

XCII REUNIÓN DEL COMITÉ TÉCNICO DE SEGUIMIENTO DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO IBÉRICO

Mediante videoconferencia

el miércoles, 16 de septiembre de 2020, a las 11:00 (hora española, 10:00 hora portuguesa)

ORDEN DEL DIA

1. Bienvenida.
2. Aprobación del acta de la anterior reunión
3. Análisis de la Operación de los Sistemas
4. Resultado de los mercados de operación de los sistemas
5. Perspectivas para la Operación de los próximos meses
6. Novedades regulatorias nacionales
7. Regulación europea e Iniciativas regionales
8. Otros asuntos

**CXI REUNIÃO DO COMITÉ TÉCNICO DE SEGUIMENTO
DA OPERAÇÃO DO SISTEMA IBÉRICO
08 DE JULHO DE 2020
RESUMO E CONCLUSÕES
(APROVADA)**

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.

DOCUMENTAÇÃO

As apresentações utilizadas na reunião conjuntamente com a ata aprovada da reunião anterior incluindo os últimos informes mensais de operação da REE ficaram à disposição dos membros do Comité mediante “link” incluído no correio eletrónico enviado na quarta-feira, 08 de julho de 2020 às 13:00.

RECEPÇÃO E APROVAÇÃO DA ATA DA REUNIÃO ANTERIOR

A reunião WEB realizou-se no dia 08 de julho de 2020, ligada mediante uma plataforma de videoconferência (ZOOM) moderado por Jaime Sanchiz presente nas instalações da RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA em Alcobendas, Madrid.

Albino Marques agradeceu a presença de todos os participantes na Reunião do Comité, dando início formal à reunião de acordo com a ordem do dia da mesma.

Respeitante à ata da última reunião do Comité [CX] deu-se como aprovada sem qualquer alteração relevante.

Apresentações

CTSOSEI_200708 (91) _RENELEC_OPERACAO_P.pdf	Apresentações de Paulo Marques (análise da operação do sistema português e previsões para os próximos meses)
CTSOSEI_200708 (91) _RENELEC_PROCURA_P.pdf	
CTSOSEI_200708 (91) _REE_OPERACAO_E.pdf	Apresentações de Tomás Dominguez (análise da operação do sistema espanhol e previsões para os próximos meses)
CTSOSEI_200708 (91) _REE_PROCURA_E.pdf	
CTSOSEI_200708 (91) _RENGAS_P.pdf	Apresentação de Marta Bacharel (análise do sistema do gás em Portugal)
CTSOSEI_200708 (91) _ENAGAS_E.pdf	Apresentação de Ana Belén García Rosado (análise da operação do sistema do gás e previsões para os próximos meses em Espanha)
CTSOSEI_200708 (91) _RENELEC_MDOSINTINT_P.pdf	Apresentação de Tiago Pereira (resultados dos mercados de operação em Portugal)
CTSOSEI_200708 (91) _REE_MDOSINTINT_E.pdf	Apresentação de María Luisa Llorens (resultados dos mercados de operação em Espanha)
CTSOSEI_200708 (91) _RENELEC_NORMATIVA_P.pdf	Apresentação de Albino Marques (novidades legislativas)
CTSOSEI_200708 (91) _REE_NORMATIVA_E.pdf	Apresentação de Mauricio Remacha (novidades legislativas e regulação europeia e iniciativas regionais)

INTERVENÇÕES E CONCLUSÕES

Resultados dos Mercados de Operação dos Sistemas e Intercâmbios Internacionais.

Maria Luisa Llorens, relativamente à observação de Ángel Partido em que ultimamente se tem verificado um aumento do volume líquido de fase I das rrtt do pdbf a baixar, algo pouco habitual, referindo que geralmente coincide com as horas de produção solar (H9-H20), informou que esta situação resulta de uma combinação de casos, tendo por base as indisponibilidades devido a trabalhos na rede que afetam os ciclos combinados, a produção eólica e a solar, e consequentemente, as restrições que daí advêm, que estão associadas a sobrecargas face a contingências na rede de transporte.

Maria Luisa Llorens, respondeu a pergunta de Juan Temboury, referindo que ainda não decorreu tempo suficiente para se chegar algumas conclusões definitivas sobre os efeitos na operação dos sistemas, desde o arranque do mercado intradiário contínuo, nomeadamente se poderiam diminuir o custo na energia de regulação e na gestão de desvio.

Novidades legislativas nacionais

Maria Luisa Llorens, à pergunta de Emilio Cortés se existe alguma novidade sobre a revisão do P.O. 7.4 de controlo de tensões, respondeu que em 24 de junho de 2020 a CNMC enviou à REE um ofício solicitando uma proposta de condições aplicáveis aos serviços de não frequência e redespachos por restrições técnicas e controlo de tensão. No âmbito da adequação dos procedimentos de operação está-se a rever o PO 7.4 de controlo de tensão (vigente desde o ano 2000) para habilitar e regular a participação de todo tipo de geração, consumo e sistemas de armazenamento com medidas de controlo de tensão e gestão de potencia reativa.

Os trabalhos incluem a lista de fóruns e consultas públicas, e a proposta deve ser acompanhada de uma memória explicativa e de uma resposta por escrito aos comentários recebidos.

O operador do sistema espanhol planeia organizar um fórum público no próximo mês de setembro, embora esteja já atualmente recetivo a propostas e comentários de todos os sujeitos que desejem participar no processo de revisão.

Tomás Dominguez, destacou que a incorporação do sistema da geração renovável se tem realizado participando no controlo de tensão através da manutenção do fator de potência, e não pelo controlo dinâmico da tensão nas barras de geração, tarefa esta confiada aos equipamentos geradores síncronos convencionais. À medida que a evolução do cenário de geração será constituída por menos equipamentos convencionais e mais renováveis se agudizando-se a necessidade de que estes intervenham ativamente no controlo dinâmico da tensão.

Albino Marques afirmou que em Portugal também se está a trabalhar neste tema e sugeriu que haja uma coordenação dos trabalhos entre ambos operadores ibéricos.

Tomás Dominguez, à pergunta de Berto Martins que se mostrou interessado em conhecer qual o tipo de mecanismo de mercado que se irá adoptar sobre este tema (controlo de tensão), explicou em termos gerais, que estão a ser considerados mercados zonais contemplando duas componentes distintas: uma de requisitos obrigatórios e outra opcional, operada de acordo com as regras do mercado, dentro dos critérios de segurança do sistema elétrico.

Outros assuntos de interesse

Albino Marques anunciou o próximo calendário das reuniões regulares deste Comitê previsto para o próximo ano de 2020:

XCII, 16 de setembro de 2020 em Madrid;

XCIII, 11 de novembro de 2020 em Lisboa.

Reunião CTSOSEI

16 SETEMBRO 2020

MADRID

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

Madrid, 16 de Setembro de 2020

2020 (Julho e Agosto)

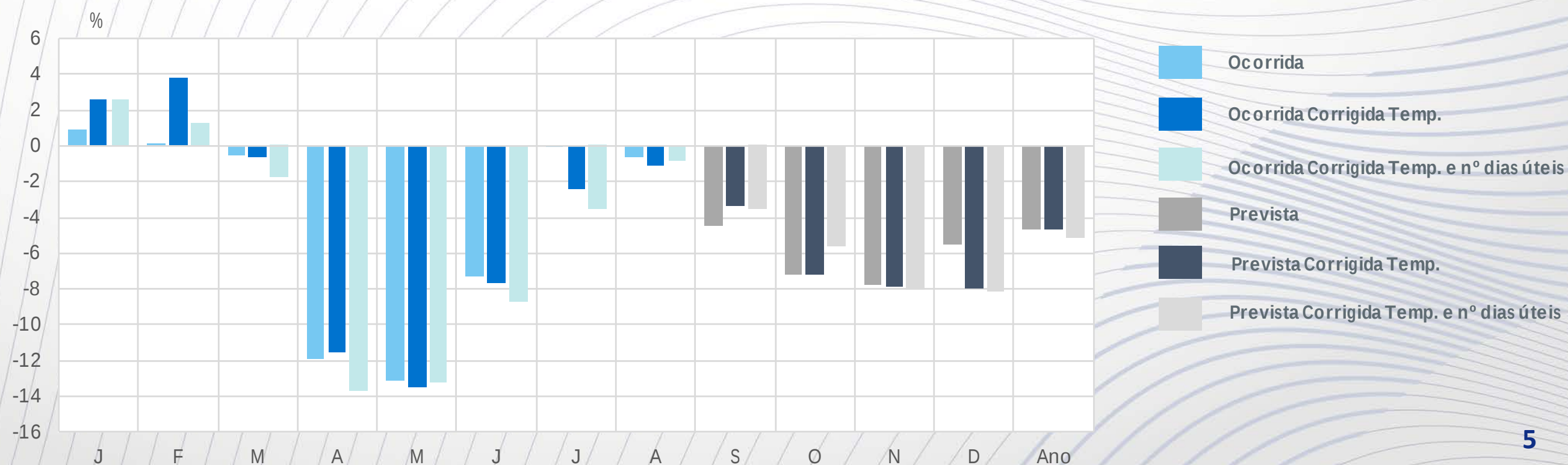
Potência máxima	[MW]
Fotovoltaica	638 30-08-2020 13:30

Produção máxima diária	[GWh]
Fotovoltaica	5.4 02-08-2020
Saldo Importador	62.5 12-07-2020

Produção máxima mensal	[GWh]
Fotovoltaica	150.2 Julho

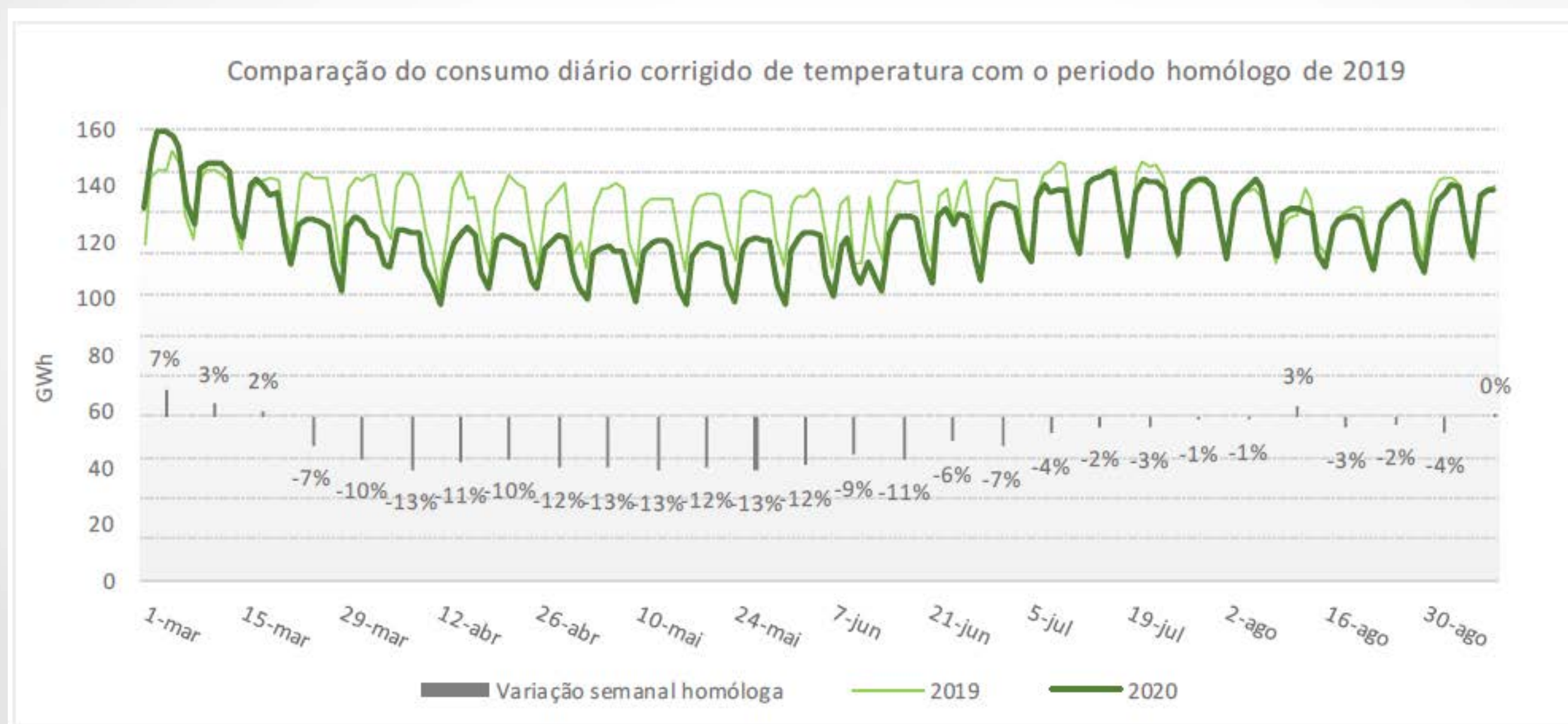
2020 – Evolução do Consumo Mensal de Energia Elétrica

		jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago
PONTA	MW								
PRODUÇÃO		11965	10144	10143	8340	8019	8246	9129	9494
CONSUMO		8906	7799	7660	6928	6209	6442	7459	6976
CONSUMO	GWh								
MAX. DIÁRIO		172	155	154	133	129	134	154	144
	MENSAL GWh	4857	4126	4147	3509	3549	3601	4270	3947
	VAR. %	0.8	0.1	-0.5	-11.9	-13.1	-7.3	0.0	-0.7
	CT	2.6	3.8	-0.6	-11.5	-13.5	-7.7	-2.4	-1.1
	CTDU	2.6	1.3	-1.7	-13.7	-13.2	-8.7	-3.5	-0.8
	ACUMULADO	0.8	0.5	0.2	-2.6	-4.7	-5.1	-4.3	-3.9

