,9%**

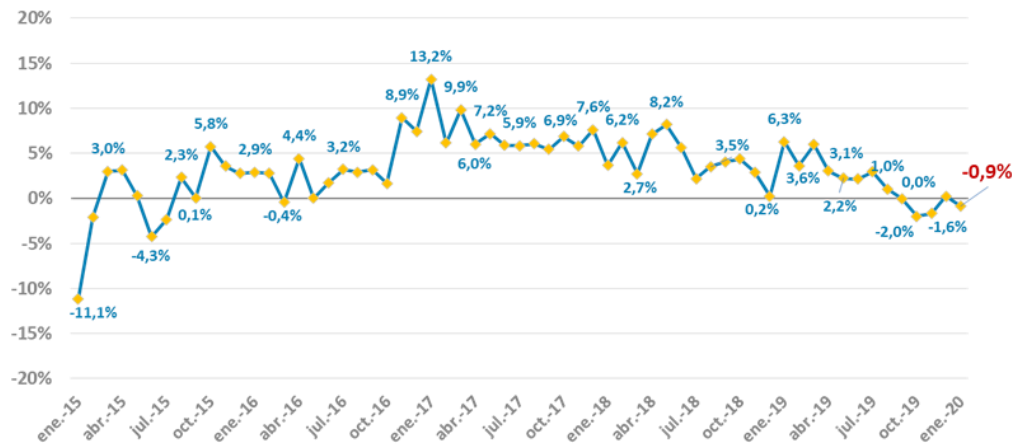
- Mayores subidas en el sector **Servicios**
- Mayores descensos en el sector **Textil y Papel**

213,9

Unidad: TWh

~60% demanda convencional

~49% demanda total nacional



● TAM feb 19-ene 20

% Δ enero 2020 vs enero 2019

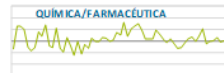
Unidad TWh

42



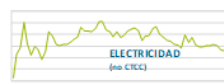
+0,3%

29



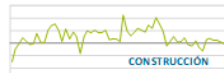
-1%

29



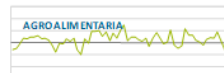
-5%

24



-3%

21



-6%

19



-3%

18



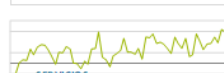
-8%

15



-2%

13



+31%

2



-10%

# Índice grandes industriales de gas

## IGIG Febrero 2020 vs Febrero 2019

**Incremento feb 2020 vs feb 2019: +0,9%**

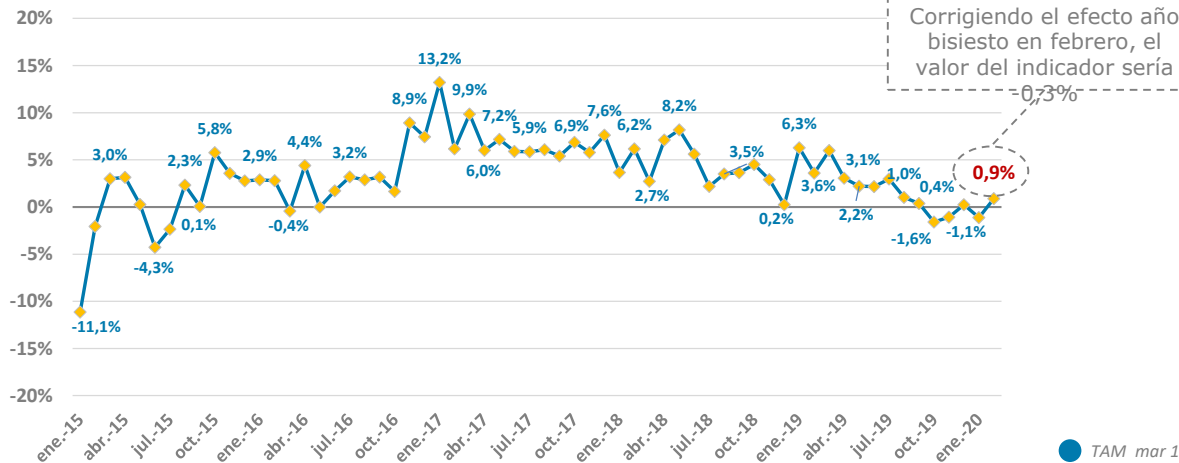
- Mayores subidas en el sector **Servicios**
- Mayores descensos en el sector **Papel y Textil**

**214,2**

Unidad: TWh

~75% demanda convencional

~54% demanda total nacional



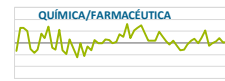
Unidad TWh

42



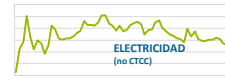
-2%

30



+5%

29



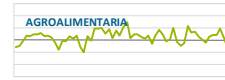
-2%

24



+2%

21



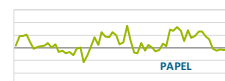
-2%

19



-1%

18



-7%

15



+7%

13



+18%

2



-5%

● TAM mar 19-feb 20

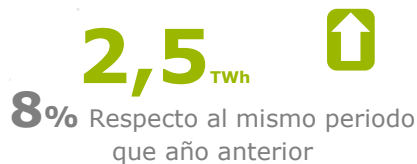
% Δ febrero 2020 vs febrero 2019

(\*) El año 2020 es bisiesto.

# Mercado cisternas GNL

Ene-feb 2020 vs ene-feb 2019

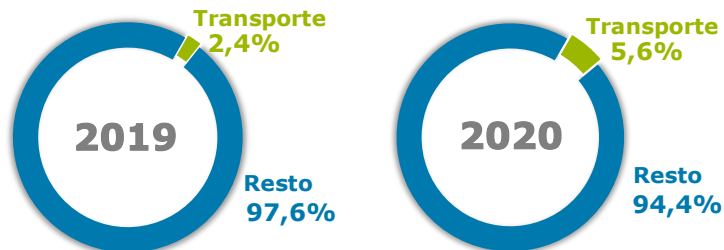
Mercado de cisternas



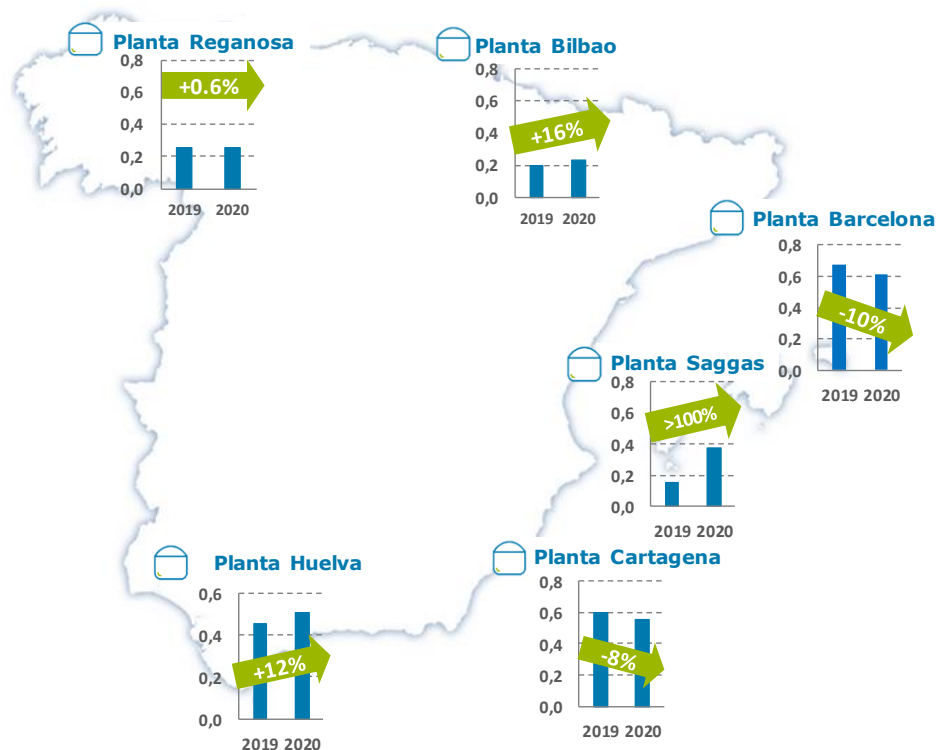
Número de pedidos



Demanda para transporte



## Reparto por terminal de GNL

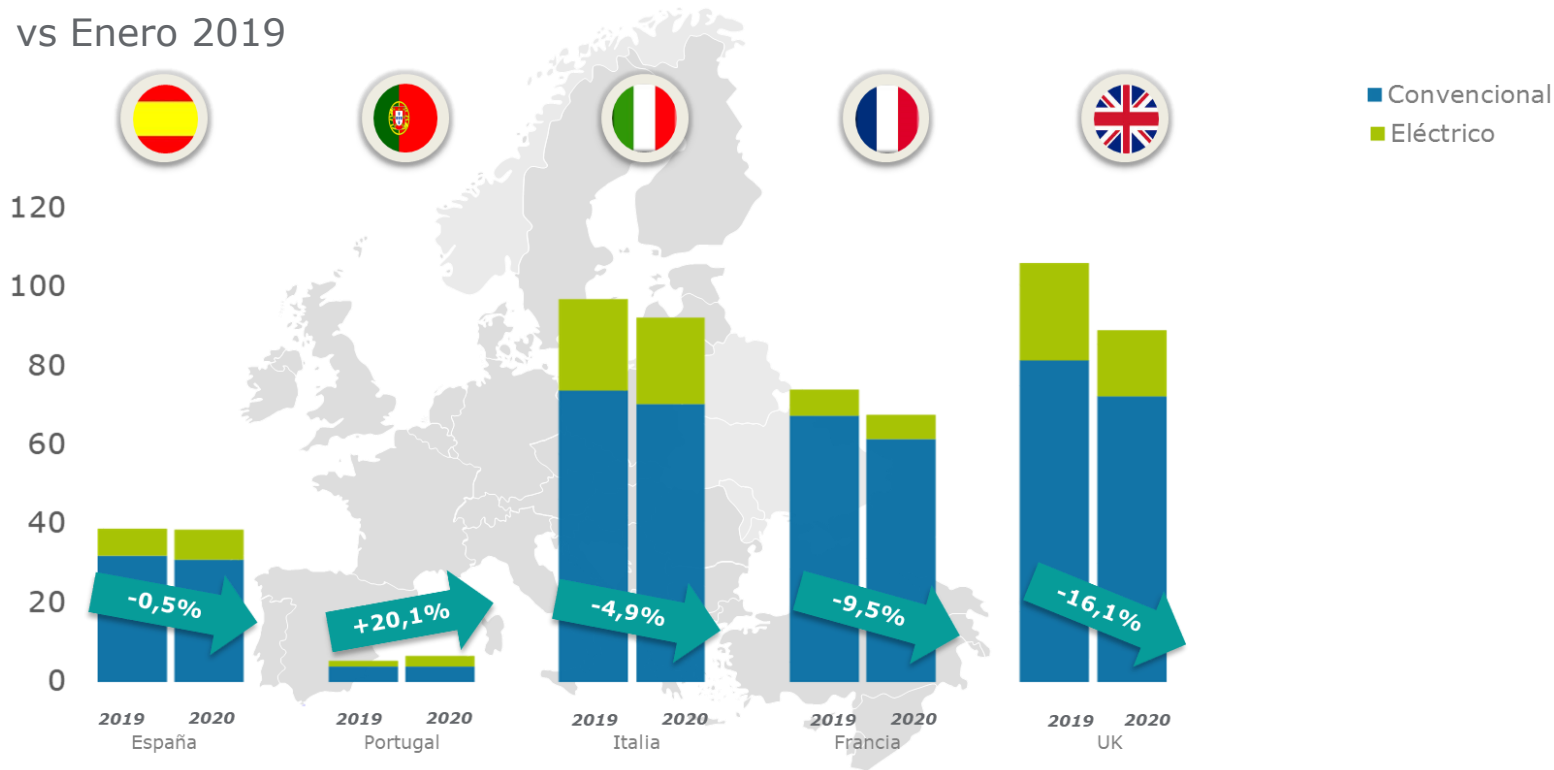


(\*) El año 2020 es bisiesto.

Fuente: Elaboración propia

# Demanda total gas natural marco europeo

Enero 2020 vs Enero 2019

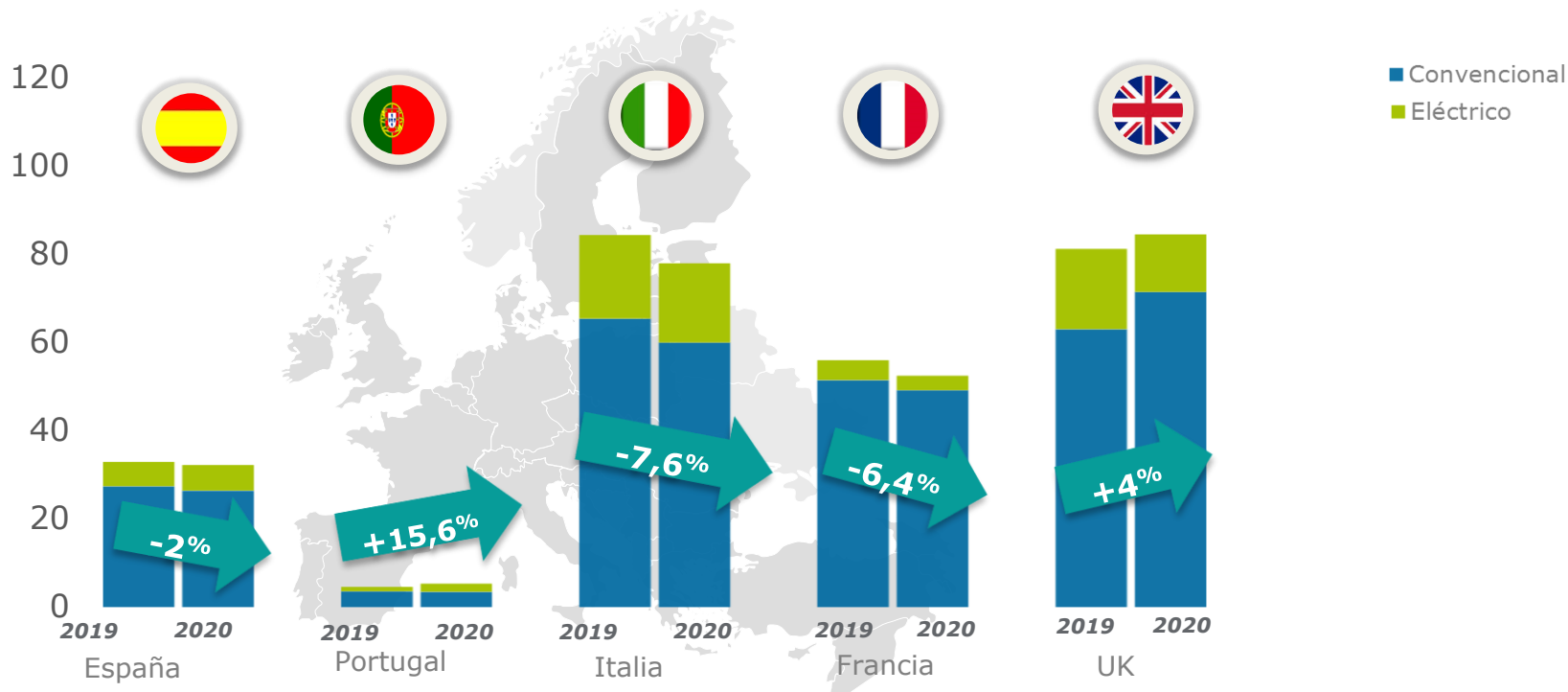


- ✓ **DC + PyMES:** Descenso generalizado en todos los países: España(-7,0%), Italia(-5,2%), Francia (-10,8%), UK (-12,0%) y Portugal (-0,1%).
- ✓ **Sector eléctrico:** Descenso en todos los países excepto en España (+10,4%) y Portugal (+70,4%).

Fuente: webs TSOs (REN, GRT Gaz, TIGF, National Grid, Snam)

# Demanda total gas natural marco europeo

Febrero 2020 vs Febrero 2019



- ✓ **DC + PyMES:** Descenso generalizado en todos los países: España (-14,0%), Italia (-8,6%), Francia (-5,7%), Portugal (-1,3%) y subida en UK (+13,8%).
- ✓ **Sector eléctrico:** Descenso en todos los países excepto en España (+5,1%) y Portugal (+86,5%).

(\*) El año 2020 es bisiesto.

Fuente: webs TSOs (REN, GRT Gaz, TIGF, National Grid, Snam)



# Índice

---

1. Evolución demanda bimestral
- 2. Evolución de la operación**
3. Avance mes en curso y mes siguiente

# Resumen bimestral: ene-feb

## ENTRADAS 60,9 TWh

GN TWh	ene-feb		Variación	
	2019	2020	ΔTWh	% Δ
Tarifa	13,5	4,3	-9,2	-68 %
Almería	13,5	9,9	-3,6	-27 %
VIP Pirineos	11,8	5,2	-6,6	-56 %
VIP Ibérico	0,9	0,3	-0,5	-62 %
Producción Nacional	0,4	0,1	-0,2	-66 %
Extracción AASS (*)	2,7	5,6	2,9	>100 %
<b>TOTAL</b>	<b>40,1</b>	<b>19,9</b>	<b>-20,2</b>	<b>-50%</b>

(\*) No incluido en el TOTAL

GNL TWh	ene-feb		Variación	
	2019	2020	ΔTWh	% Δ
Barcelona	9,3	9,5	0,1	+1 %
Huelva	6,4	9,9	3,5	+55 %
Cartagena	0,9	7,2	6,3	>100 %
Bilbao	8,7	13,0	4,4	+51 %
Sagunto	0,0	0,6	0,6	>100 %
Mugardos	0,9	0,8	0,0	-2 %
<b>TOTAL</b>	<b>26,1</b>	<b>41,0</b>	<b>14,9</b>	<b>57%</b>

## SALIDAS 72,9 TWh

GN TWh	ene-feb		Variación	
	2019	2020	ΔTWh	% Δ
Demanda Nacional	73,0	71,9	-1,0	-1 %
VIP Pirineos	0,0	0,1	0,1	>100 %
VIP Ibérico	0,6	0,4	-0,2	-31 %
Carga de buques	0,0	0,3	0,3	>100 %
Inyección AASS (*)	0,0	0,0	0,0	>100 %
Gas de operación	0,2	0,2	0,0	-2 %
<b>TOTAL</b>	<b>73,8</b>	<b>72,9</b>	<b>-0,9</b>	<b>-1%</b>

### Entradas 60,9 TWh

↑ -5,2 TWh vs. 2018  
-7,9% Δ

- ✓ GNL
- ✓ GN
- ✓ Produc. Nacional
- ✓ Biometano

2020  
ene-feb



### Salidas 72,9 TWh

↑ -0,9 TWh vs. 2018  
-1,2% Δ

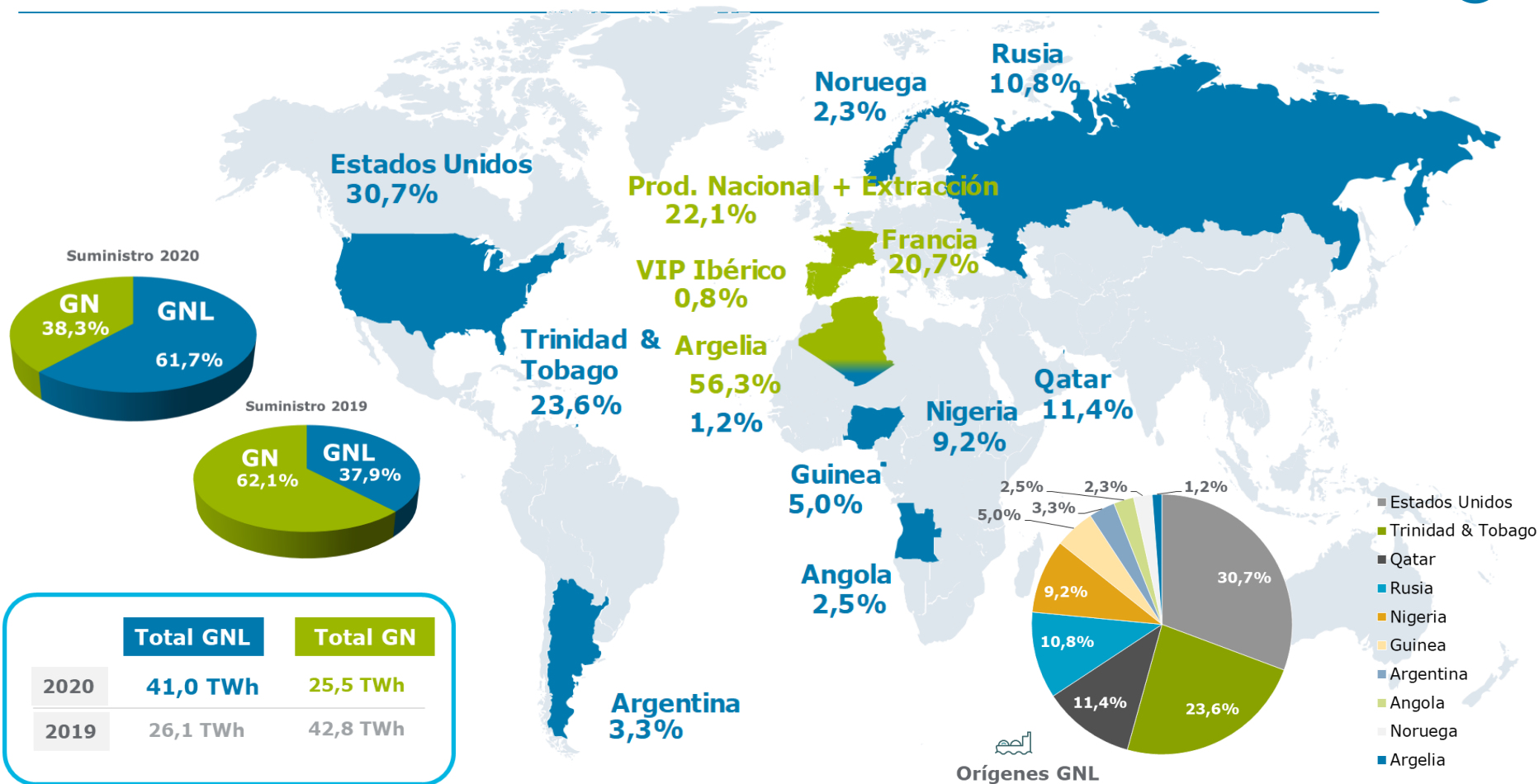
- ✓ Demanda nacional
- ✓ Exportación
- ✓ Gas operación
- ✓ Cargas

Entradas 66,1 TWh

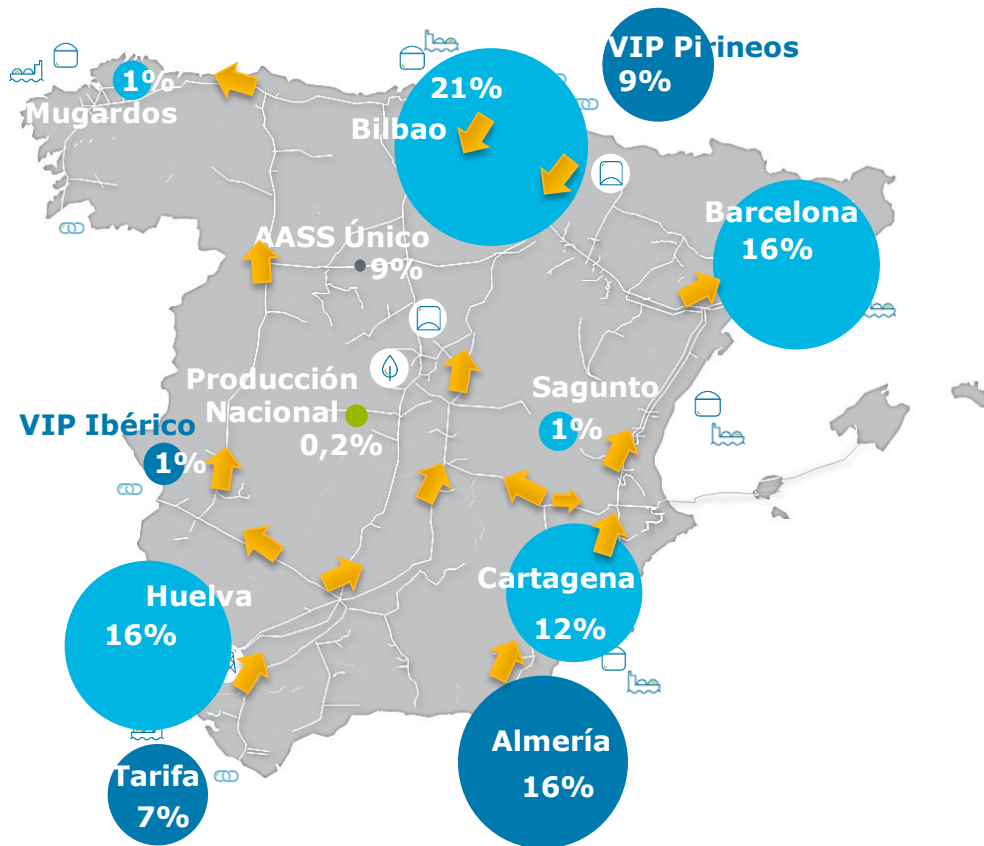
ene-feb  
2019

Salidas 73,8 TWh

# Resumen bimestral orígenes del suministro: ene-feb

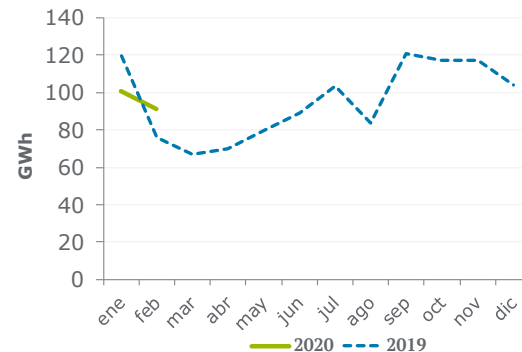


# Resumen bimestral: flujos y distribución % entradas



Cinco entradas del sistema suministran más del **80% del mercado gasista español**

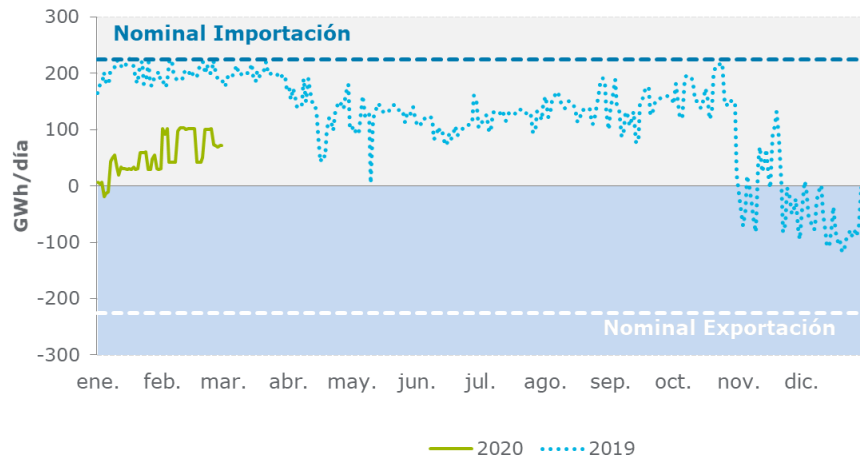
## Gas de operación



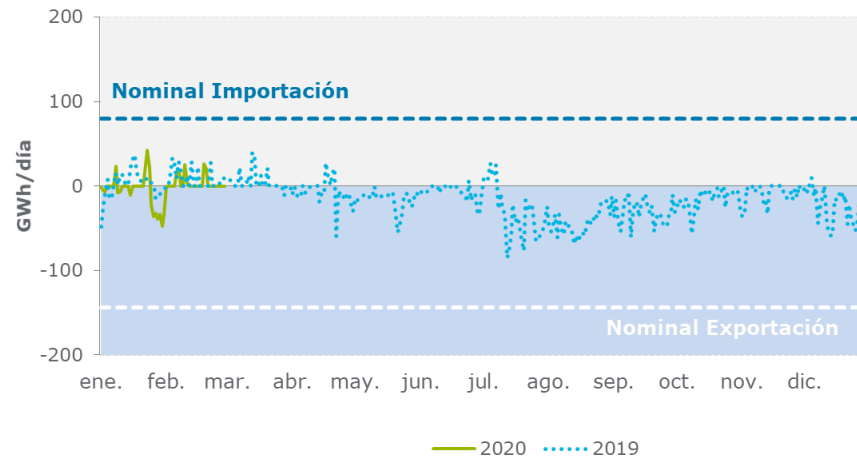
	ene-feb 2020	ene-feb 2019	% Δ
EECC	150	147	+1,8%
Plantas	1	1	-15,3%
AASS	9	9	-4,8%
ERMs	33	38	-14,4%
Total	192	195	-1,8%

## Conexiones internacionales europeas

VIP Pirineos



VIP Ibérico

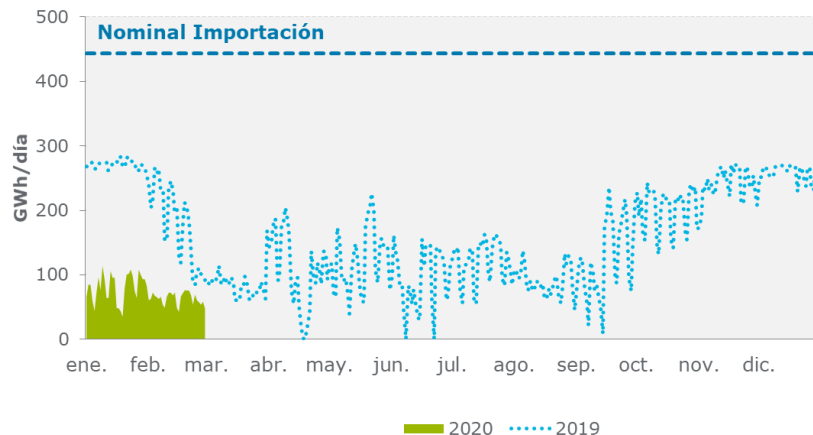


**VIP Pirineos:** Se inicia el año con saldo neto importador, con valores muy por debajo a los alcanzados en el mismo periodo de 2019

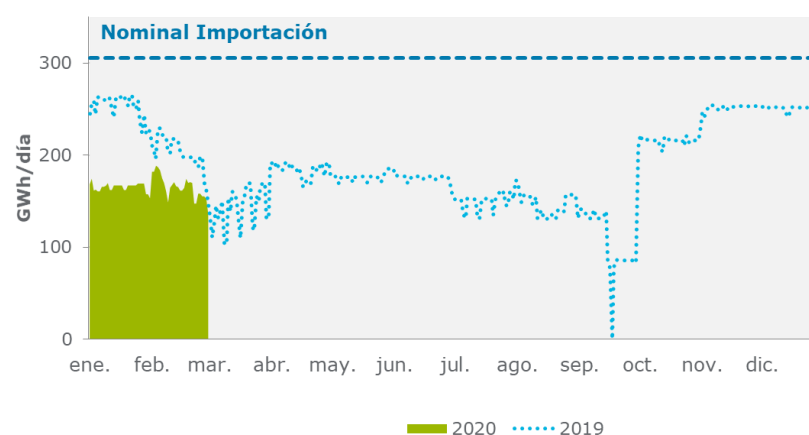
**VIP Ibérico:** Flujos similares a los registrados en el mismo periodo de 2019

## Conexiones internacionales norte de África

Tarifa



Almería



**Tarifa y Almería:** Valores muy por debajo de los alcanzados para el mismo periodo del año anterior

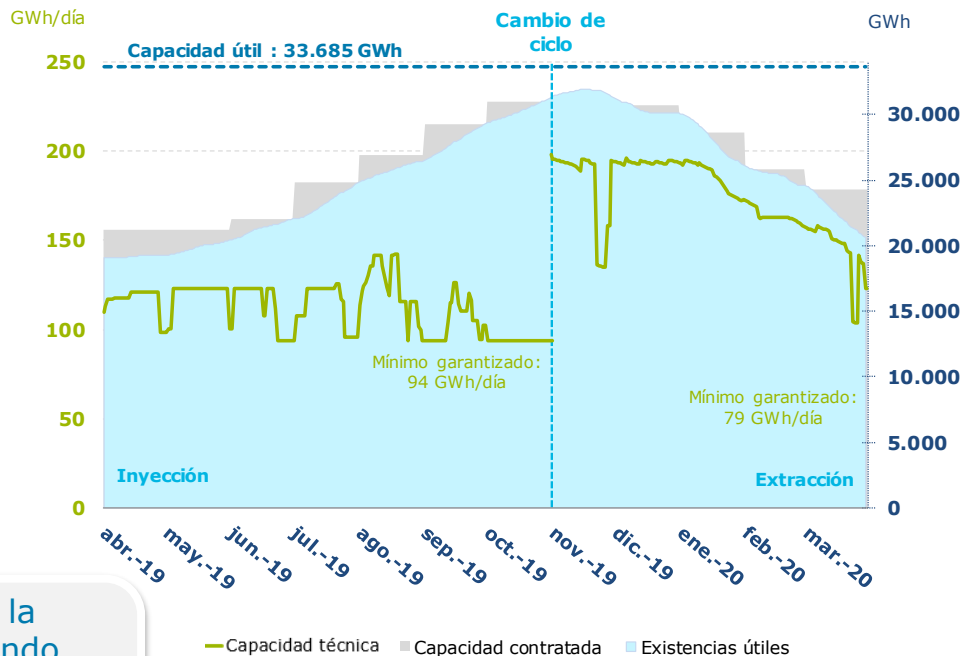


## Almacenamientos subterráneos

Unidad: GWh

		feb-20	feb-19	Δ
Capacidad útil		33.685	32.059	+5,1%
Contratación		25.856	21.078	+22,7%
Capacidad disponible		7.829	10.981	
Existencias				
Útiles		24.600	20.015	+22,9%
Colchón		28.793	28.793	
% llenado		73%	62%	
Detalle campana 19/20	Inyección acumulada			
	Física	12.836	6.464	+98,6%
	para Gas Colchón	0	0	
	Extracción acumulada			
	Física	7.391	4.341	+70,2%

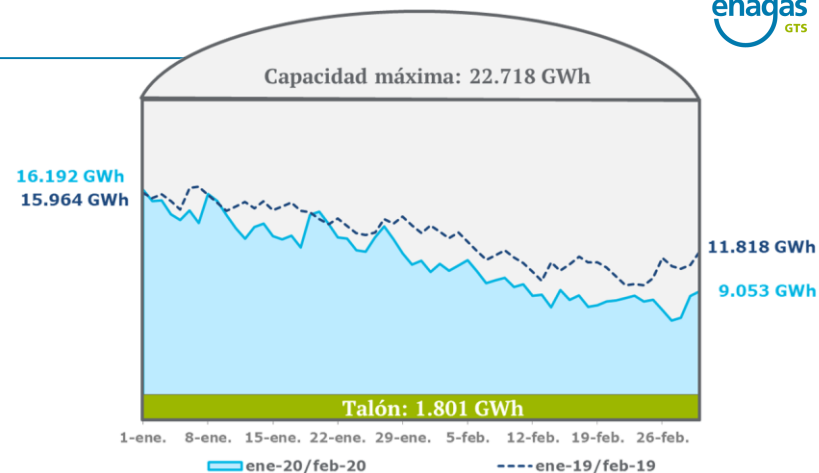
## Capacidad técnica vs. Existencias útiles



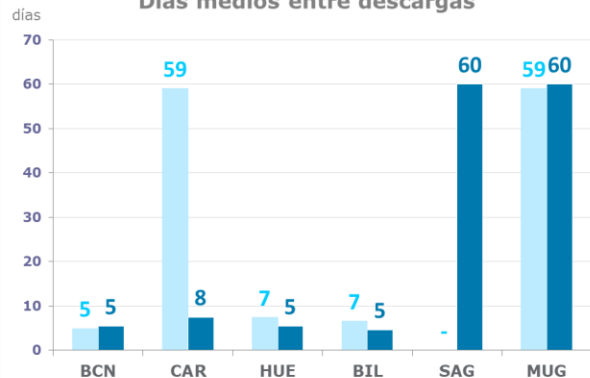
Desde el inicio de la campaña, se ha **duplicado** la inyección respecto a la campaña anterior, alcanzando valores de existencias a 1-nov-19 próximas a la capacidad nominal. En consonancia, se ha registrado **un aumento significativo** en la extracción