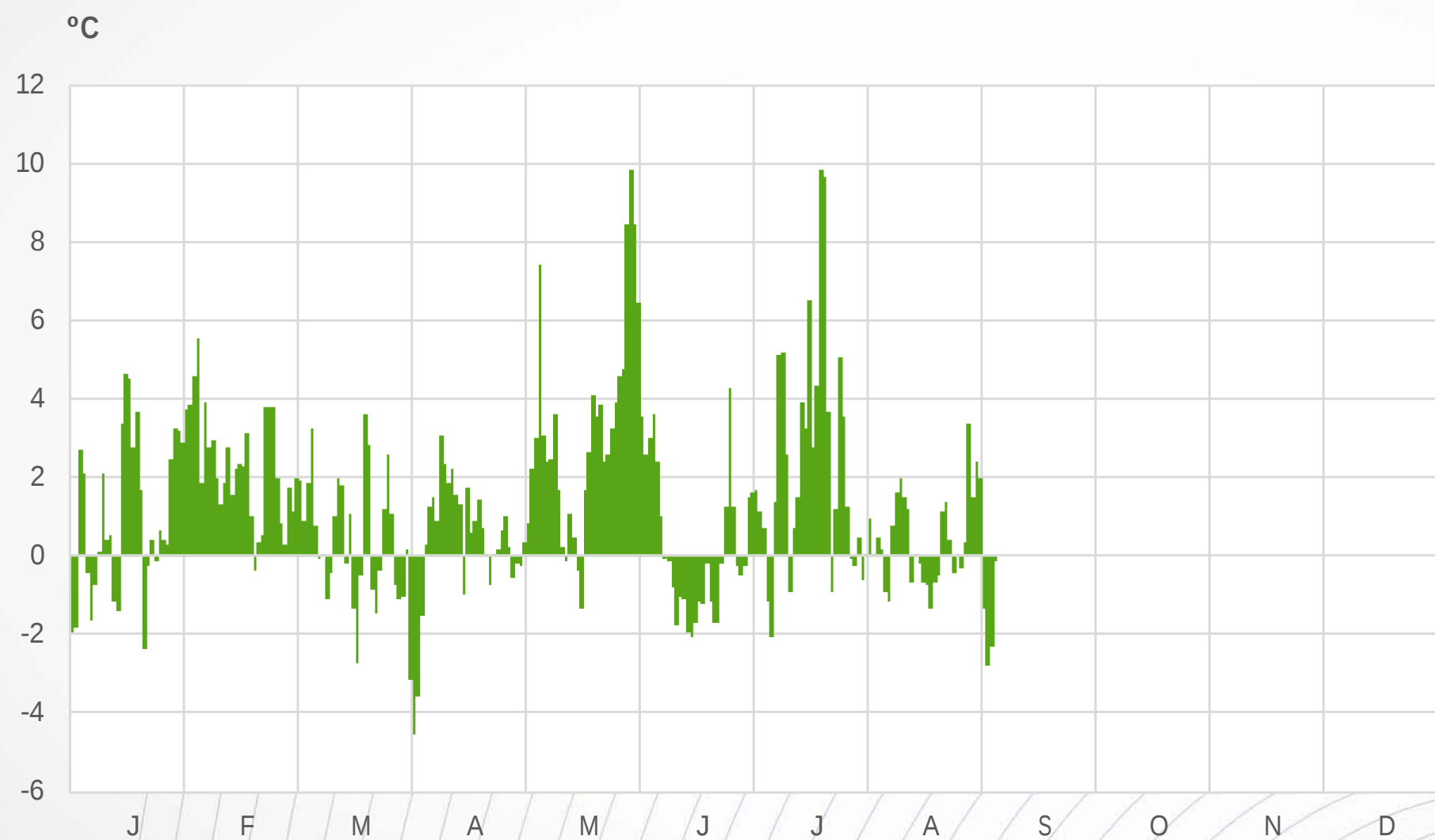


2020 – Consumo diário corrigido de temperatura

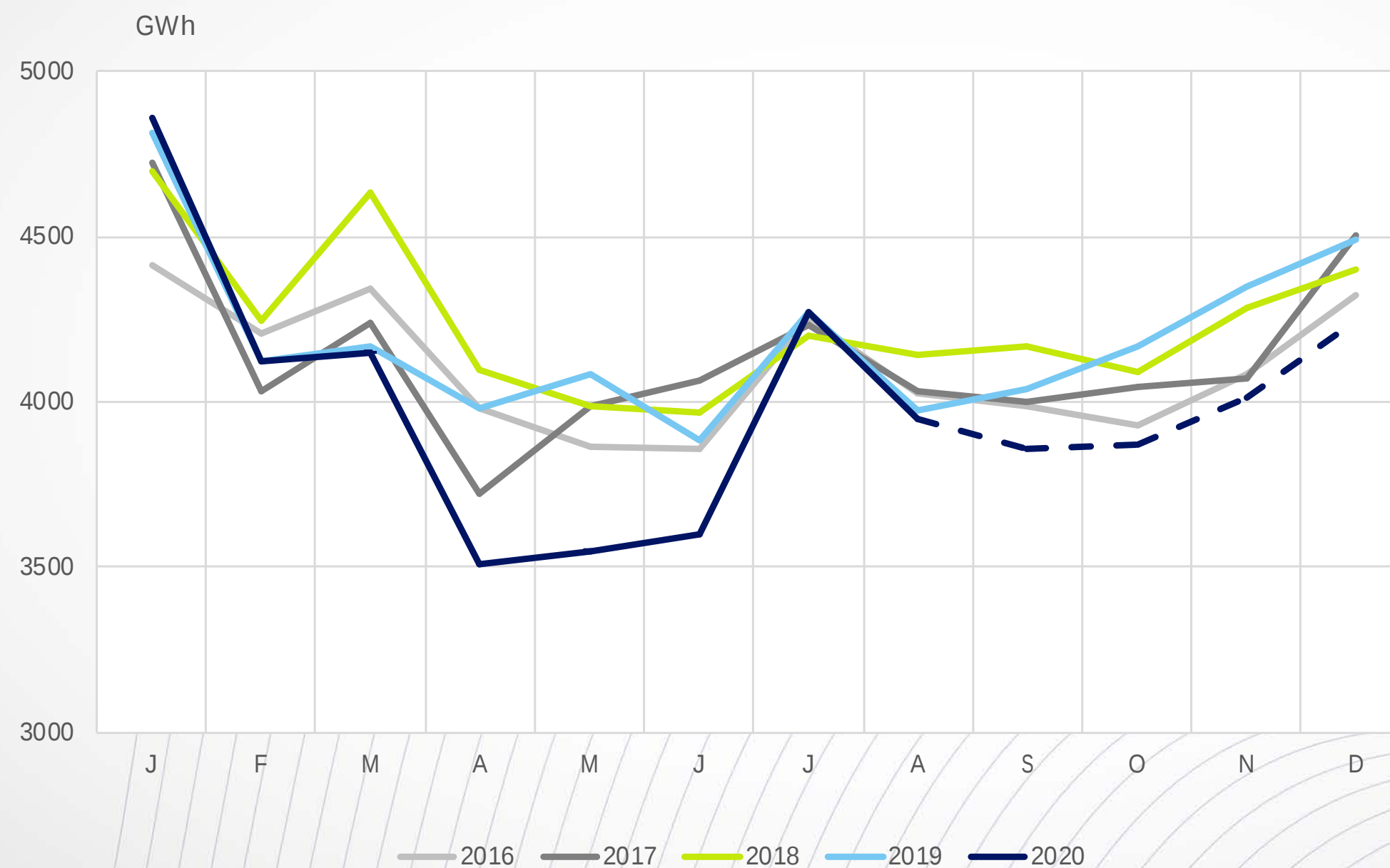
– Comparação com o período homólogo de 2019



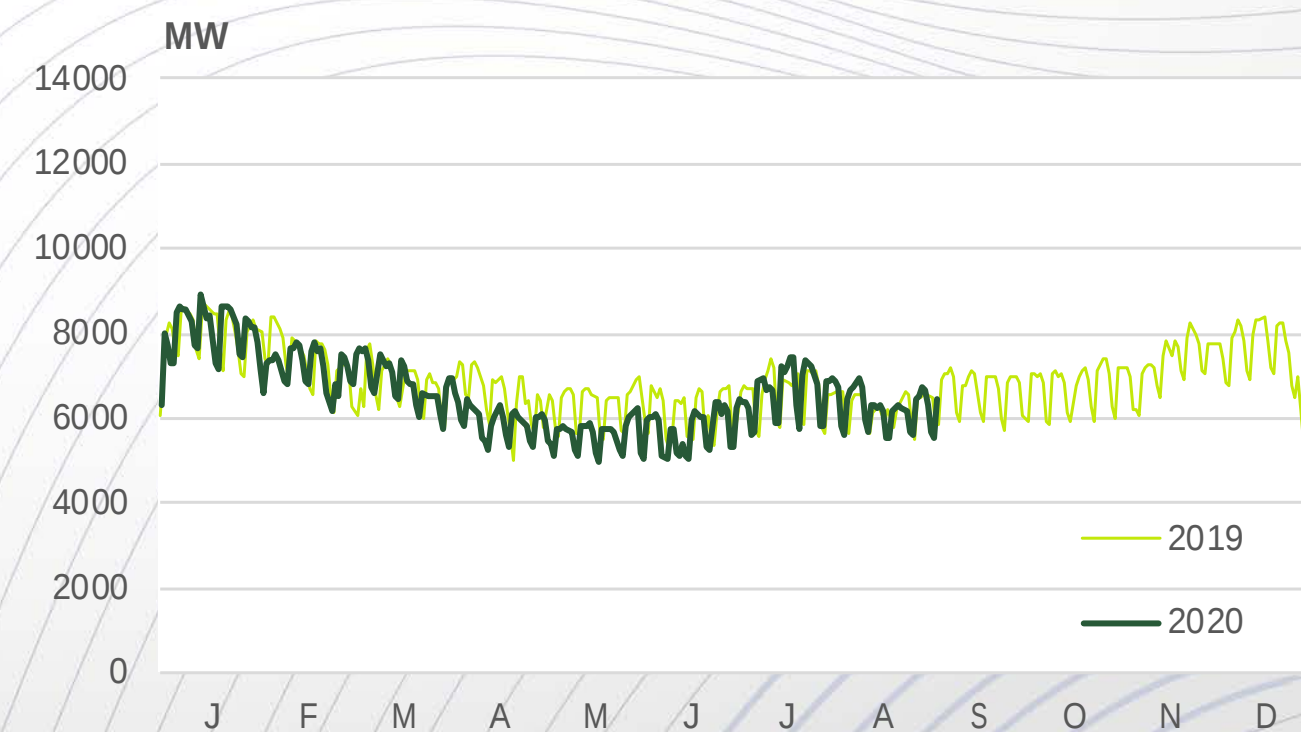
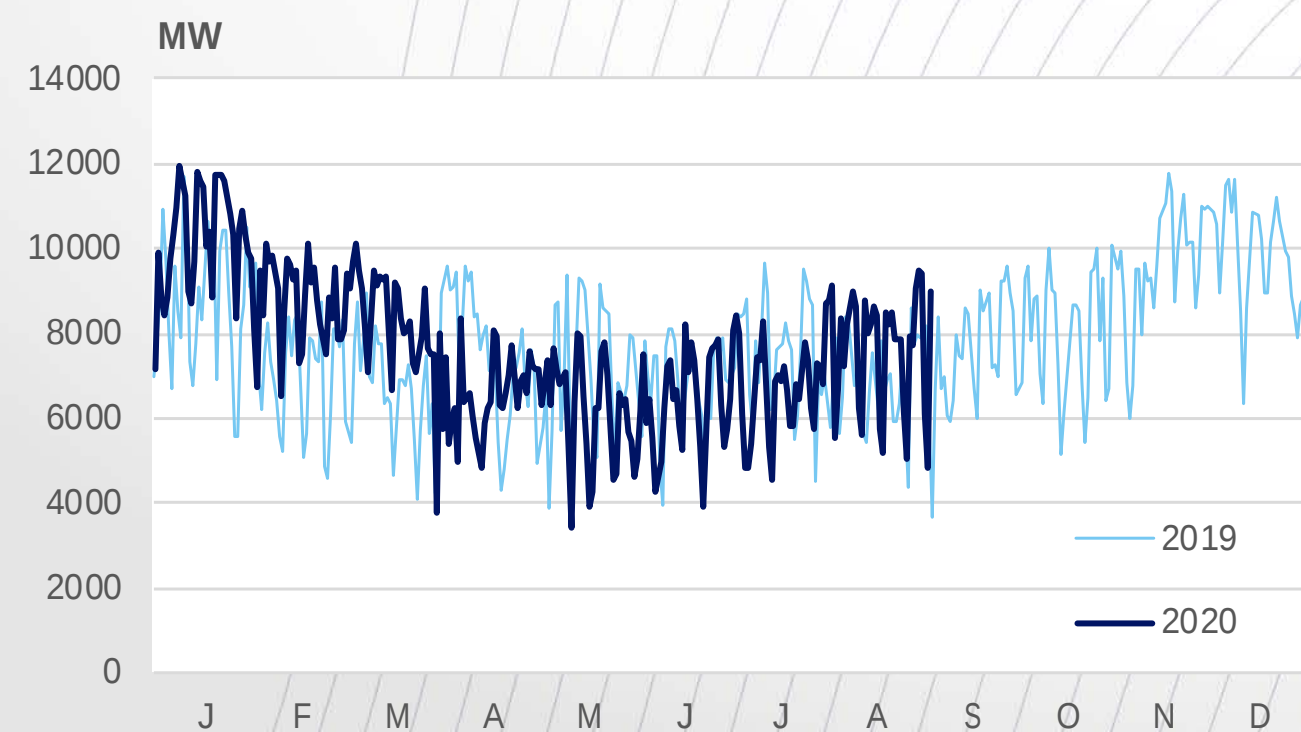
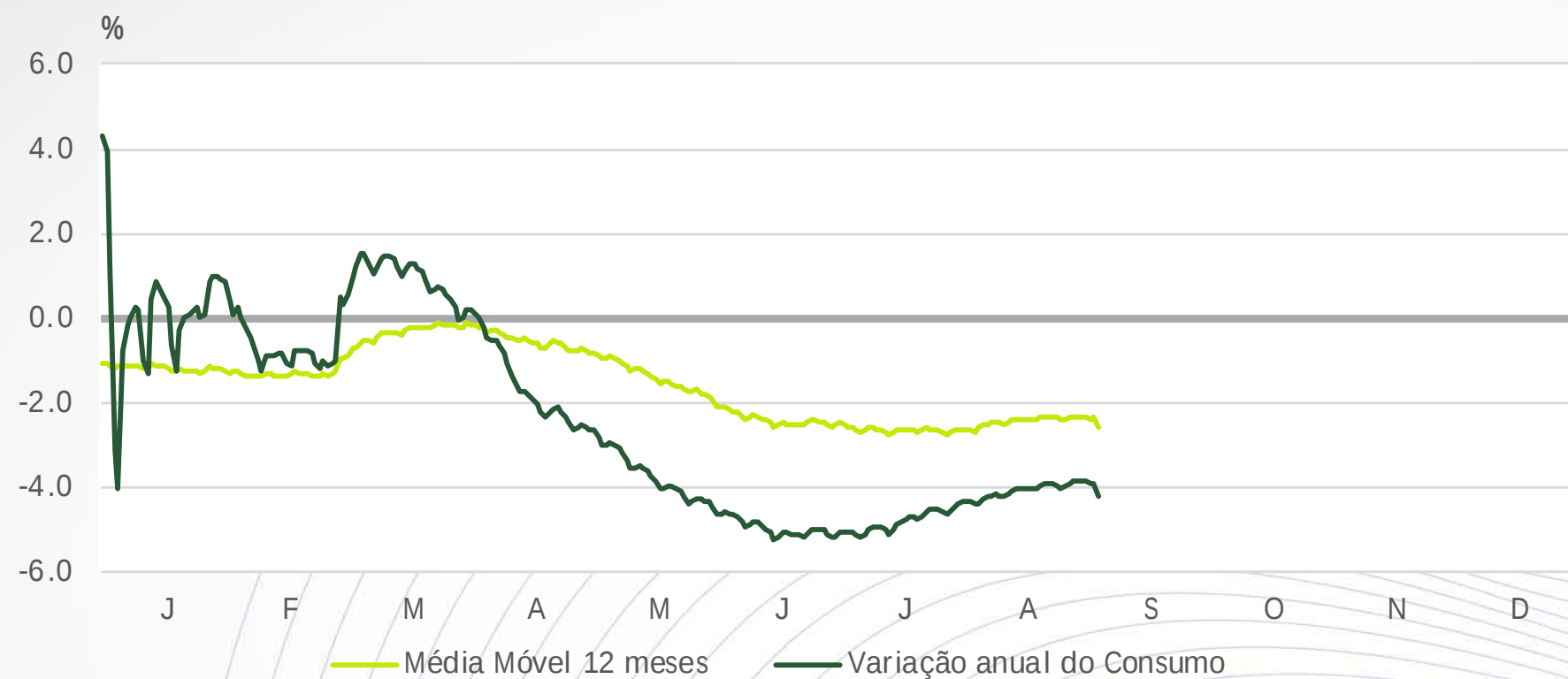
2020 – Desvio da Temperatura Normal