# Resumen bimestral: ene-feb

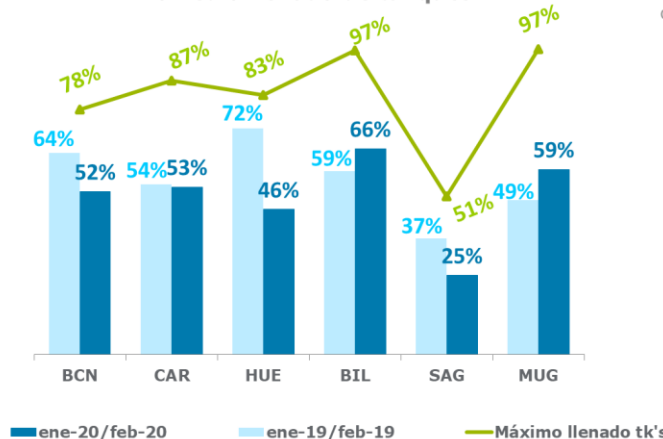
En este periodo del año, el nivel de llenado en tanques se ha sido ligeramente inferior al registrado en el mismo periodo del año anterior



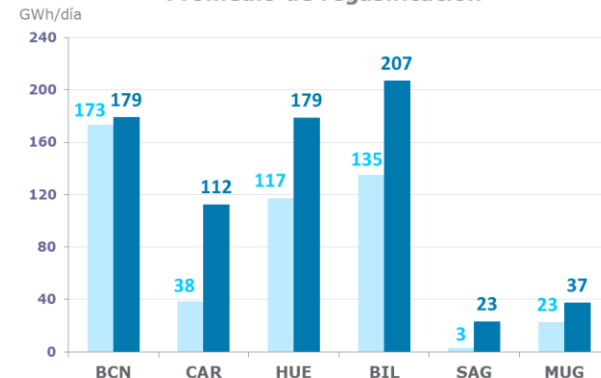
Días medios entre descargas



Promedio llenado de tanques



Promedio de regasificación



# Índice

---

1. Evolución demanda bimestral
2. Evolución de la operación
- 3. Avance mes en curso y mes siguiente**

## Regasificación

- Necesaria para cubrir salidas en PVB: **21,0 TWh**
- Programada por usuarios: **21,5 TWh**
- Contratada por usuarios a 21-feb: **23,4 TWh**

Flujo entradas  
CCII: 9,9 TWh

	Flujo Entradas
VIP Pirineos	3,1 TWh
VIP Ibérico	0,0 TWh
Tarifa	2,5 TWh
Almería	4,3 TWh

Previsión de demanda nacional:  
**32,0 TWh**

26,5 TWh convencional + 1,2 TWh Cisternas  
4,3 TWh Sector Eléctrico



Viabilizadas  
todas las  
solicitudes

Nº descargas  
viabilizadas: **31**  
28,9 TWh

Neto AASS:  
0,3 TWh de  
extracción

Máximo de existencias  
previsto: **15.960 GWh**  
(70%) el 31-mar

	Solicitadas	Viabilizadas
Barcelona	7L	7L
Huelva	6L	6L
Cartagena	4L	4L
Bilbao	8L	8L
Sagunto	2L+2M	2L+2M
Mugardos	2L	2L

	Máx. existencias previsto
Barcelona	588 Mm3 (77%) el 31-mar
Cartagena	445 Mm3 (76%) el 14-mar
Huelva	543 Mm3 (88%) el 27-mar
Bilbao	395 Mm3 (88%) el 11-mar
Sagunto	396 Mm3 (66%) el 31-mar
Mugardos	199 Mm3 (66%) el 1-mar

# Mes en curso y siguiente: abril

**Primer mes de asignación de slots de descarga siguiendo lo establecido en la Circular 8/2019 de la CNMC, de 23 de diciembre**

**Contratados  
el 100% de  
los slots  
ofertados**

## Regasificación

- Necesaria para cubrir salidas en PVB: **16,4 TWh**
- Contratada por usuarios a 21-feb: **23,4 TWh**

**Flujo entradas  
CCII: 10,7 TWh**

	Flujo Entradas
VIP Pirineos	2,5 TWh
VIP Ibérico	0,0 TWh
Tarifa	3,5 TWh
Almería	4,7 TWh

**Previsión de demanda nacional:  
28,2 TWh**

**22,4 TWh convencional + 1,1 TWh Cisternas  
4,7 TWh Sector Eléctrico**



24 descargas  
desestimadas  
≈25 TWh

**Nº descargas  
asignadas: 19  
18,7 TWh**

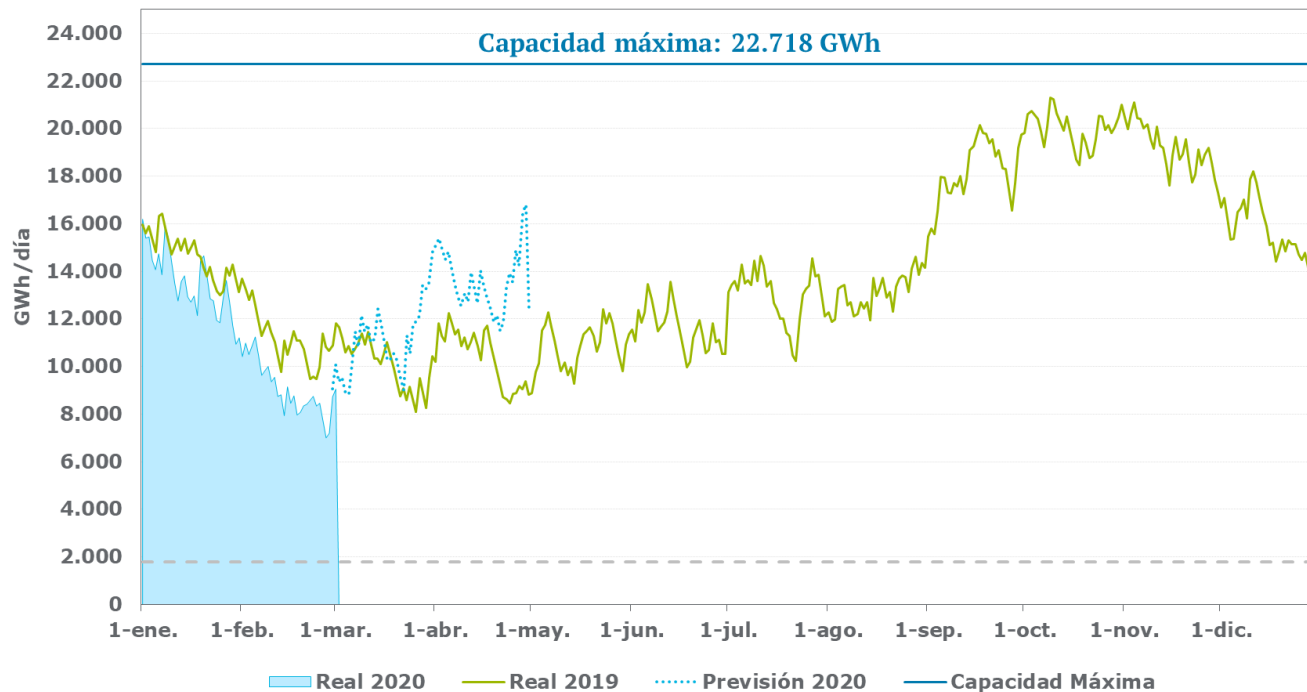
**Neto AASS:  
0,0 TWh de  
extracción**

**Máximo de existencias  
previsto: 16.818 GWh  
(74%) el 30-abr**

	Solicitadas	Asignadas
Barcelona	8L	4L
Huelva	7L	3L
Cartagena	7L	3L
Bilbao	12L	7L
Sagunto	4L	1L
Mugardos	5L	1L

	Máx. existencias previsto
Barcelona	687 Mm3 (90%) el 29-abr
Cartagena	485 Mm3 (83%) el 23-abr
Huelva	509 Mm3 (82%) el 29-abr
Bilbao	434 Mm3 (97%) el 6-abr
Sagunto	403 Mm3 (67%) el 1-abr
Mugardos	162 Mm3 (54%) el 1-abr

## Evolución de existencias en plantas







# CTSOSEI - LXXXIX Reunião

**RESULTADOS DOS MERCADOS DE OPERAÇÃO  
JANEIRO DE 2019 A FEVEREIRO DE 2020**

---

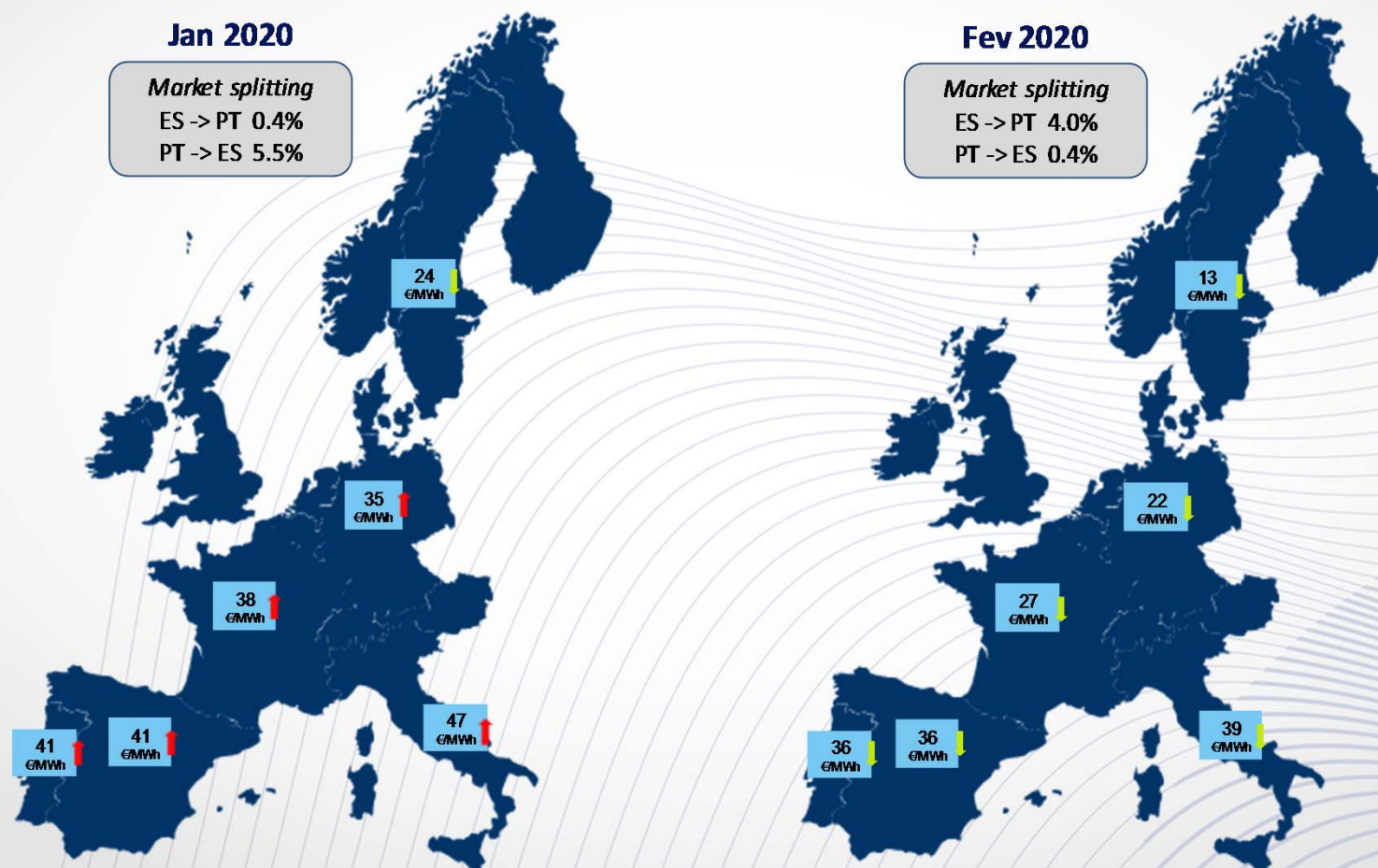
**11** Março 2020

**LISBOA**

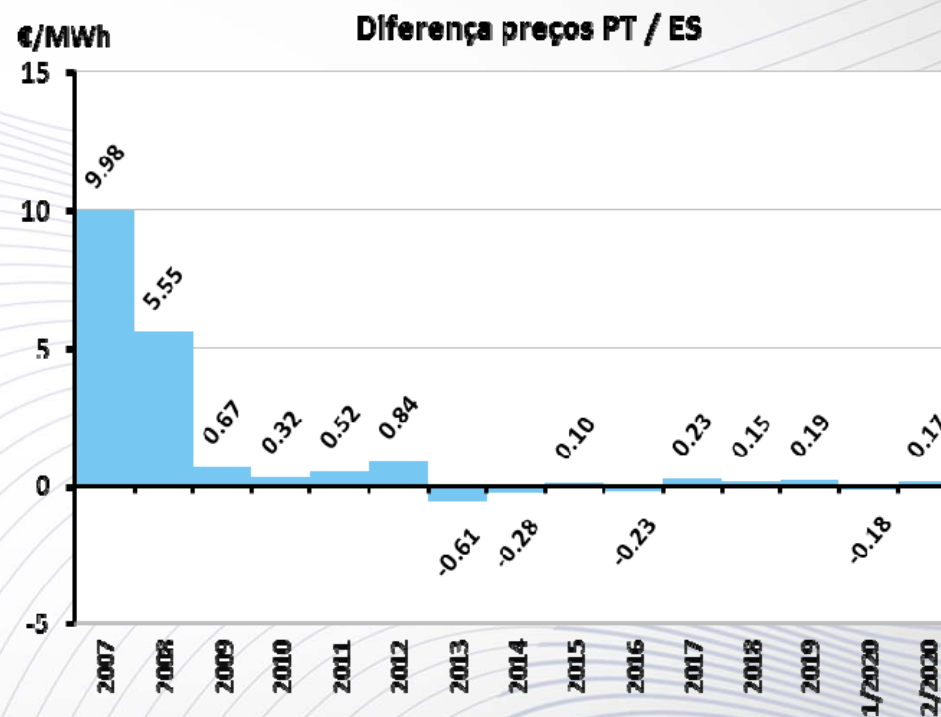
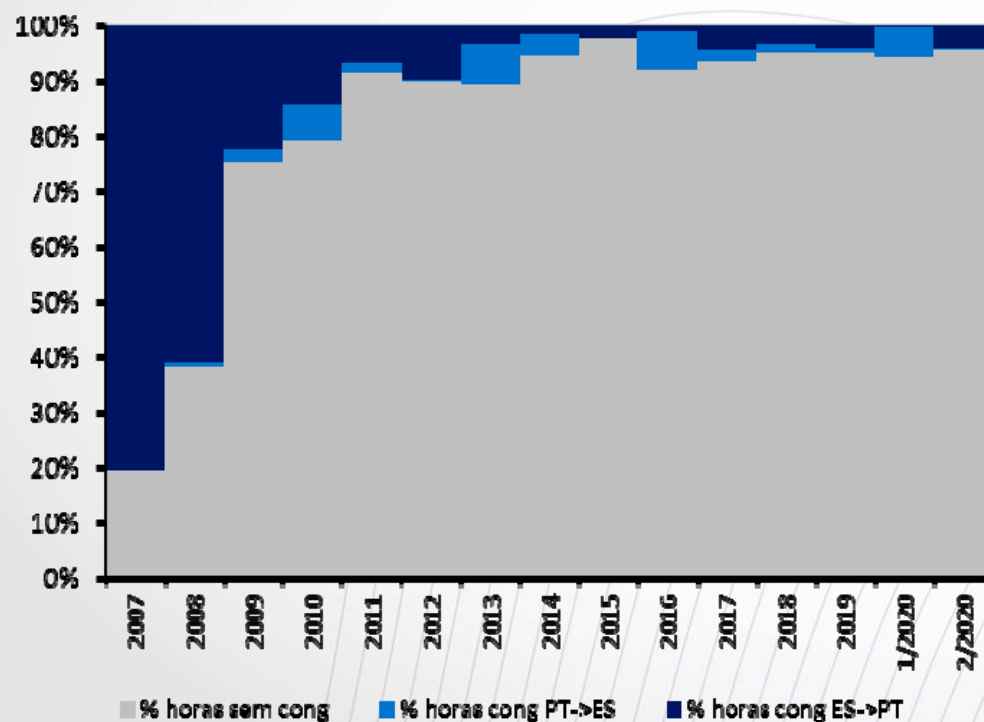




# Preço Médio Mercado Diário



# Preço Médio Mercado Diário



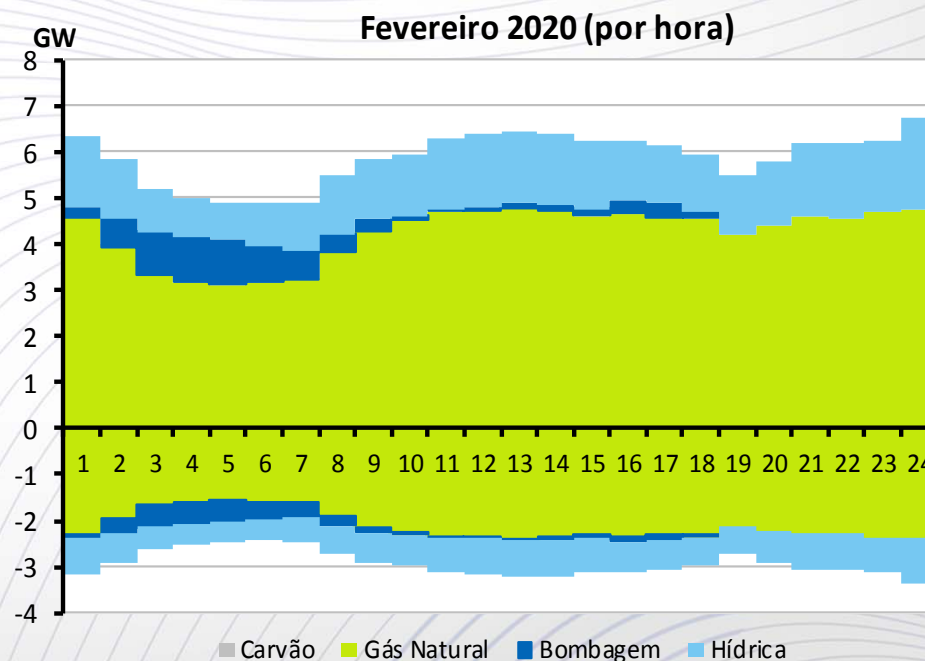
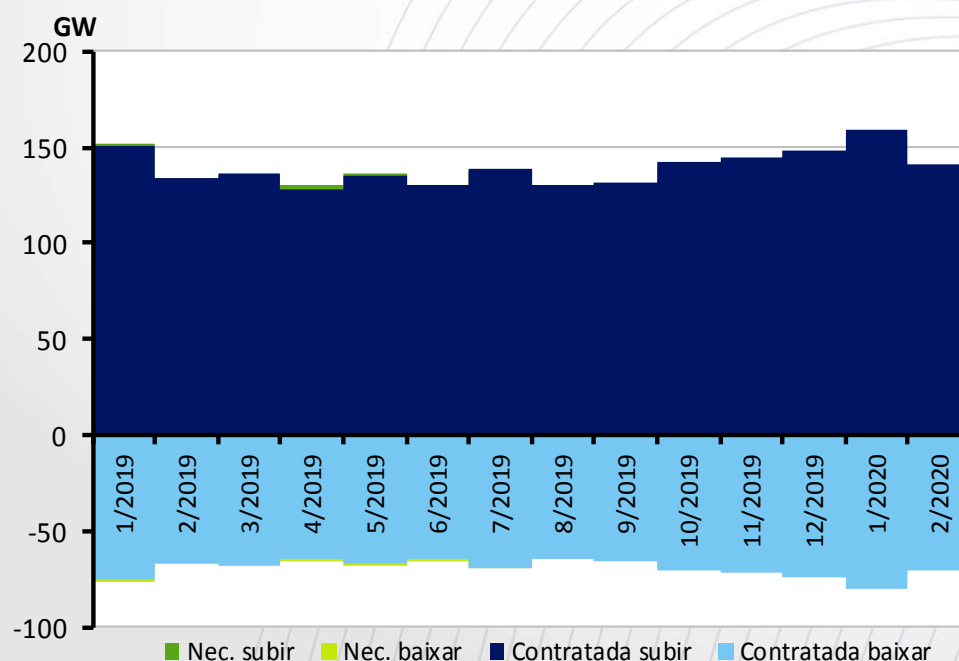
# Banda Regulação Secundária

## Banda Contratada



Acumulado até Fev	2019	2020
Necessidades banda [GW]	428.4	437.2
Banda contratada [GW]	426.2	450.6
Satisfação	99%	103%

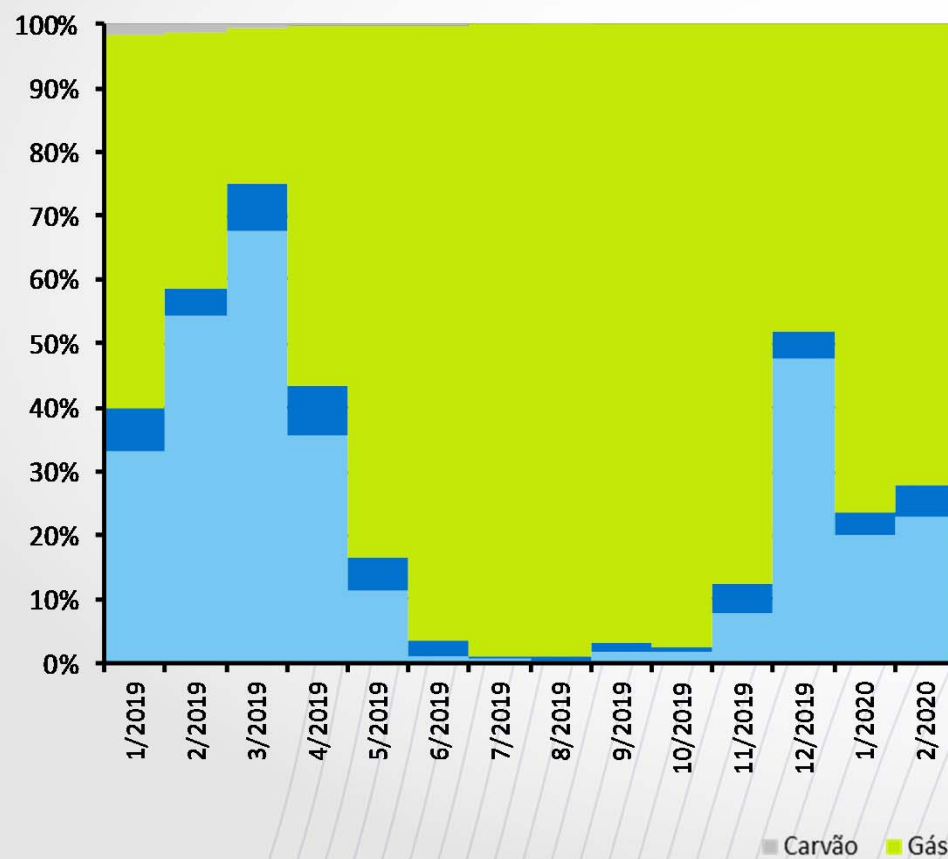
Valores mensais	1/2020	2/2020	Δ
Necessidades banda [GW]	232.6	204.6	-12%
Banda contratada [GW]	238.9	211.7	-11%
Satisfação	103%	103%	-
Consumo do SEN [GWh]	4 858	4 117	-15%



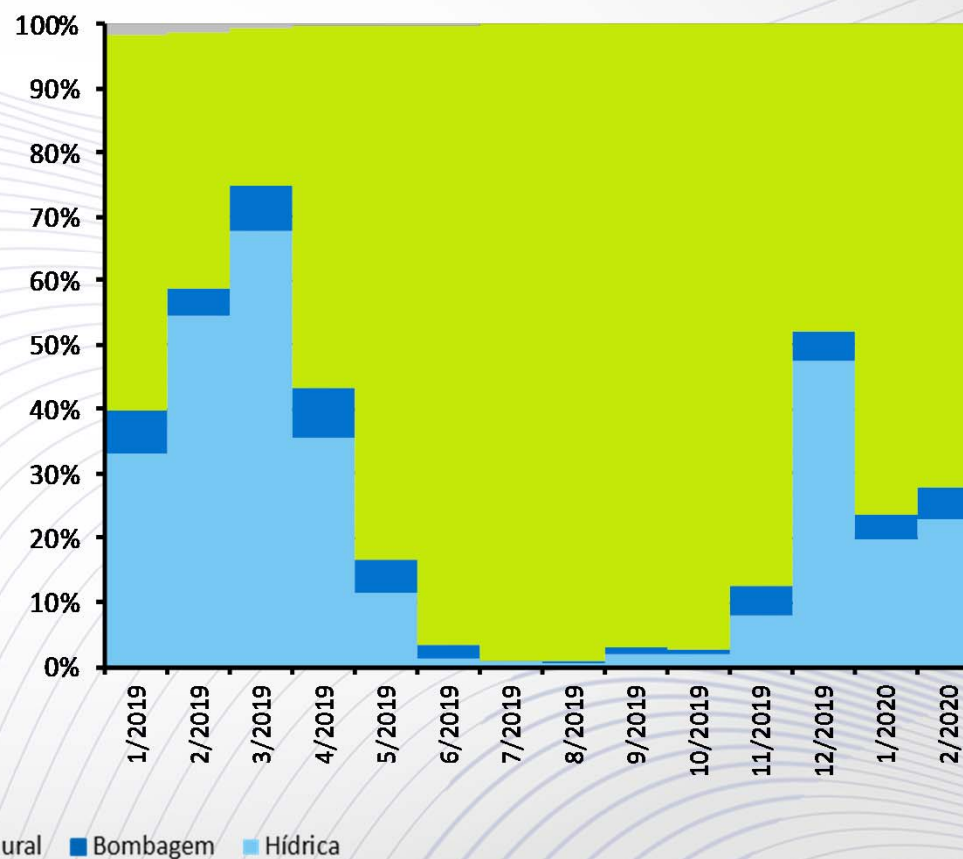
# Banda Regulação Secundária

## Tecnologia Contratada

A subir



A baixar

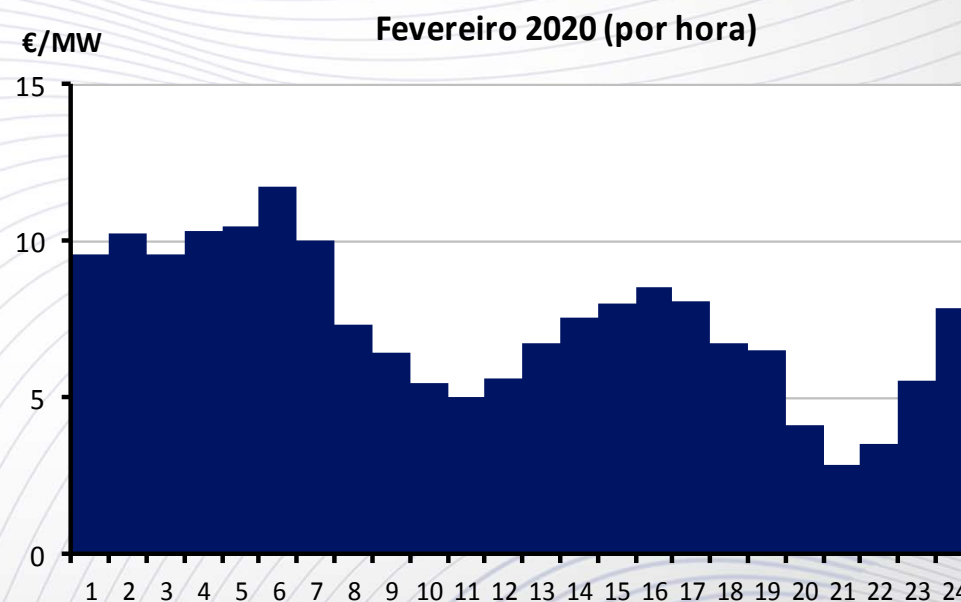
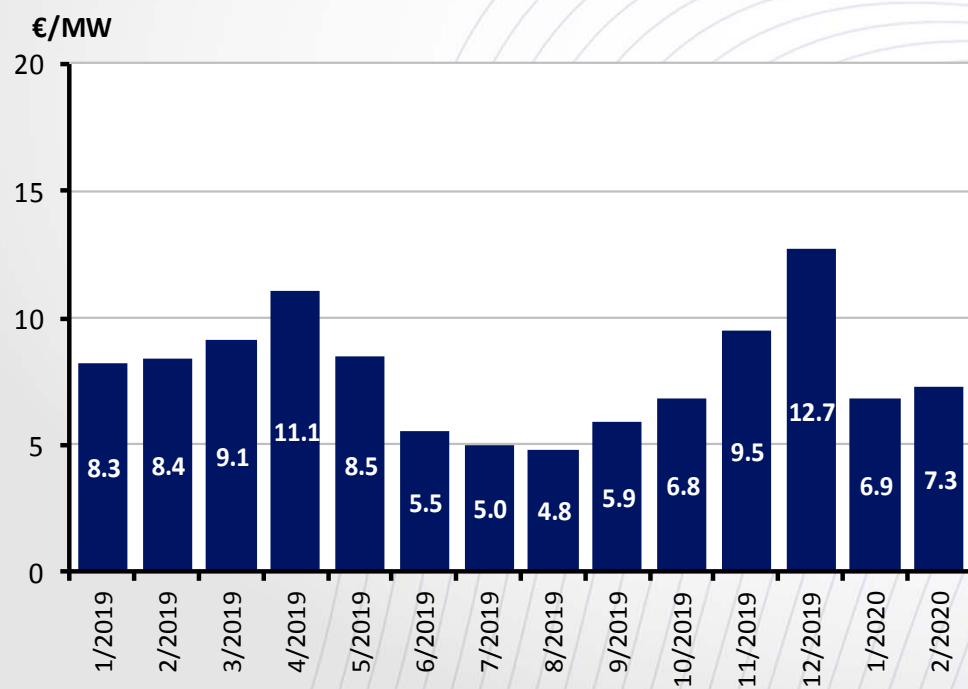




# Banda Regulação Secundária

## Preço Médio Ponderado

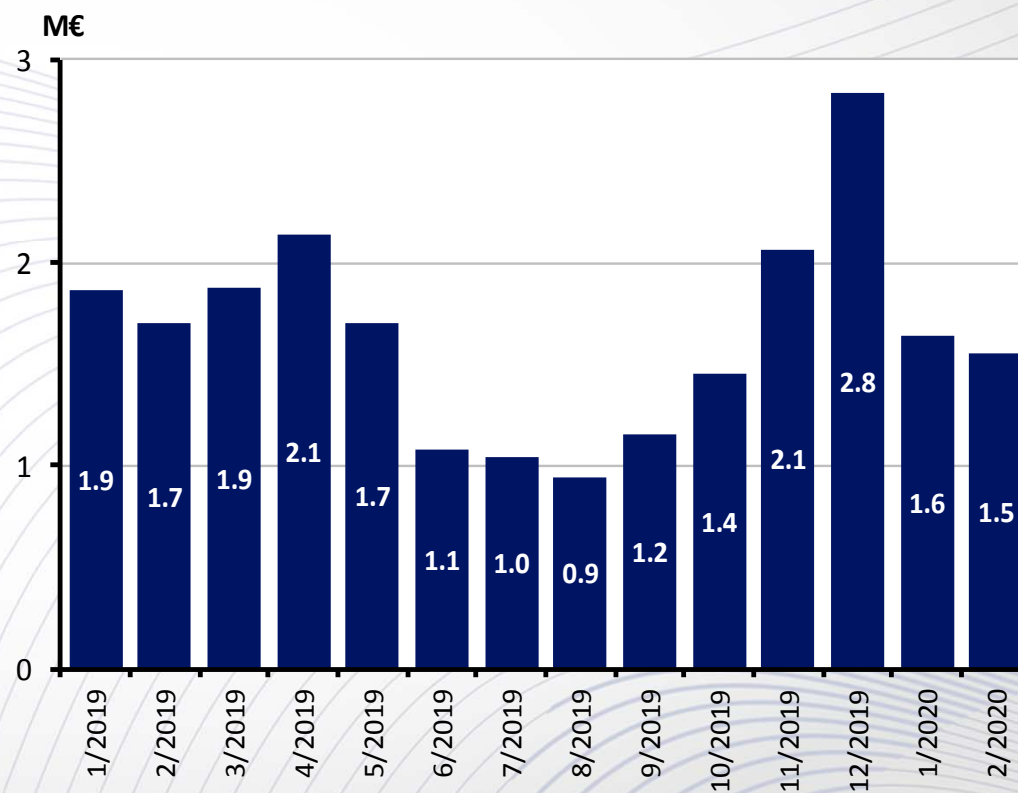
€/MW	2019	2020	Δ
Janeiro	8.26	6.87	-17%
Fevereiro	8.44	7.31	-13%
Valores médios (Jan - Fev)	8.35	7.09	-15%



# Banda Regulação Secundária

## Custo

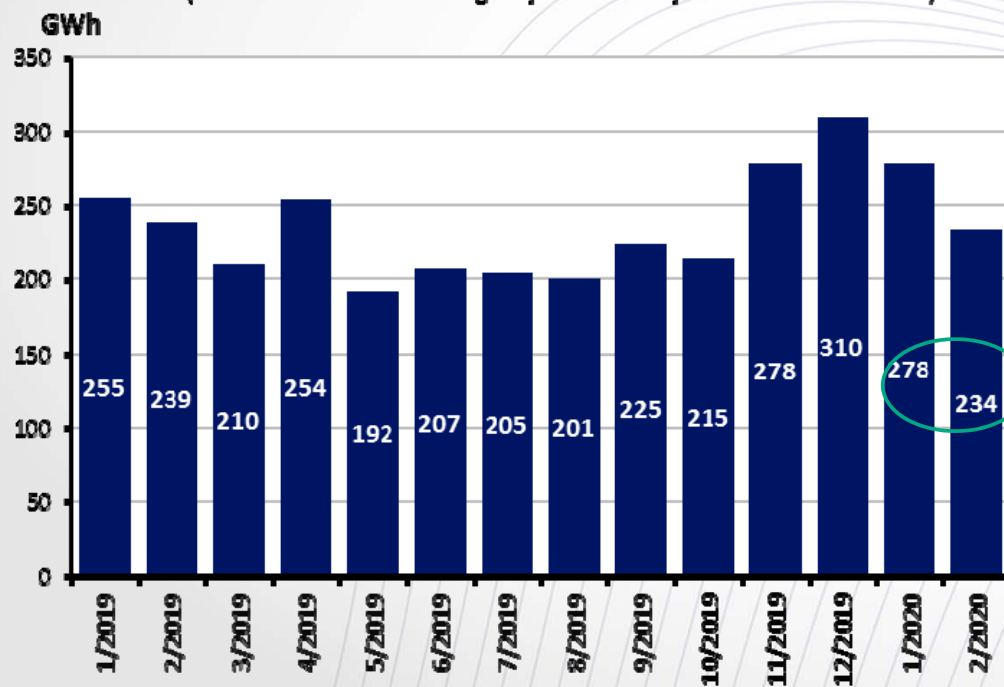
M€	2019	2020	Δ
Janeiro	1.9	1.6	-12%
Fevereiro	1.7	1.5	-9%
Valores médios (Jan - Fev)	1.8	1.6	-10%