2020 – Evolução do Consumo Mensal



2020 – Variação do Consumo e Pontas Diárias

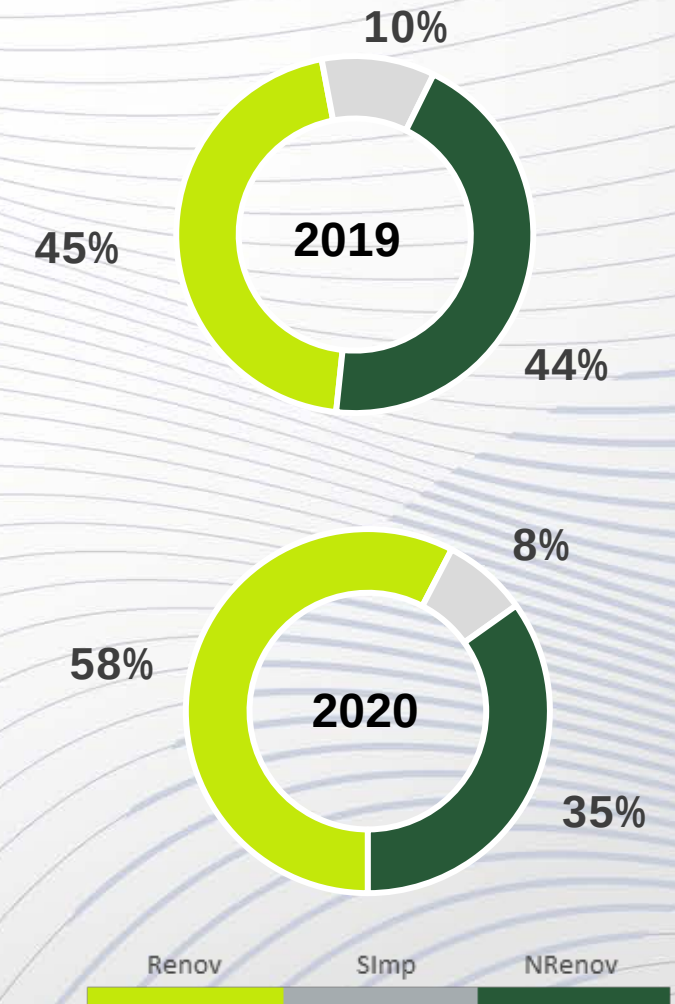
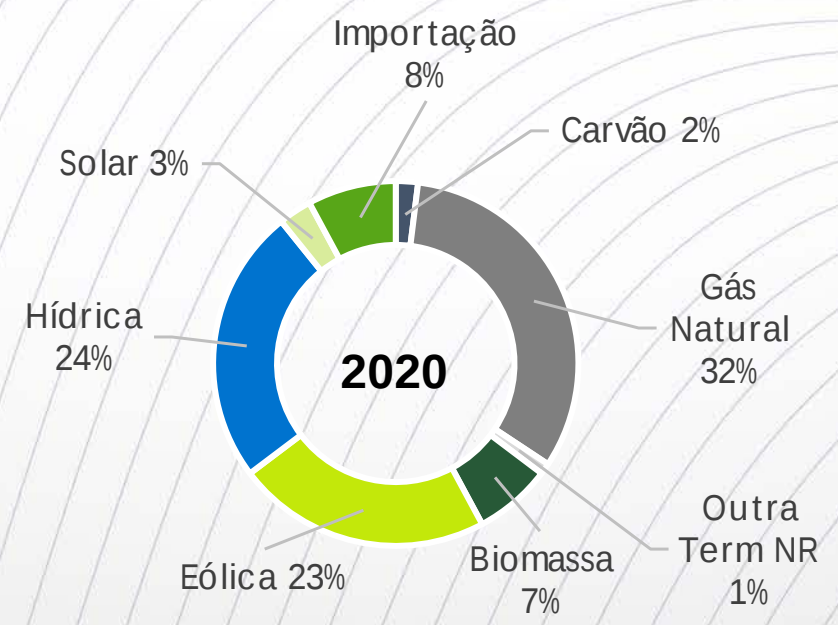
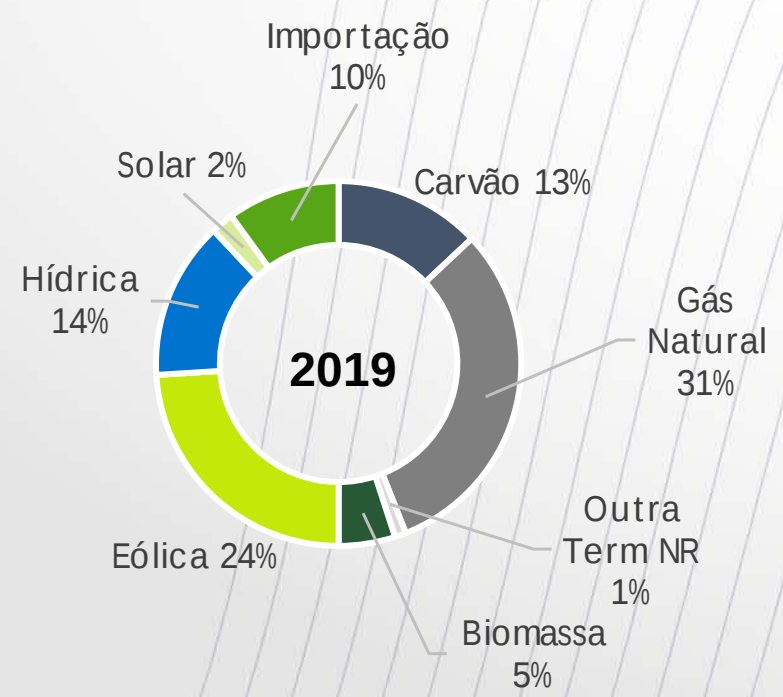
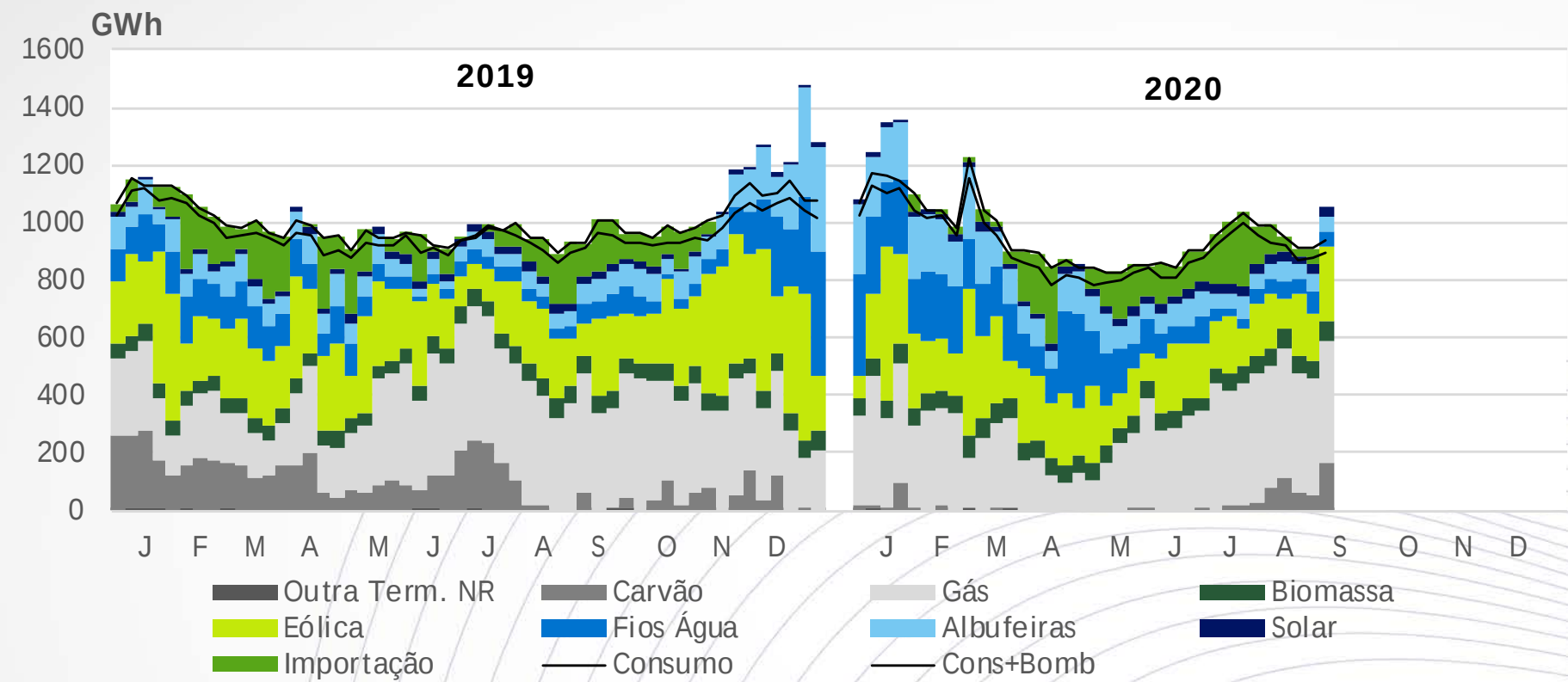


2020/2019 – Valores Máximos Anuais

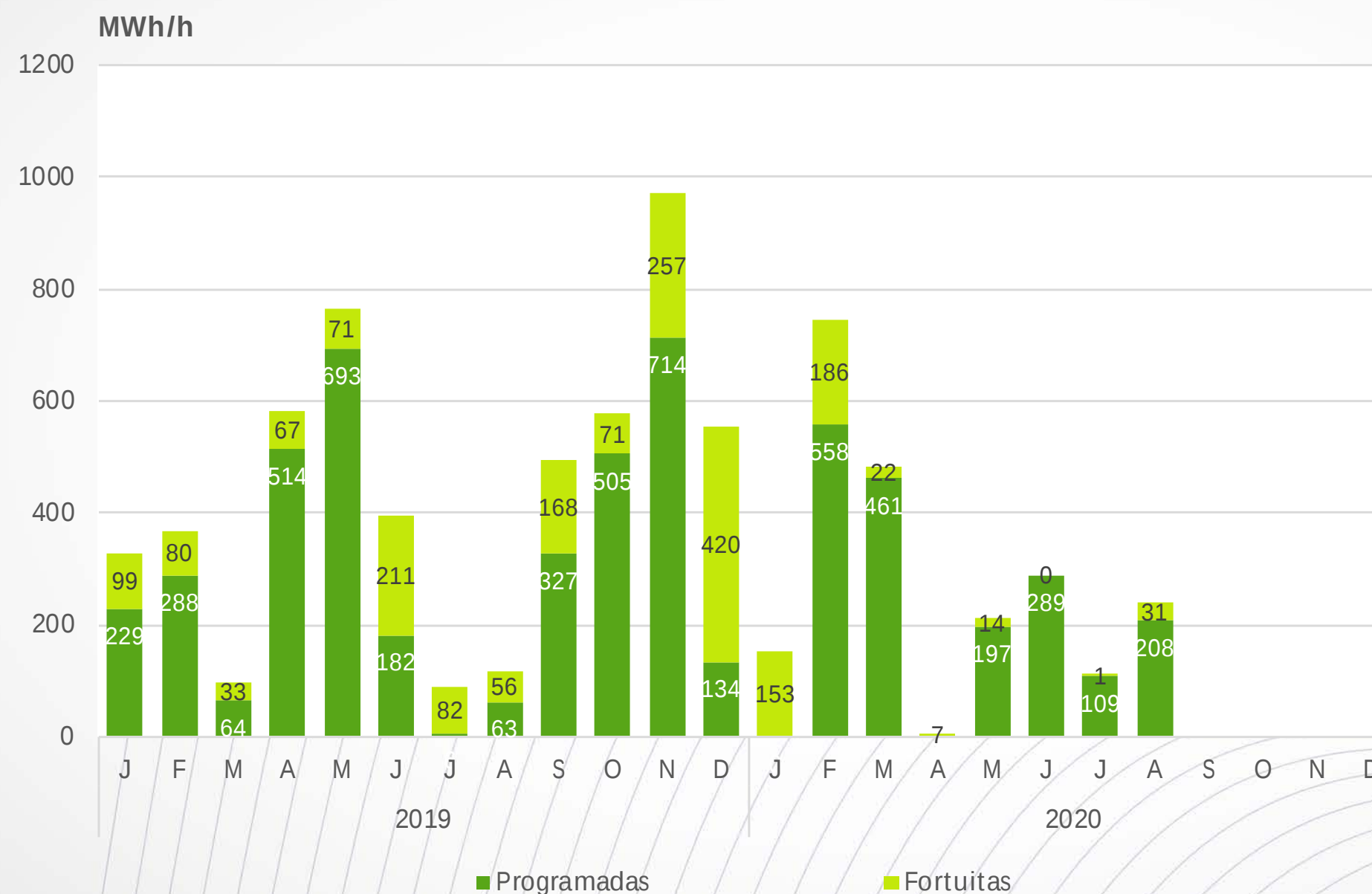
MÁXIMOS	INVERNO		VERÃO	
POTÊNCIA PRODUÇÃO (MW)	11965 (5ªF 09-01-2020)	11782 (5ªF 14-11-2019)	9494 (5ªF 27-08-2020)	9687 (5ªF 11-07-2019)
POTÊNCIA CONSUMO (MW)	8906 (2ªF 13-01-2020)	8650 (3ªF 15-01-2019)	7459 (6ªF 17-07-2020)	7394 (5ªF 11-07-2019)
CONSUMO DIA (GWh)	172 (3ªF 14-01-2020)	170 (4ªF 16-01-2019)	154 (6ªF 17-07-2020)	152 (5ªF 11-07-2019)

VAR CONSUMO %	MÊS	ANO	ACUM 12 MESES
julho	0.0 (1.7)	-4.3 (-1.7)	-2.6 (-0.1)
agosto	-0.7 (-4.0)	-3.9 (-2.0)	-2.4 (-0.7)

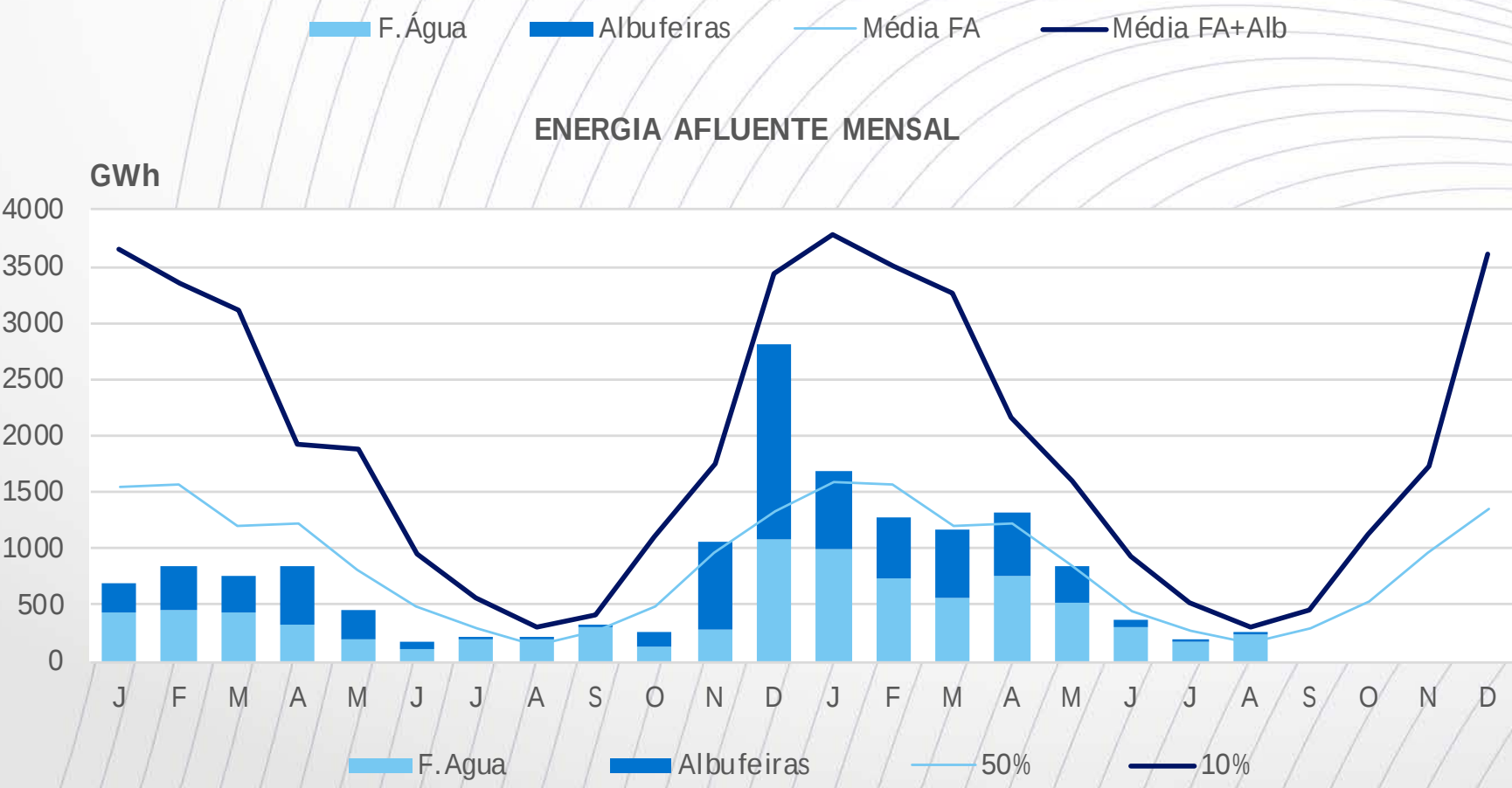
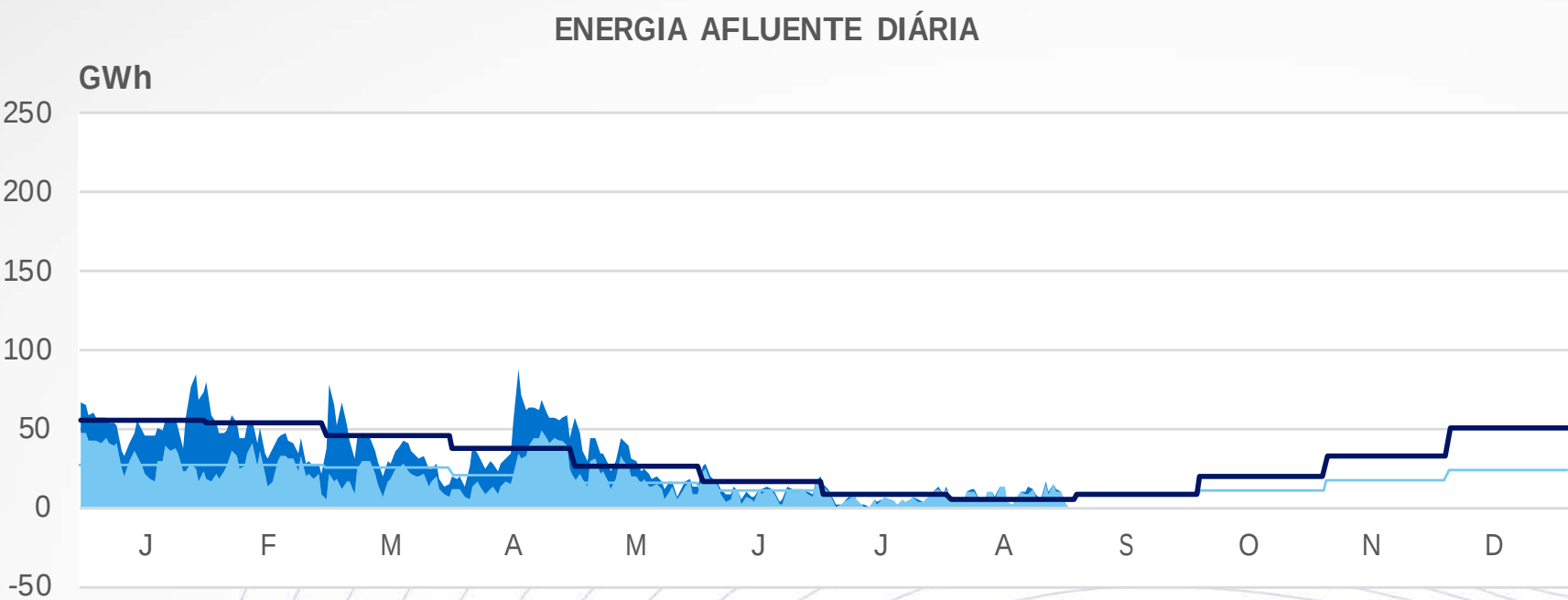
2020 – Satisfação do Consumo



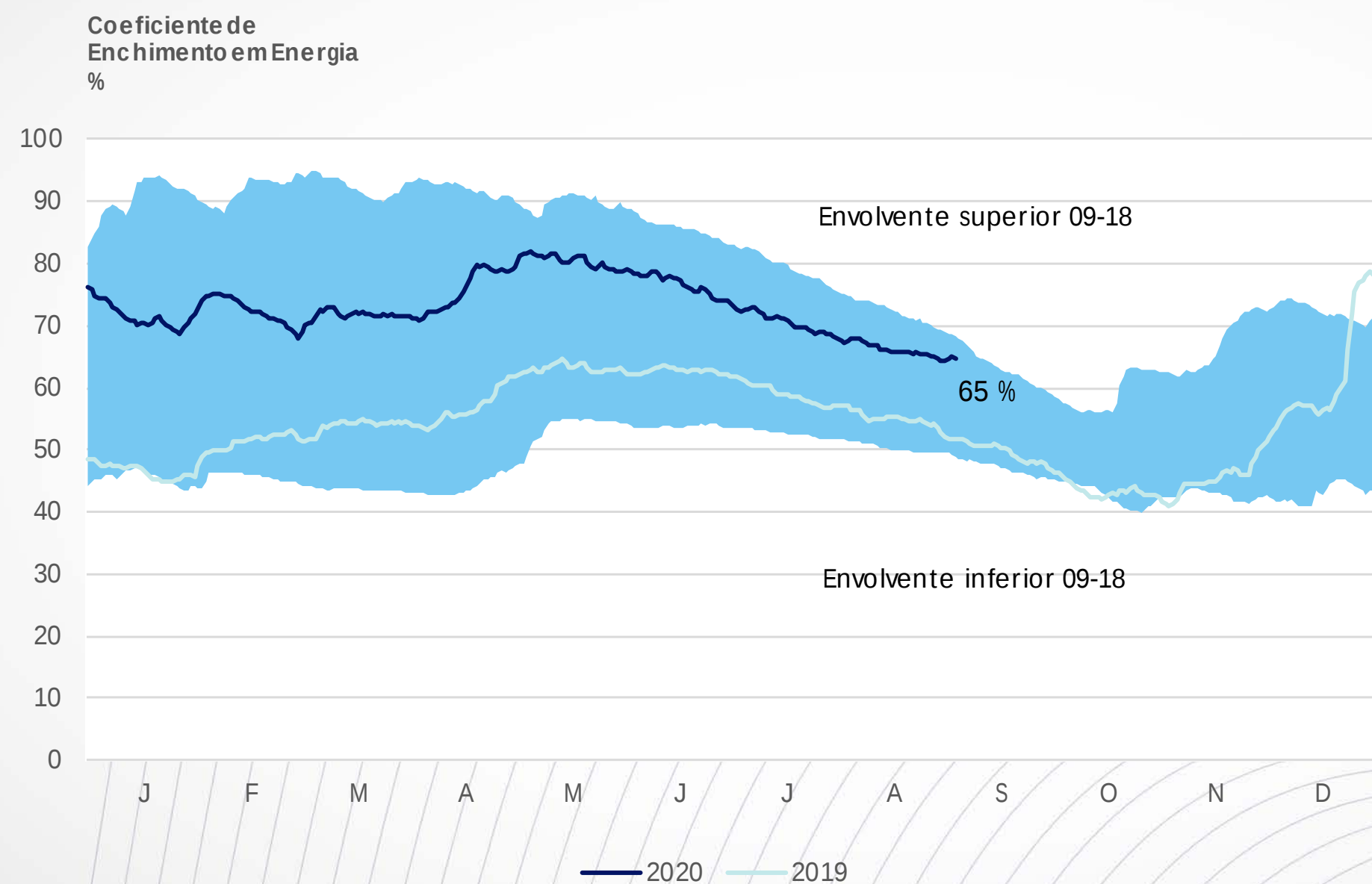
2020 – Indisponibilidades – Média Horária Mensal