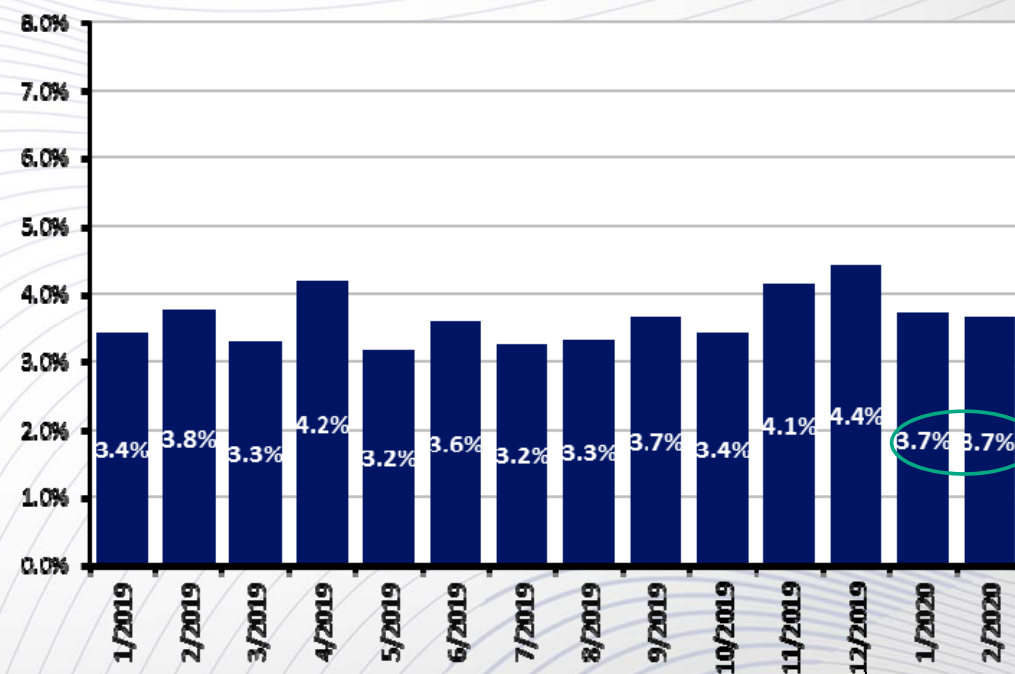
# Energia Regulação

## Sistema Elétrico Nacional

**Energia regulação**  
(secundária + reserva regulação + resolução RT + trocas transi)

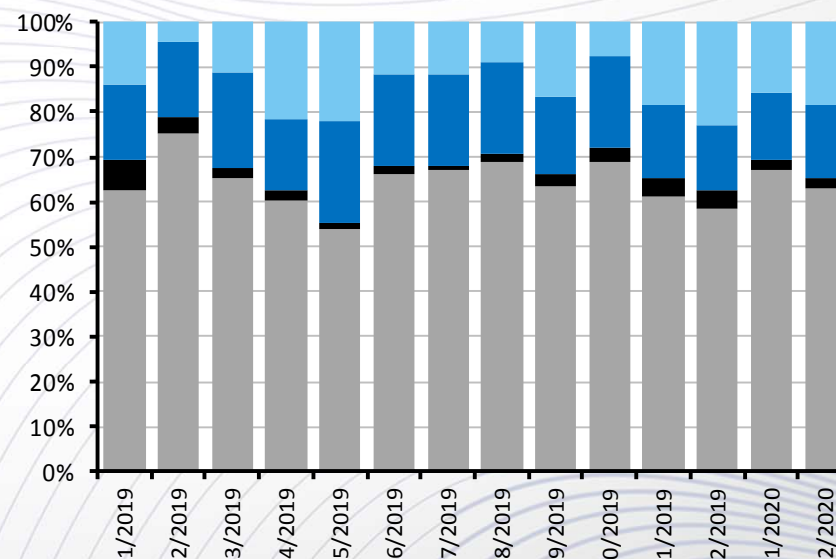
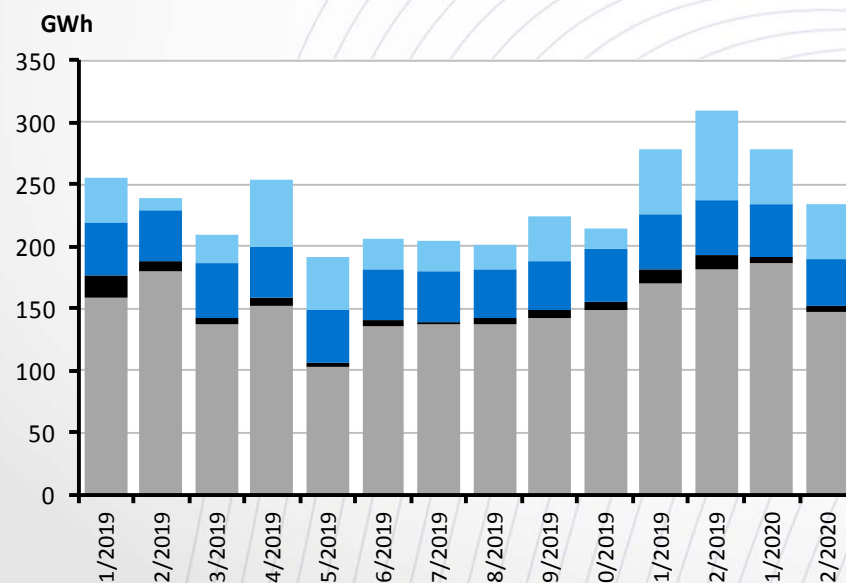


**Energia regulação face a energia transaccionada**



# Energia Usada na Gestão Sistema Elétrico

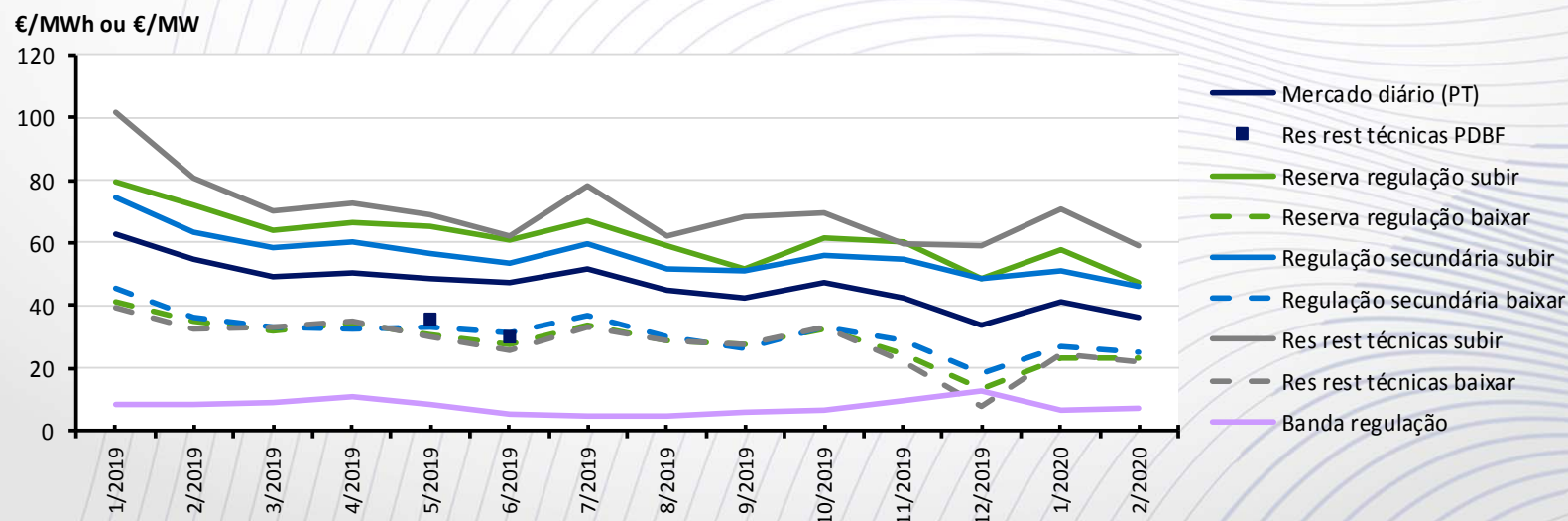
GWh	1/2019	2/2019	3/2019	4/2019	5/2019	6/2019	7/2019	8/2019	9/2019	10/2019	11/2019	12/2019	1/2020	2/2020
Resolução restrições técnicas (PDBF)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Reserva regulação	159.0	180.0	137.2	152.8	103.5	136.3	137.2	138.4	142.9	148.3	170.6	181.0	187.1	147.5
Trocas transfronteiriças	17.5	8.2	4.7	6.4	3.0	4.0	2.1	3.6	6.2	6.7	10.9	12.9	5.3	5.4
Regulação secundária	43.1	40.6	44.5	39.9	43.0	41.7	41.6	40.6	38.5	43.4	44.6	44.4	41.9	37.4
Resolução restrições técnicas (tempo real)	35.4	10.3	23.7	54.9	42.4	24.5	23.7	18.2	37.2	16.5	51.8	71.4	44.1	43.6



Resolução restrições técnicas (tempo real) Regulação secundária Trocas transfronteiriças Reserva regulação Resolução restrições técnicas (PDBF)

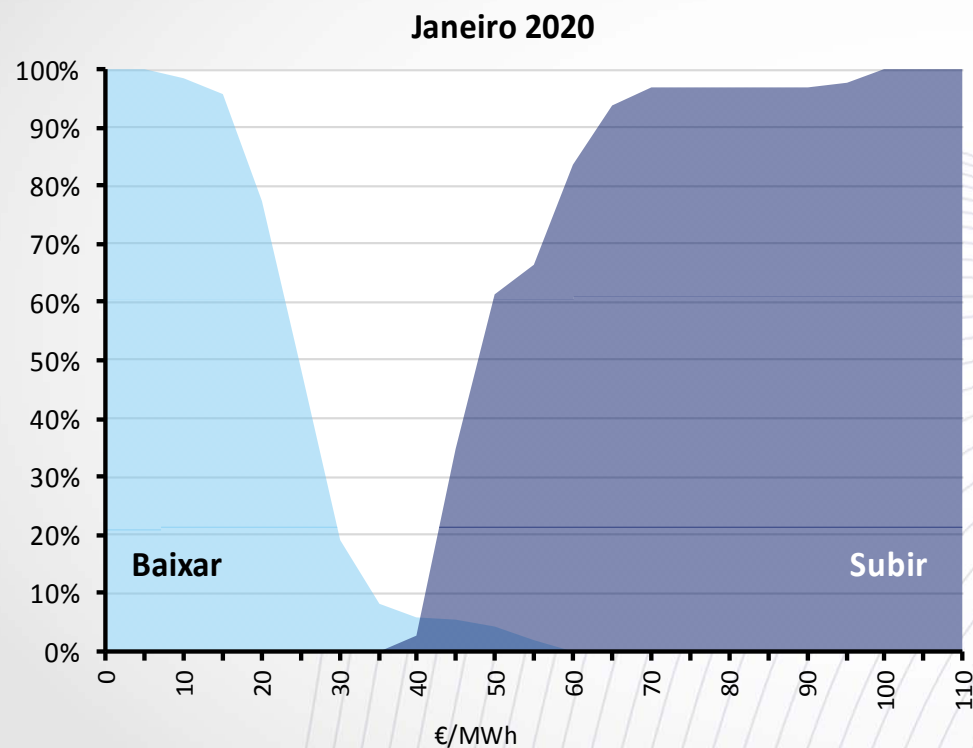
# Preços Médios Ponderados Mensais

€/MWh ou €/MW	1/2019	2/2019	3/2019	4/2019	5/2019	6/2019	7/2019	8/2019	9/2019	10/2019	11/2019	12/2019	1/2020	2/2020
Mercado diário (PT)	62.69	54.71	49.20	50.65	48.75	47.21	51.46	44.96	42.14	47.20	42.13	33.68	40.92	36.04
Res rest técnicas PDBF					35.39	30.06								
Reserva regulação subir	79.68	72.22	63.91	66.63	65.16	60.78	67.17	58.82	51.63	61.64	60.43	48.58	57.80	47.10
Reserva regulação baixar	41.32	34.75	32.09	34.15	30.95	27.29	33.93	28.93	27.57	32.60	24.35	13.21	23.18	23.18
Regulação secundária subir	74.38	63.18	58.39	60.15	56.45	53.47	59.71	51.80	50.83	56.09	54.58	48.41	50.85	46.27
Regulação secundária baixar	45.43	36.49	33.11	32.52	33.00	31.54	36.55	30.06	26.43	32.93	29.03	18.37	26.83	25.30
Banda regulação	8.26	8.44	9.13	11.11	8.45	5.52	5.03	4.85	5.87	6.82	9.54	12.68	6.87	7.31
Res rest técnicas subir	101.81	80.49	70.32	72.87	68.84	62.16	78.42	62.29	68.29	69.30	59.47	58.87	70.45	59.10
Res rest técnicas baixar	39.06	32.32	33.18	34.72	30.12	25.96	32.88	28.55	27.33	33.15	21.74	7.67	24.38	22.23

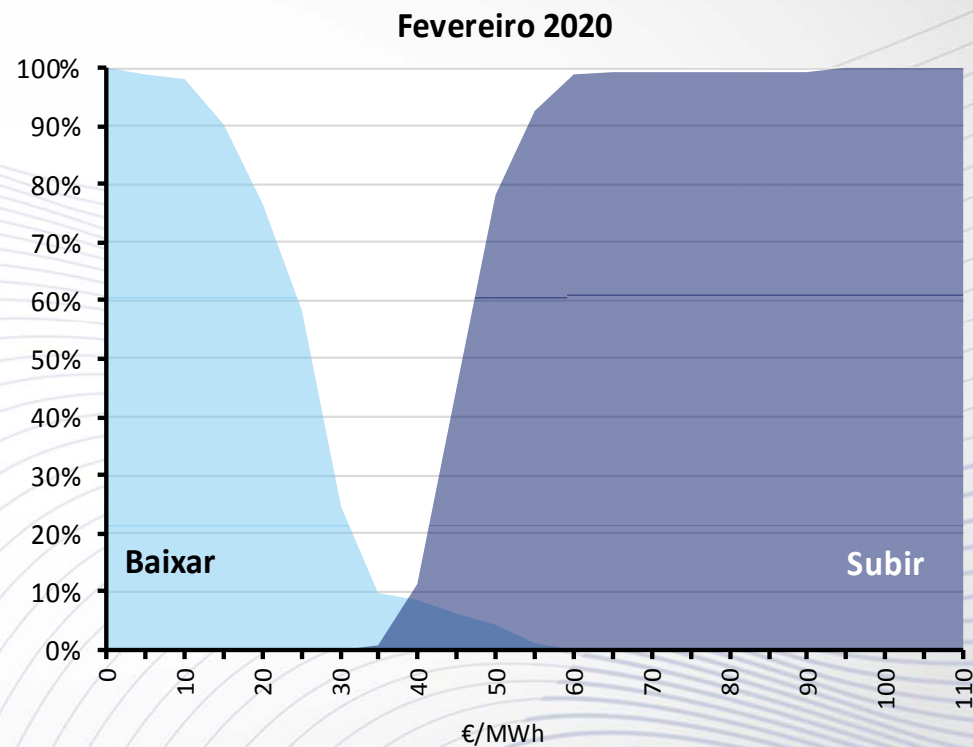




# Preços Reserva Regulação



Preço máx: 99 €/MWh



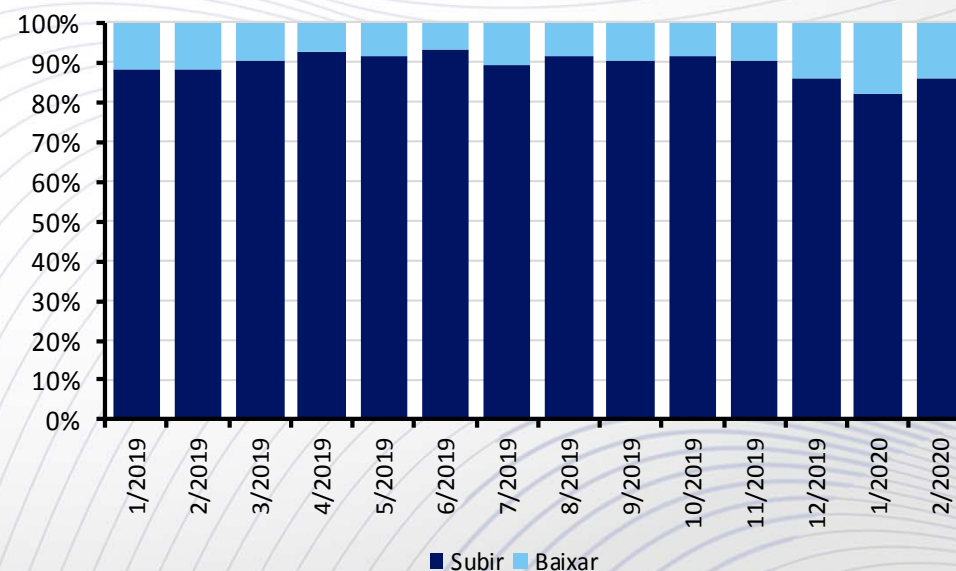
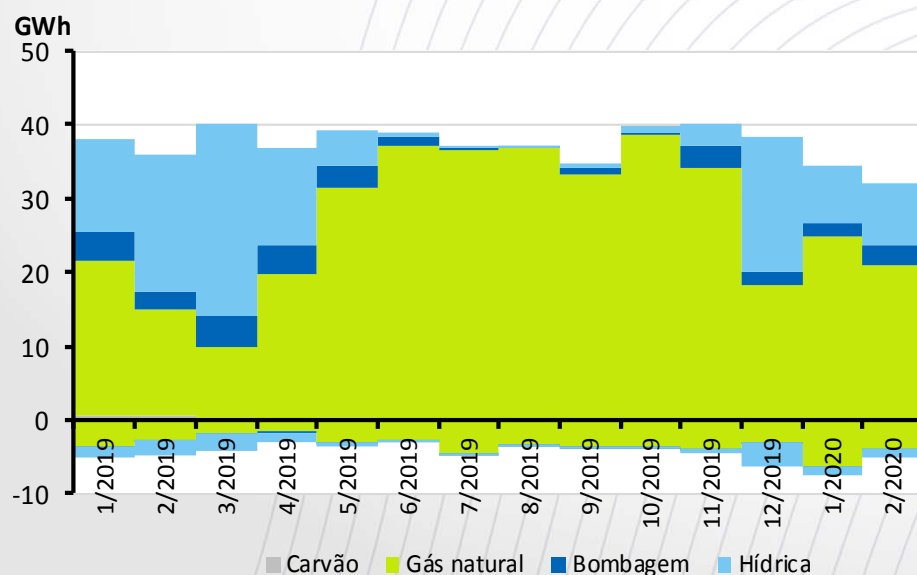
Preço máx: 99 €/MWh



# Energia Regulação Secundária

	A subir - acumulado até Fev		
Energia [GWh]	2019	2020	Δ
Carvão	1.4	0.0	-100%
Gás natural	35.2	46.0	31%
Hídrica	31.5	16.4	-48%
Bombagem	6.0	4.1	-31%
<b>Total</b>	<b>74.1</b>	<b>66.6</b>	<b>-10%</b>
Preço médio ponderado [€/MWh]	68.8	48.6	-29%

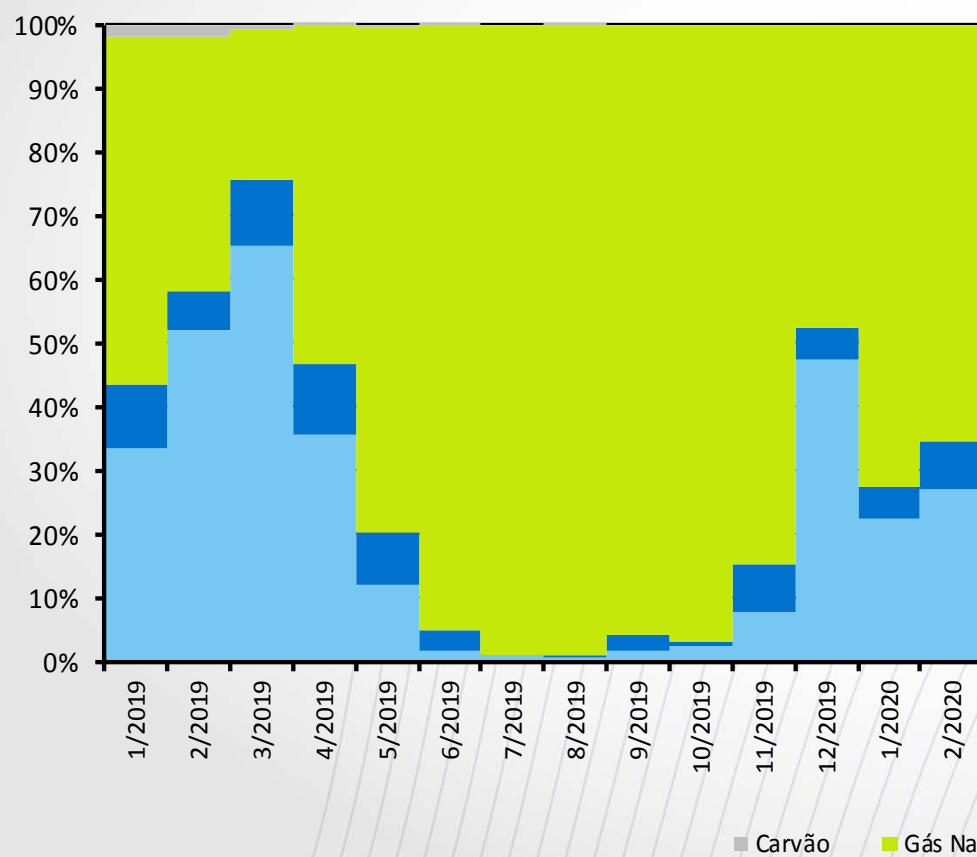
	A baixar - acumulado até Fev		
Energia [GWh]	2019	2020	Δ
Carvão	0.1	0.0	-100%
Gás natural	6.2	10.0	62%
Hídrica	3.2	2.3	-27%
Bombagem	0.2	0.3	46%
<b>Total</b>	<b>9.7</b>	<b>12.7</b>	<b>31%</b>
Preço médio ponderado [€/MWh]	41.0	26.1	-36%



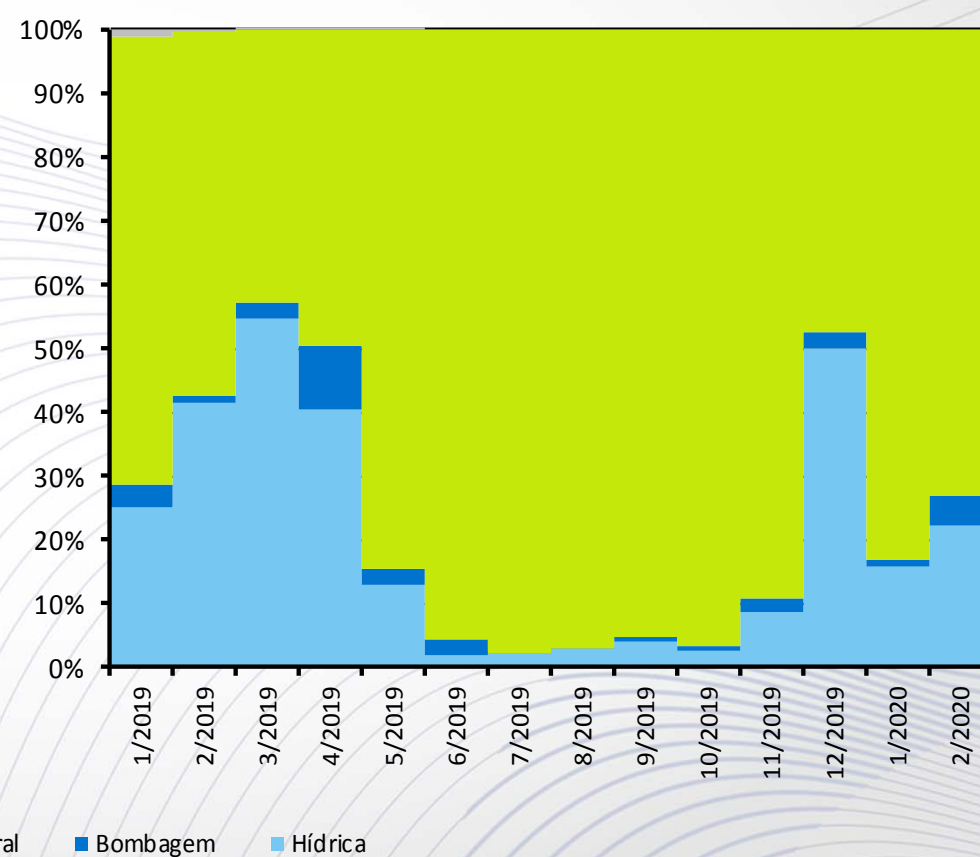
# Energia Regulação Secundária

## Tecnologia Contratada

A subir



A baixar



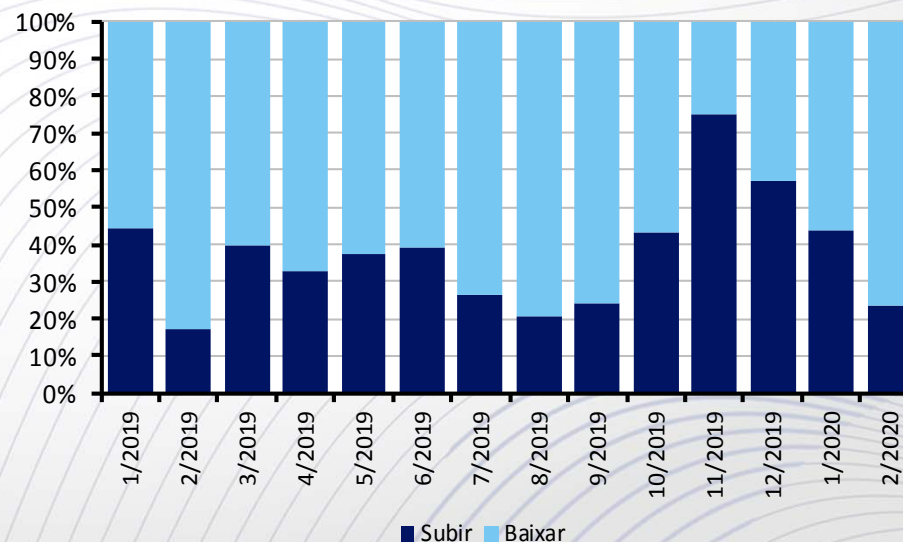
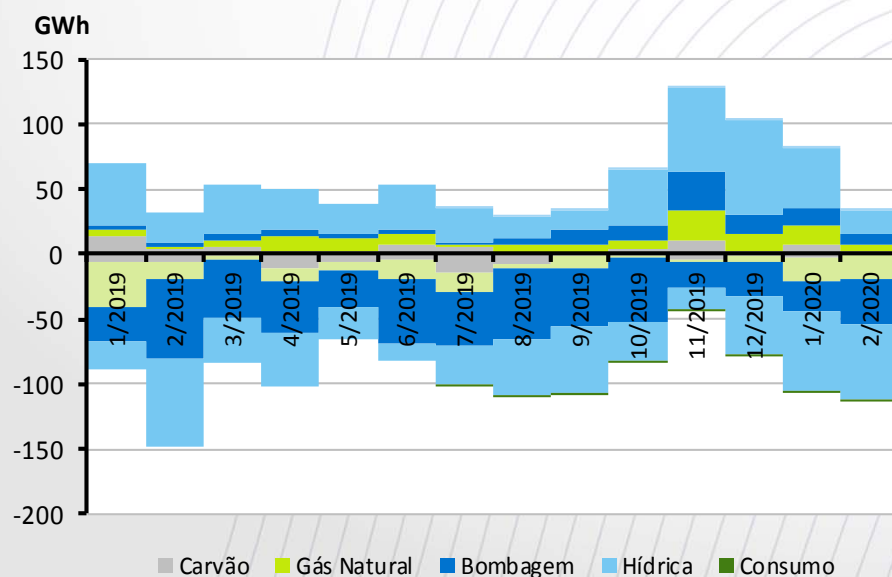
# Energia Reserva Regulação

A subir - acumulado até Fev

Energia [GWh]	2019	2020	Δ
Carvão	16.4	10.4	-37%
Gás natural	7.7	18.8	144%
Hídrica	70.4	63.8	-9%
Bombagem	7.2	22.1	206%
Consumo	0.0	0.2	---
<b>Total</b>	<b>101.7</b>	<b>115.1</b>	<b>13%</b>
<b>Preço médio ponderado [€/MWh]</b>	<b>76.0</b>	<b>52.4</b>	<b>-31%</b>

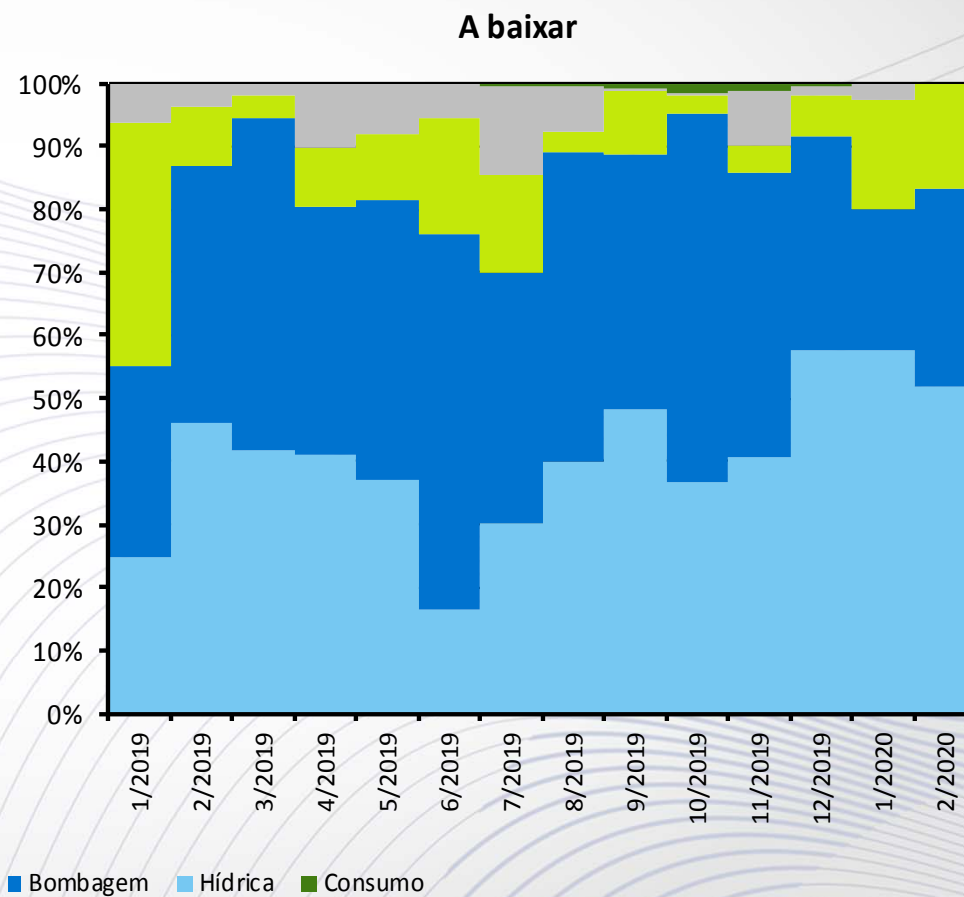
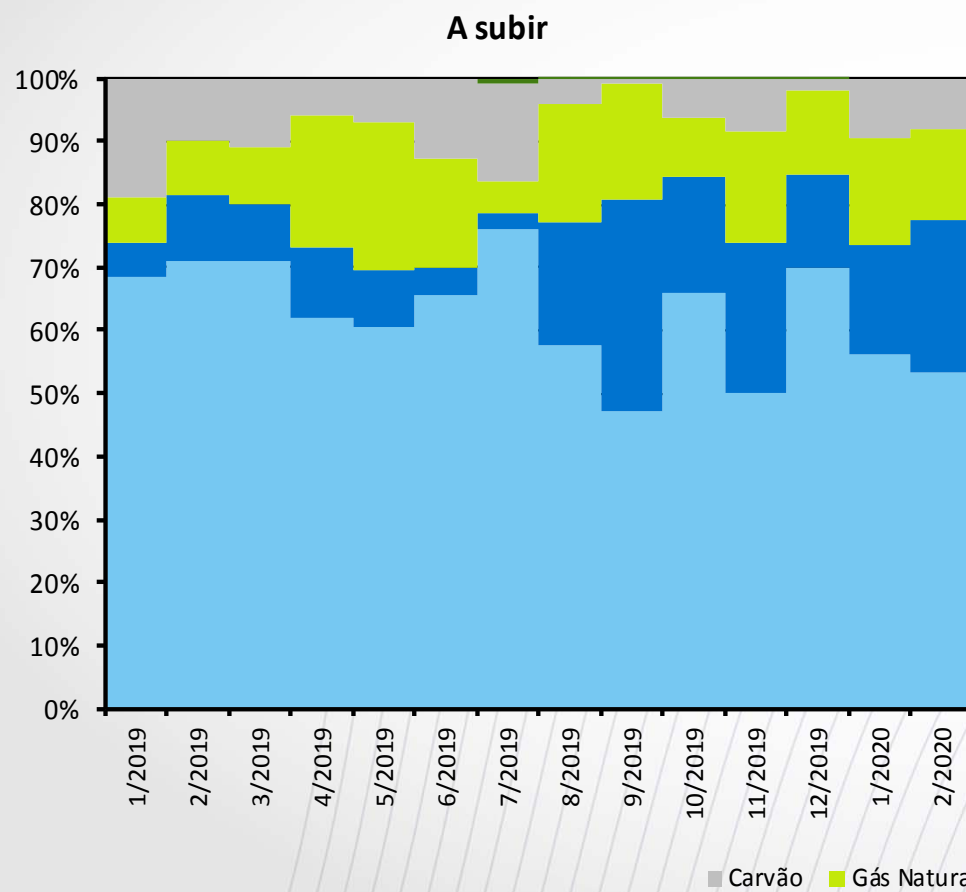
A baixar - acumulado até Fev

Energia [GWh]	2019	2020	Δ
Carvão	11.1	2.8	-75%
Gás natural	48.4	36.7	-24%
Hídrica	90.6	118.3	30%
Bombagem	87.1	58.4	-33%
Consumo	0.0	3.0	---
<b>Total</b>	<b>237.3</b>	<b>216.3</b>	<b>-9%</b>
<b>Preço médio ponderado [€/MWh]</b>	<b>38.0</b>	<b>23.2</b>	<b>-39%</b>