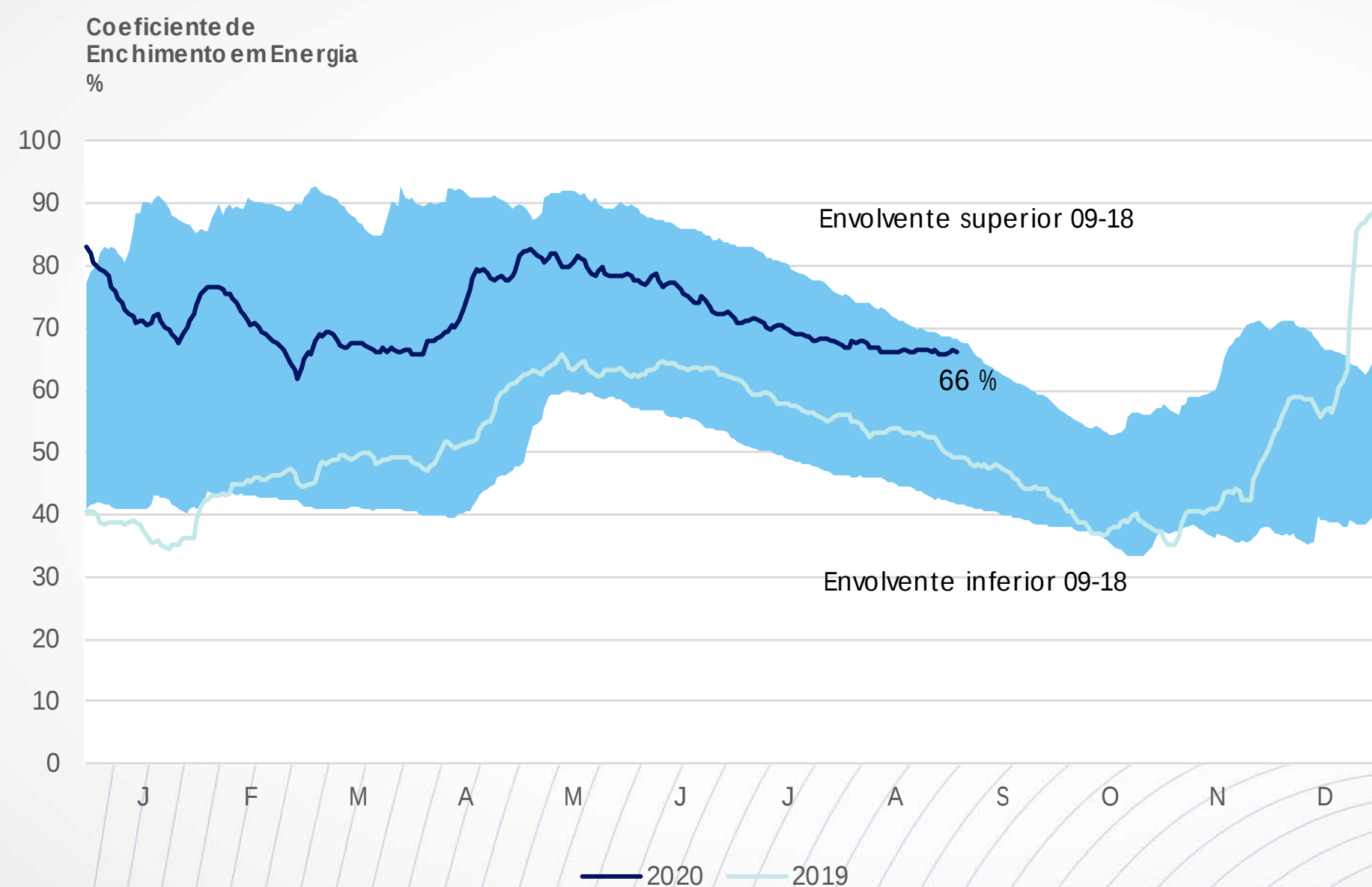
2020 – Afluências



2020 – Armazenamento nas Albufeiras

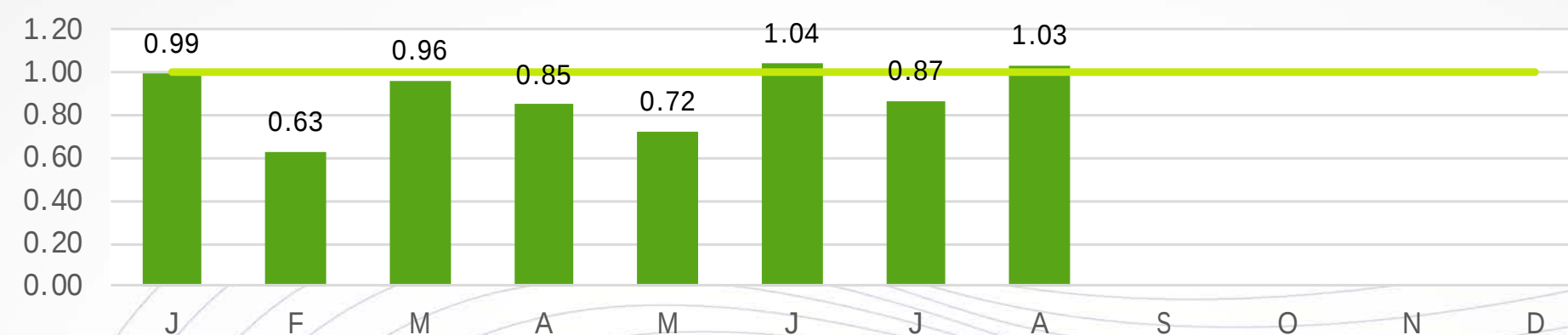


2020 – Armazenamento nas Albufeiras Anuais

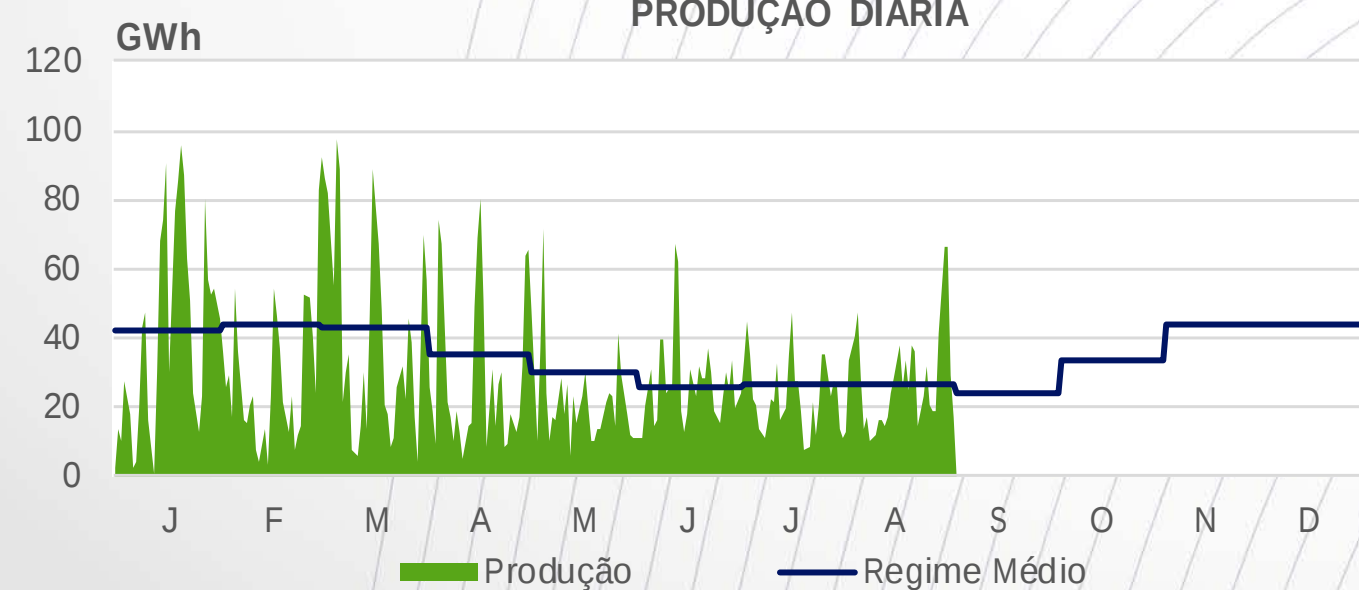


2020 – Eolicidade

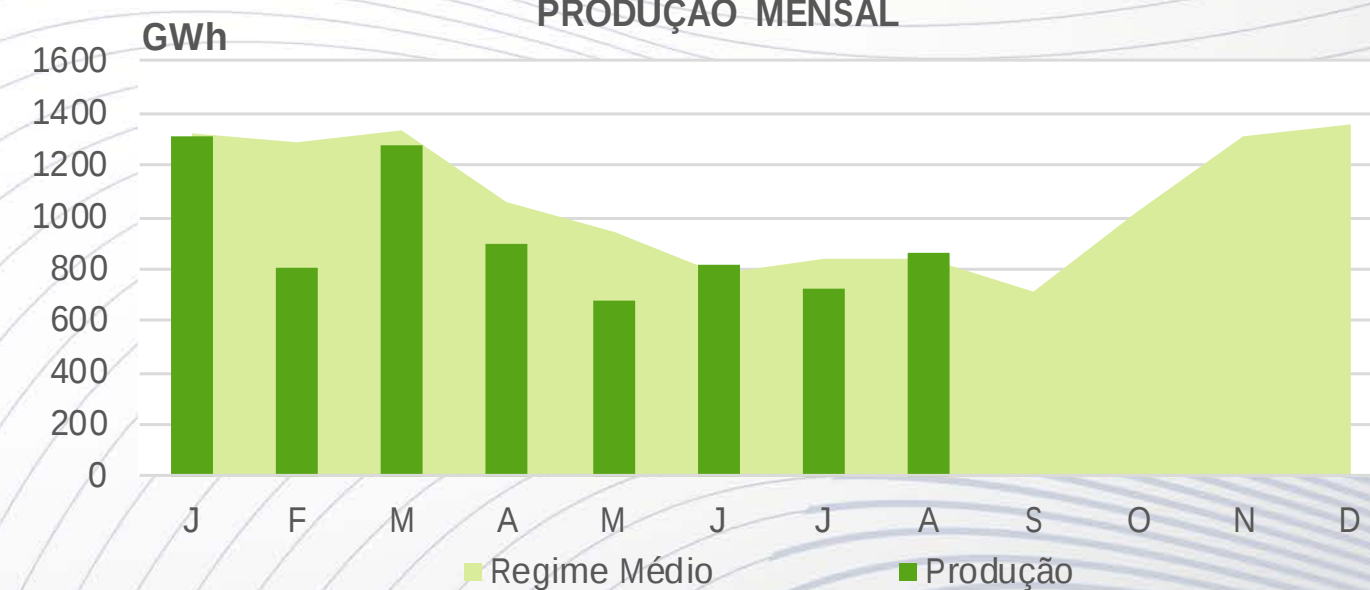
ÍNDICE DE PRODUTIBILIDADE EÓLICA



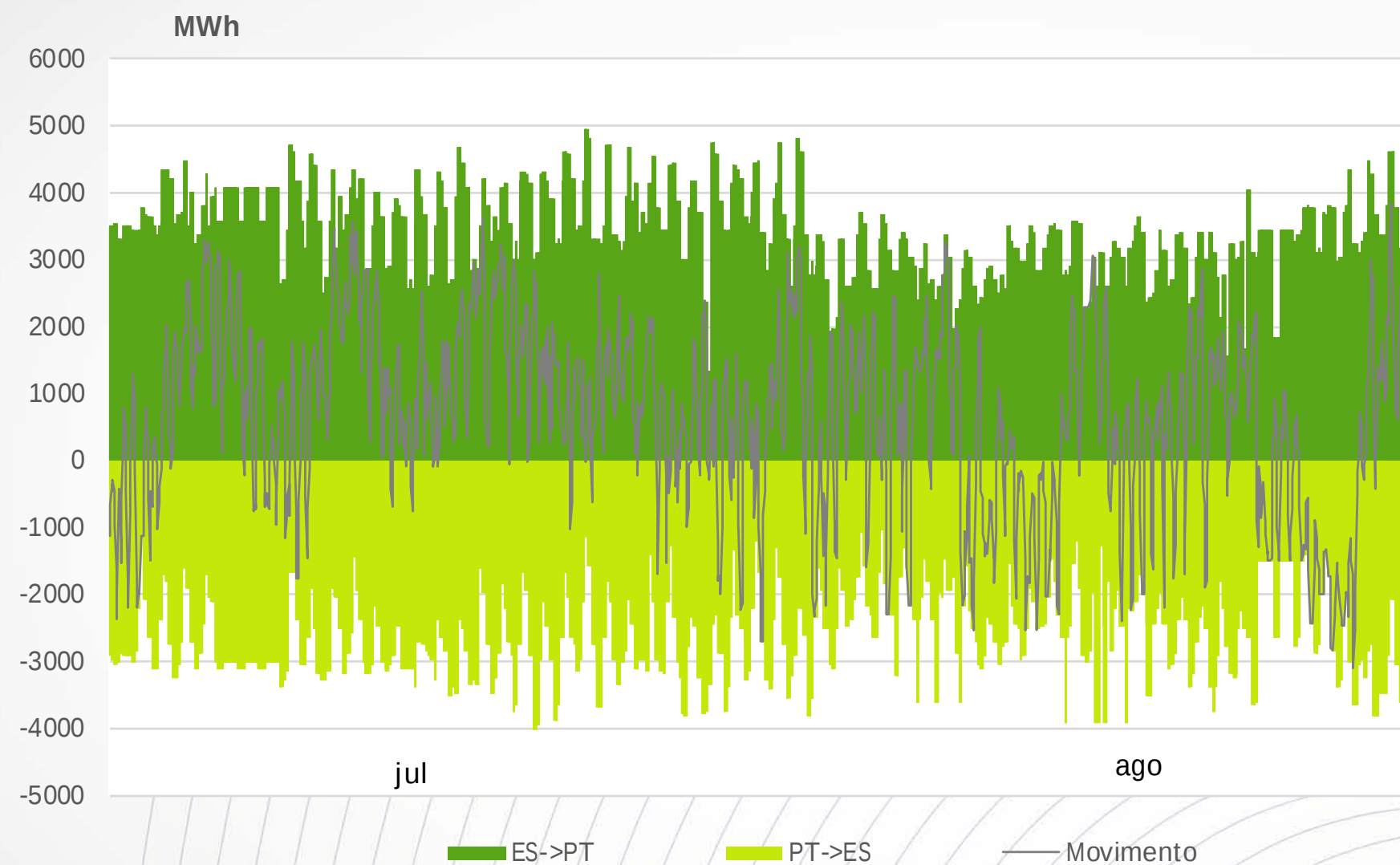
PRODUÇÃO DIÁRIA



PRODUÇÃO MENSAL

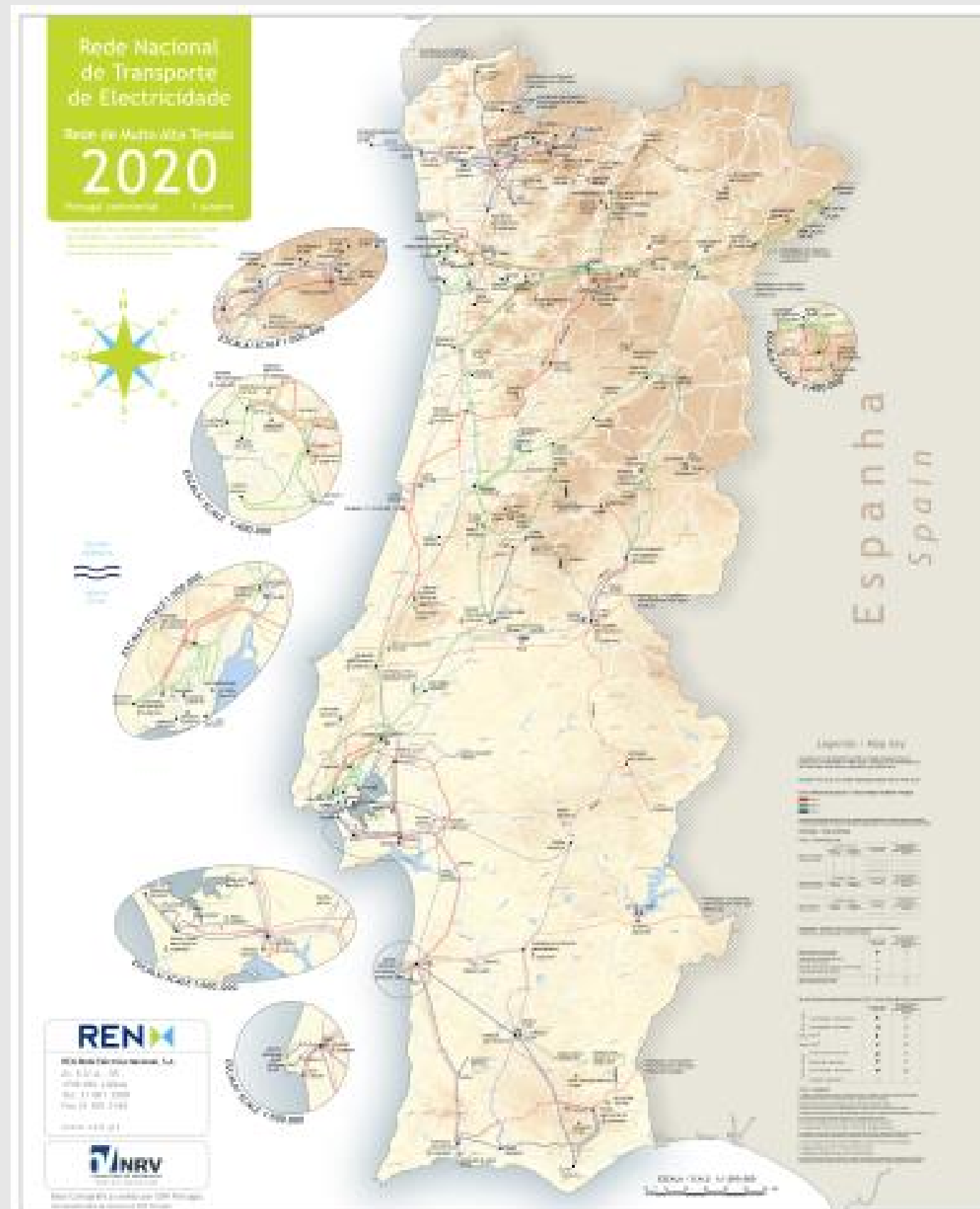


2020 – Interligações



		Disponível			Realizada	
		Mínimo	Máximo	Média	Máximo	Média
julho	Importação	1350	4950	3704	3634	1161
	Exportação	1125	4005	2703	2700	157
agosto	Importação	1575	4860	3118	3833	757
	Exportação	1035	3899	2414	3085	497

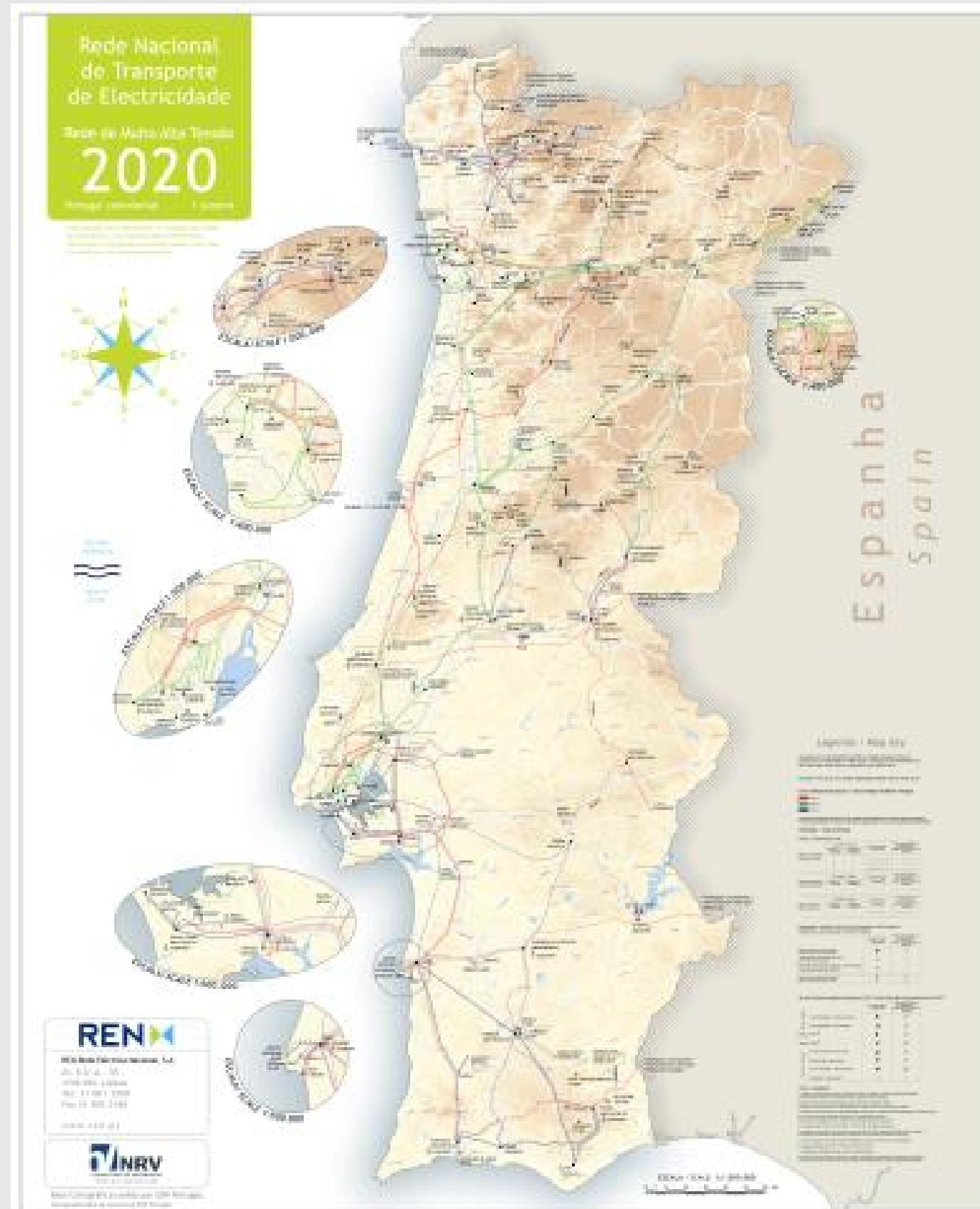
PRINCIPAIS EVOLUÇÕES DA RNT EM JULHO E AGOSTO



Novos elementos:

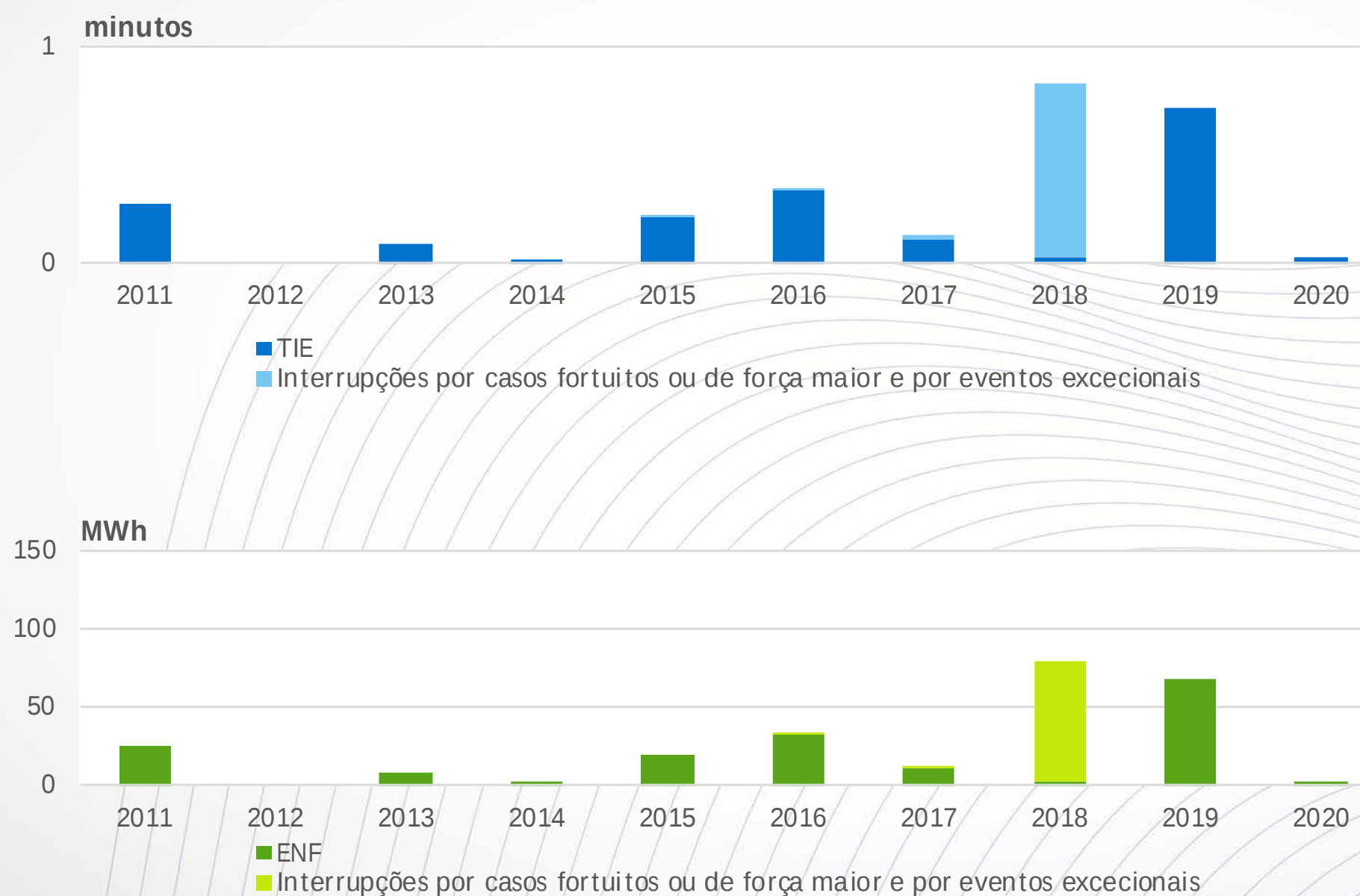
- Nada a assinalar

INCIDENTES

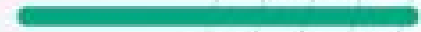


- Nada a assinalar

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

8 de julio 2020

Índice

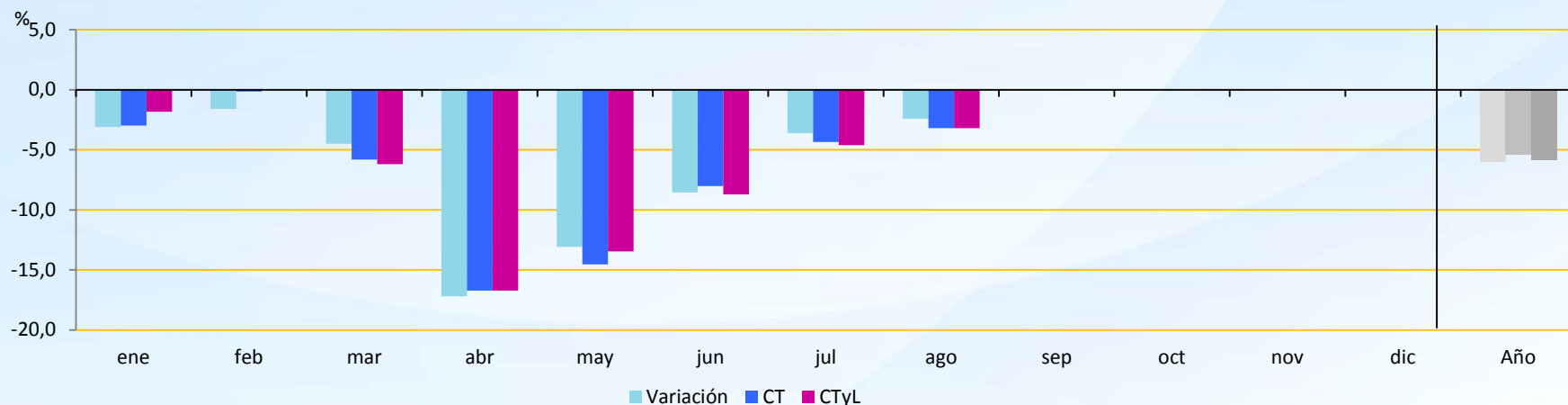
1. Consumo peninsular. Evolución 2020
2. Mix de producción y reservas hidráulicas
3. Interconexiones
4. RdT:
 1. Nuevas instalaciones
5. Calidad del servicio.