# Energia Reserva Regulação

## Tecnologia Contratada



# Trocas Transfronteiriças

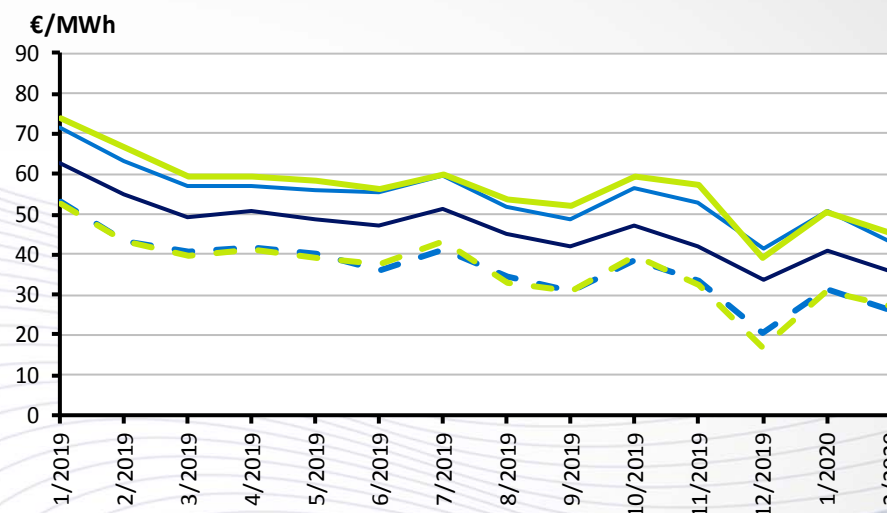
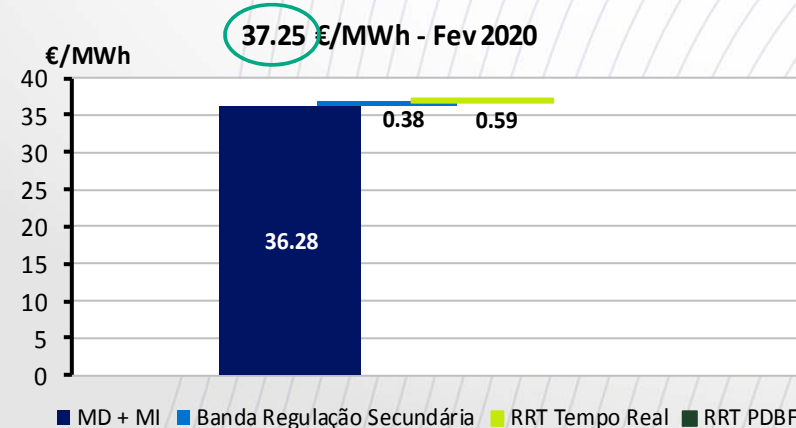
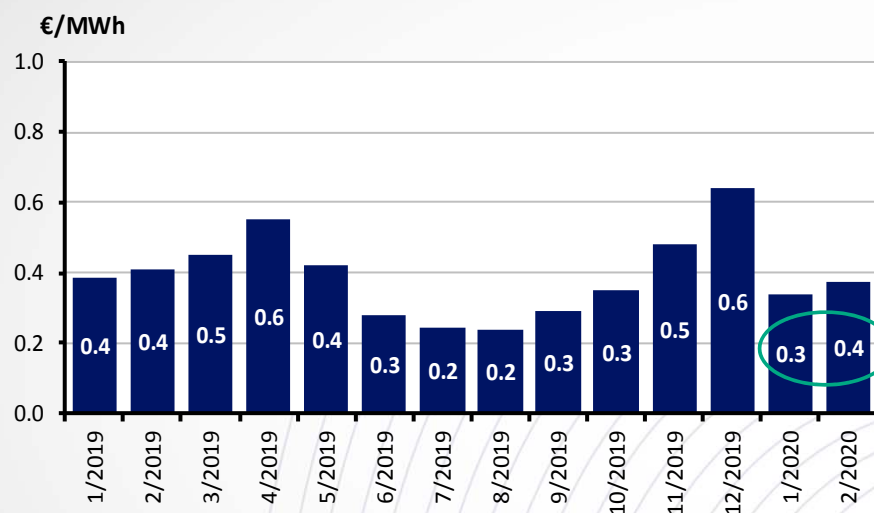
ES -> PT	[MWh]	Ativado REN	Preço médio ponderado [€/MWh]
1/2020	6 950	66%	48.34
2/2020	7 950	57%	38.47
Acumulado até Fev	14 900	61%	43.07

PT -> ES	[MWh]	Ativado REN	Preço médio ponderado [€/MWh]
1/2020	2 750	24%	47.21
2/2020	1 750	49%	37.36
Acumulado até Fev	4 500	33%	43.38



# Custos Imputados aos Comercializadores

Sobrecusto ponderado banda regulação secundária



- Preço Médio do Mercado Diário
- Desvios por Excesso (Comercial)
- Desvios por Excesso (Produtores)
- Desvios por Defeito (Comercial)
- Desvios por defeito (Produtores)

Preço médio ponderado desvio em Fevereiro  
(Comercializadores):

Defeito: 43 €/MWh

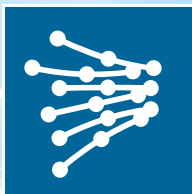
Excesso: 26 €/MWh

REN 



**Obrigada**





**RED**  
**ELÉCTRICA**  
DE ESPAÑA

*Grupo Red Eléctrica*

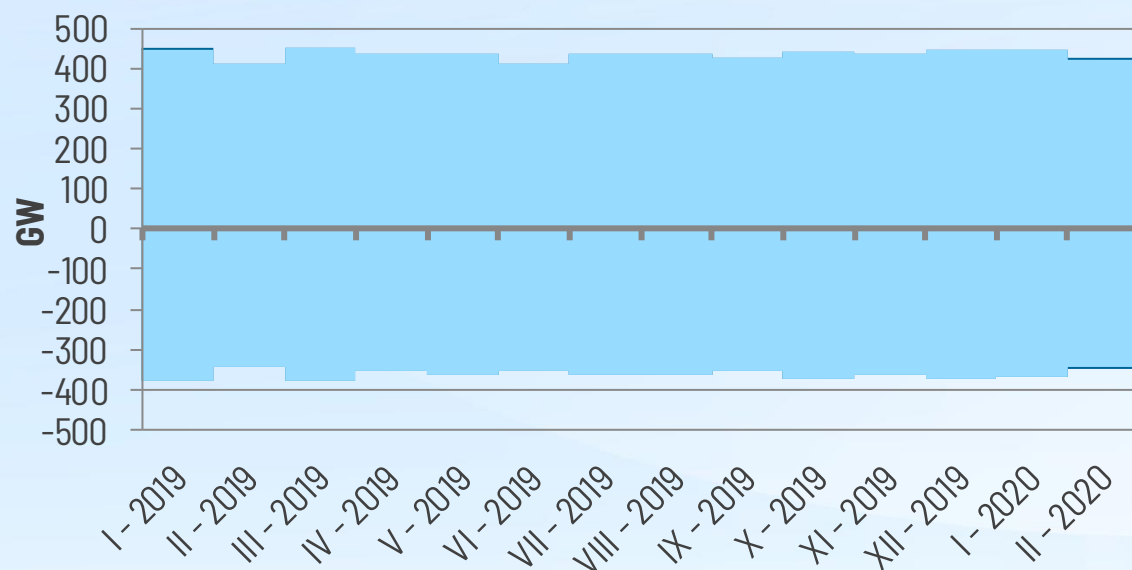
# Resultados de los Mercados de Operación

11 de marzo de 2020

# Banda de Regulación Secundaria

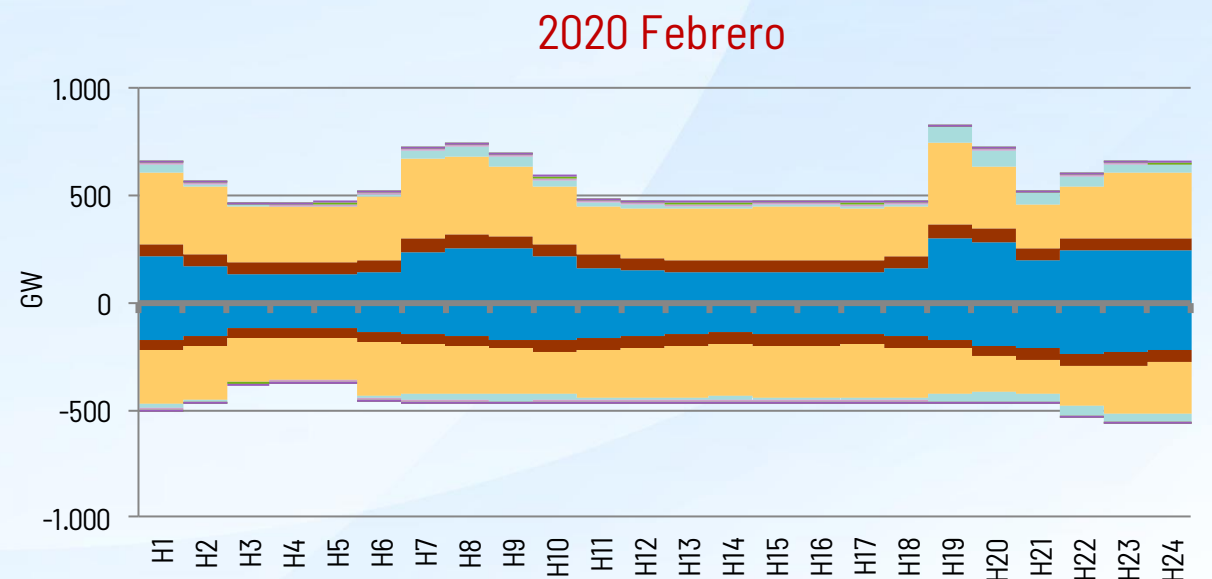
## Banda asignada

Valores acumulados (Ene-Feb)	2019	2020
Requisitos de banda (GW)	1.584	1.585
Banda asignada (GW)	1.578	1.580
Satisfacción	100%	100%



■ Requisitos de banda (GW) ■ Banda asignada (GW)

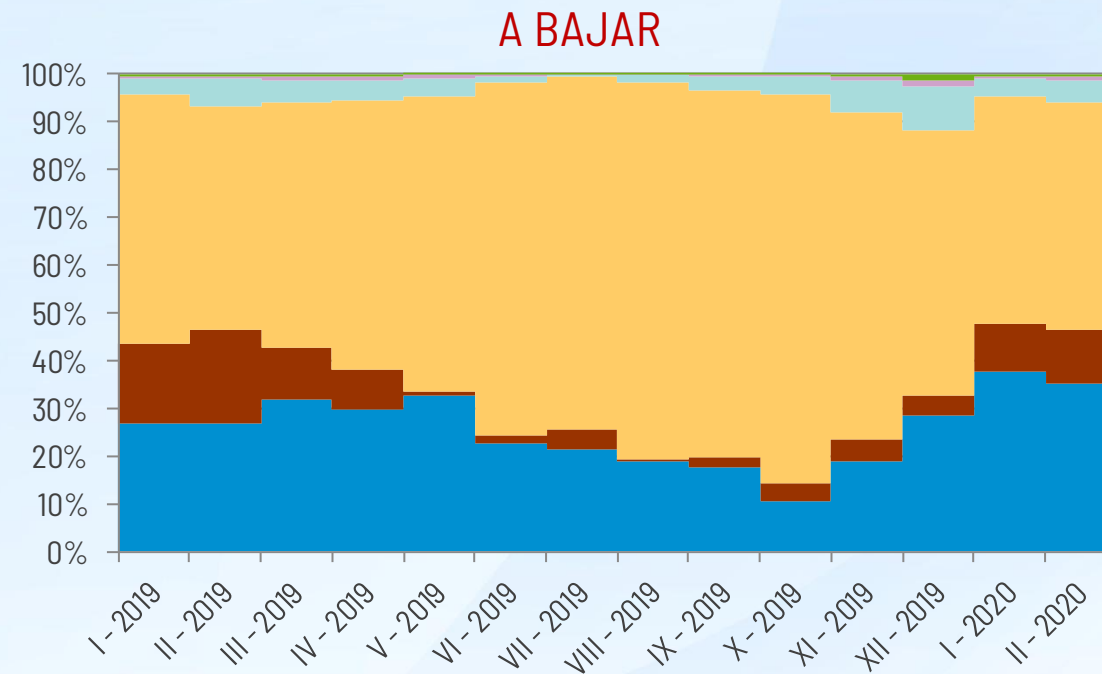
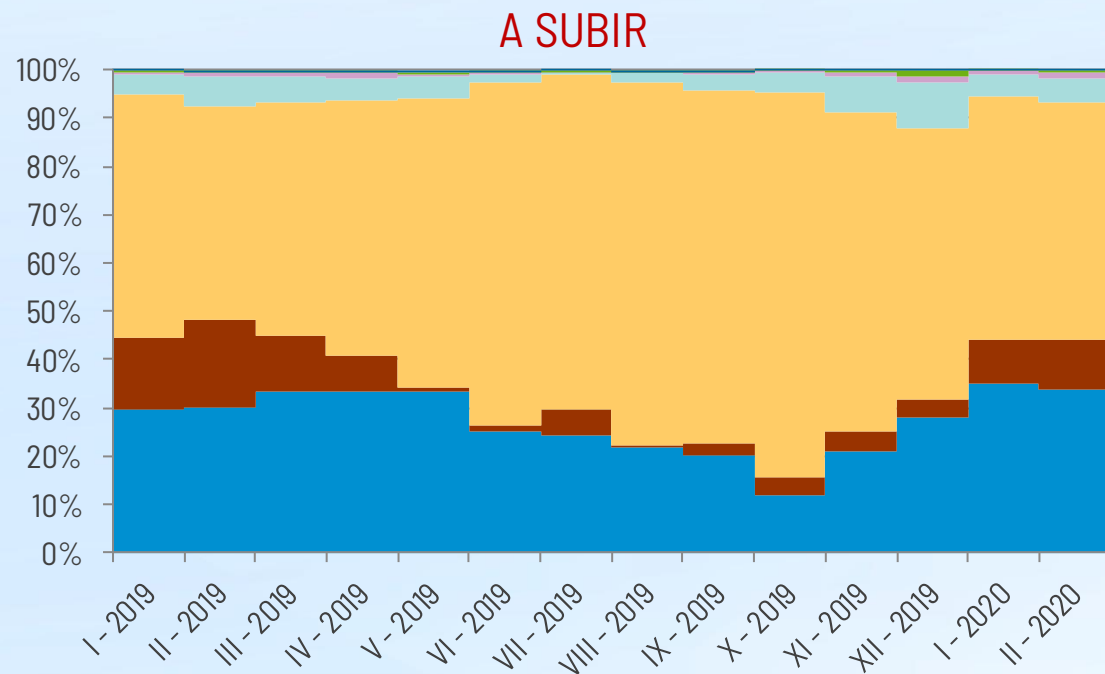
Valores mensuales	2020 Enero	2020 Febrero	Δ (%)
Requisitos de banda (GW)	815	770	-5,5%
Banda asignada (GW)	813	767	-5,7%
Satisfacción (%)	100%	100%	
Demanda Total Servida P48 (GWh)	22.552	19.978	-11%



■ Hidráulica ■ Carbón ■ Ciclo Combinado ■ Turbinación bombeo  
■ Cogeneración ■ Eólica ■ Otras Renovables

# Banda de Regulación Secundaria

## Tecnología asignada

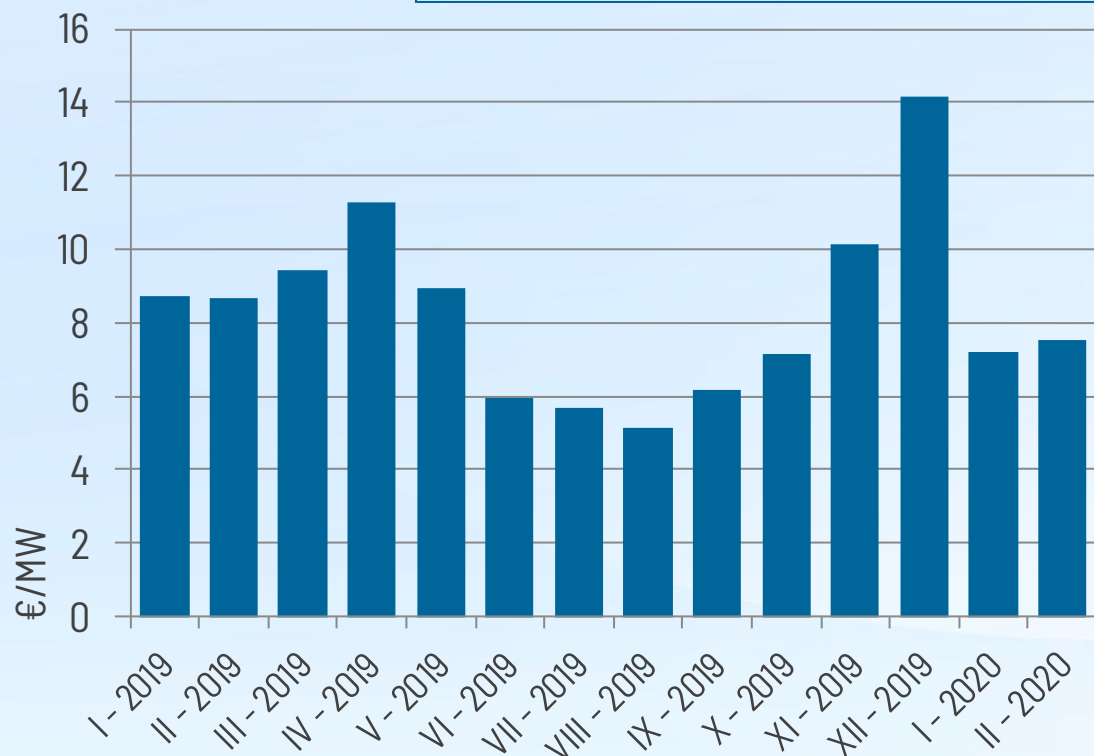


■ Hidráulica ■ Carbón ■ Ciclo Combinado ■ Turbinación bombeo ■ Cogeneración ■ Eólica ■ Otras Renovables

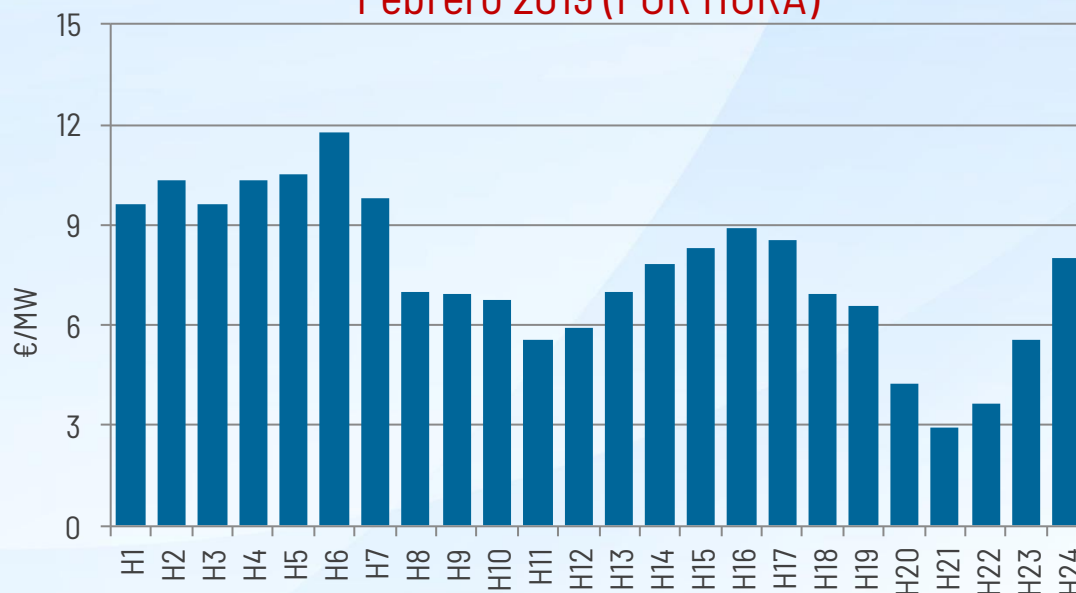
# Banda de Regulación Secundaria

## Precio Medio Ponderado

Precio Medio Ponderado (€/MW)	2019	2020	$\Delta$ (%)
Enero	8,72	7,22	-17,2%
Febrero	8,69	7,51	-13,6%
Precio Medio Ponderado (Ene-Feb)	8,71	7,36	-15,5%



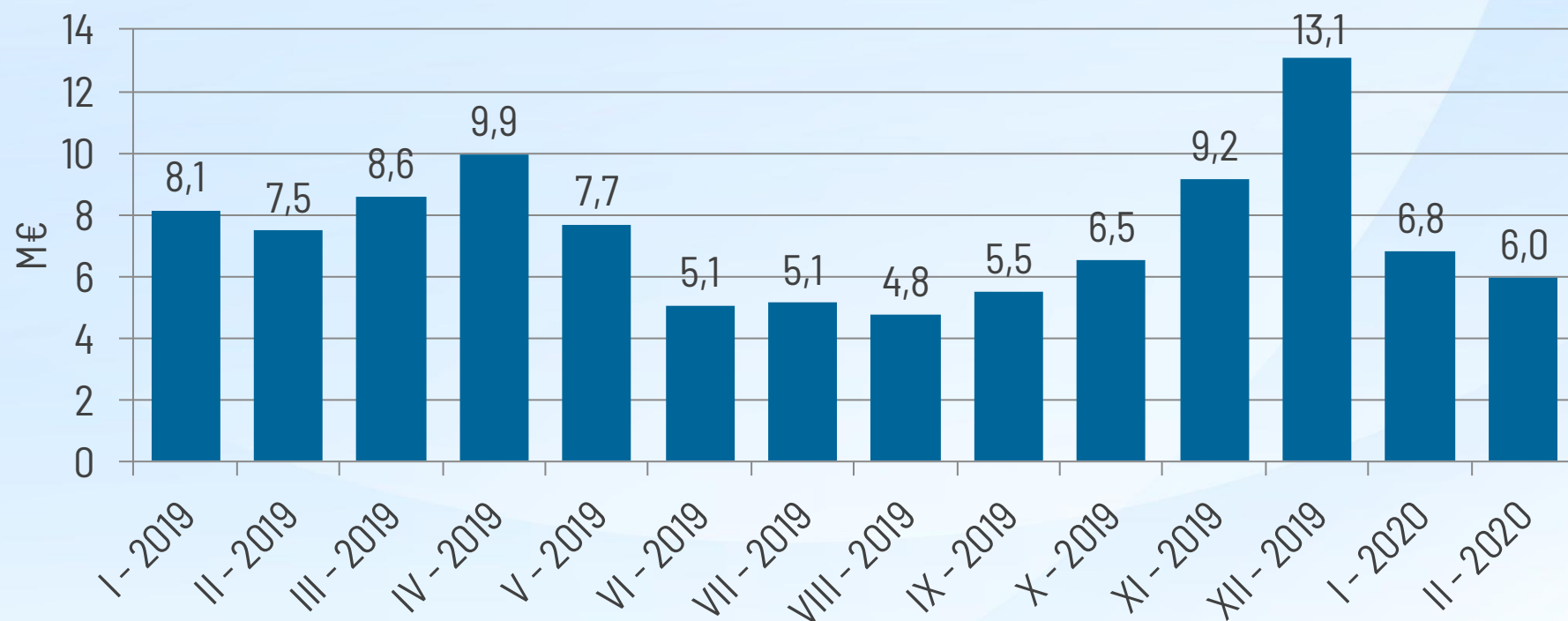
Febrero 2019 (POR HORA)



# Banda de Regulación Secundaria

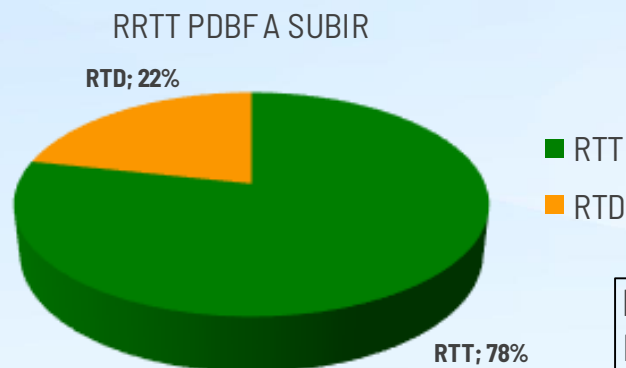
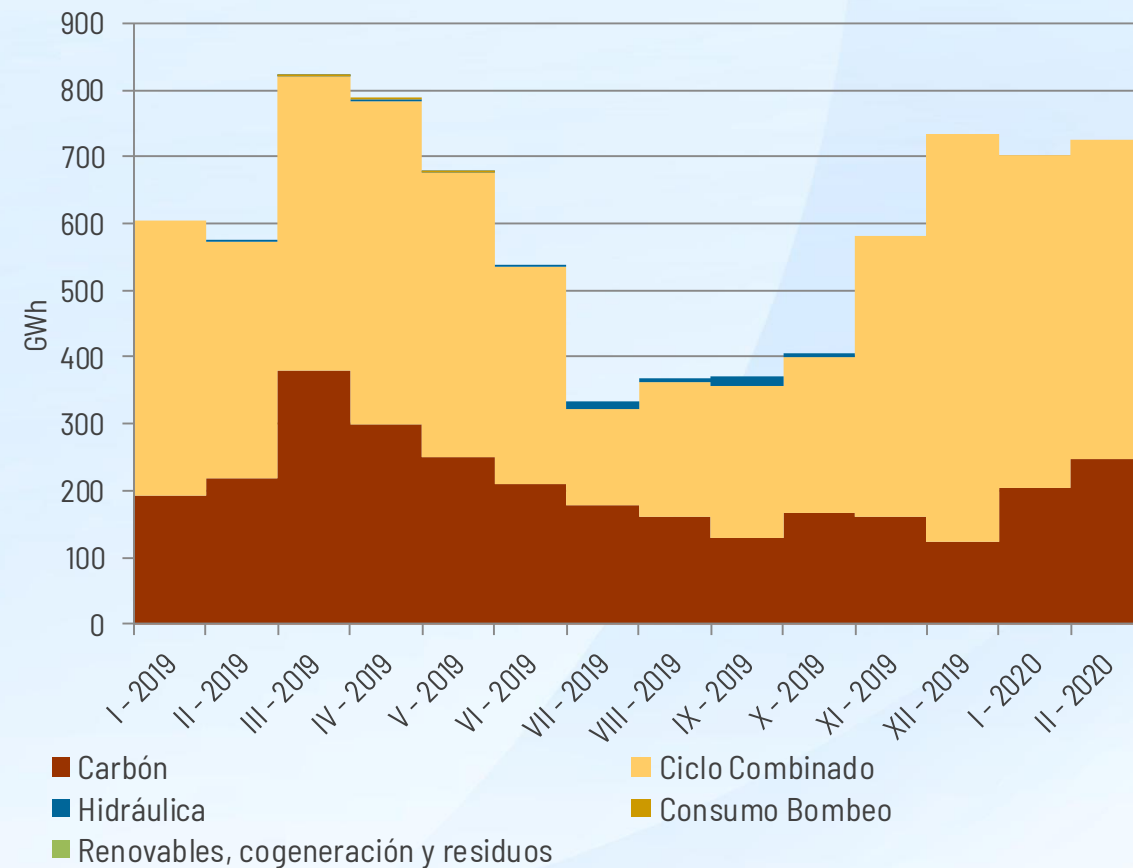
## Coste

Coste (M€)	2019	2020	$\Delta$ (%)
Enero	8,15	6,82	-16,3%
Febrero	7,47	5,96	-20,2%
Coste medio mensual (Ene-Feb)	7,81	6,39	-18,2%



# RRTT PDBF Energía a Subir – Fase I

	Energía a Subir (GWh)		
Valores acumulados (Ene-Feb)	2019	2020	$\Delta$ (%)
Carbón	410	450	10%
Ciclo Combinado	768	978	27%
Hidráulica	0,4	0,0	-100%
Consumo de bombeo	0	0	-
Cogeneración	0	0	-
Eólica	0	0	-
Otras renovables	0	0	-
Residuos	0	0	-
<b>Total</b>	<b>1.178</b>	<b>1.428</b>	<b>21%</b>
<b>Precio medio ponderado (€/MWh)</b>	<b>81,08</b>	<b>78,22</b>	<b>-4%</b>



RTT: Restricción Técnica Red de Transporte  
RTD: Restricción Técnica Red de Distribución

# RRTT PDBF

## Coste

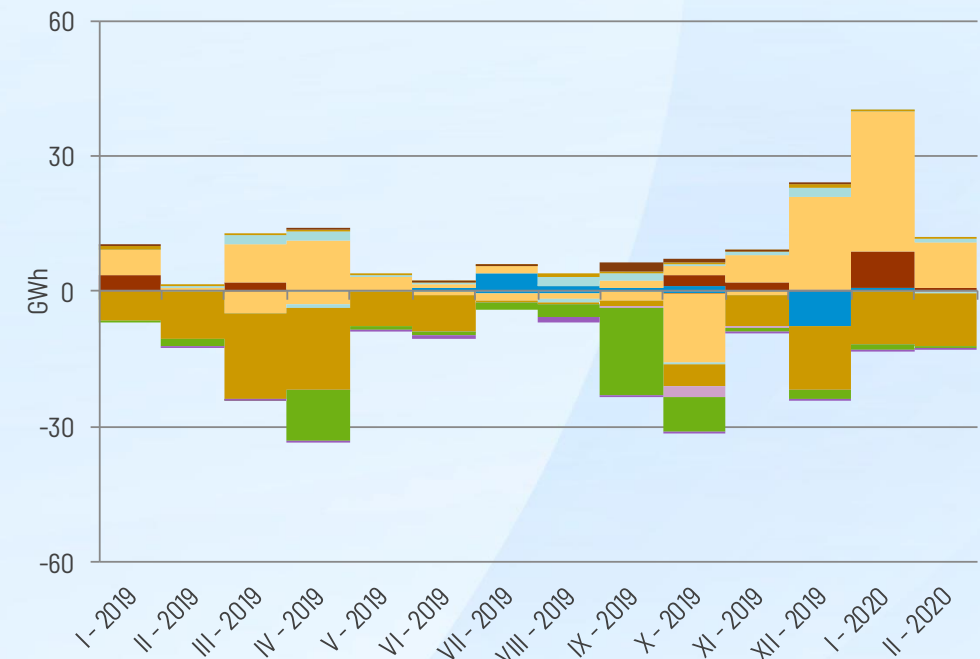
Coste (M€)	2019	2020	$\Delta$ (%)
Enero	14,64	29,85	104,0%
Febrero	14,26	27,44	92,4%
Coste medio mensual (Ene-Feb)	14,45	28,65	98,3%





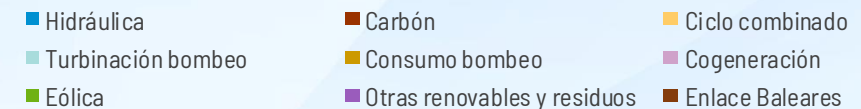
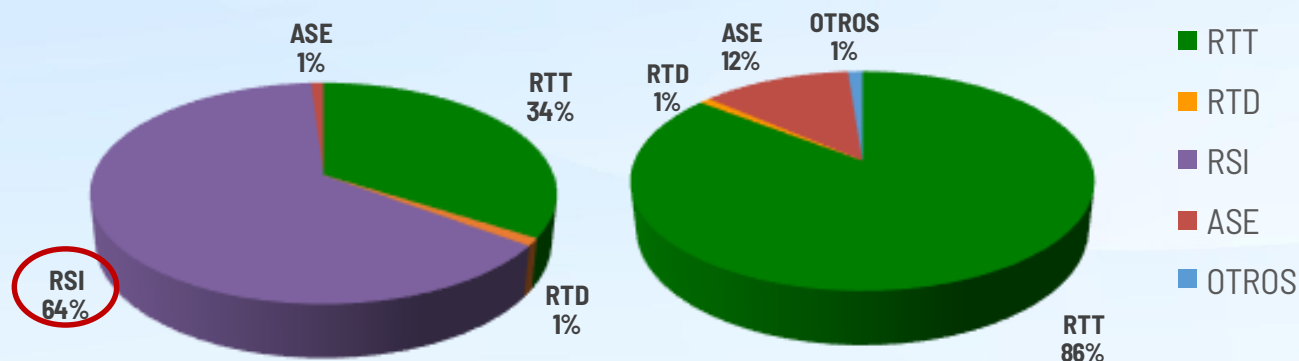
# RRTT TR y solución congestiones en interconexiones no UE

Valores acumulados (Ene-Feb)	Energía a Subir (GWh)			Energía a Bajar (GWh)		
	2019	2020	Δ (%)	2019	2020	Δ (%)
Hidráulica	0	1	-	0	0	-
Carbón	4	9	125%	0	0	-
Ciclo Combinado	6	41	583%	0	0	-
Turbinación bombeo	0	1	-	0	1	-
Consumo Bombeo	1	1	0%	17	23	35%
Cogeneración	0	0	-	0	0	-
Eólica	0	0	-	2	2	0%
Solar térmica	0	0	-	0	0	-
Solar fotovoltaica	0	0	-	0	0	-
Otras Renovables	0	0	-	0	0	-
Residuos	0	0	-	0	0	-
Enlace Baleares	0	0	-	0	0	-
<b>Total</b>	<b>11</b>	<b>53</b>	<b>382%</b>	<b>19</b>	<b>26</b>	<b>37%</b>
<b>Precio medio ponderado (€/MWh)</b>	<b>111,48</b>	<b>146,94</b>	<b>32%</b>	<b>22,14</b>	<b>14,85</b>	<b>-33%</b>
Solución de congestiones en interconexiones no UE	0	0	-	0	0	-



RRTT TR A SUBIR

RRTT TR A BAJAR

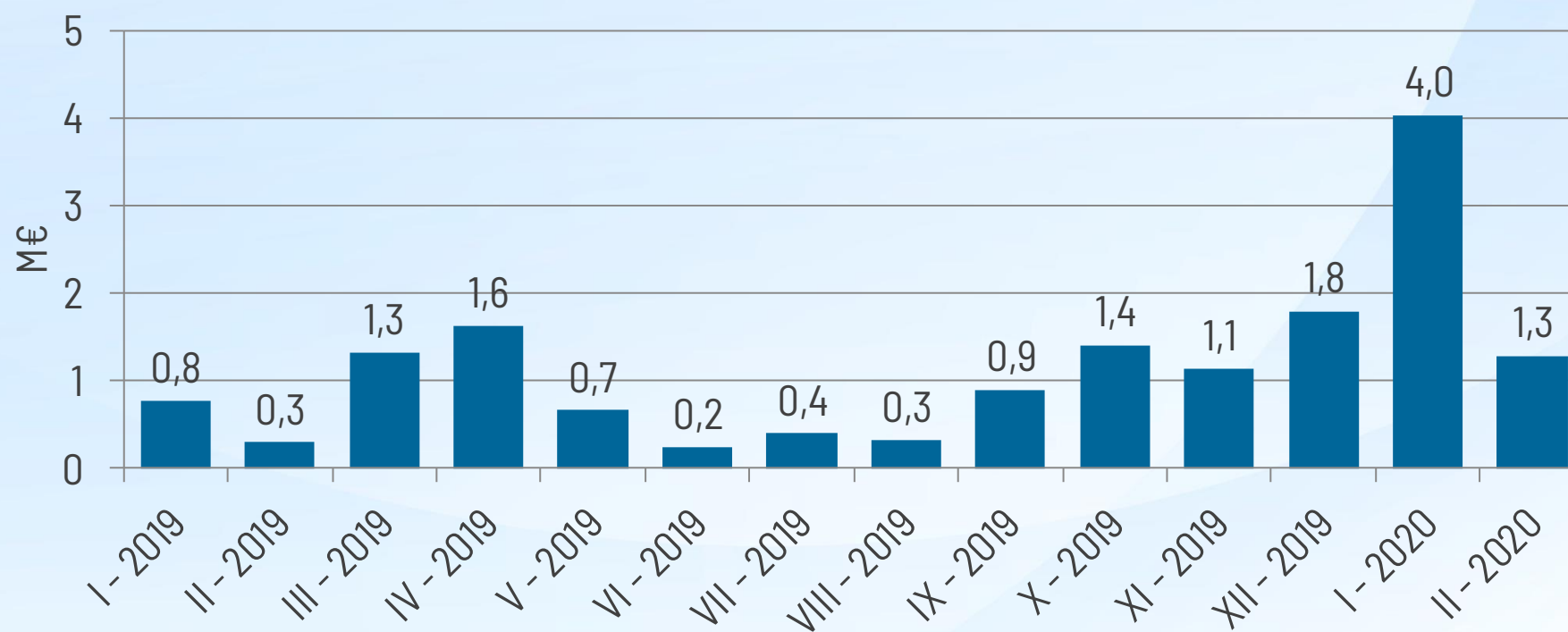


RRTT: Restricción Técnica Red de Transporte  
 RTD: Restricción Técnica Red de Distribución  
 RSI: Reserva Potencia a Subir Insuficiente  
 ASE: Control Desvíos Área Síncrona Europa Continental

# RRTT TR

## Coste

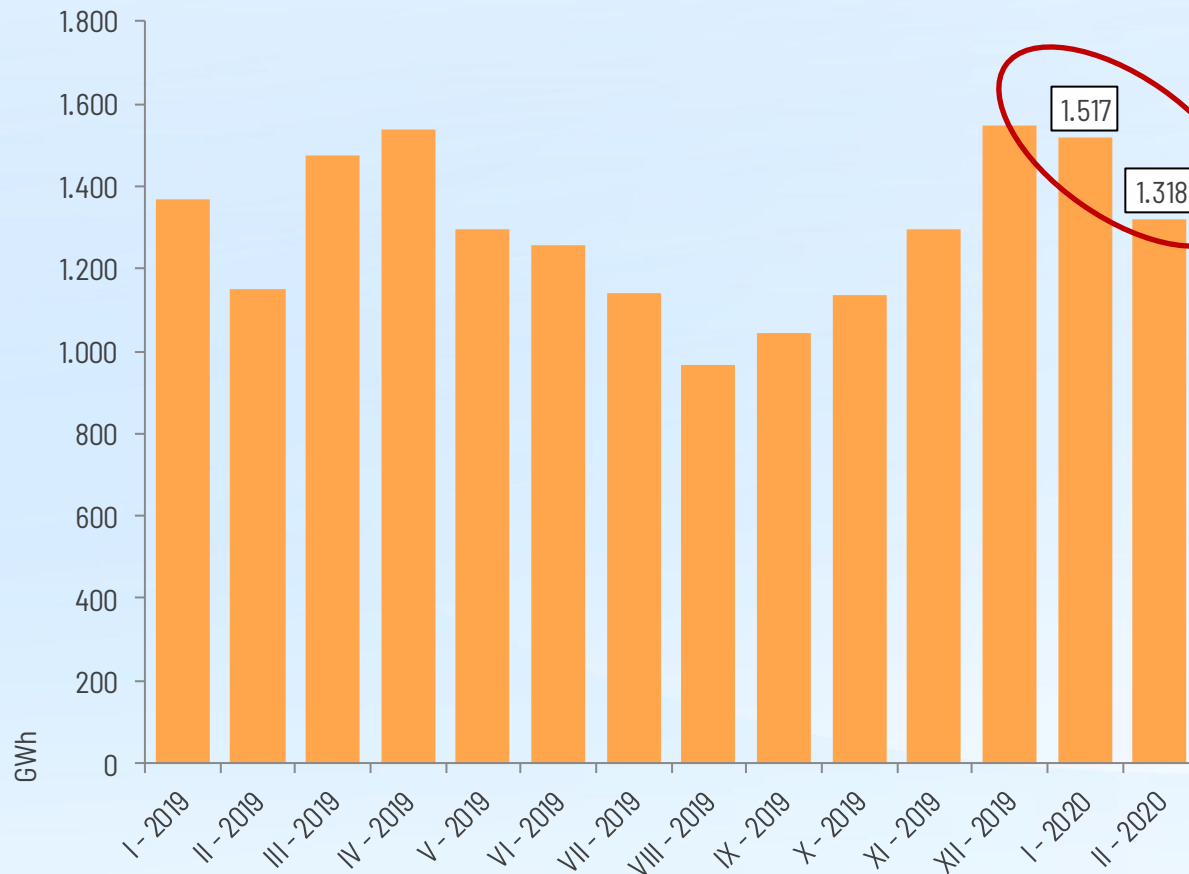
Coste (M€)	2019	2020	$\Delta$ (%)
Enero	0,76	4,02	428,3%
Febrero	0,29	1,28	343,8%
Coste medio mensual (Ene-Feb)	0,53	2,65	405,0%



# Energías de Regulación y Balance del Sistema Eléctrico Peninsular

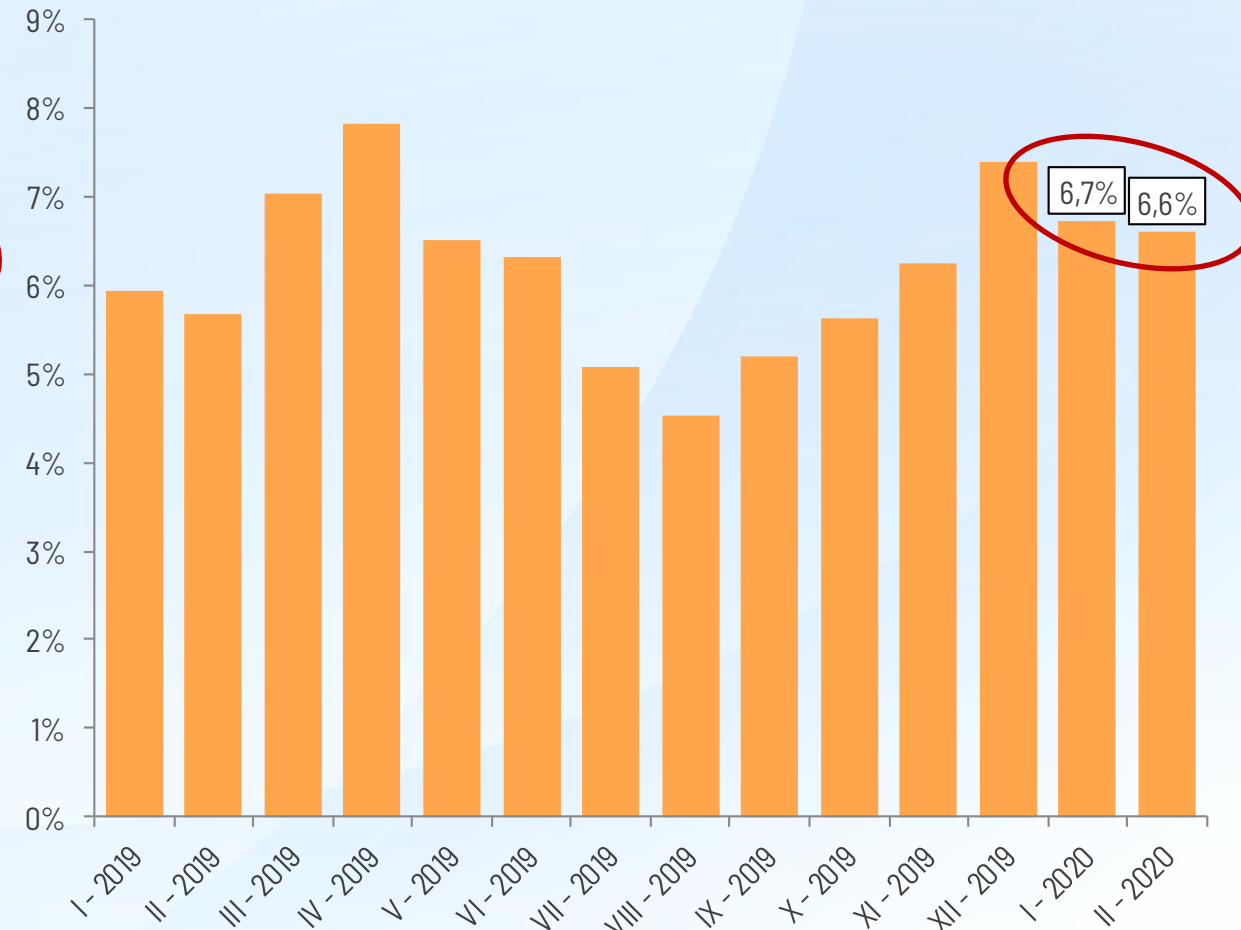
## Energía de Regulación y Balance

(RRTT PDBF + G. DESVÍOS + STB + REG. TERCIARIA+ REG. SECUNDARIA + RRTT TR)



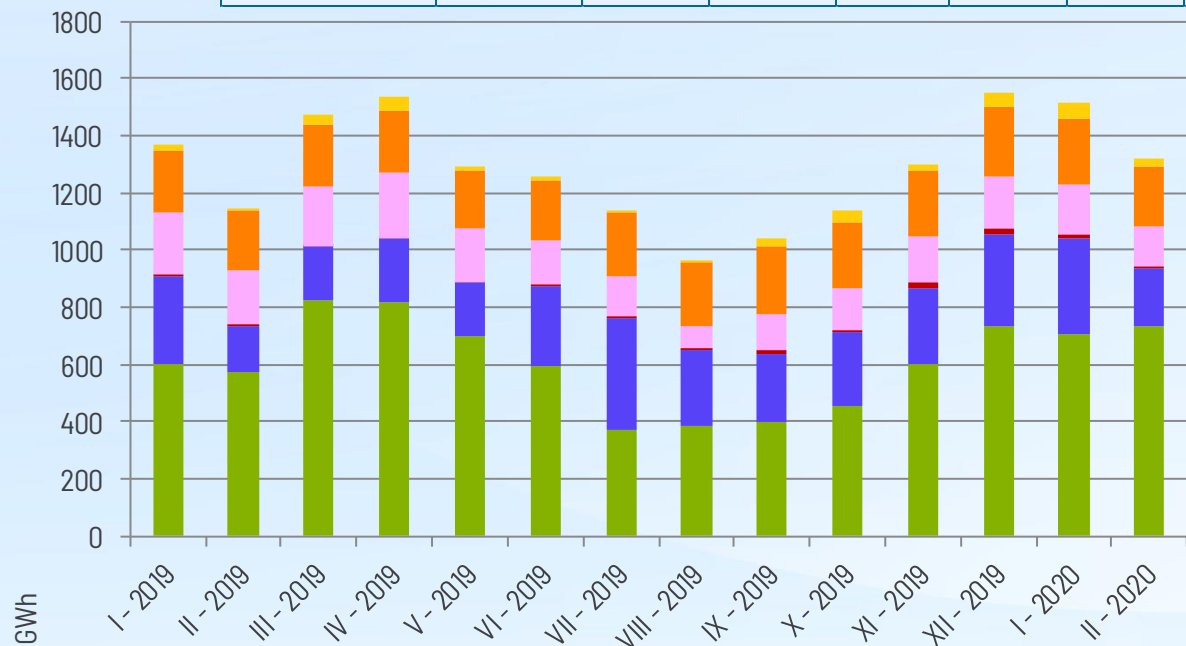
## Energía de Regulación y Balance respecto a Demanda

Total Servida (%)

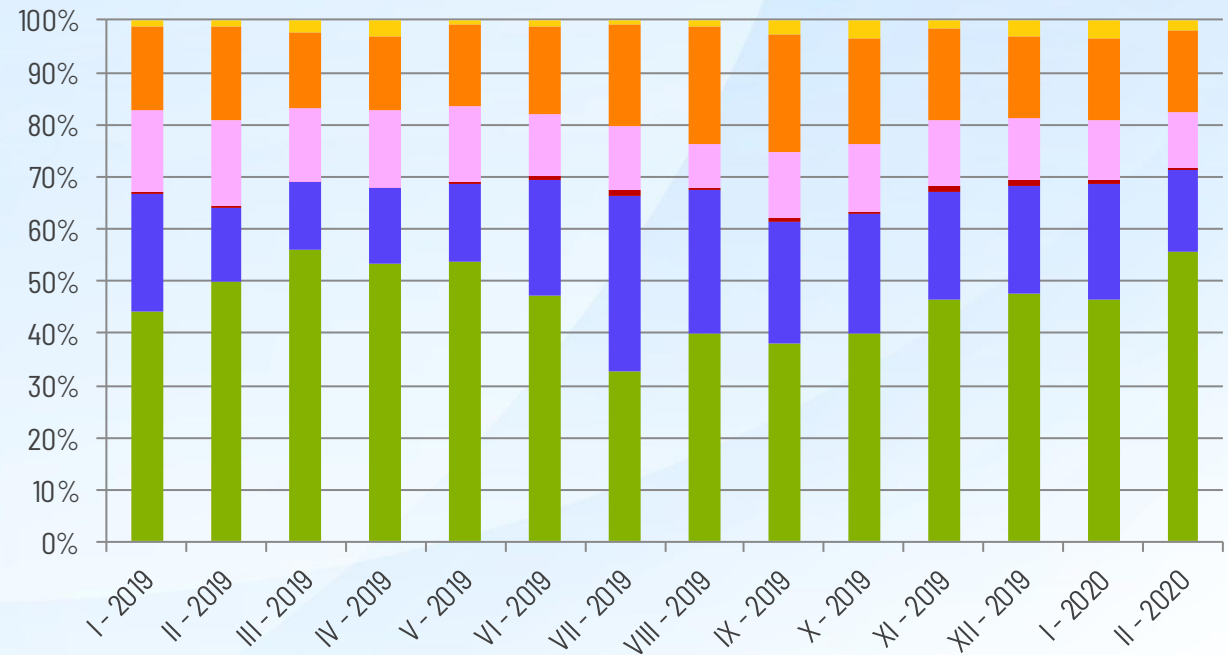


# Energía utilizada para la Gestión del Sistema Eléctrico

GWh	I - 2019	II - 2019	III - 2019	IV - 2019	V - 2019	VI - 2019	VII - 2019	VIII - 2019	IX - 2019	X - 2019	XI - 2019	XII - 2019	I - 2020	II - 2020
RRTT PDBF	605	574	824	818	697	594	374	386	397	453	601	735	705	731
G. Desvíos	307	160	190	223	192	277	385	264	242	262	267	324	338	208
STB	4	4	2	3	3	8	10	6	10	5	17	16	11	7
Reg. Terciaria	214	193	207	226	188	152	141	82	130	150	164	185	173	138
Reg. Secundaria	220	205	213	218	203	212	222	218	237	230	229	243	235	209
RRTT TR	17	14	37	47	12	13	10	10	28	38	18	45	54	24
<b>Total (GWh)</b>	<b>1.367</b>	<b>1.150</b>	<b>1.473</b>	<b>1.536</b>	<b>1.294</b>	<b>1.256</b>	<b>1.142</b>	<b>965</b>	<b>1.043</b>	<b>1.138</b>	<b>1.297</b>	<b>1.548</b>	<b>1.517</b>	<b>1.318</b>
% Sobre Demanda Final Servida	5,9%	5,7%	7,0%	7,8%	6,5%	6,3%	5,1%	4,5%	5,2%	5,6%	6,2%	7,4%	6,7%	6,6%



■ RRTT PDBF ■ G. Desvíos ■ STB ■ Reg. Terciaria ■ Reg. Secundaria ■ RRTT TR



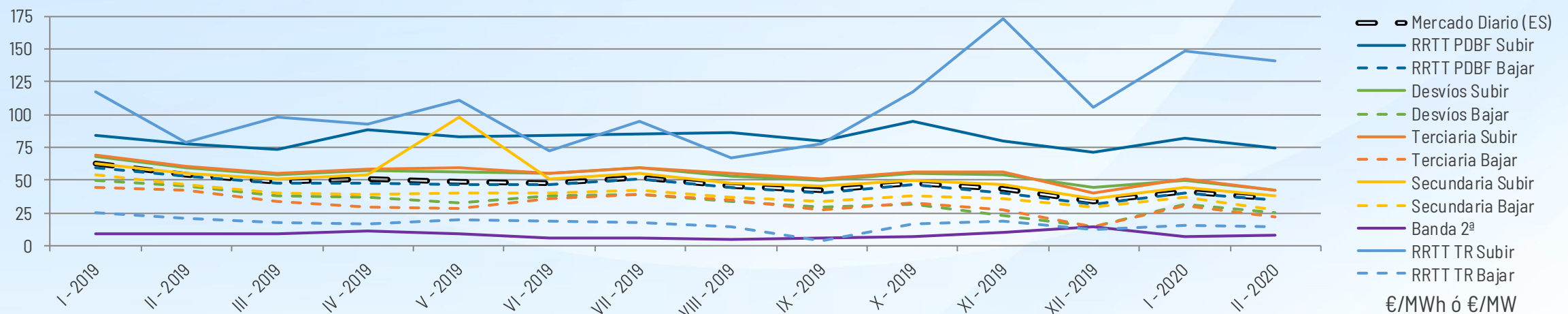
# Energía utilizada para el Balance del Sistema Eléctrico

Valores acumulados (Ene-Feb)	Año 2019	Año 2020	Diferencia 2020 c/r 2019
G. Desvíos	466	547	17%
Reg. Terciaria	407	312	-23%
Reg. Secundaria	425	444	5%
STB	8	18	111%
Total (GWh)	1.307	1.320	1%

GWh		I - 2019	II - 2019	III - 2019	IV - 2019	V - 2019	VI - 2019	VII - 2019	VIII - 2019	IX - 2019	X - 2019	XI - 2019	XII - 2019	I - 2020	II - 2020
G. Desvíos	Subir	259	79	94	152	154	245	339	171	135	194	205	198	269	120
	Bajar	48	80	96	71	38	32	45	93	107	68	62	126	70	89
Reg. Terciaria	Subir	151	115	109	149	142	125	113	58	78	98	113	101	125	73
	Bajar	64	78	99	77	46	27	28	24	52	51	51	83	49	65
Reg. Secundaria	Subir	84	87	96	81	96	76	64	51	66	76	79	114	79	103
	Bajar	137	118	117	137	107	136	157	168	170	154	150	129	157	106
STB	Subir	2	3	1	2	2	7	6	5	3	4	13	5	4	2
	Bajar	2	1	2	2	1	1	4	0	7	2	4	11	8	5
Total (GWh)	Subir	495	284	300	384	393	453	523	284	282	372	411	419	475	297
	Bajar	250	278	313	287	191	197	235	286	336	275	267	348	283	265

# Precios Medios Ponderados Mensuales

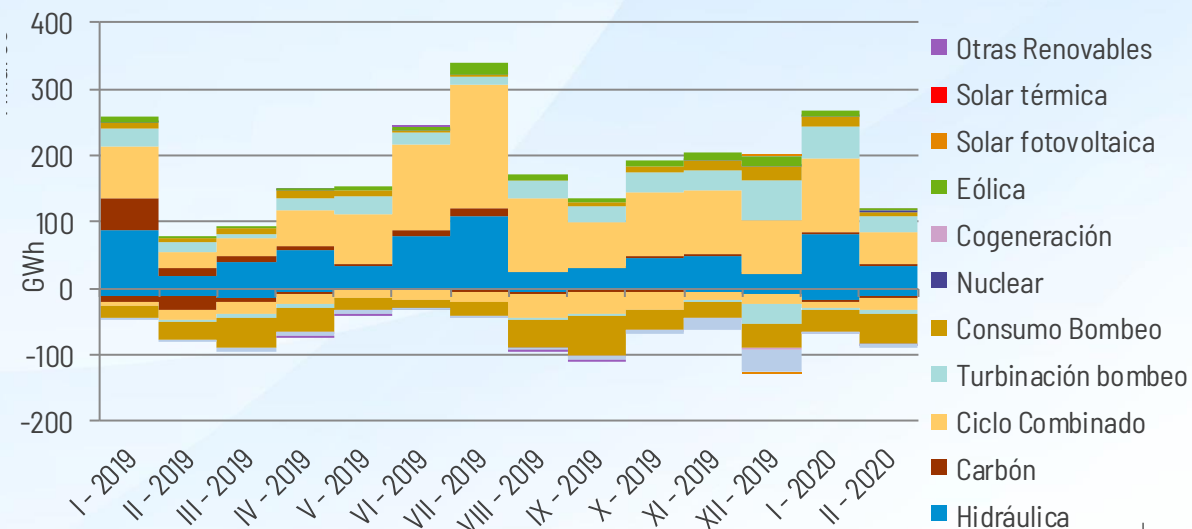
€/MWh ó €/MW	I - 2019	II - 2019	III - 2019	IV - 2019	V - 2019	VI - 2019	VII - 2019	VIII - 2019	IX - 2019	X - 2019	XI - 2019	XII - 2019	I - 2020	II - 2020
Mercado Diario (ES)	62,72	54,65	49,15	50,65	48,74	47,37	51,99	45,38	42,56	47,66	43,06	33,72	41,76	35,98
RRTT PDBF Subir	84,21	77,79	73,80	88,56	82,59	83,97	85,02	86,14	79,63	94,94	79,58	70,78	82,57	74,02
RRTT PDBF Bajar	59,87	52,61	47,50	47,77	46,85	46,54	50,71	44,17	40,59	46,57	40,03	31,52	40,15	34,89
Desvíos Subir	68,16	59,83	54,51	57,65	56,62	55,38	59,15	52,99	49,92	55,30	54,33	44,33	50,30	42,14
Desvíos Bajar	49,47	45,87	38,25	37,02	32,96	37,80	39,46	34,00	29,24	31,41	22,72	14,03	31,32	25,39
Terciaria Subir	68,97	60,50	55,39	58,84	59,80	55,39	59,87	54,95	51,37	56,65	56,43	40,27	50,41	42,39
Terciaria Bajar	44,45	42,70	33,99	29,69	28,08	36,43	38,89	34,40	27,33	32,38	26,91	14,56	30,04	21,99
Secundaria Subir	62,20	55,22	51,42	54,26	97,85	51,23	54,86	47,33	45,14	50,18	46,35	35,81	44,91	38,40
Secundaria Bajar	53,87	46,95	40,49	39,13	39,70	40,04	42,16	36,94	33,47	37,90	35,81	29,50	36,99	27,75
Banda 2ª	8,72	8,69	9,44	11,28	8,92	5,94	5,68	5,16	6,16	7,14	10,14	14,18	7,22	7,51
RRTT TR Subir	117,34	79,16	98,19	92,82	111,09	72,19	94,85	66,99	77,68	117,56	173,31	105,93	148,70	141,04
RRTT TR Bajar	24,65	20,67	18,08	16,78	20,01	18,58	18,06	14,12	3,88	16,54	18,32	12,02	15,42	14,26





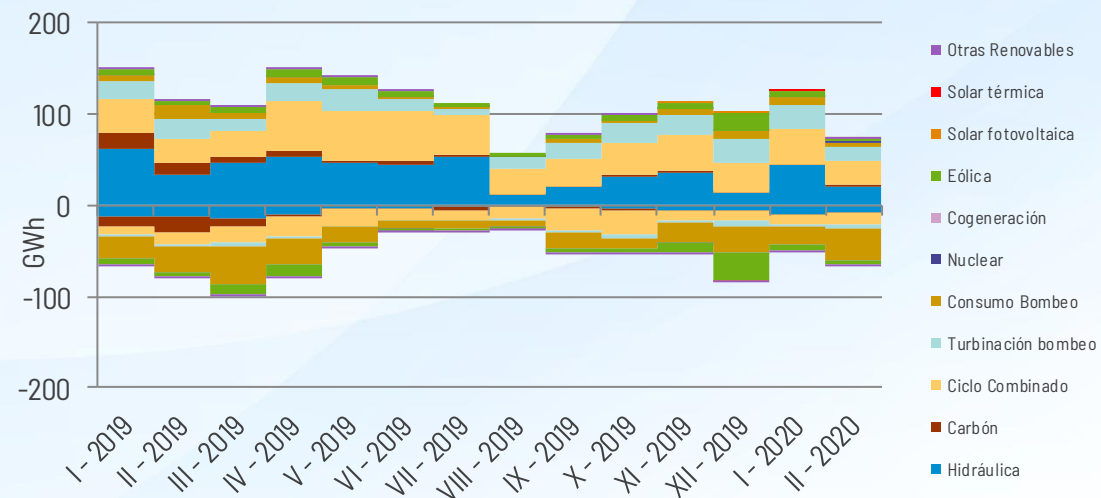
# Energía de Gestión de Desvíos

	Energía a Subir (GWh)			Energía a Bajar (GWh)		
Valores acumulados (Ene-Feb)	2019	2020	Δ(%)	2019	2020	Δ(%)
Hidráulica	107	115	7%	25	32	28%
Turbinación bombeo	39	69	77%	3	8	167%
Consumo bombeo	18	23	28%	43	81	88%
Carbón	59	5	-92%	29	1	-97%
Ciclo combinado	102	161	58%	20	28	40%
Nuclear	1	0	-100%	0	0	-
Cogeneración	0	2	-	0	0	-
Eólica	12	13	8%	7	8	14%
Solar fotovoltaica	0	0	-	0	0	-
Solar térmica	0	0	-	0	0	-
Otras renovables y residuos	0	0	-	0	0	-
<b>Total</b>	<b>338</b>	<b>388</b>	<b>15%</b>	<b>127</b>	<b>158</b>	<b>24%</b>
<b>Precio medio ponderado (€/MWh)</b>	<b>66,20</b>	<b>47,78</b>	<b>-28%</b>	<b>47,21</b>	<b>28,00</b>	<b>-41%</b>



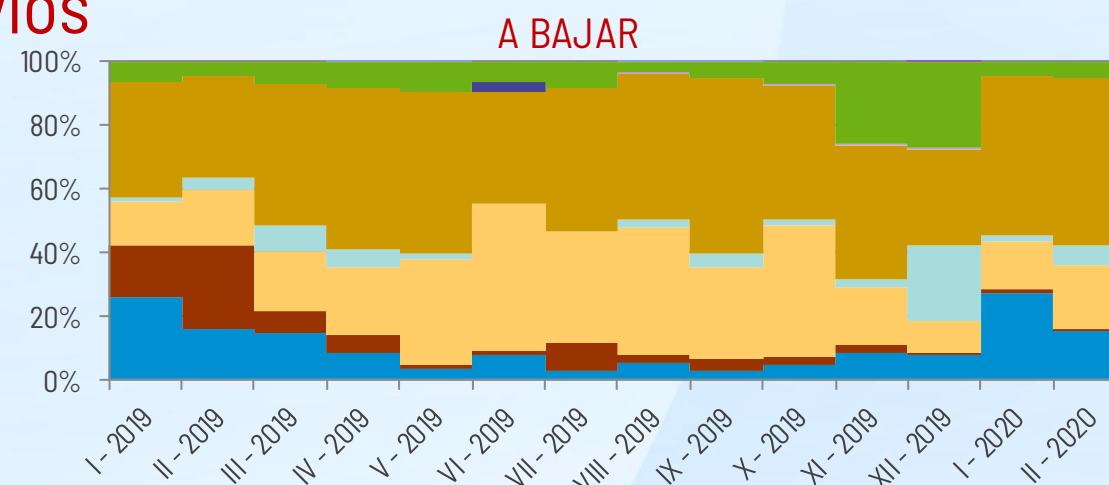
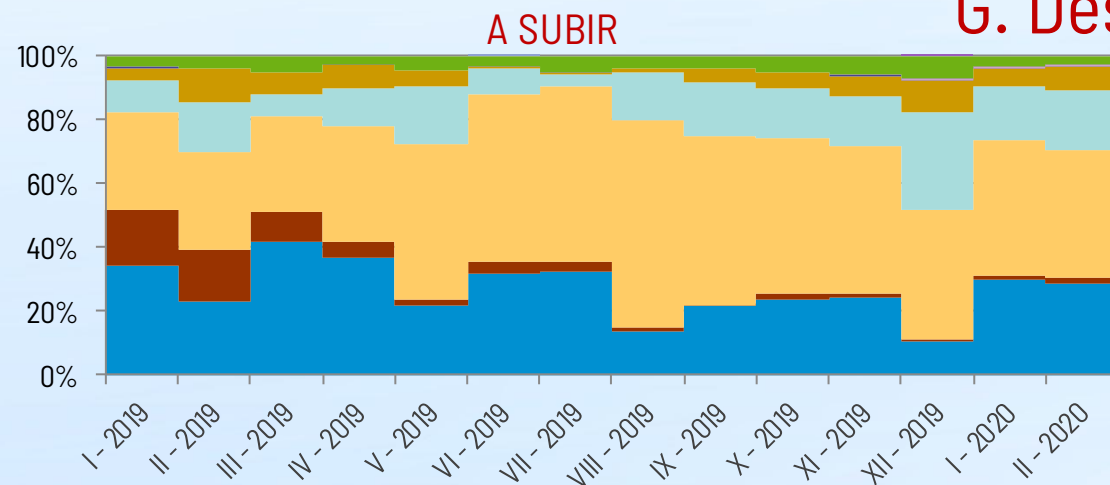
# Energía de Regulación Terciaria

Valores acumulados (Ene-Feb)	Energía a Subir (GWh)			Energía a Bajar (GWh)		
	2019	2020	Δ(%)	2019	2020	Δ(%)
Hidráulica	95	64	-33%	24	19	-21%
Turbinación bombeo	43	40	-7%	3	6	100%
Consumo bombeo	19	15	-21%	52	55	6%
Carbón	32	3	-91%	30	1	-97%
Ciclo combinado	63	66	5%	22	22	0%
Nuclear	0	0	-	0	0	-
Cogeneración	0	0	-	0	0	-
Eólica	12	9	-25%	12	11	-8%
Solar fotovoltaica	0	0	-	0	0	-
Solar térmica	0	0	-	0	0	-
Otras renovables y residuos	0	0	-	0	0	-
<b>Total</b>	<b>264</b>	<b>197</b>	<b>-25%</b>	<b>143</b>	<b>114</b>	<b>-20%</b>
<b>Precio medio ponderado (€/MWh)</b>	<b>65,31</b>	<b>47,44</b>	<b>-27%</b>	<b>43,48</b>	<b>25,45</b>	<b>-41%</b>

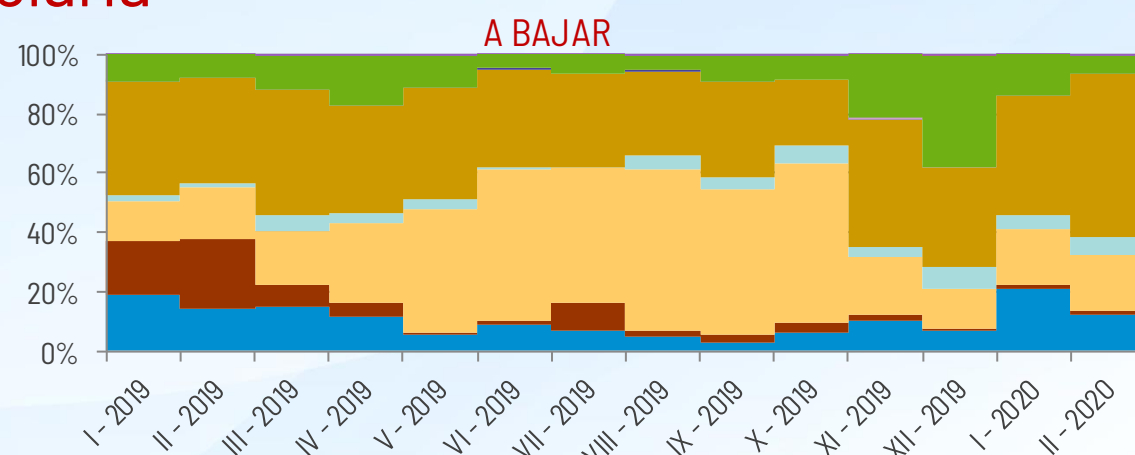
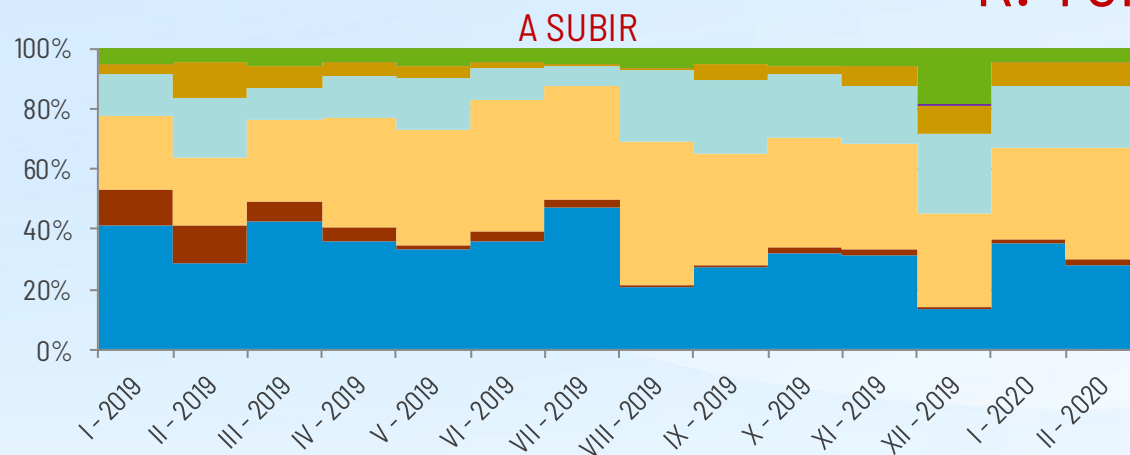


# Energía de Gestión de Desvíos y Regulación Terciaria

## G. Desvíos



## R. Terciaria

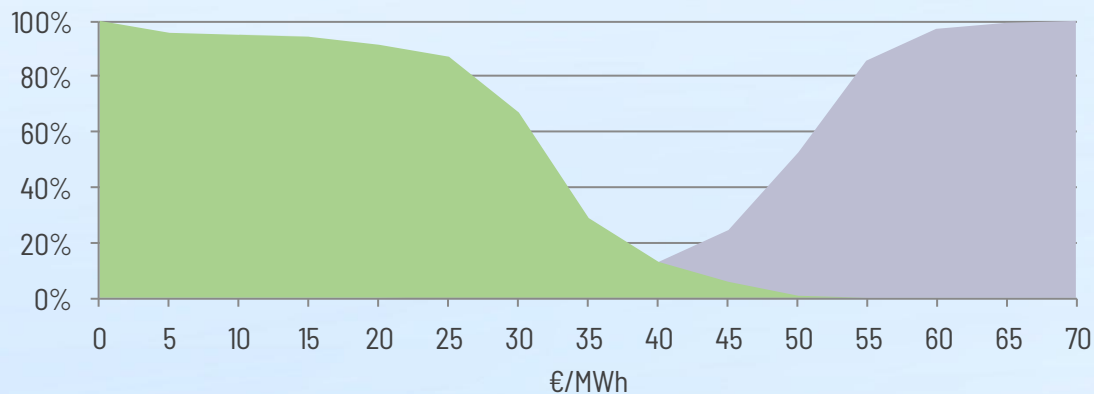


■ Hidráulica 
 ■ Carbón 
 ■ Ciclo Combinado 
 ■ Turbinación bombeo 
 ■ Consumo Bombeo 
 ■ Nuclear 
 ■ Cogeneración 
 ■ Eólica 
 ■ Solar fotovoltaica 
 ■ Solar térmica 
 ■ Otras Renovables