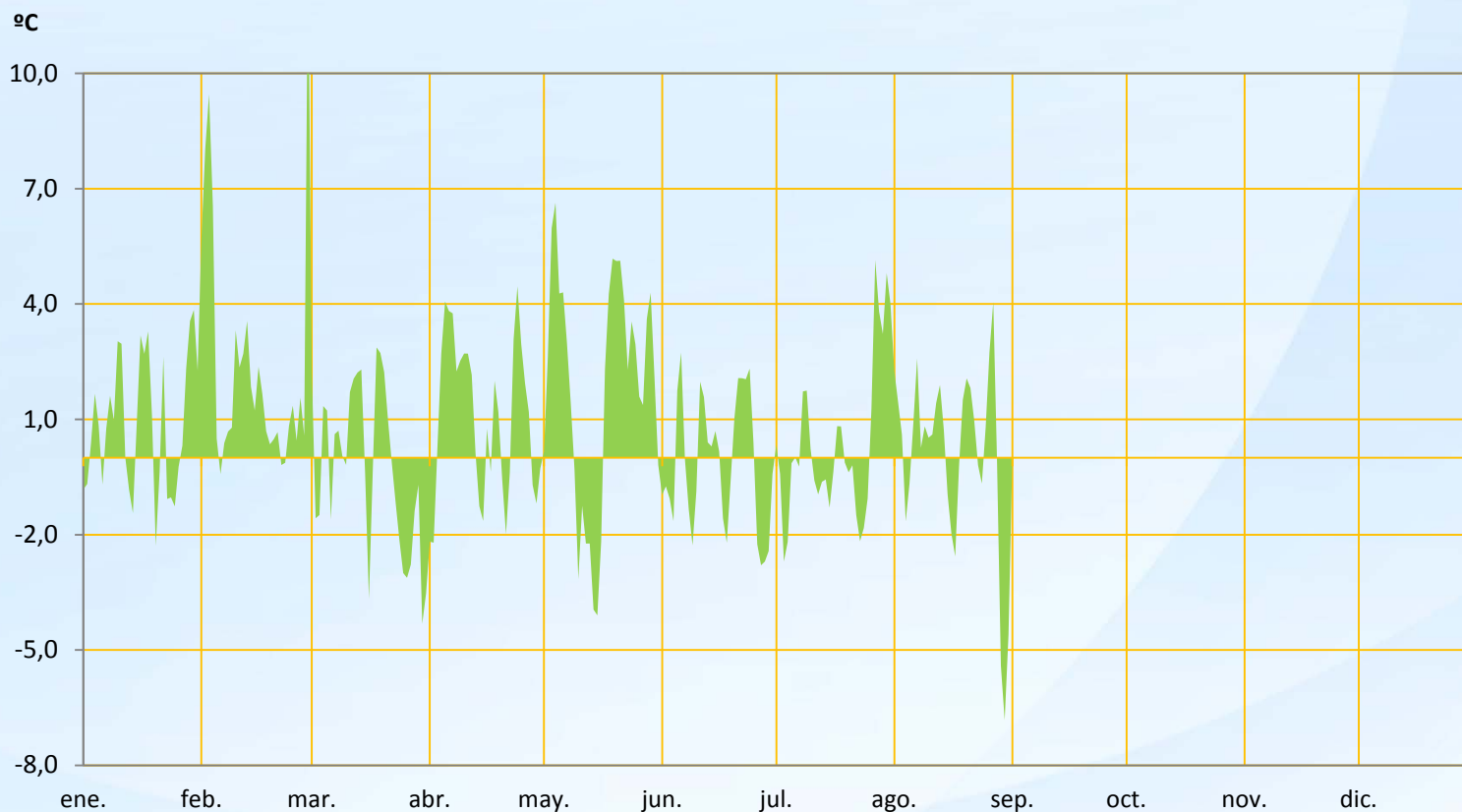
Consumo peninsular. Evolución 2020

2020 Consumo peninsular. Evolución

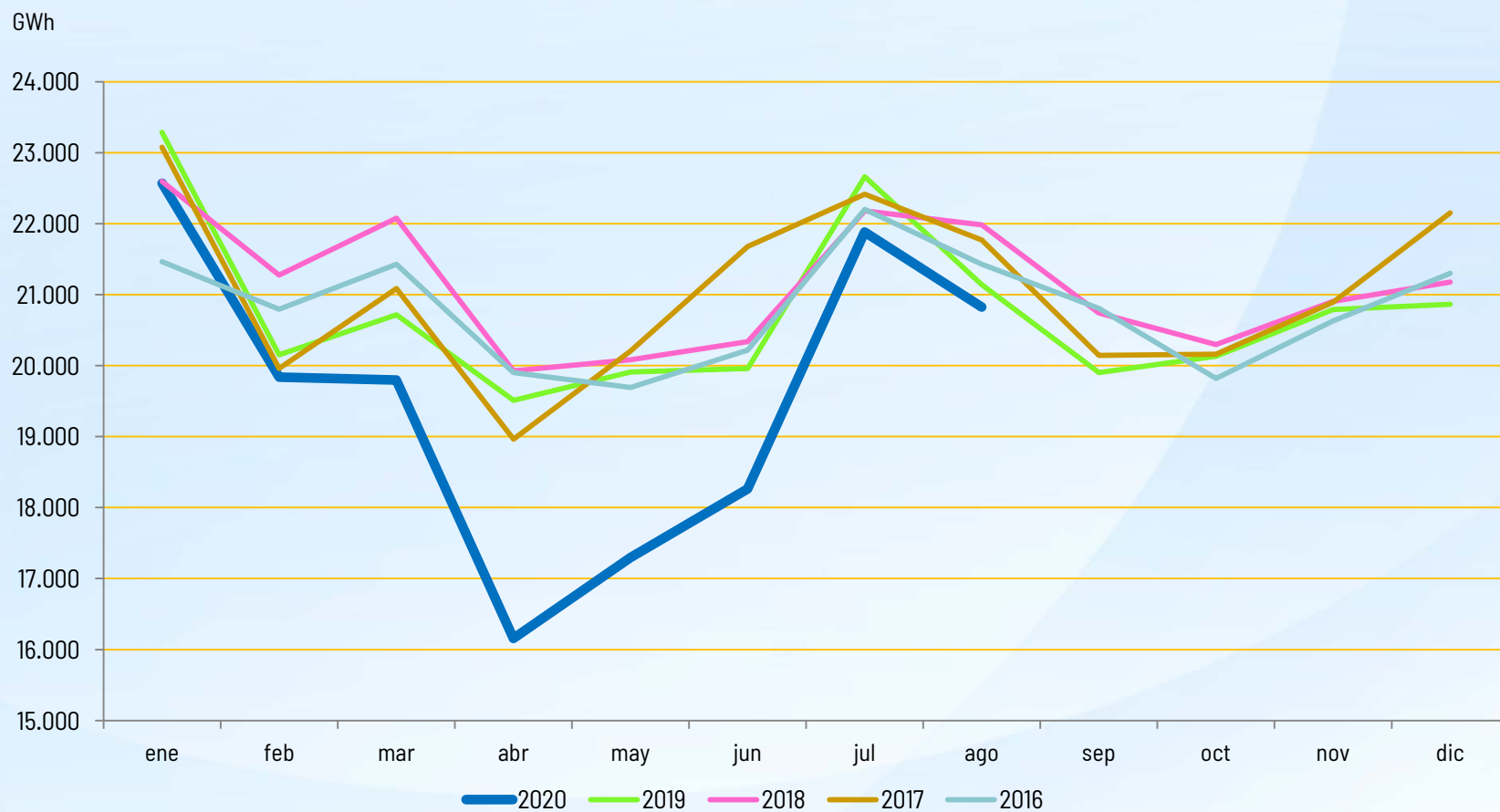
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Potencia máxima (MW)	40.423	35.524	35.355	29.026	31.024	35.609	38.972	37.850				
Consumo Máximo diario (GWh)	819	731	728	578	610	707	777	757				
Consumo Mensual (GWh)	22.569	19.836	19.796	16.157	17.297	18.263	21.880	20.670				
Δ Mes (%)	-3,1	-1,6	-4,5	-17,2	-13,0	-8,5	-3,6	-2,4				
Δ Mes Corregida temperatura (CT) (%)	-3,0	- 0,1	-5,8	-16,7	-14,5	-8,0	-4,3	-3,2				
Δ Mes Corregida (CT y L) (%)	-1,9	0,0	-6,2	-16,7	-13,5	-8,7	-4,6	-3,2				
Δ Año Acumulado Absoluto (%)	-3,1	-2,4	-3,1	-6,3	-7,7	-7,8	-7,2	-6,5				



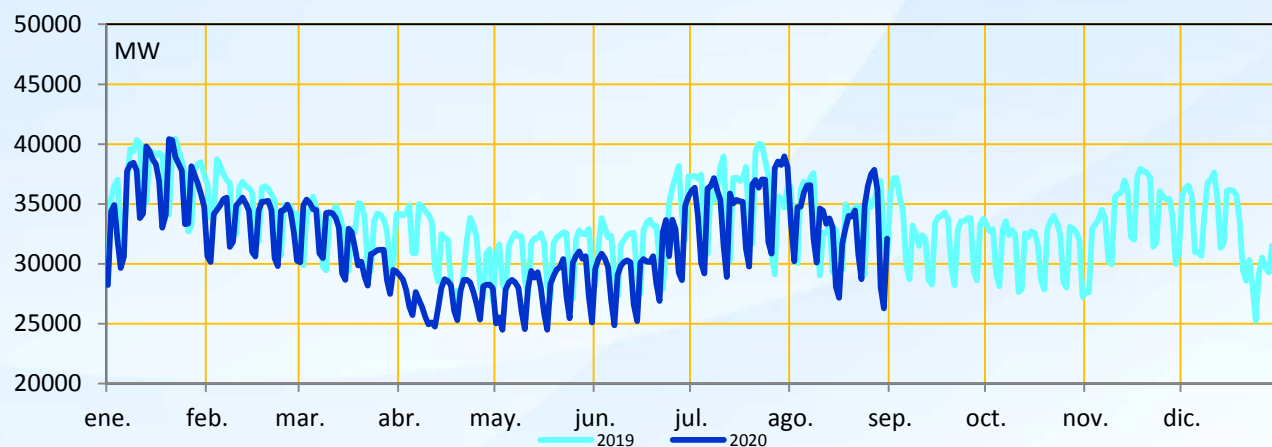
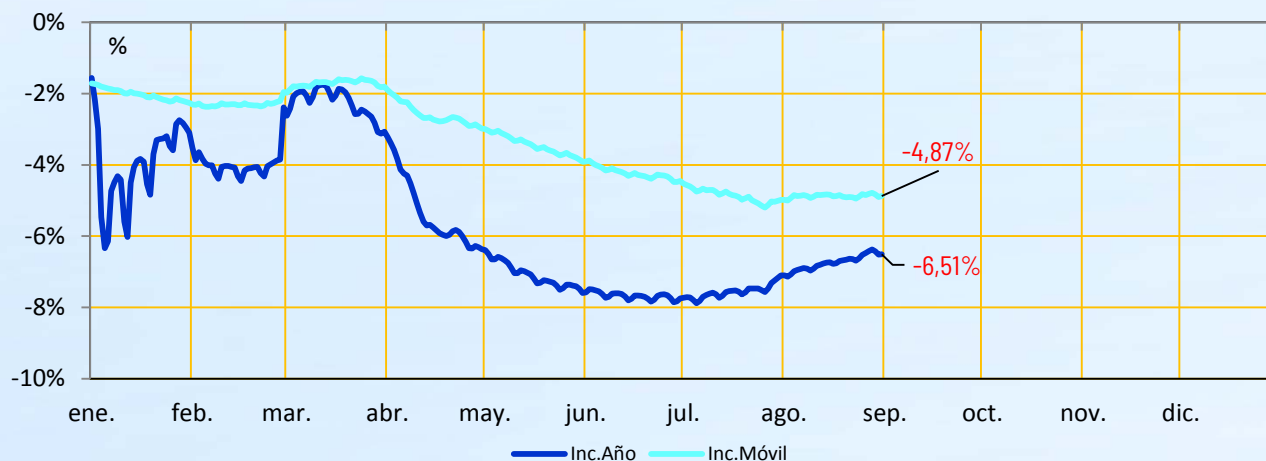
2020 Variación de temperatura media respecto al año anterior



2020 Evolución consumo mensual



2020 Variación demanda diaria y Puntas diarias



2020/2019 Valores máximos anuales

	Invierno		Verano	
Potencia (MW)	(4ª sem. 20.01.20)	(4ª sem. 22.01.19)	(5ª sem. 30/07/20)	(4ª sem. 23/07/19)
	40.423	40.455	38.972	40.021
Consumo diario (GWh)	(4ª sem. 21.01.20)	(2ª sem. 11.01.19)	(5ª sem. 30/07/20)	(4ª sem. 24/07/19)
	820	824	777	807

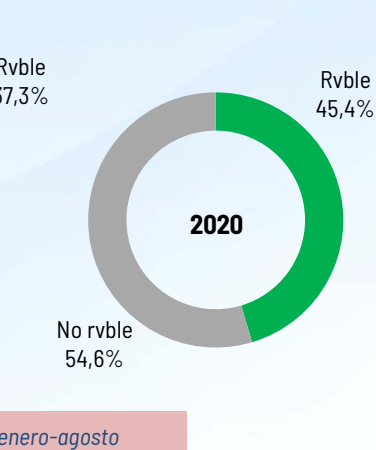
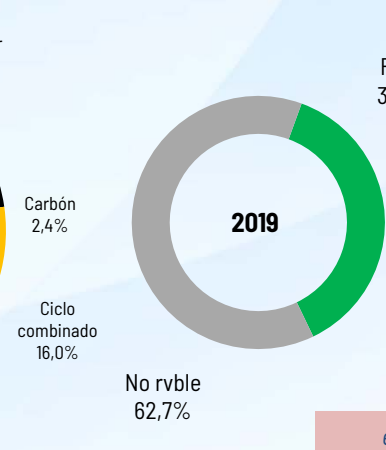
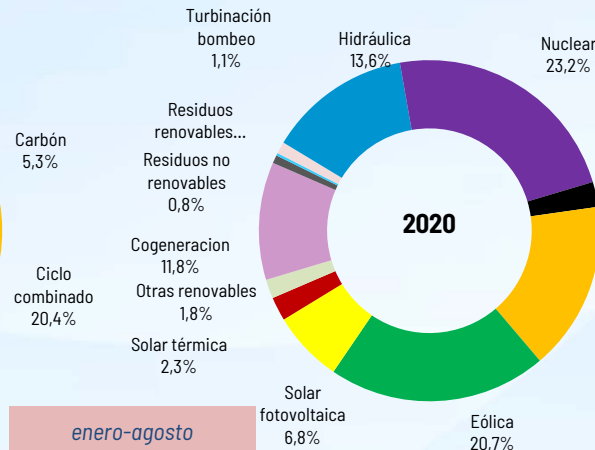
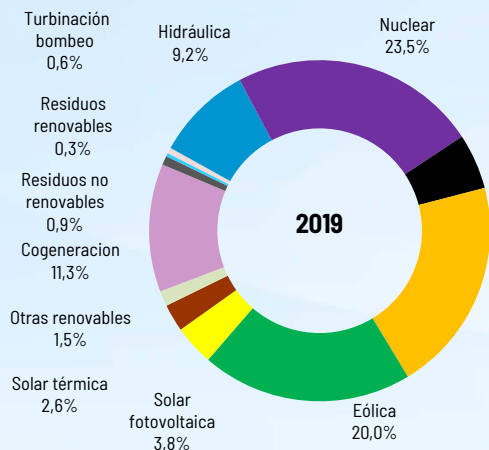
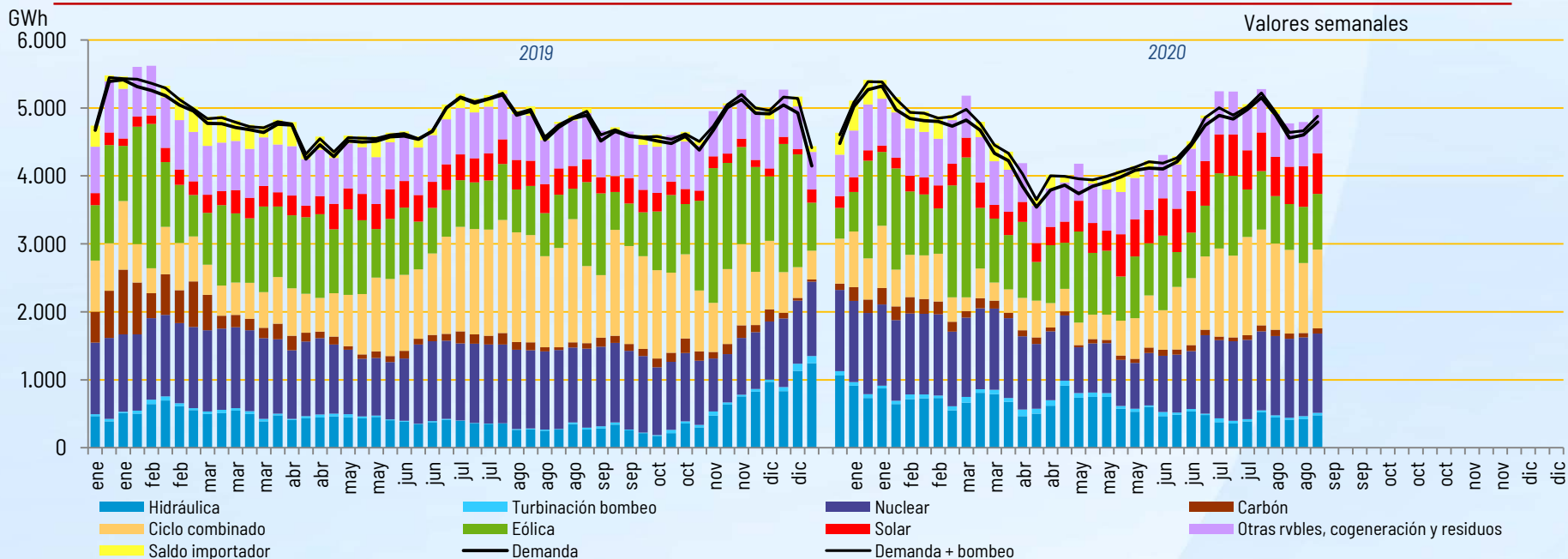
Variación Consumo (%)	Mes	Año	Año móvil
Julio	-3,6 (+2,3)	-7,2 (-1,5)	-5,0 (-0,9)
Agosto	-2,4 (-3,7)	-6,5 (-1,8)	-4,9 (-1,3)

Entre paréntesis, valores año anterior.