# Energía de Gestión de Desvíos y Regulación Terciaria

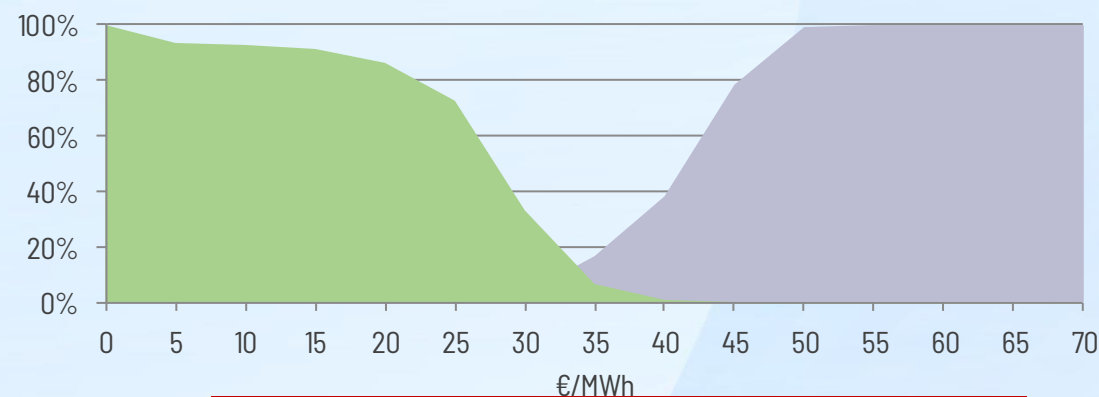
## G. Desvíos

2020 Enero



**Pmáx = 69 €/MWh (22/1/20 - H23)**

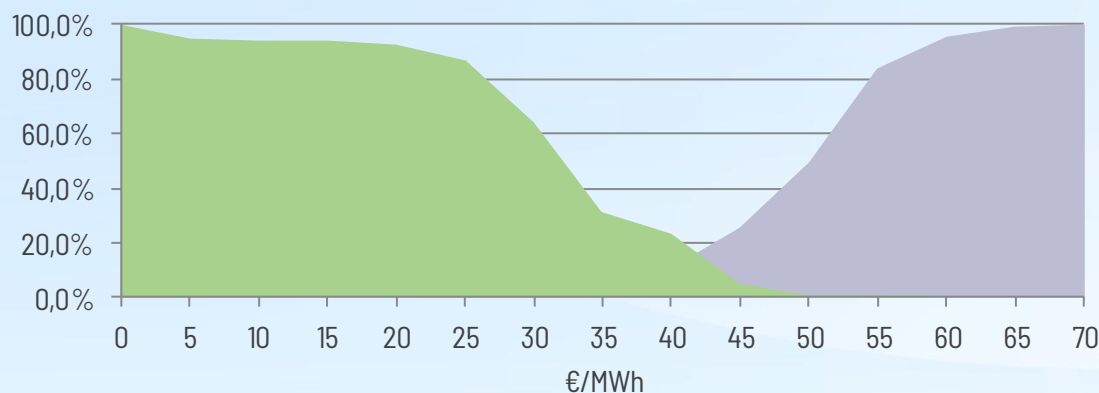
2020 Febrero



**Pmáx = 50,35 €/MWh (20/2/20 - H20)**

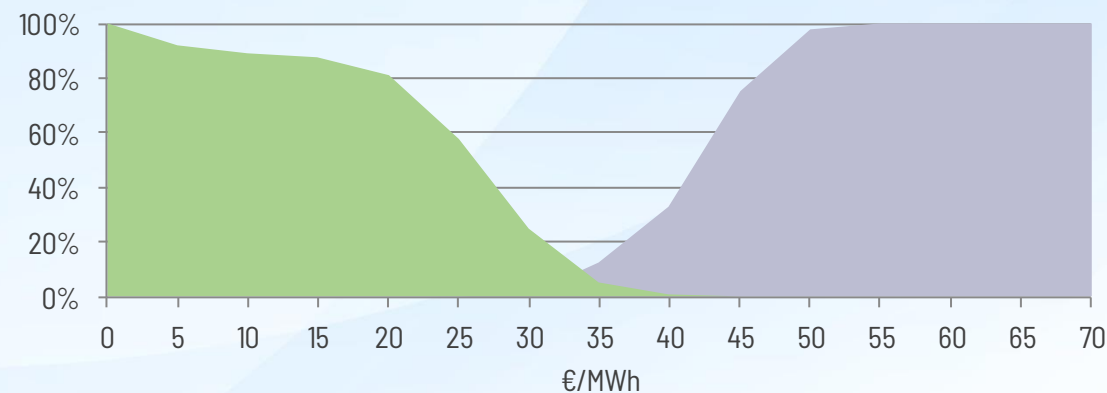
## R. Terciaria

2020 Enero



**Pmáx = 71,66 €/MWh (22/1/20 - H23)**

2020 Febrero



**Pmáx = 51,16 €/MWh (20/2/20 - H20)**

■ Subir ■ Bajar

# Servicios Transfronterizos de Balance

PT → ES

2020	MWh	Activado SEE	€/MWh
Enero	2.750	76%	47,21
Febrero	1.750	51%	37,36
Valores acumulados (Ene-Feb)	4.500	67%	43,38

ES → PT

2020	MWh	Activado SEE	€/MWh
Enero	6.950	34%	48,34
Febrero	7.950	43%	38,47
Valores acumulados (Ene-Feb)	14.900	39%	43,07

FR → ES

2020	MWh	Activado SEE	€/MWh
Enero	1.400	100%	48,43
Febrero	1.250	60%	19,75
Valores acumulados (Ene-Feb)	2.650	81%	34,90

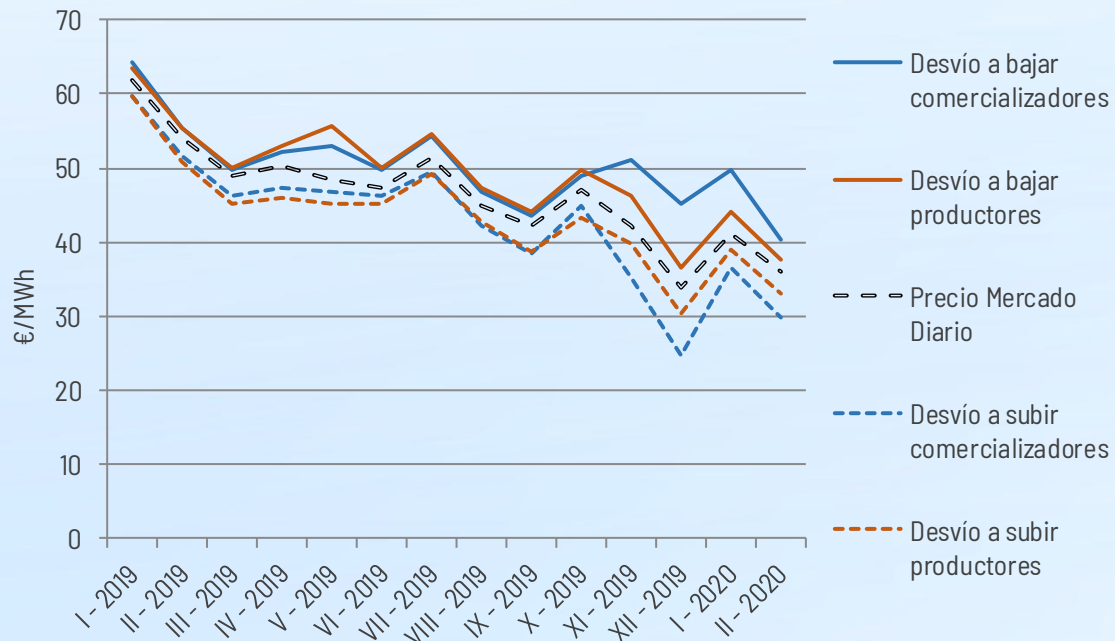
ES → FR

2020	MWh	Activado SEE	€/MWh
Enero	24.650	21%	54,58
Febrero	6.700	25%	44,53
Valores acumulados (Ene-Feb)	31.350	22%	52,43

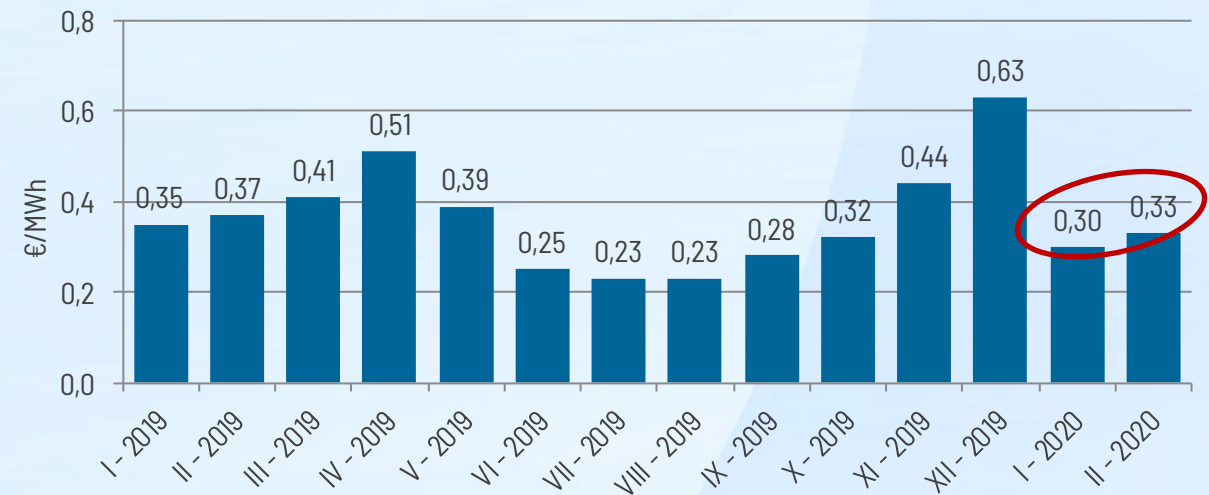
Ahorro estimado acumulado 2020: 0,62 M€

2020	MWh	%
España → Exterior	46.250	87%
Exterior → España	7.150	13%
Valores acumulados (Ene-Feb)	53.400	

# Precio Final Energía Demanda Peninsular y Precios de Desvíos



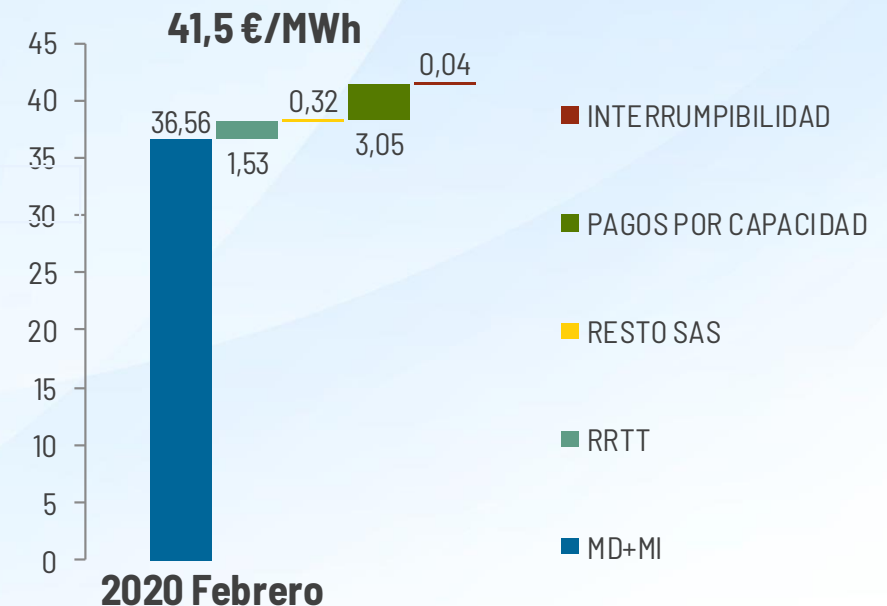
Sobrecoste de Banda de Regulación Secundaria (€/MWh demanda)



Precio Medio Ponderado Desvíos en Febrero 2020 Comercializadores

Bajar: 40,32 €/MWh (112 % PMHMD)

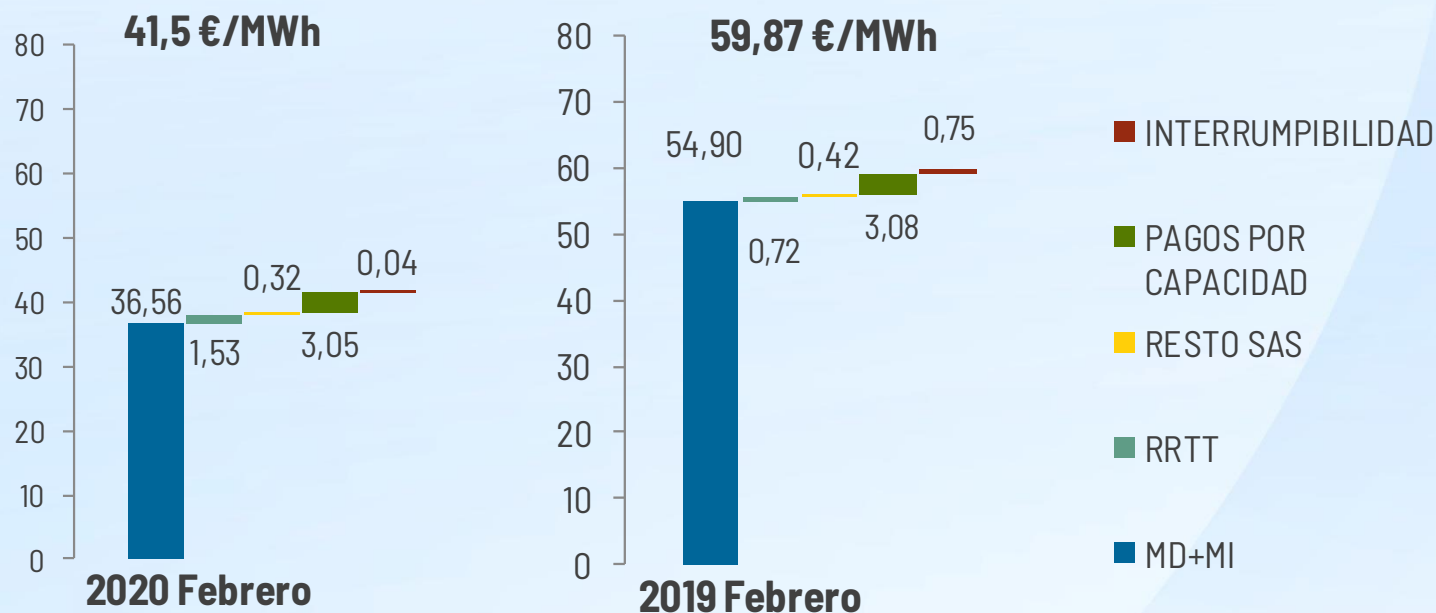
Subir: 29,77 €/MWh (83 % PMHMD)





# Precio Final de la Energía de la demanda peninsular

Febrero 2020 vs. Febrero 2019



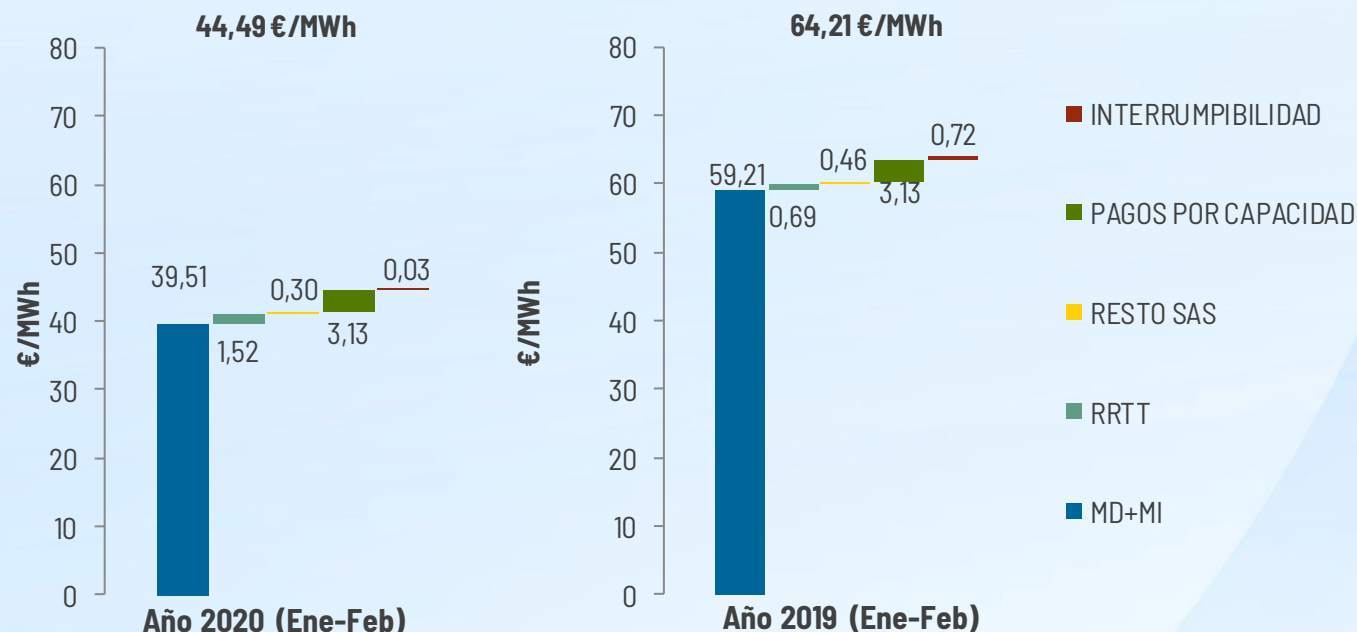
€/MWh	2020 Febrero	2019 Febrero	Variación %
TOTAL SAS	1,85	1,14	62%

€/MWh	2020 Febrero	2019 Febrero	Variación %
RRTT	1,53	0,72	113%
RESTO SAS	0,32	0,42	-24%

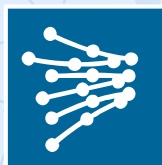
# Precio Final de la Energía de la demanda peninsular

Año 2020 vs. Año 2019



€/MWh	Año 2020 (Ene-Feb)	Año 2019 (Ene-Feb)	Variación %
TOTAL SAS	1,82	1,15	58%

€/MWh	Año 2020 (Ene-Feb)	Año 2019 (Ene-Feb)	Variación %
RRTT	1,52	0,69	120%
RESTO SAS	0,30	0,46	-35%



**RED**  
**ELÉCTRICA**  
DE ESPAÑA

*Comprometidos con la energía inteligente*

**Gracias por su atención**

[www.ree.es](http://www.ree.es)

# Reunião CTSOSEI

11 MARÇO 2020

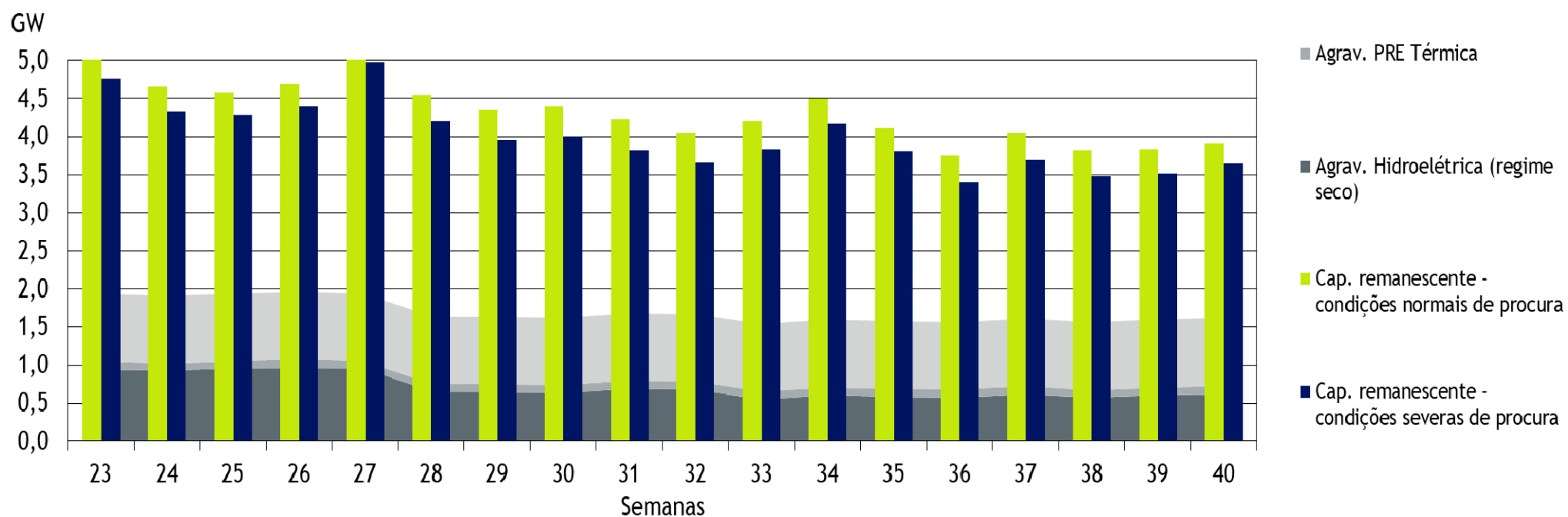
LISBOA

REN 

## 2020 – Evolução da Cobertura das Pontas

PERSPECTIVA DE VERÃO 2020- ELETRICIDADE

Capacidade remanescente





# Indisponibilidades previstas passíveis de condicionar o NTC



Elemento	Data início	Data fim
Armamar-Recarei 400	10/03/2020	11/03/2020
Batalha-Pego 400	13/03/2020	13/03/2020
Portimao-Tavira 400	16/03/2020	20/03/2020
Aldeadavila-Lagoaça 400	30/03/2020	03/04/2020
Armamar-Lagoaca 400	06/04/2020	24/04/2020
Aldeadavila-Pocinho 1 220	20/04/2020	24/04/2020
Alto Lindoso-Riba dAve 2 400	01/05/2020	01/05/2020
Riba dAve-Recarei 2 400	01/05/2020	16/05/2020
Saucelle-Pocinho 220	04/05/2020	08/05/2020
Batalha-Pego 400	11/05/2020	10/07/2020
Alto Lindoso-Riba dAve 2 400	16/05/2020	16/05/2020
Riba dAve-Recarei 1 400	18/05/2020	22/05/2020
Alto Lindoso-Riba dAve 2 400	25/05/2020	03/07/2020



# Principais evoluções da RNT

- Nada a assinalar.



REN 



**Obrigado**





**RED**  
**ELÉCTRICA**  
DE ESPAÑA

*Grupo Red Eléctrica*

# Reunión del Comité Técnico de Seguimiento de la Operación del Sistema Eléctrico Ibérico: Cobertura

11 marzo 2020

# Índice

---

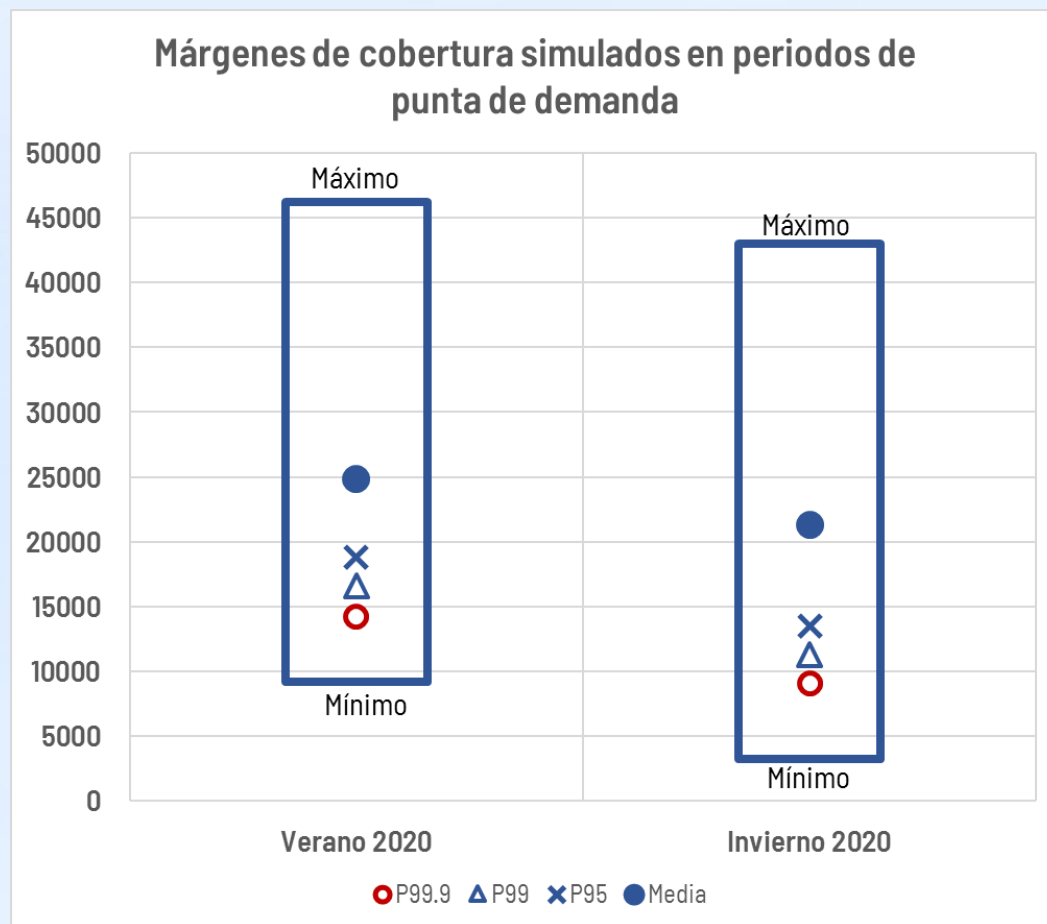
1. Evolución cobertura puntas demanda 2020
2. Indisponibilidades previstas térmica y nuclear
3. Indisponibilidades RdT influencia NTC
4. Previsión Nuevas instalaciones





# Evolución cobertura puntas demanda 2020

# Estudio probabilístico de la cobertura de las puntas de demanda



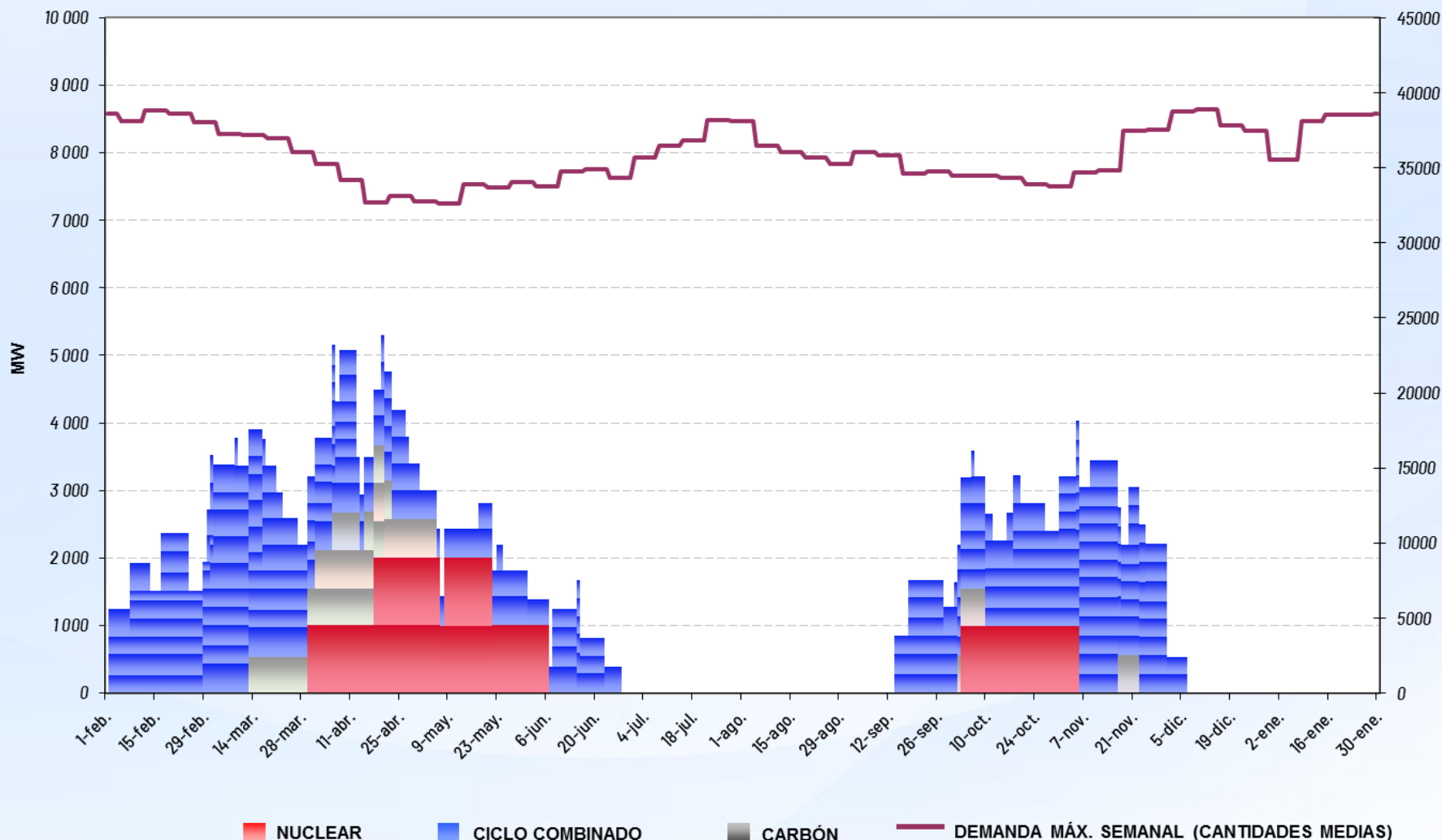
Potencia instalada escenarios probabilísticos (MW)		
Tecnología	Verano 2020	Invierno 2020/21
Hidráulica convencional y bombeo mixto	17.023	17.023
Bombeo puro	3.329	3.329
Nuclear	7.118	7.118
Carbón	4.318	4.318
Ciclo combinado	24.562	24.562
Eólica	26.174	27.074
Solar Fotovoltaica	8.885	9.884
Solar Térmica	2.300	2.300
Cogen., residuos y biomasa	8.466	8.498





# Indisponibilidades previstas térmica y nuclear

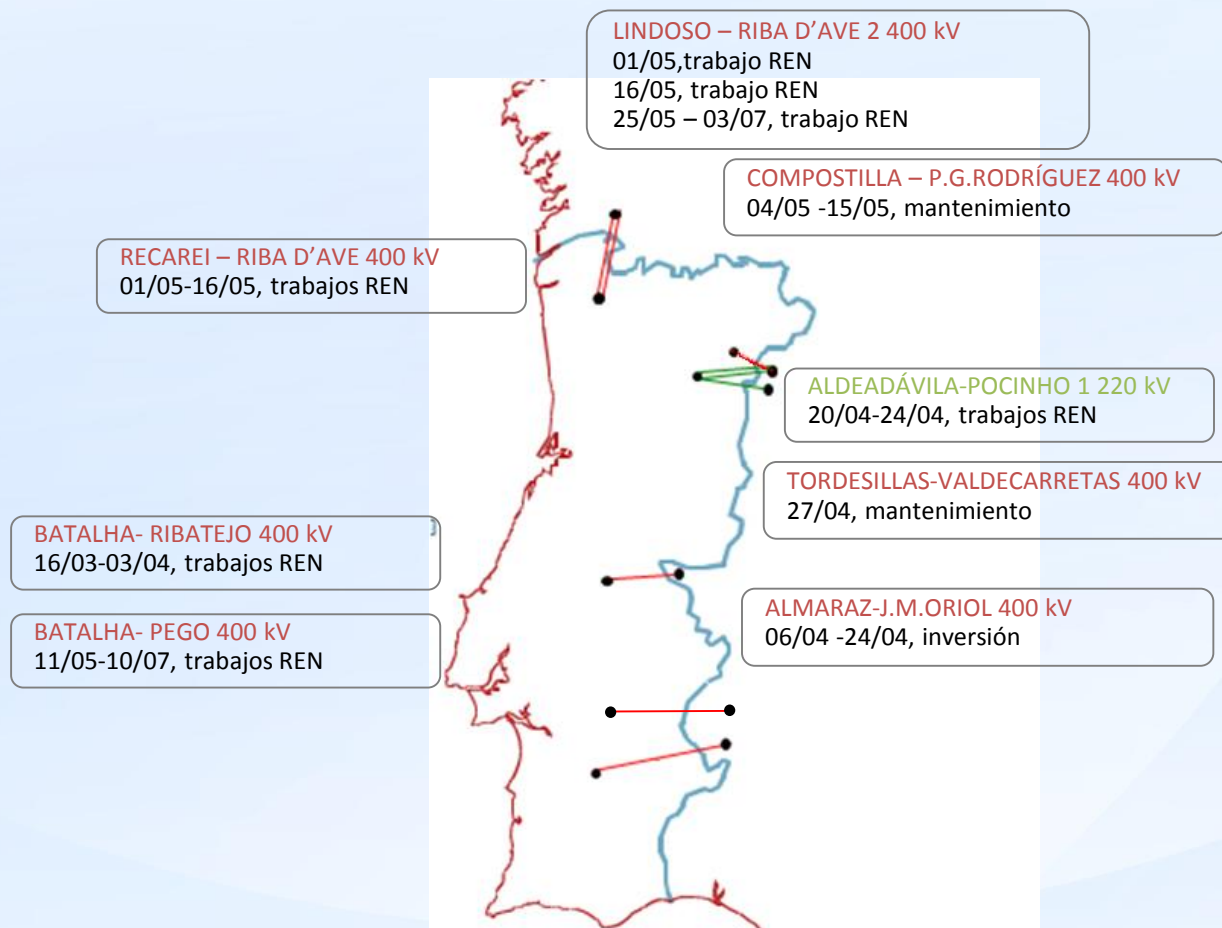
# Indisponibilidades previstas de grupos térmicos y nucleares (Febrero 2020 - Enero 2021)





# Indisponibilidades RdT influencia NTC

# Indisponibilidades de red planificadas con posible influencia en la capacidad de intercambio (11 de Marzo- 31 de Mayo 2020)

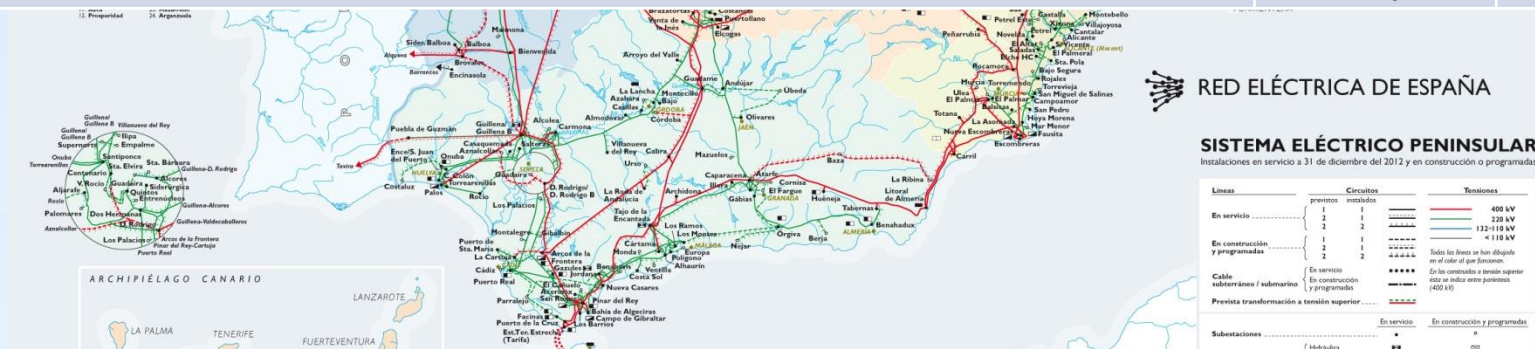




# Previsión nuevas instalaciones

# Nuevas instalaciones

Líneas	Provincia	Fecha
SE 220 kV ALMODOVAR DEL RIO: Sub. BREÑA II. Posición de bombeo	Córdoba	Mar-20
SE 220 kV LOUSAME <sup>(1)</sup> E/S SANTIAGO DE COMPOSTELA-TAMBRE	Coruña	Mar-20
SE 400 kV CIUDAD RODRIGO E/S HINOJOSA-ALMARAZ (pos. ADIF 1 y 2)	Salamanca	Mar-20
L-220 kV LOUSAME-MAZARICOS	Coruña	Sep-20
L-220 kV ATIOS-MONTOUTO	Pontevedra	Oct-20
L-220 kV CONSO-ADIF 1 y 2 (pos. REE finalizadas)	Orense	Oct-20
L-220 kV MESÓN-REGOELLE y DC-220 kV REGOELLE-DUMBRÍA 1 y 2 <sup>(2)</sup>	Coruña	Nov-20
L-220 kV MESÓN-CAMPELO (pos. REE finalizada)	Coruña	Nov-20
SE 220 kV BENAHAVÍS <sup>(3)</sup> <sup>(4)</sup> E/S JORDANA-CÁRTAMA	Málaga	Dic-20



<sup>(1)</sup> Nueva SE 220 kV Lousame <sup>(2)</sup> Desaparecerá L-220 kV Mesón-Dumbria <sup>(3)</sup> Nueva SE 220 kV Benahavís <sup>(4)</sup> Evacuación renovables



# Nuevas instalaciones

Transformadores RdT	Potencia (MVA)	Provincia	Fecha
SE 400 kV GALAPAGAR: Transformador desfasador	1270 MVA <sub>r</sub>	Madrid	Mar-20



Transformadores RdD	Potencia (MVA)	Provincia	Fecha
SE 220 kV VIC: TRP-11 220/40/20 kV	80	Gerona	Mar-20
SE 220 kV ALDAIA: TRP-2 220/20 kV	50	Valencia	Mar-20
SE 220 kV ENTRENUCLEOS: TRP-1 220/15 kV	63	Sevilla	Jun-20
SE 220 kV BENAHAVÍS: TRP-1 220/66 kV	120	Málaga	Dic-20





**RED**  
**ELÉCTRICA**  
**DE ESPAÑA**

*Comprometidos con la energía inteligente*

**Gracias por su atención**

[www.ree.es](http://www.ree.es)



# Novos Desenvolvimentos Legislativos

2020

11 de março

## Novos Desenvolvimentos Legislativos - Nacional

- ▶ Em 22 de janeiro de 2020 foi publicada a Diretiva ERSE nº 2/2020 que aprova os perfis de perdas aplicáveis em 2020 no setor elétrico.
- ▶ Em 23 de janeiro de 2020 foi publicada a Portaria nº 15/2020 do Ministério do Ambiente e Ação Climática que fixa os valores das taxas devidas no âmbito dos procedimentos administrativos relativos às atividades de produção e comercialização de eletricidade.
- ▶ Em 23 de janeiro de 2020 foi publicada a Portaria nº 16/2020 do Ministério do Ambiente e Ação Climática que fixa os valores das taxas devidas no âmbito dos procedimentos administrativos relativos às atividades de autoconsumo e às Comunidades de Energia Renovável.
- ▶ Em 10 de fevereiro de 2020 foi publicada a Declaração de Retificação nº 5/2020 da Presidência do Conselho de Ministros que retifica a Portaria nº 15/2020, de 23 de janeiro que fixa as taxas no âmbito dos procedimentos administrativos relativos às atividades de produção e comercialização de eletricidade.