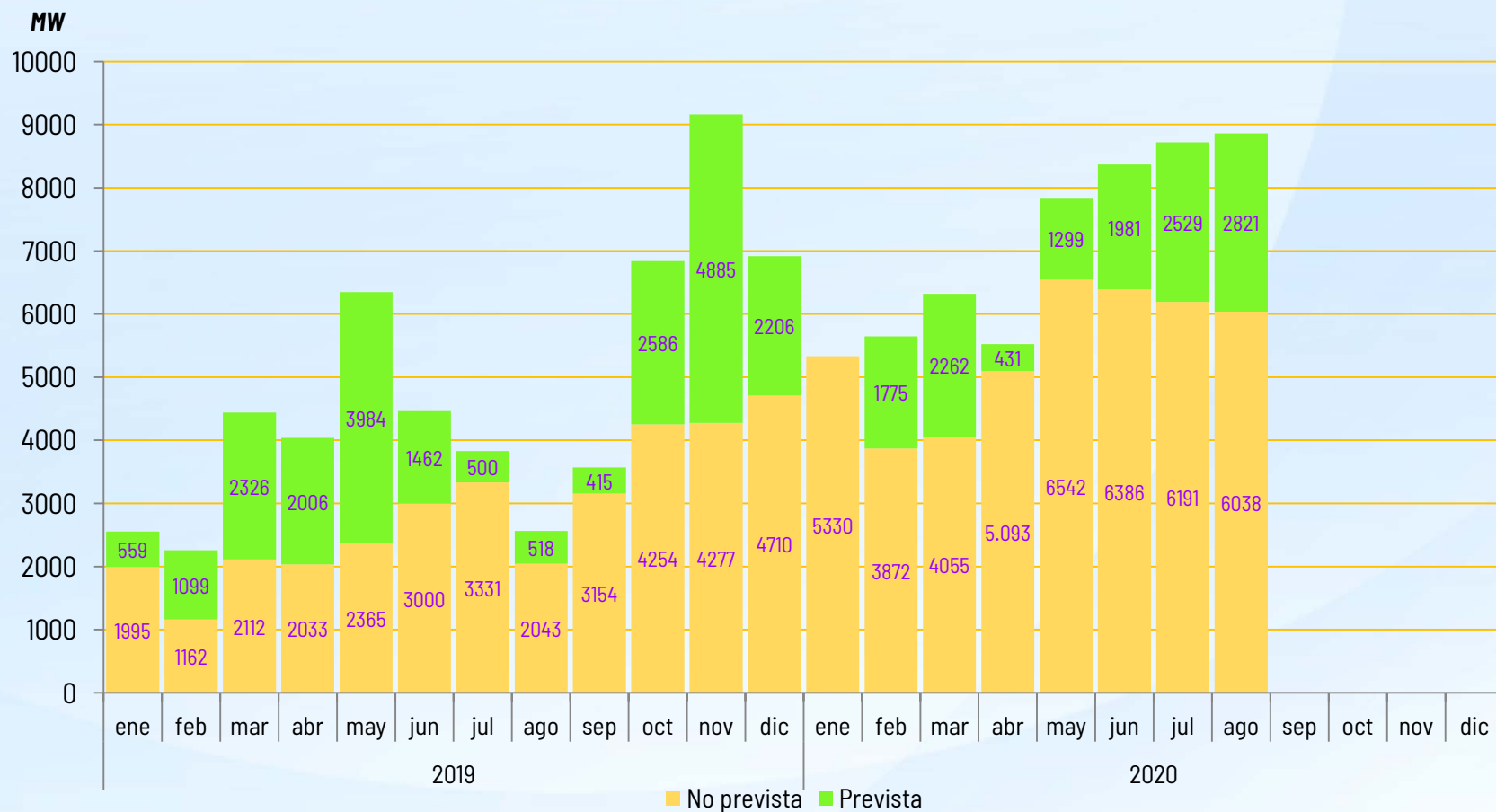


Mix de producción y reservas hidráulicas

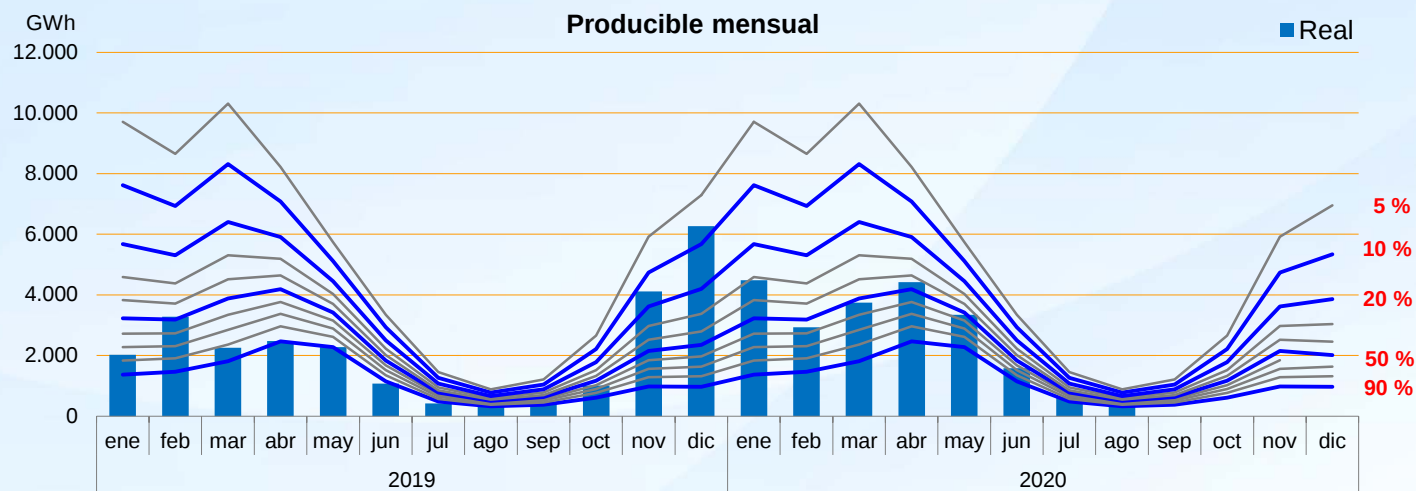
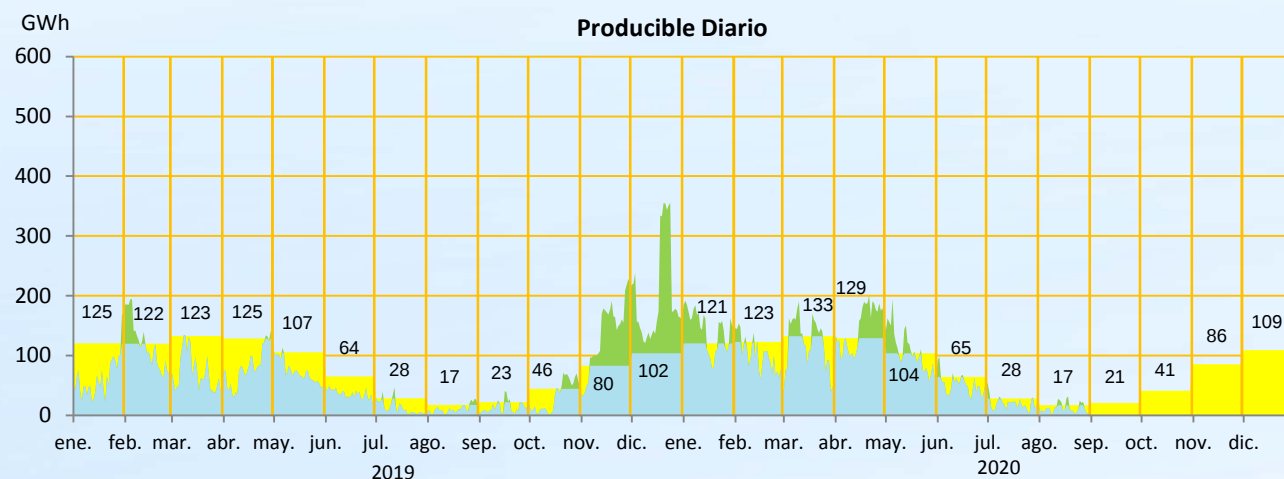
2020 Cobertura de la demanda



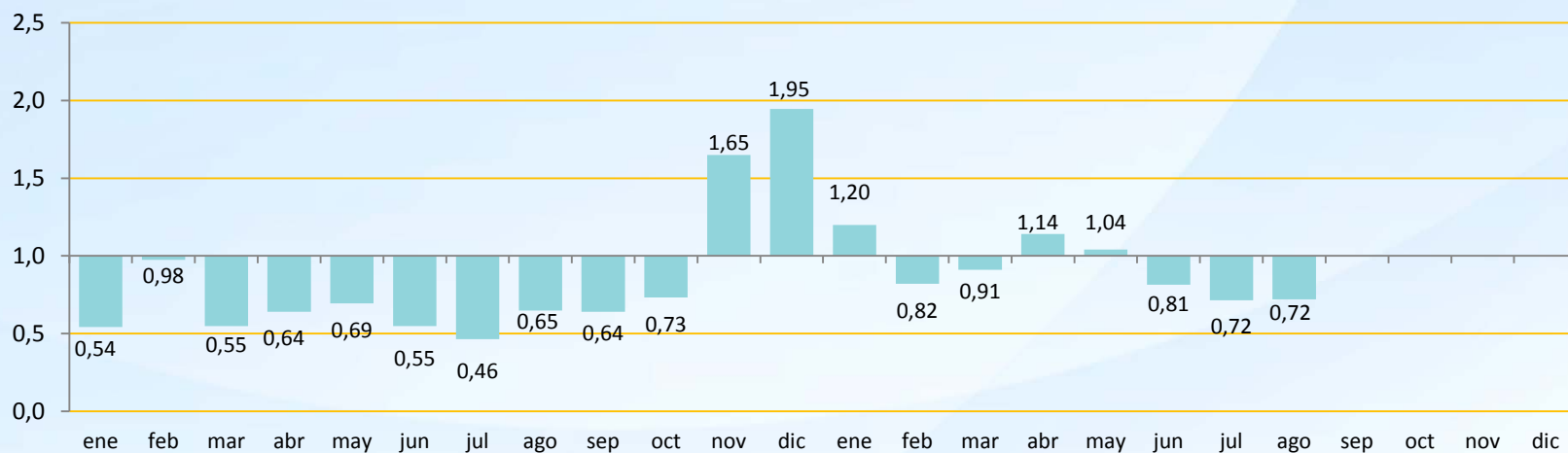
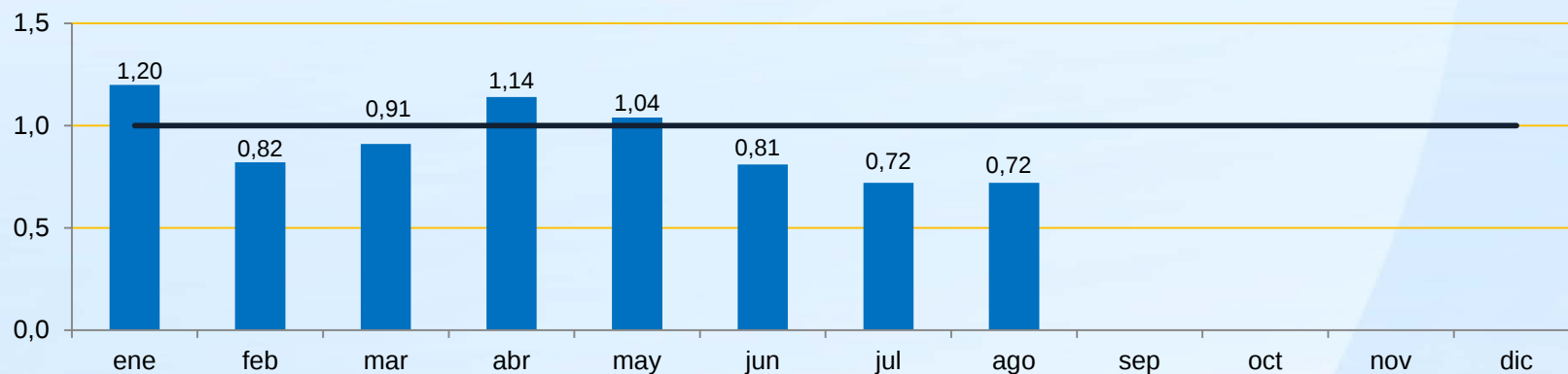
2020/2019 Indisponibilidad equipo térmico