## Novos Desenvolvimentos Legislativos - Nacional

- ▶ Em 13 de fevereiro de 2020 foi publicada a Portaria nº 41/2020 que fixa a tarifa aplicável, no regime de remuneração garantida, aos centros electroprodutores que utilizam resíduos urbanos como fonte de produção de eletricidade.
- ▶ Em 14 de fevereiro de 2020 foi publicada a Diretiva ERSE nº 2\_A/2020 que aprova o regime de gestão de riscos e garantias no SEN.
- ▶ Em 17 de fevereiro de 2020 foi publicada a Diretiva ERSE nº 3/2020 que aprova as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2020.
- ▶ Em 28 de fevereiro de 2020 foi publicada a Portaria nº 53/2020 que fixa os montantes a cobrar pela entidade emissora de garantias de origem (EEGO) relativo aos serviços prestados no âmbito das suas funções.



Fim





**GRUPO RED**  
**E L É C T R I C A**

**CTSOSEI**  
**Novedades Regulatorias**

11 de marzo de 2020



# Novedades Regulación Nacional

# Novedades regulatorias



13-ene

RD 7/2020, de 12 de enero, por el que se nombra Vicepresidenta Cuarta del Gobierno a doña Teresa Ribera Rodríguez

16-ene

Resolución de 14 de enero, CNMC, por la que se establece la cuantía de retribución del operador del sistema eléctrico para 2020 y los precios a repercutir a los agentes para su financiación

18-ene

RD 98/2020, de 17 de enero, por el que se nombra Secretaria de Estado de Energía a doña Sara Aagesen Muñoz

23-ene


Borrador actualizado del PNIEC 2021 - 2030

24-ene

Circular 3/2020, de 15 de enero, de la CNMC, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad

28-feb

Orden TED/171/2020, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos



# Procedimientos de Operación (PP.00.)

(Novedades más relevantes)

# Procedimientos de Operación (PP.00.)

- **Consultas públicas del Operador del Sistema finalizadas**

- ✓ 13/01/20 - P.O. 4.0.- **Gestión de las interconexiones internacionales**

Se introducen modificaciones para adaptar el procedimiento a los reglamentos europeos que establecen requisitos asociados al cálculo de capacidad de intercambio (CACM, FCA y EB)

- ✓ 05/12/19 - P.O. 1.6.- Establecimiento de los **planes de seguridad para la operación del sistema.**

Se propone incluir un nuevo anexo (Anexo I) en el P.O. 1.6. que contenga la propuesta del **plan de pruebas** de los equipos y capacidades considerados en el plan de emergencia y en el plan de reposición para la implementación del Reglamento (UE) 2017/2196 (Código de Red Emergencia y Reposición)

18/12/2019 enviado a MITECO

- ✓ 13/11/19 - P.O. 3.4.- **Programación del mantenimiento de la red de transporte.**

Para considerar los plazos y terminología del Reglamento (UE) 2017/1485 (System operation Guideline), así como adelantar la programación, establecer plazos con fechas concretas y otras mejoras operativas, por la implementación de dicho Reglamento

Próximo envío a MITECO

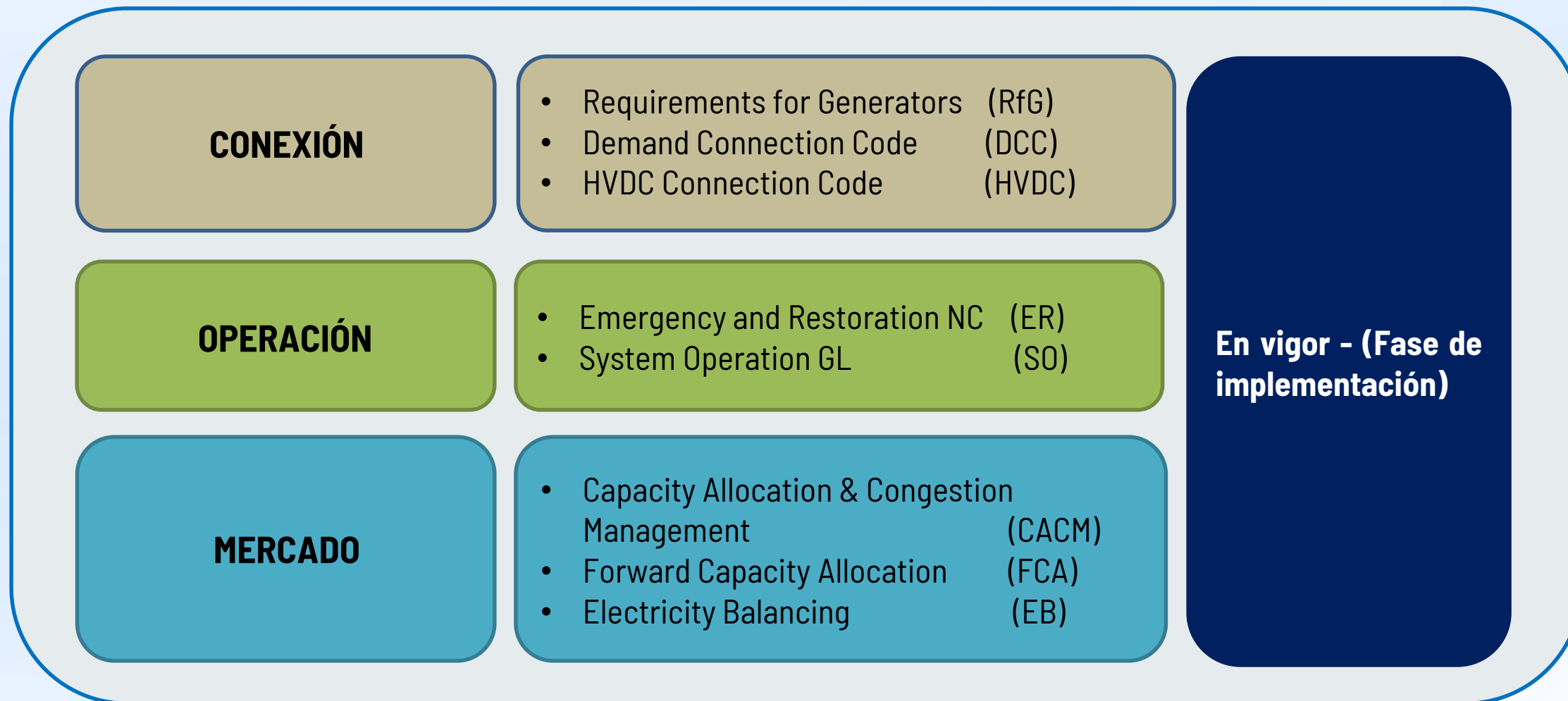
NB. P.O. 4.0 y P.O. 1.6 sin cambios respecto a última reunión



# Normativa Europea Códigos de Red (NCs) y Directrices (GLs)



# Network Codes y Guidelines: situación general



# Códigos de Conexión – Principales novedades

---

## RfG – DCC – HVDC

- ✓ 18/02/2020 → Publicación Documento de Evaluación de la Conformidad de Demanda y de Distribución (Regl. 2016/1388)

# Códigos de Operación - Principales novedades

## Emergencia y Reposición (ER NC)

✓ **2020**→ Pendiente de aprobación por NRAs de propuestas de TSOs - (plazo de 6 meses - enviado el 18/12/2019).

- Términos y Condiciones para ejercer como proveedor de servicios de ER.
- Normas para suspensión/restablecimiento y liquidación del mercado.

## Gestión de la RdT (SO GL)

Sin novedades desde  
último CTSOSEI

# Directrices de Mercado - Principales novedades

## Capacity Allocation Congestion Management (CACM)

- ✓ **30/1/2020** → Decisiones 4/2020 y 5/2020 de ACER por las que se aprueban, respectivamente, las siguientes propuestas de los NEMOs:
  - Algoritmos de mercado diario y mercado intradiario - art. 35
  - Productos en horizonte intradiario - art. 40(1) y 53(1)

## Forward Capacity Allocation (FCA)

- ✓ **14/01/2020** → Envío de los TSOs de la región SWE de las propuestas revisadas de Metodologías de Cálculo y de Reparto de Capacidad de largo plazo de la Región SWE, de acuerdo con los correspondientes RfAs

## Electricity Balancing (EB)

- ✓ **24/1/2020** → Aprobación por decisión de ACER de las propuestas de "All TSOs" sobre metodologías:
  - *Implementation framework del proceso de mFRR (mFRRIF) - art. 20(1)*
  - *Implementation framework del proceso de aFRR (aFRRIF) - art. 21(1)*
  - *Pricing Proposal (PP) - art. 30(1) y 30(3)*
- ✓ **19/2/2020 - 10/3/2020** → Consulta pública de ACER sobre las siguientes propuestas "All TSOs":
  - *Lista de productos estándar para reservas de balance - art. 25(2)*
  - *Metodología de asignación de capacidad por el método de co-optimización - art. 40(1)*



# Novedades Legislación UE

# Desarrollos derivados del CEP - MERCADOS

## REGLAMENTO 2019/943 DE ELECTRICIDAD

1. Criterio del **valor mínimo de capacidad de intercambio** (Art. 16(8))
  - ✓ Q4 2019 – Aprobación por la CNMC de la solicitud de exención transitoria de 1 año de duración presentada por REE - Nueva fecha de obligación 1 enero 2021.
2. Metodología de revisión de configuración de las **zonas de ofertas (BZ)** y configuraciones alternativas (art. 14.5)
  - ✓ 17/12/2019 - El conjunto de las NRAs solicitan a los TSOs el envío, en un plazo de 2 meses (17/02/2020), de una propuesta más completa a la ya enviada el 03/10/2019
3. Metodología para la **participación transfronteriza en mecanismos de capacidad** (art. 26)
  - ✓ 16/03/2020- Fecha prevista para cierre de la consulta pública (web ENTSO-E)
  - ✓ 05/07/2020 – Plazo de ENTSO-E para remitir a ACER la metodología de cálculo de capacidad máxima de participación transfronteriza.
4. Metodología de **uso de las rentas de congestión** (Art. 19)
  - ✓ Q2 2020 – Fecha prevista para la consulta pública (web ENTSO-E)
  - ✓ 05/07/2020- envío de propuesta de metodología a ACER (esta tiene que decidir en 6 meses). (art. 19.4)



# Desarrollos derivados del CEP - OPERACIÓN

## REGLAMENTO 2019/943 DE ELECTRICIDAD

- **Regiones de Operación del Sistema** – (*System Operation Regions* - SOR) – (Art. 36)
  - ✓ 6/01/2020 – Envío de ENTSO-E a ACER de propuesta de SOR (tras consulta pública a grupos de interés).
  - ✓ 5/04/2020 – Plazo de ACER para validar o enmendar (en consulta con ENTSOE).

NB.- La propuesta presentada por ENTSO-E describe 7 regiones (SOR), entre las que se encuentra la SOR SWE (South West Europe), en la que ENTSO-E propone que REN,REE, RTE coordinen de modo armonizado los procesos relevantes entre sus fronteras y áreas de control en el marco de los RCC (Regional Coordination Centres) establecido en el Reglamento 2019/943.

## REGLAMENTO 2019/941 - PREPARACIÓN ANTE RIESGOS

- **Metodología para identificar escenarios regionales de crisis eléctrica** – (Art. 5)
  - ✓ 06/01/2020 – Remisión de ENTSO-E a ACER de propuesta de metodología para identificar los escenarios de crisis regionales de electricidad y estudios de cobertura de corto y medio plazo.
  - ✓ 06/01/2020 – 12/01/2020 - Consulta pública de ACER sobre propuesta de ENTSO-E.
  - ✓ 06/03/2020 – Decisión de ACER sobre propuestas de metodologías
  - ✓ Sept. 2020 - Identificación de escenarios de crisis regionales de electricidad (TSOs y ENTSOE)
  - ✓ Antes de marzo 2021 - Implementación de la metodología de cobertura de corto y medio plazo (ENTSOE, TSOs y RCCs)

# European Green Deal: hoja de ruta

## La CE presentó una hoja de ruta para presentar sus propuestas





*Comprometidos con la energía inteligente*

Gracias por su atención

[www.ree.es](http://www.ree.es)

# Códigos de conexión

---

RfG (Reg. 2016/631) + DCC (Reg. 2016/1388) + HVDC (Reg. 2016/1447 )

## Hitos recientes

- ✓ **18/02/2020** → Publicación Documento de Evaluación de la Conformidad de Demanda y de Distribución (Regl. 2016/1388)

## Próximos hitos y plazos

- ✓ 2T 2020 (?) → Aprobación por MITECO de Real Decreto y Orden Ministerial (\*)

(\*) Textos normativos basados en propuestas de PP.00. 12.1 y 12.2 y modificaciones de rango superior al P.O. remitidas por REE y propuesta de requisitos remitida por AELEC, resultado de los grupos de trabajo de implementación GCI, GTGen y GTCon (Sep16 a Sep17). Ver <https://www.esios.ree.es/es/pagina/codigos-red-conexion>

# Directrices de Mercado (I)

---

Directriz CACM (Regl. 2015/1222) - En vigor desde 14/08/15

## Hitos recientes

- ü **30/1/2020** → Decisiones 4/2020 y 5/2020 de ACER por las que se aprueban, respectivamente, las siguientes propuesta de los NEMOs:
- Algoritmos de mercado diario y mercado intradiario - art. 35
  - Productos en horizonte intradiario - art. 40(1) y 53(1)

# Directrices de Mercado (II)

Directriz FCA (Regl. 2016/1719) - En vigor desde 17/10/2016

## Hitos recientes

- ✓ **14/11/2019** → Recepción de “Request for Amendment” (RfA) de las SWE NRAs a las propuestas de Metodologías de Cálculo y de Reparto de Capacidad de largo plazo de la Región SWE
- ✓ **14/01/2020** → Envío por los SWE TSOs de las propuestas revisadas de Metodologías de Cálculo y de Reparto de Capacidad de largo plazo de la Región SWE, de acuerdo con los correspondientes RfAs

## Próximos hitos y plazos

- ✓ **T1 2020** → Envío de REE a la CNMC, para su aprobación, de la propuesta de Metodología para compartir costes de firmeza y remuneración (*Cost of ensuring firmness and remuneration of long-term transmission rights (FRC)*) - art. 61)
- ✓ **Antes del 14/3/2020** → Aprobación de las SWE NRAs de las propuestas revisadas por los SWE TSOs de las Metodologías de Cálculo y de Reparto de Capacidad de largo plazo de la Región SWE - art. 16



# Directrices de Mercado (III)

## Directriz de Balance (GL EB) – (Regl. 2017/2195) – En vigor desde 18/12/17

### Hitos recientes

- ✓ **28/12/2019** → NRAs escalan a ACER la propuesta revisada “All TSOs” del *Implementation framework* del proceso *Imbalance Netting* (INIF) – art. 22(1)
- ✓ **14/1/2020** → NRAs escalan a ACER las propuestas revisadas “All TSOs” de las metodologías:
  - *Activation Purposes (AP)* – art. 29(3)
  - *TSO-TSO Settlement* – art. 50(1)
  - *Imbalance Settlement Harmonization (ISH)* – art. 52(2)
- ✓ **24/1/2020** → Aprobación por decisión de ACER de las propuestas de “All TSOs” sobre metodologías:
  - *Implementation framework* del proceso de *mFRR (mFRRIF)* – art. 20(1)
  - *Implementation framework* del proceso de *aFRR (aFRRIF)* – art. 21(1)
  - *Pricing Proposal (PP)* – art. 30(1) y 30(3)
- ✓ **19/2/2020 – 10/3/2020** → Consulta pública de ACER sobre las siguientes propuestas “All TSOs”:
  - *Lista de productos estándar para reservas de balance* – art. 25(2)
  - *Metodología de asignación de capacidad por el método de co-optimización* – art. 40(1)

# Directrices de Mercado (IV)

## Directriz de Balance (GL EB) – (Regl. 2017/2195) – En vigor desde 18/12/17

### Próximos hitos y plazos

- ✓ **15/3/2020** → Previsto envío de REE a la CNMC de las propuestas revisadas de los TSOs del área síncrona CE:
  - *Normas comunes de liquidación de intercambios internacionales derivados del proceso de contención de frecuencia y de las rampas de variación de potencia - art. 50(3)*
  - *Normas comunes de liquidación de intercambios no intencionados de energía - art. 51(1)*
  
- ✓ **T3 2020** → Prevista respuesta “All NRAs” a la propuesta revisada “All TSOs” de *Implementation framework* del proceso *Imbalance Netting* (INIF) – art. 22(1)
  
- ✓ **T4 2020** → Prevista respuesta de ACER a las siguientes propuestas “All TSOs”:
  - *Lista de productos estándar para reservas de balance - art. 25(2)*
  - *Metodología de asignación de capacidad por el método de co-optimización - art. 40(1)*

# Códigos de Operación (I)

## Código de Emergencia y Reposición (ER) – (Regl. 2017/2196). En vigor desde 18/12/17

### Hitos recientes

- ✓ **18 Dic. 2019** → Envío de TSOs de propuesta de plan de pruebas a respectivas NRAs para su aprobación. (Art. 43.2 NC ER)

### Próximos hitos y plazos

- ✓ **2020 (?)** → Aprobación por NRAs de propuestas de TSOs - (plazo de 6 meses – enviado el 18/12/2019).
  - Términos y Condiciones para ejercer como proveedor de servicios de ER.
  - Normas para suspensión/restablecimiento y liquidación del mercado.
- ✓ **Mar. 2020** → Informe de ENTSOE para evaluar la coherencia de los planes de ER entre sistemas. (art 6.4 y 52 NC ER).

# Códigos de Operación (II)

Directriz sobre gestión de la RdT (SO) – (Regl. 2017/1485). En vigor desde 14/09/17

## Hitos recientes

- ✓ **21/11/2019** → Informe CNMC sobre propuesta de Orden para la implementación nacional del Art.40.5 (aplicabilidad y alcance del intercambio de datos entre TSO, DSOs y usuarios significativos de la red - USR).
- ✓ **20/12/2019** → Envío a la CNMC de la Región de Cálculo de Capacidad (CCR) de la propuesta de disposiciones comunes para la coordinación regional de la seguridad de la operación (Art. 76 de la SO GL).

## Próximos hitos y plazos

- ✓ **1T-2T 2020**
  - Aprobación de la propuesta de implementación nacional del Artículo 40(5) (MITECO) de la SO GL.
  - Elaboración del acuerdo entre el OS y los GRD pertinentes que recoja los procesos de intercambio de datos entre ellos (requisito del Artículo 40 (7) de la SO GL).
  - Aprobación por la CNMC de la propuesta de la Región de Cálculo de Capacidad (CCR) de disposiciones comunes para la coordinación regional de la seguridad de la operación (Art. 76 de la SO GL).



**RED**  
**ELÉCTRICA**  
DE ESPAÑA

*Grupo Red Eléctrica*

# Resultados de la Operación del Sistema **Boletín Mensual Enero 2020**

Dirección de **Operación**

Fecha de ejecución febrero-2020

25 de febrero de 2020



# Índice

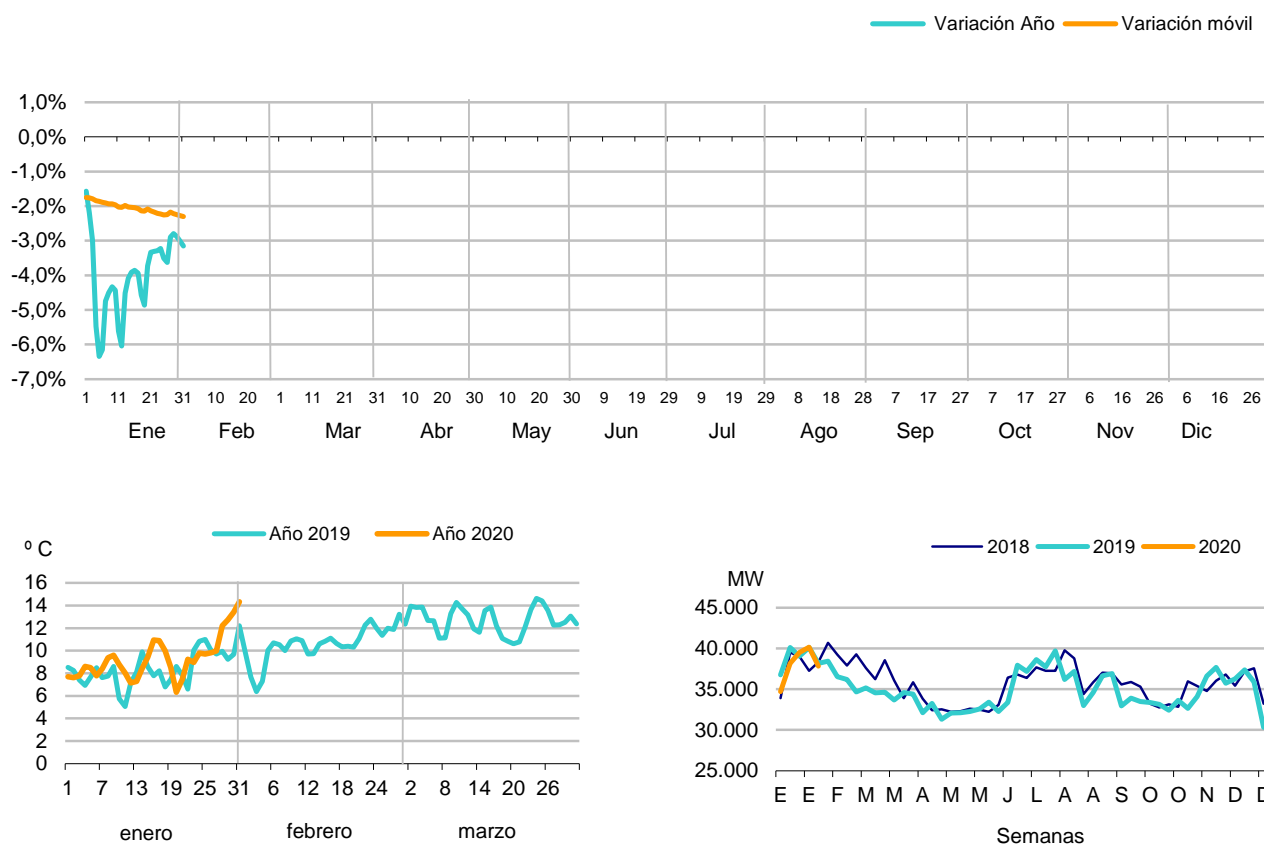
1. DEMANDA.....	1
2. MEDIOS de GENERACIÓN.....	2
2.1. HIDRÁULICA .....	2
2.2. CONSUMO BOMBEO .....	3
2.3. GENERACIÓN NO RENOVABLE .....	3
2.3.1. Nuclear.....	3
2.3.2. Carbón.....	4
2.3.3. Ciclo Combinado .....	4
2.3.4. Cogeneración .....	4
2.3.5. Residuos No renovables.....	5
2.3.6. Generación Bombeo.....	5
2.4. GENERACIÓN RENOVABLE .....	6
2.4.1. Hidráulica convencional.....	6
2.4.2. Eólica .....	6
2.4.3. Solar Térmica.....	7
2.4.4. Fotovoltaica .....	7
2.4.5. Otras Renovables .....	7
2.4.6. Residuos Renovables .....	8
3. INTERCONEXIONES INTERNACIONALES .....	9
4. COMPORTAMIENTO de la RESERVA de REGULACIÓN.....	10
5. HECHOS DESTACABLES en la OPERACIÓN de la RED .....	11
6. NUEVAS INSTALACIONES RdT .....	12





## 1. DEMANDA

La demanda del mes de Enero en b.c. ha alcanzado un valor de 22.562 GWh. Ello supone una disminución del 3,2% respecto al mismo mes del año anterior. Tras descontar los efectos de laboralidad y temperatura resulta una disminución del 1,9%



Punta máxima Enero 2020:

39.973 MWh (lunes día 20)

Punta máxima Enero 2019:

40.136 MWh (jueves día 10)

Punta máxima año 2020:

39.973 MWh (lunes día 20 de enero)

Energía diaria máx. Enero 2020:

819 GWh (martes día 21)

Energía diaria máx. Enero 2019:

824 GWh (viernes día 11)

Energía diaria máx. año 2020:

819 GWh (martes día 21 de enero)



## 2. MEDIOS de GENERACIÓN

### 2.1. HIDRÁULICA

El mes de Enero registra una hidraulicidad superior a la media, alcanzando el índice mensual de producible hidroeléctrico un valor de 1,2. El índice acumulado anual registra un valor de 1,2.

2020	Producción (GWh)	% 20/19	Producible	Indice	%P>
Enero	3.724	75,11	4.476	1,20	23,9
Febrero					
Marzo					
Abril					
Mayo					
Junio					
Julio					
Agosto					
Septiembre					
Octubre					
Noviembre					
Enero					
<b>Total</b>	<b>3.724</b>	<b>75,11</b>	<b>4.476</b>	<b>1,20</b>	<b>23,9</b>

En Enero, el conjunto de las reservas hidroeléctricas ha aumentado en 4,1 puntos con respecto al mes anterior.

A finales de Enero las reservas son superiores en casi 11,5 puntos a las del mismo periodo del año 2019.

La evolución de las reservas hidráulicas es la siguiente:

2020	ANUALES		HIPERANUALES		CONJUNTO	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
<b>Diciembre 2019</b>	<b>5.895</b>	<b>66</b>	<b>3.557</b>	<b>37</b>	<b>9.452</b>	<b>51</b>
Enero	6.050	67	4.154	43	10.204	55
Febrero						
Marzo						
Abril						
Mayo						
Junio						
Julio						
Agosto						
Septiembre						
Octubre						
Noviembre						
Diciembre						



## 2.2. CONSUMO BOMBEO

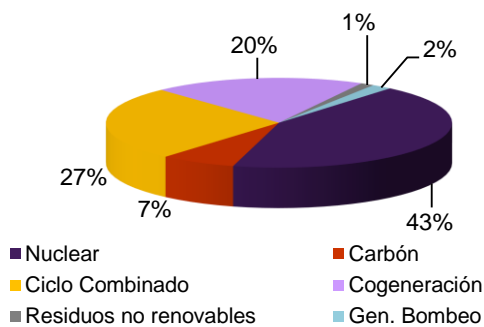
El consumo mensual para el bombeo en Enero ha sido de 399 GWh, superior en un 48,6% al del mismo periodo del año 2019.

## 2.3. GENERACIÓN NO RENOVABLE

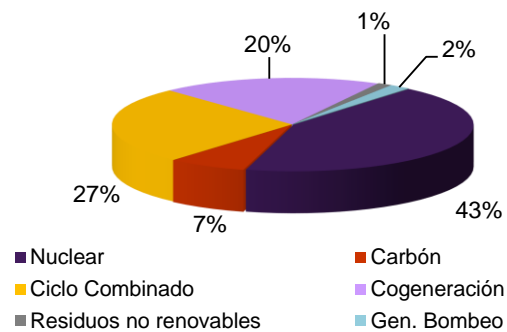
Producción de Enero: 12.257 GWh, un 14,5 inferior a la del mismo periodo del año 2019.

La estructura de generación con generación no renovable, se recoge en el siguiente gráfico:

**Enero 2020**



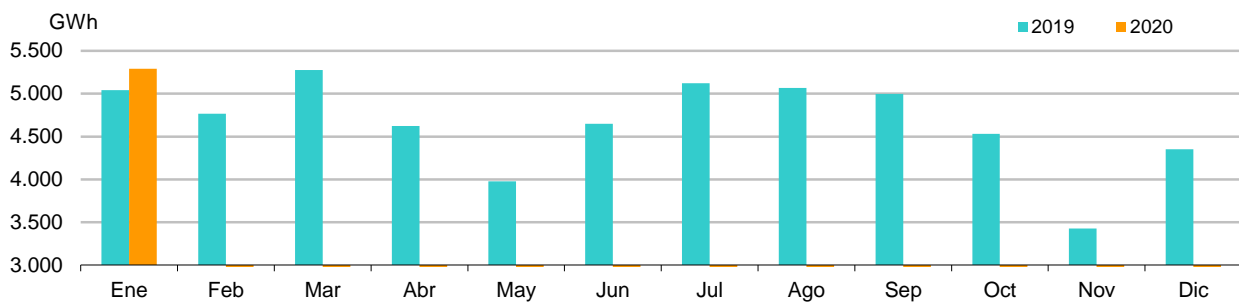
**Acumulado 2020**



### 2.3.1. Nuclear

Producción de Enero: 5.289 GWh, un 4,9% superior a la del mismo periodo del año 2019.

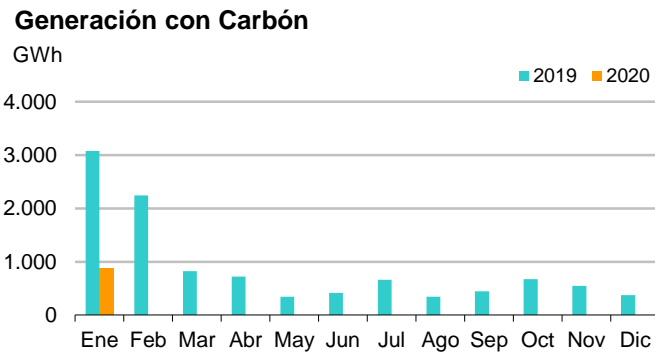
**Producción Nuclear**





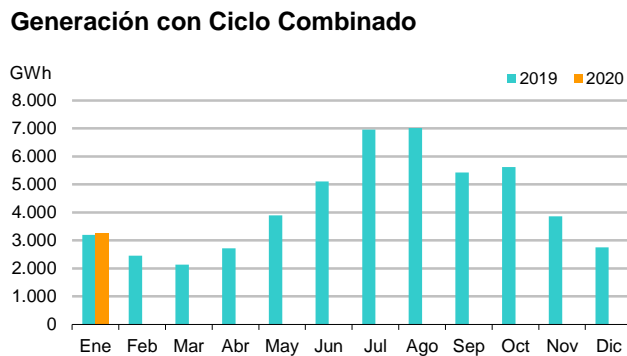
### 2.3.2. Carbón

Producción de Enero: 869 GWh, un 71,79% inferior a la del mismo período del año 2019.



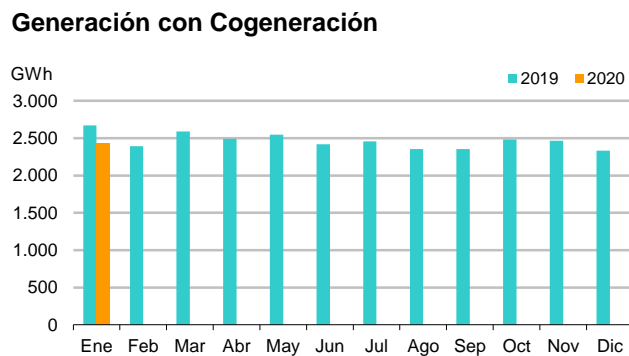
### 2.3.3. Ciclo Combinado

Producción de Enero: 3.272 GWh, un 2,3% superior a la del mismo período del año 2019.



### 2.3.4. Cogeneración

Producción de Enero: 2.435 GWh, un 8,8% inferior a la del mismo período del año 2019.

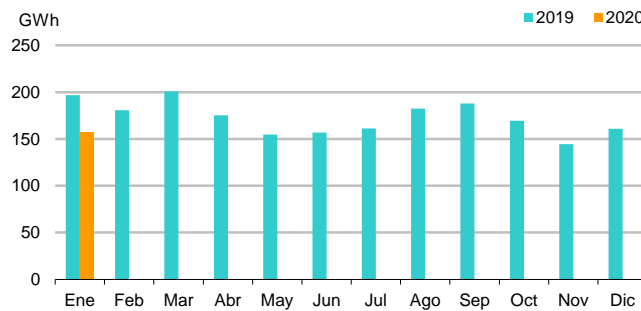




### 2.3.5. Residuos No renovables

Producción de Enero: 157 GWh, un 20,0% inferior a la del mismo período del año 2019.

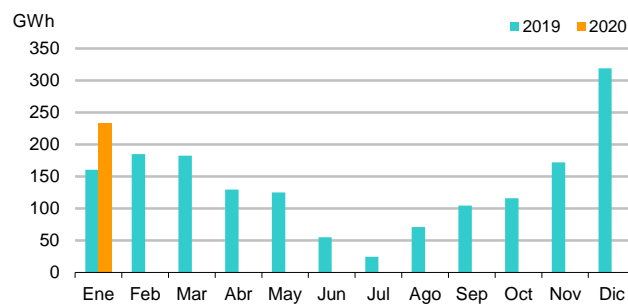
**Generación con Residuos no renovables**



### 2.3.6. Generación Bombeo

Producción de Enero: 234 GWh, un 45,9% superior a la del mismo período del año 2019.

**Generación con turbinación bombeo**



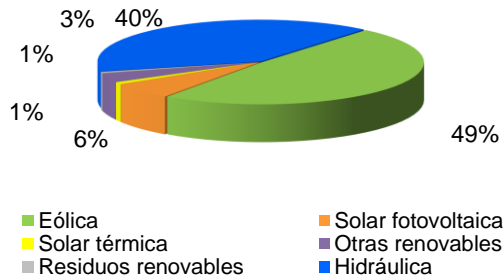


## 2.4. GENERACIÓN RENOVABLE

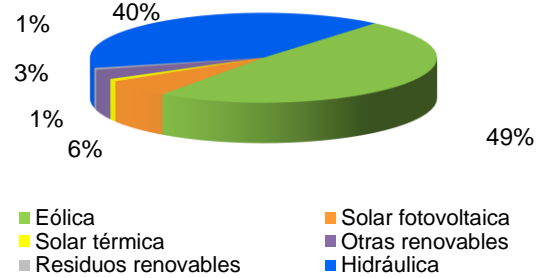
Producción de Enero: 9.358 GWh, un 50,5% superior a la del mismo período del año 2019.

La estructura de generación con generación no renovable, se recoge en el siguiente gráfico:

**Enero 2020**



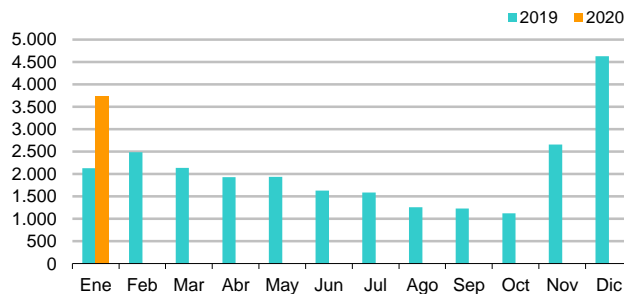
**Acumulado 2020**



### 2.4.1. Hidráulica convencional

Producción de Enero: 3.724 GWh, un 75,1% superior a la del mismo período del año 2019.

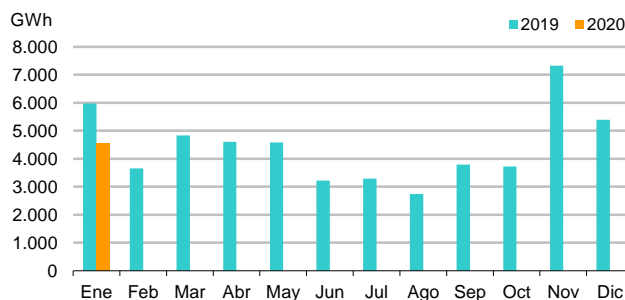
**Generación con hidráulica**



### 2.4.2. Eólica

Producción de Enero: 4.563 GWh, un 23,6% inferior a la del mismo período del año 2019.

**Generación con Eólica**



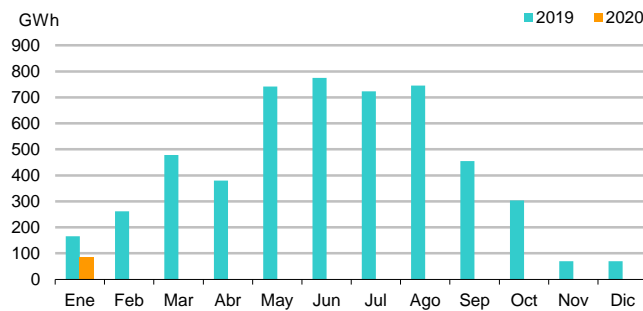




### 2.4.3. Solar Térmica

Producción de Enero: 86 GWh, un 48,3% inferior a la del mismo período del año 2019.

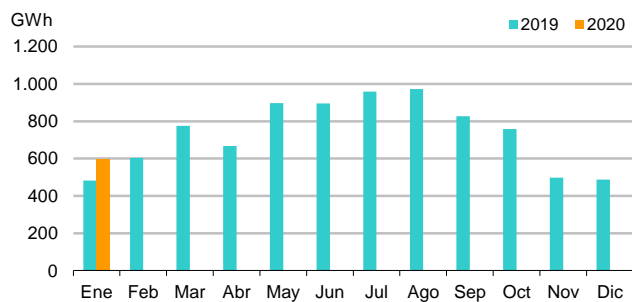
**Generación con Solar térmica**



### 2.4.4. Fotovoltaica

Producción de Enero: 596 GWh, un 23,6% superior a la del mismo período del año 2019.

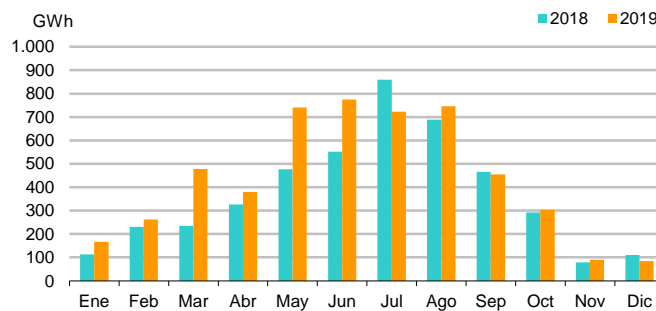
**Generación con Solar fotovoltaica**



### 2.4.5. Otras Renovables

Producción de Enero: 300 GWh, un 0,1% superior a la del mismo período del año 2019.

**Generación con Solar térmica**

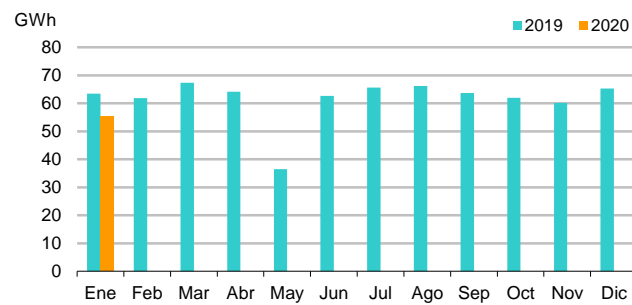




## 2.4.6. Residuos Renovables

Producción de Enero: 55 GWh, un 13,1% inferior a la del mismo período del año 2019.

**Generación con residuos renovables**





### 3. INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

Trabajos de las líneas de interconexión:

#### FRANCIA

Instalación	Fecha	Solicitante	Comentarios
L-400 kV VIC-BAIXAS	17.01.20 17.01.20	REE	Trabajos. Reparar punto caliente.

#### PORTUGAL

Instalación	Fecha	Solicitante	Comentarios
L-132 kV CONCHAS-LINDOSO	11.08.18 31.12.20	REN	Abierta, aislada y p.a.t. por parte de REN sin trabajos asociados.
L-400 kV CEDILLO-FALAGUEIRA	20.01.20 20.01.20	REN	Trabajos
L-220 kV SAUCELLE- POCIÑO	20.01.20 20.01.20	REE	Mantenimiento

#### MARRUECOS

Instalación	Fecha	Solicitante	Comentarios
L-400 kV PTO DE LA CRUZ-MELLOUSSA 1	05.05.19 31.05.20	REE	Tras la imposibilidad de continuar con reparación de CABLE4, se solicita dejar aislado y p.a.t. CABLE4 en ambos extremos de la instalación, hasta la futura planificación de la reparación.
L-400 kV PTO DE LA CRUZ-MELLOUSSA 2	20.01.20 17.02.20	REE	Mantenimiento
L-400 kV PTO DE LA CRUZ-MELLOUSSA 1	20.01.20 17.02.20	REE	Anulación de renganches por descargo circuito ESMA 2.
L-400 kV PTO DE LA CRUZ-MELLOUSSA 1	20.01.20 17.02.20	REE	Anulación de renganches por descargo circuito 2.
L-400 kV PTO DE LA CRUZ-MELLOUSSA 2	11.11.19 25.03.20	REE	Indisponible ESMA 2 por avería cable 7.
L-400 kV PTO DE LA CRUZ-MELLOUSSA 1	20.01.20 17.02.20	REE	Anulación de renganches por descargo circuito ESMA 2.
L-400 kV PTO DE LA CRUZ-MELLOUSSA 2	07.01.20 25.03.20	REE/REN	Indisponible ESMA 2 por trabajos protecciones

#### ANDORRA

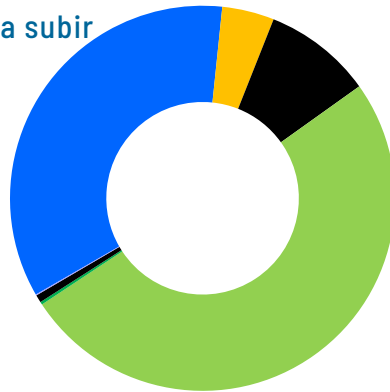
Instalación	Fecha	Solicitante	Comentarios



## 4. COMPORTAMIENTO de la RESERVA de REGULACIÓN

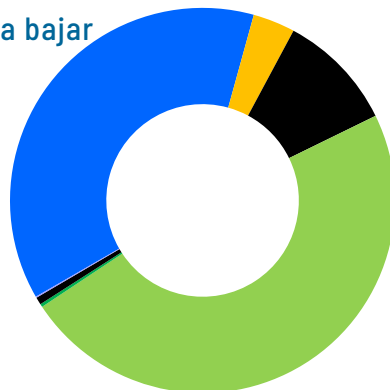
Energía en regulación en MWh		
Tecnología	Subir	Bajar
Hidráulica	155.447	138.605
Turbinación bombeo	19.476	13.047
Carbón	40.507	36.577
Ciclo Combinado	224.820	176.563
Eólica	1.044	946
Cogeneración	2.870	2.320
Otras Renovables	367	350
<b>Total</b>	<b>444.531</b>	<b>368.408</b>

Regulación secundaria a subir



- Hidráulica
- Turbinación bombeo
- Carbón
- Ciclo Combinado
- Eólica
- Cogeneración

Regulación secundaria a bajar



- Hidráulica
- Turbinación bombeo
- Carbón
- Ciclo Combinado
- Eólica
- Cogeneración



## 5. HECHOS DESTACABLES en la OPERACIÓN de la RED

---

A las 22.46 h del 19.12 disparan las L-400 kV Aguayo-Abanto y Penagos-Solórzano. Ambas comparten apoyos.

- Desde las 16.45 h del 23.12 se crea el circuito provisional AGUAYO-PENAGOS.
- Desde las 13.18 h del 26.12 se crea el circuito provisional ABANTO-SOLÓRZANO.

Previsto normalizar febrero-2020.

- **Temporal Gloria: 19 al 22 de enero de 2020**

Lluvia torrencial, nieve y vientos muy elevados (>140 km/h).

- **Levante (19-20.01.2020)**

Se registran 10 disparos en líneas de la RdT. Las líneas fueron revisadas y repuestas para operación, con las siguientes excepciones:

- L-400 kV Ayora-Benejama. Apoyos dañados. Repuesta el 23 de enero.

Pérdidas de generación eólica < 150 MW.

Sin corte de suministro.

- **Cataluña (20-21.01.2020)**

Se registran 36 disparos en líneas de la RdT. Las líneas fueron revisadas y repuestas para operación, con las siguientes excepciones:

- L-400 kV Bescanó - Sentmenat y L-400 kV Bescanó - Vic. Apoyos dañados. Se espera finalización de los trabajos a mediados de marzo.

Corte de suministro de 530 MW el día 21 de 06.33 h a 08.30 h Gerona.

- **Cataluña (22.01.2020)**

Se registran 10 disparos en líneas de la RdT zona Lérida. Las líneas fueron revisadas y repuestas para operación.

Sin corte de suministro.

- **Aragón (20-22/01/2020)**

Se registran 37 disparos en líneas de la RdT. Las líneas fueron revisadas y repuestas para operación, con las siguientes excepciones:

- L-400 kV Mezquita-Morella 1 y 2. Repuestas el 23 de enero.
  - L-400 kV Aragon-Morella. Varios apoyos dañados. Se espera finalización de los trabajos a principios de marzo-20.

Pérdidas de generación eólica < 75 MW

Corte de suministro de 200 MW el día 22 de 09.13 h a 10.52 h Teruel y Zaragoza.



## 6. NUEVAS INSTALACIONES RdT

---

Fecha	Instalación	Comentarios





Paseo del Conde de los Gaitanes, 177  
28109 Alcobendas (Madrid)

Tel. 91 650 85 00 / 20 12

[www.ree.es](http://www.ree.es)



**RED**  
**ELÉCTRICA**  
DE ESPAÑA

*Grupo Red Eléctrica*

# Resultados de la Operación del Sistema **Boletín Mensual Febrero 2020**

Dirección de **Operación**  
Fecha de ejecución Marzo-2020  
09 de marzo de 2020



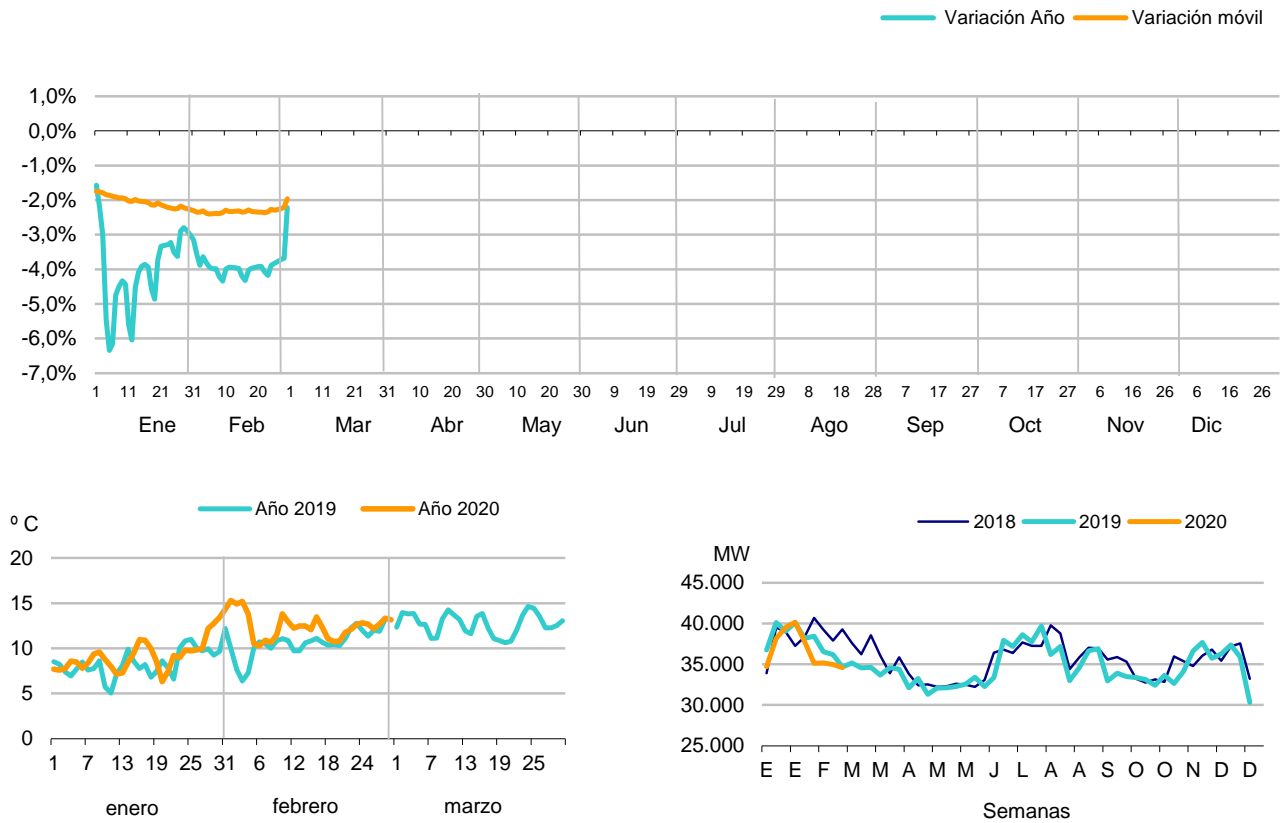
# Índice

1. DEMANDA.....	1
2. MEDIOS de GENERACIÓN.....	2
2.1. HIDRÁULICA .....	2
2.2. CONSUMO BOMBEO .....	3
2.3. GENERACIÓN NO RENOVABLE .....	3
2.3.1. Nuclear.....	3
2.3.2. Carbón.....	4
2.3.3. Ciclo Combinado .....	4
2.3.4. Cogeneración .....	4
2.3.5. Residuos No renovables.....	5
2.3.6. Generación Bombeo.....	5
2.4. GENERACIÓN RENOVABLE .....	6
2.4.1. Hidráulica convencional.....	6
2.4.2. Eólica .....	6
2.4.3. Solar Térmica.....	7
2.4.4. Fotovoltaica .....	7
2.4.5. Otras Renovables .....	7
2.4.6. Residuos Renovables .....	8
3. INTERCONEXIONES INTERNACIONALES .....	9
4. COMPORTAMIENTO de la RESERVA de REGULACIÓN.....	10
5. HECHOS DESTACABLES en la OPERACIÓN de la RED .....	11
6. NUEVAS INSTALACIONES RdT .....	12



## 1. DEMANDA

La demanda del mes de Febrero en b.c. ha alcanzado un valor de 19.924 GWh. Ello supone una disminución del 1,1% respecto al mismo mes del año anterior. Tras descontar los efectos de laboralidad y temperatura resulta un aumento del 0,5%



Punta máxima Febrero 2020:

35.102 MWh (viernes día 7)

Punta máxima Febrero 2019:

38.403 MWh (lunes día 4)

Punta máxima año 2020:

39.973 MWh (lunes día 20 de enero)

Energía diaria máx. Febrero 2020:

735 GWh (viernes día 7)

Energía diaria máx. Febrero 2019:

786 GWh (lunes día 4)

Energía diaria máx. año 2020:

819 GWh (martes día 21 de enero)



## 2. MEDIOS de GENERACIÓN

### 2.1. HIDRÁULICA

El mes de Febrero registra una hidraulicidad superior a la media, alcanzando el índice mensual de producible hidroeléctrico un valor de 0,8. El índice acumulado anual registra un valor de 1,02.

2020	Producción (GWh)	% 20/19	Producible	Indice	%P>
Febrero	3.724	75,11	4.476	1,20	23,9
Febrero	2.893	16,50	2.983	0,84	58,6
Marzo					
Abril					
Mayo					
Junio					
Julio					
Agosto					
Septiembre					
Octubre					
Noviembre					
Febrero					
<b>Total</b>	<b>6.617</b>	<b>43,5</b>	<b>7.459</b>	<b>1,02</b>	<b>38,1</b>

En Febrero, el conjunto de las reservas hidroeléctricas ha aumentado en 0,5 puntos con respecto al mes anterior.

A finales de Febrero las reservas son superiores en casi 7,7 puntos a las del mismo periodo del año 2019.

La evolución de las reservas hidráulicas es la siguiente:

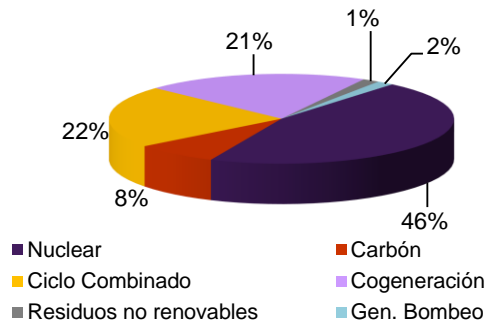
2020	ANUALES		HIPERANUALES		CONJUNTO	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
<b>Diciembre 2019</b>	<b>5.895</b>	<b>66</b>	<b>3.557</b>	<b>37</b>	<b>9.452</b>	<b>51</b>
Febrero	6.050	67	4.154	43	10.204	55
Febrero	5.977	67	4.316	45	10.294	56
Marzo						
Abril						
Mayo						
Junio						
Julio						
Agosto						
Septiembre						
Octubre						
Noviembre						
Diciembre						



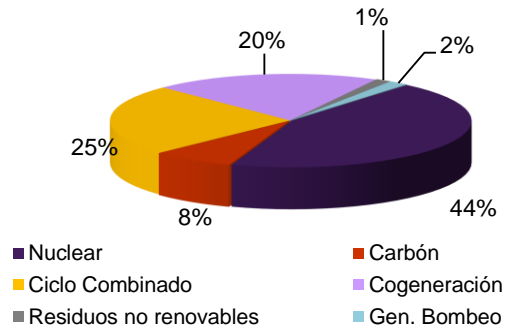
## 2.2. CONSUMO BOMBEO

El consumo mensual para el bombeo en Febrero ha sido de 382 GWh, superior en un 25,7% al del mismo periodo del año 2019.

**Febrero 2020**



**Acumulado 2020**



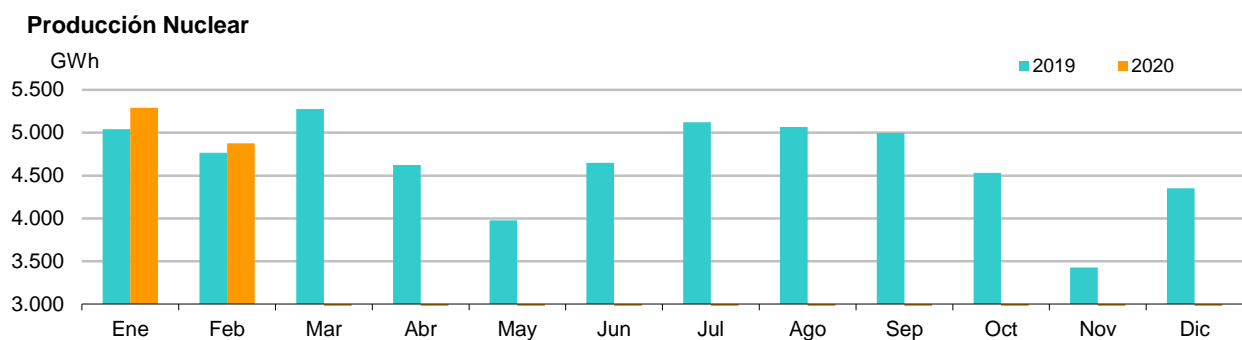
## 2.3. GENERACIÓN NO RENOVABLE

Producción de Febrero: 10.701 GWh, un 12,4 inferior a la del mismo período del año 2019.

La estructura de generación con generación no renovable, se recoge en el siguiente gráfico:

### 2.3.1. Nuclear

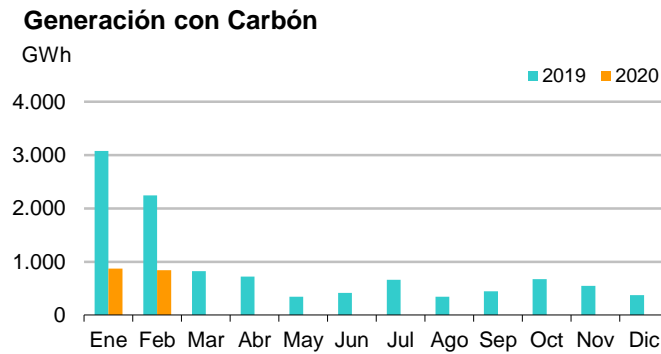
Producción de Febrero: 4.877 GWh, un 2,3% superior a la del mismo período del año 2019.





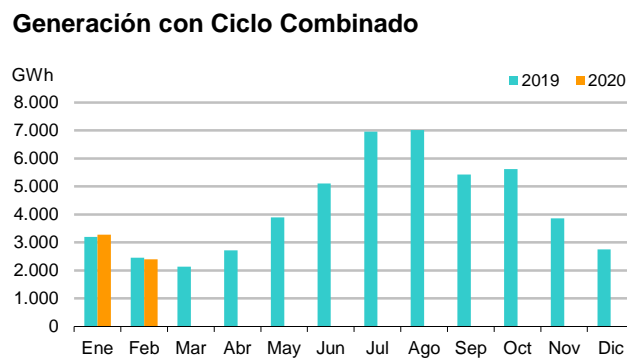
### 2.3.2. Carbón

Producción de Febrero: 841 GWh, un 62,6% inferior a la del mismo período del año 2019.



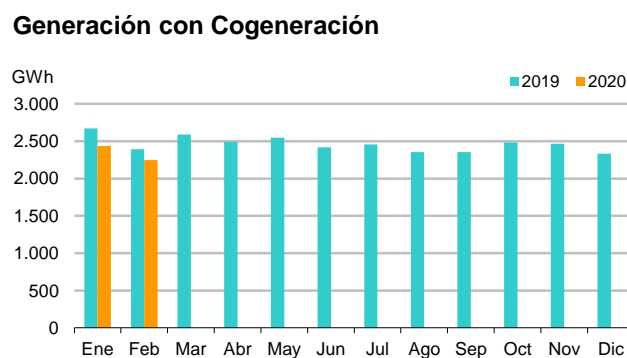
### 2.3.3. Ciclo Combinado

Producción de Febrero: 2.397 GWh, un 2,3% inferior a la del mismo período del año 2019.



### 2.3.4. Cogeneración

Producción de Febrero: 2.246 GWh, un 6,1% inferior a la del mismo período del año 2019.



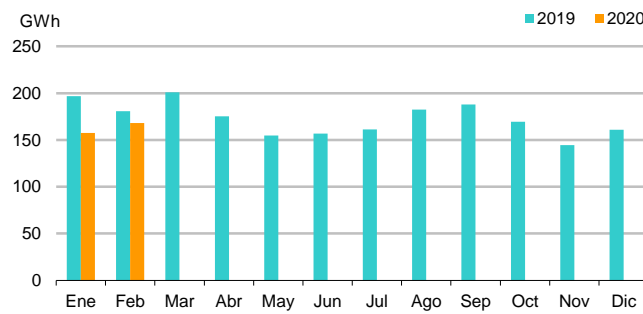




### 2.3.5. Residuos No renovables

Producción de Febrero: 168 GWh, un 7,0% inferior a la del mismo período del año 2019.

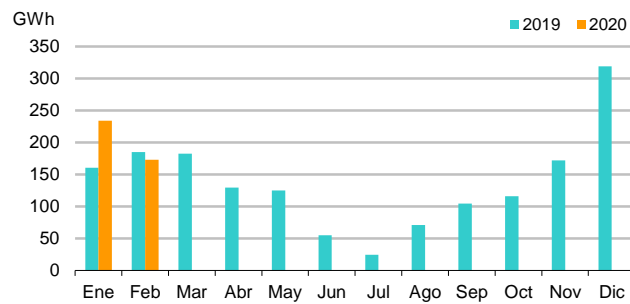
**Generación con Residuos no renovables**



### 2.3.6. Generación Bombeo

Producción de Febrero: 173 GWh, un 6,4% inferior a la del mismo período del año 2019.

**Generación con turbinación bombeo**



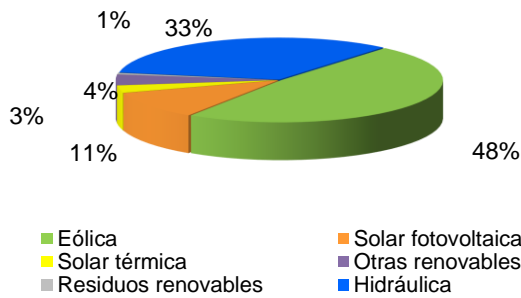


## 2.4. GENERACIÓN RENOVABLE

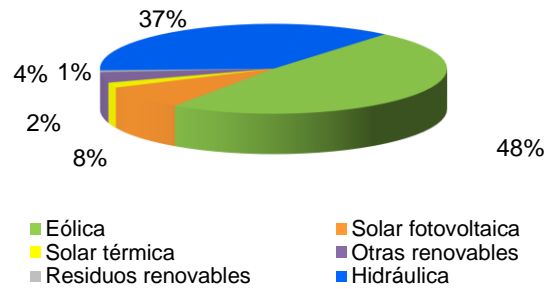
Producción de Febrero: 8.671 GWh, un 45,9% superior a la del mismo período del año 2019.

La estructura de generación con generación no renovable, se recoge en el siguiente gráfico:

**Febrero 2020**



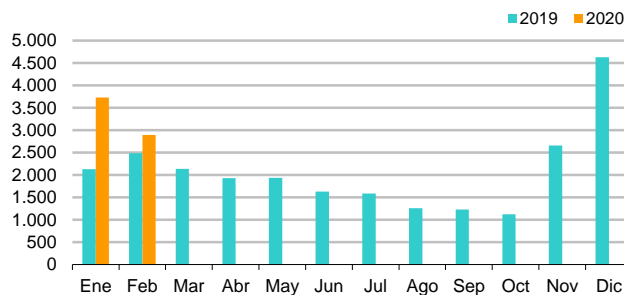
**Acumulado 2020**



### 2.4.1. Hidráulica convencional

Producción de Febrero: 2.893 GWh, un 16,5% superior a la del mismo período del año 2019.

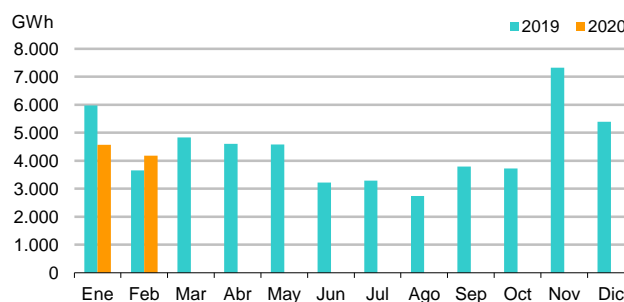
**Generación con hidráulica**



### 2.4.2. Eólica

Producción de Febrero: 4.180 GWh, un 14,6% superior a la del mismo período del año 2019.

**Generación con Eólica**

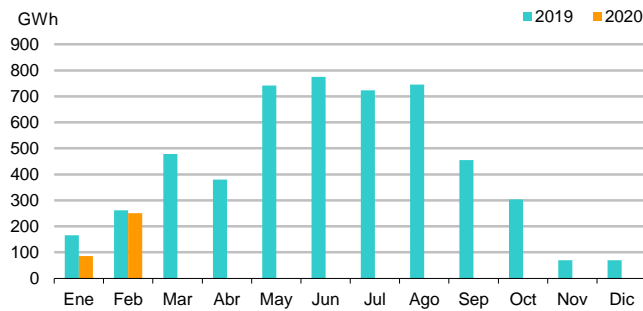




### 2.4.3. Solar Térmica

Producción de Febrero: 250 GWh, un 4,4% inferior a la del mismo período del año 2019.

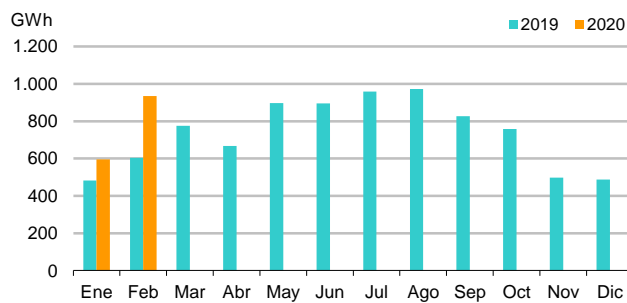
**Generación con Solar térmica**



### 2.4.4. Fotovoltaica

Producción de Febrero: 935 GWh, un 54,7% superior a la del mismo período del año 2019.

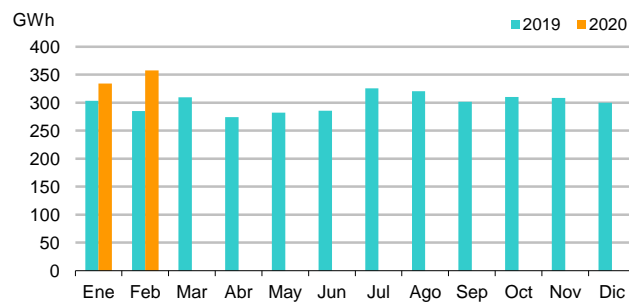
**Generación con Solar fotovoltaica**



### 2.4.5. Otras Renovables

Producción de Febrero: 358 GWh, un 25,6% superior a la del mismo período del año 2019.

**Generación con otras renovables**

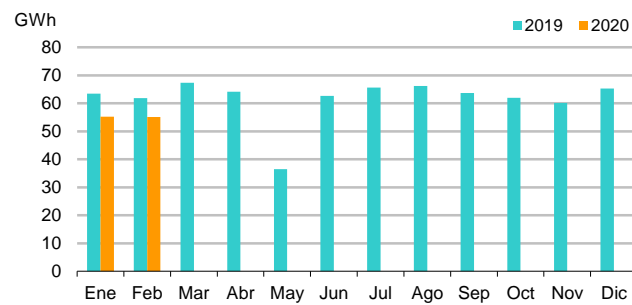




## 2.4.6. Residuos Renovables

Producción de Febrero: 55 GWh, un 10,9% inferior a la del mismo período del año 2019.

**Generación con residuos renovables**





### 3. INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

Trabajos de las líneas de interconexión:

#### FRANCIA

Instalación	Fecha	Solicitante	Comentarios
HVDC-320 kV SANTA LLOGAIA-BAIXAS 2	08.02.20 08.02.20	REE	Trabajos. Ajustes seccionadores.
HVDC-320 kV SANTA LLOGAIA-BAIXAS 2	24.02.20 24.02.20	REE	Trabajos. Sustitución tarjetas.
L-220 kV BIESCAS- PRAGNERES	03.02.20 04.02.20	RTE	Trabajos RTE. Puntos calientes.
L-132 kV IRUN-ERRONDENIA	22.02.20 22.02.20	i-DE	Trabajos ID.

#### PORTUGAL

Instalación	Fecha	Solicitante	Comentarios
L-132 kV CONCHAS-LINDOSO	11.08.18 31.12.20	REN	Abierta, aislada y p.a.t. por parte de REN sin trabajos asociados.

#### MARRUECOS

Instalación	Fecha	Solicitante	Comentarios
L-400 kV PTO DE LA CRUZ-MELLOUSSA 1	05.05.19 31.05.20	REE	Tras la imposibilidad de continuar con reparación de CABLE4, se solicita dejar aislado y p.a.t. CABLE4 en ambos extremos de la instalación, hasta la futura planificación de la reparación.
L-400 kV PTO DE LA CRUZ-MELLOUSSA 2	20.01.20 17.02.20	REE	Mantenimiento
L-400 kV PTO DE LA CRUZ-MELLOUSSA 1	20.01.20 17.02.20	REE	Anulación de renganches por descargo circuito ESMA 2.
L-400 kV PTO DE LA CRUZ-MELLOUSSA 2	11.11.19 25.03.20	REE	Indisponible ESMA 2 por avería cable 7.
L-400 kV PTO DE LA CRUZ-MELLOUSSA 2	07.01.20 25.03.20	REE/REN	Indisponible ESMA 2 por trabajos protecciones

#### ANDORRA

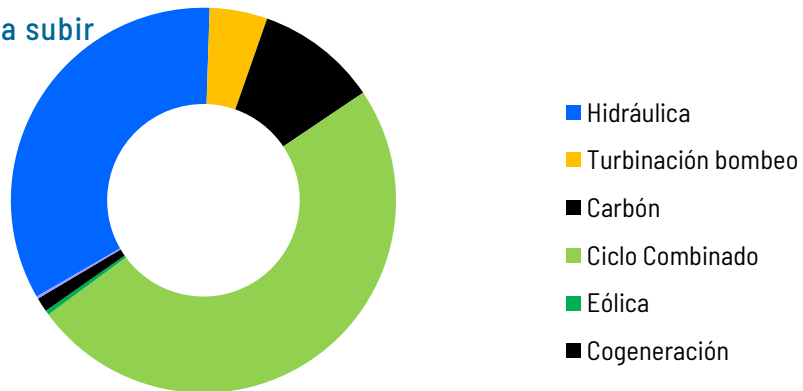
Instalación	Fecha	Solicitante	Comentarios



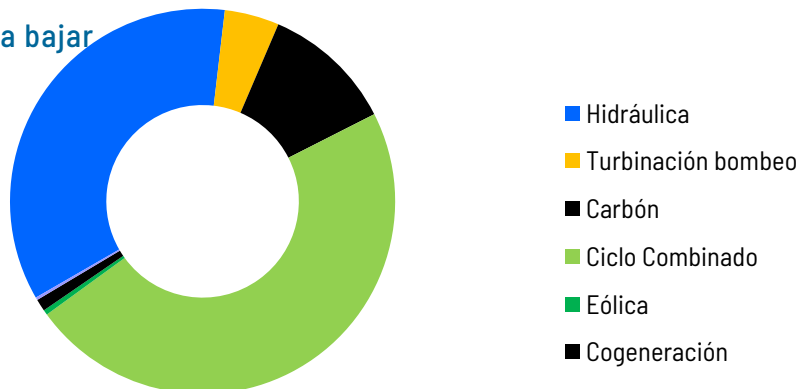
## 4. COMPORTAMIENTO de la RESERVA de REGULACIÓN

Energía en regulación en MWh		
Tecnología	Subir	Bajar
Hidráulica	142.676	121.527
Turbinación bombeo	20.466	15.850
Carbón	42.977	38.289
Ciclo Combinado	207.929	163.964
Eólica	1.578	1.472
Cogeneración	5.062	3.527
Otras Renovables	832	771
<b>Total</b>	<b>421.520</b>	<b>345.400</b>

Regulación secundaria a subir



Regulación secundaria a bajar





## 5. HECHOS DESTACABLES en la OPERACIÓN de la RED

---

A las 22.46 h del 19.12 disparan las L-400 kV Aguayo-Abanto y Penagos-Solórzano. Ambas comparten apoyos.

- Desde las 16.45 h del 23.12 se crea el circuito provisional AGUAYO-PENAGOS.
- Desde las 13.18 h del 26.12 se crea el circuito provisional ABANTO-SOLÓRZANO.

El 18.02.2020, se normalizan las L-400 kV Aguayo-Abanto y Penagos-Solórzano.

Desde el 20.01.2020 fuera de servicio las L-400 kV Bescanó - Sentmenat y L-400 kV Bescanó - Vic por Apoyos dañados por el Temporal Gloria. Se espera finalización de los trabajos a mediados de marzo.

Desde el 21.01.2020, fuera de servicio la L-400 kV Aragon-Morella, por varios apoyos dañados por el Temporal Gloria. Se espera finalización de los trabajos a principios de marzo-20.





## 6. NUEVAS INSTALACIONES RdT

---

Fecha	Instalación	Comentarios
04.02.20	SE 220 kV MIRANDA	Nueva posición (52-6, 89B1-6, 89B2-6 y 89-6) TF-5 220/30 kV (60 MVA)(no REE) para apoyo RdD. En carga el 05.02.20.
20.02.20	SE 400 kV CAMPANARIO RENOVABLES	Queda en tensión nuevo ATP-1 400/132 kV (780 MVA)(no REE). Sustituye al anterior de 360 MVA. Pruebas en carga el 26.02.20.
27.02.20	SE 220 kV BENAHDUX	Nueva posición futuro ATP2 220/132 kV (89B1-6, 89B2-6, 89-6 y 52-6) Queda en tensión 24 horas.
28.02.20	SE 220 kV ET ALMARAZ	Nueva posición CN ALMARAZ, 2 (89B1-15, 89B2-15, 89-15 y 52-15). Nueva L-220 kV CN ALMARAZ-ET ALMARAZ, 2.



Paseo del Conde de los Gaitanes, 177  
28109 Alcobendas (Madrid)

Tel. 91 650 85 00 / 20 12

[www.ree.es](http://www.ree.es)