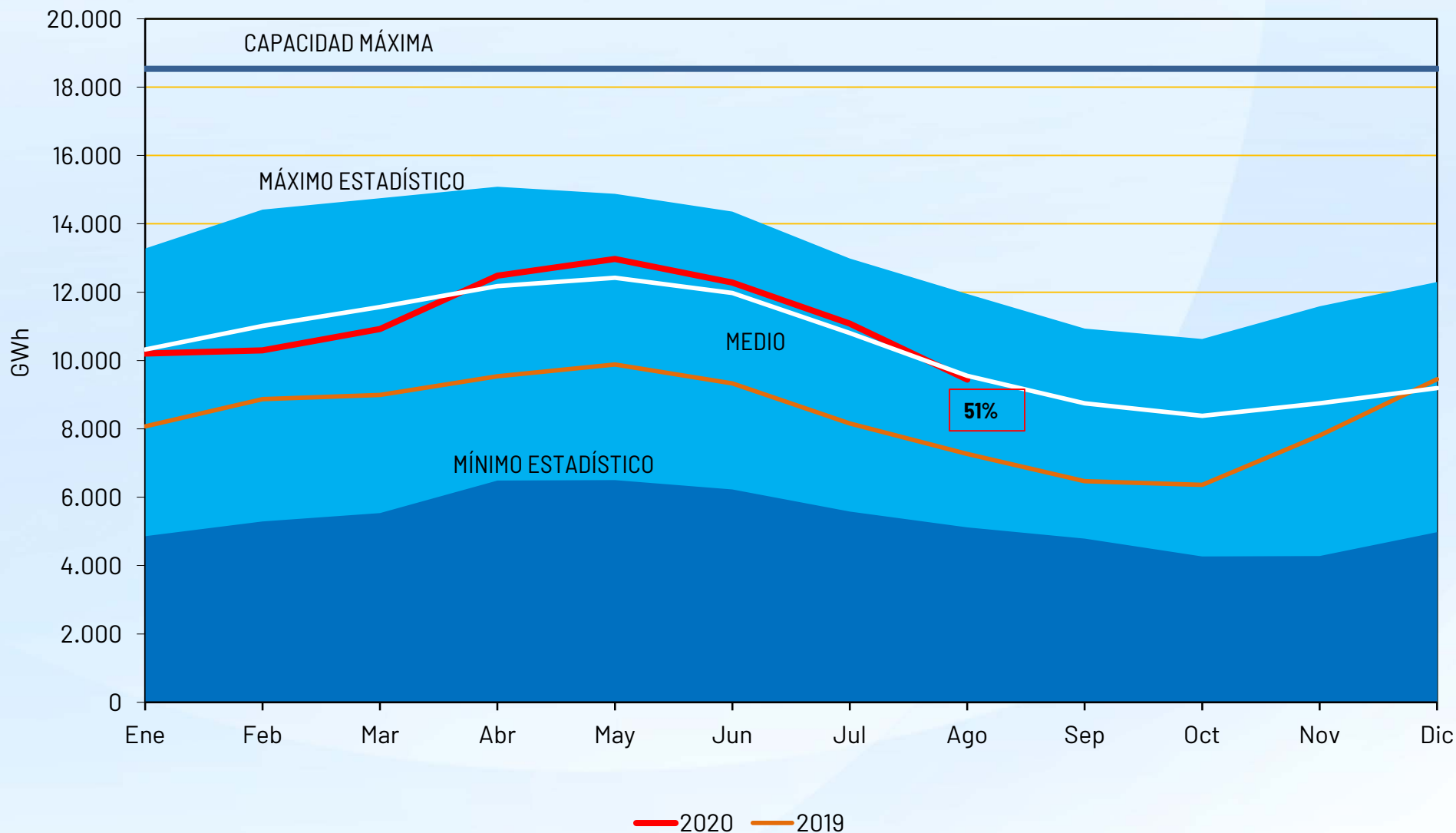
2020 Producibile hidráulico diario



2020 Índice de producible hidráulico

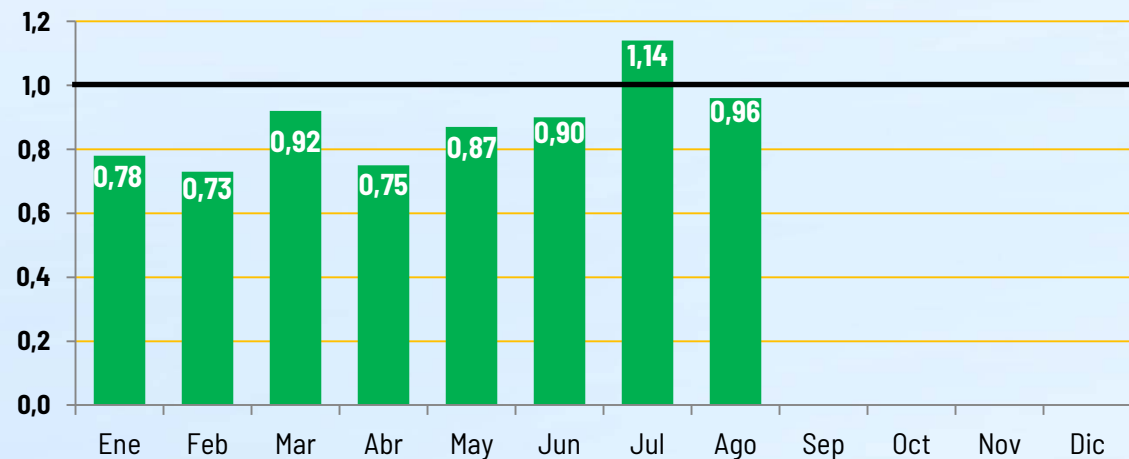


2020 RESERVAS CONJUNTO DE LOS EMBALSES



2020 Índice de producible eólico

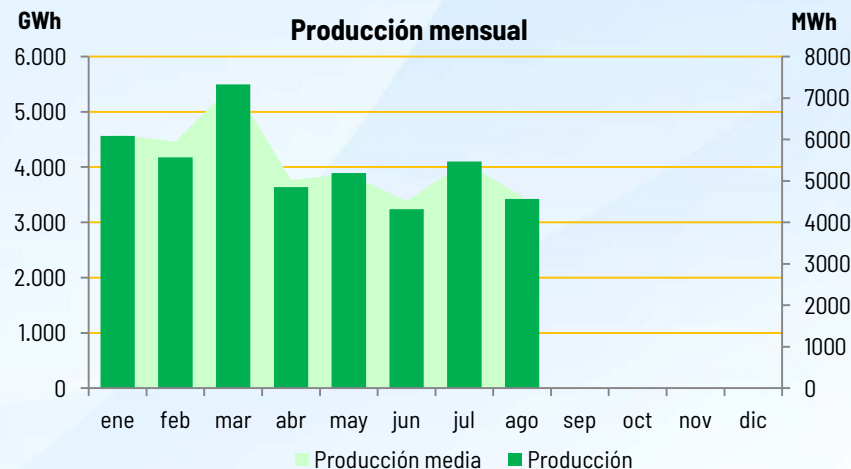
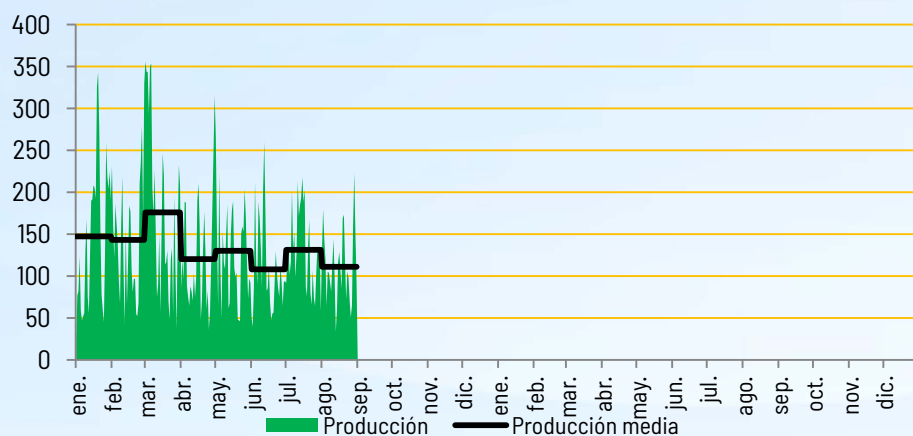
Índice producible eólica 2020



Enero-Agosto 2020

Generación máxima	17.371 MW	01.03.20 13.01 h
Energía máxima diaria	351 GWh	01.03.20
Producción máxima mensual	5,4 TWh	Marzo

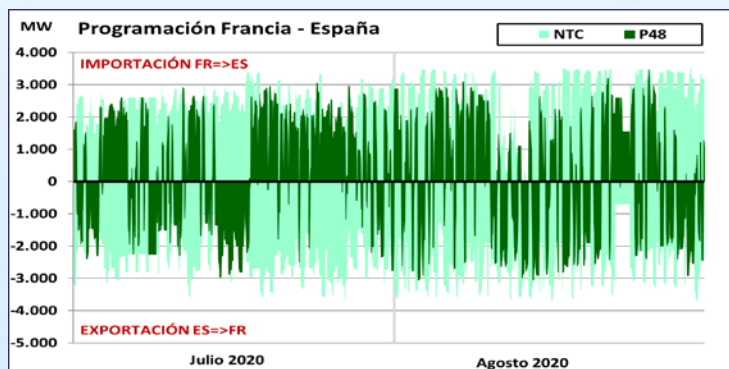
GWh Producción diaria



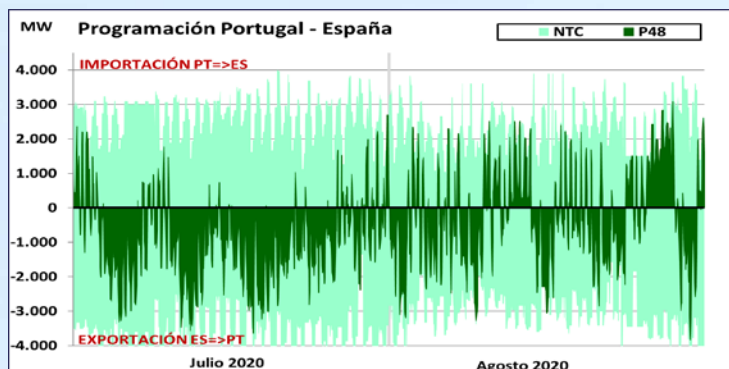


Interconexiones

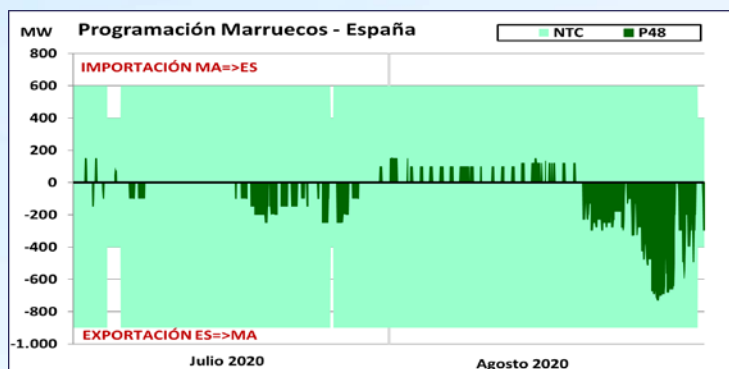
Utilización de la capacidad. Julio-Agosto 2020



IFE		NTC (MW)				P48 (MWh)		
		Mínimo	Máximo	Medio	P ₇₀	Máximo	Medio	%Horas Cong.
Julio	FR=>ES	1.350	3.376	2.440	2.636	3.052	1.037	24%
	ES=>FR	800	3.700	2.397	2.728	2.960	595	17%
Agosto	FR=>ES	0	3.515	2.685	3.283	3.468	922	18%
	ES=>FR	700	3.653	2.579	3.006	3.052	848	18%



IPE		NTC (MW)				P48 (MWh)		
		Mínimo	Máximo	Medio	P ₇₀	Máximo	Medio	%Horas Cong.
Julio	PT=>ES	1.125	4.005	2.703	3.020	2.700	157	1%
	ES=>PT	1.350	4.950	3.704	4.100	3.634	1.161	1%
Agosto	PT=>ES	1.035	3.899	2.414	2.745	3.085	496	7%
	ES=>PT	1.575	4.860	3.112	3.420	3.833	756	3%



IME		NTC (MW)				P48 (MWh)		
		Mínimo	Máximo	Medio	P ₇₀	Máximo	Medio	%Horas Cong.
Julio	MA=>ES	400	600	590	600	150	3	0%
	ES=>MA	400	900	874	900	247	45	0%
Agosto	MA=>ES	400	600	596	600	153	23	0%
	ES=>MA	400	900	890	900	730	121	0%



RdT: Nuevas instalaciones

Nuevas instalaciones

Subestaciones	Provincia	Fecha
SE 220 kV LOUSAME ⁽¹⁾	A Coruña	02.07.20
SE 400 kV CIUDAD RODRIGO ⁽²⁾	Salamanca	17.07.20

Líneas	Provincia	Fecha
L-220 kV LOUSAME-SANTIAGO COMPOSTELA ⁽¹⁾ y L-220 kV LOUSAME-TAMBRE ⁽¹⁾	A Coruña	02.07.20
L-400 kV CIUDAD RODRIGO-HINOJOSA ⁽²⁾ y L-400 kV CIUDAD RODRIGO-ALMARAZ ⁽²⁾	Salamanca	17.07.20

Transformadores RdD	Potencia (MVA _r)	Provincia	Fecha
SE 220 kV HUELVES: TF-1 220/66 kV ⁽³⁾	125	Cuenca	09.07.20



- (1) Nueva subestación. Desaparece la L-220 kV SANTIAGO DE COMPOSTELA-TAMBRE. Nuevas líneas L-220 kV SANTIAGO DE COMPOSTELA-LOUSAME 1 y la L-220 kV LOUSAME-TAMBRE.
- (2) Nueva subestación. Desaparece la L-400 kV HINOJOSA-ALMARAZ. Nuevas líneas L-400 kV CIUDAD-RODRIGO-HINOJOSA y la L-400 kV CIUDAD RODRIGO-ALMARAZ.
- (3) Sustituye al anterior de 30 MVA.

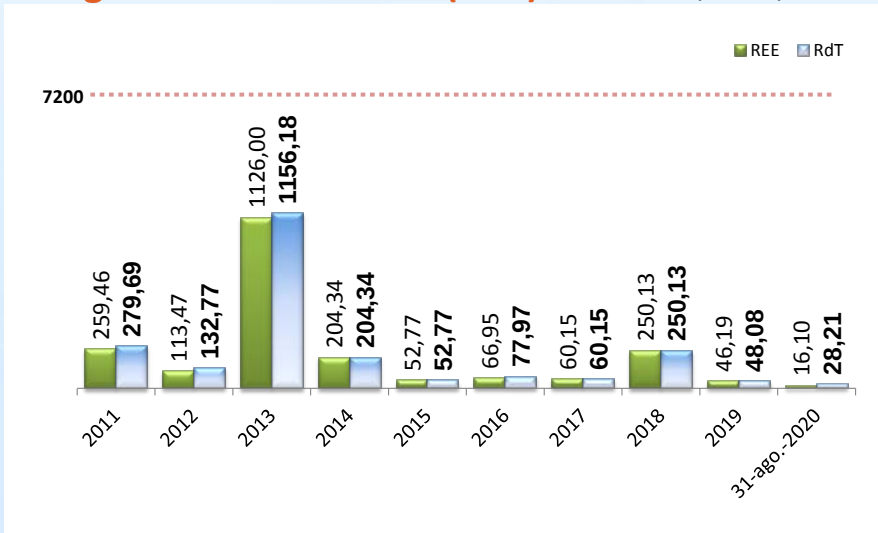




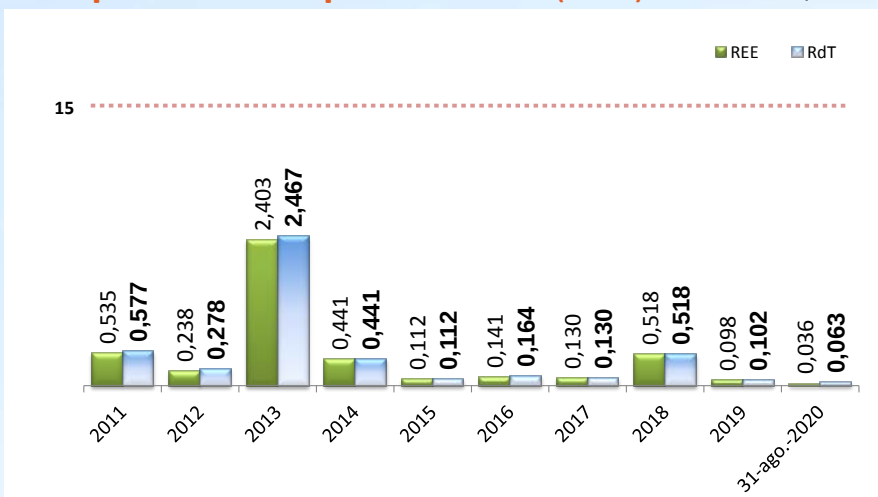
Calidad del servicio

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 2019 y 2020 son provisionales.



RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

Comprometidos con la energía inteligente

Gracias por su atención

www.ree.es



CTSOSEI – XCII Reunião

Gestão do Sistema

16 de Setembro 2020

ÍNDICE

1. ANÁLISE DO FUNCIONAMENTO DO SISTEMA – Jan a Ago 2020

Movimentação de GN na RNTIAT

Procura de GN

Notas de Operação

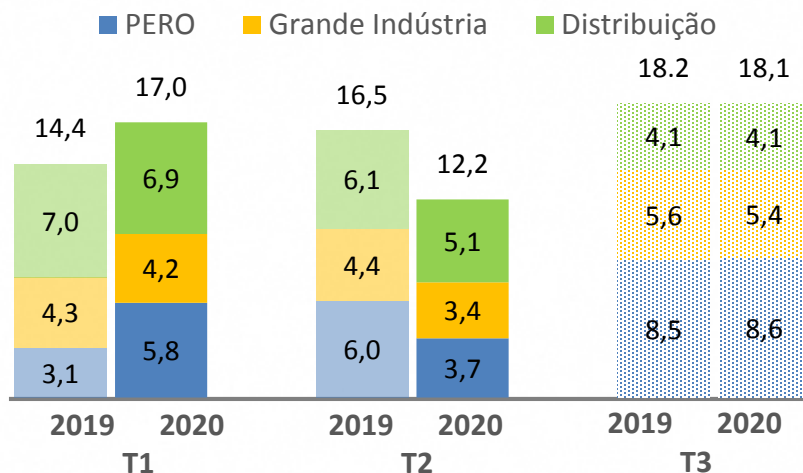
2. PREVISÃO DO REGIME DE EXPLORAÇÃO – Setembro a Novembro 2020

Procura de GN

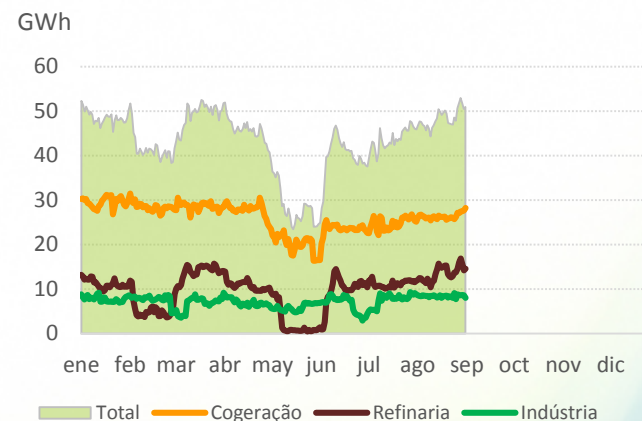
Plano de Indisponibilidades

Destaque Operação: Cenário de Pandemia

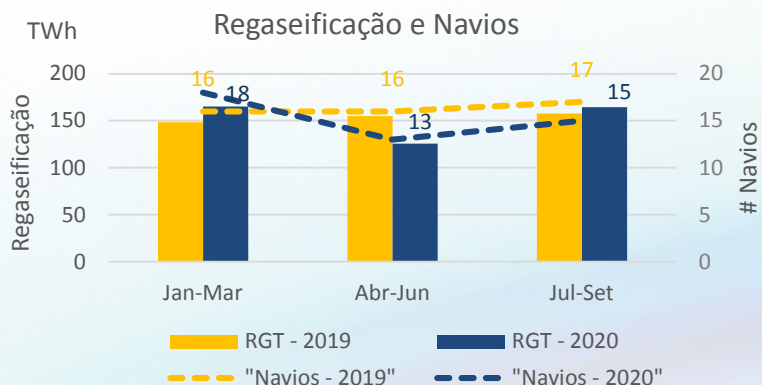
Evolução Consumos



Detalhe Grande Indústria



Utilização da Interface do TGNL



Evolução acumulada

Regaseificação

-1,0%

Nr Navios

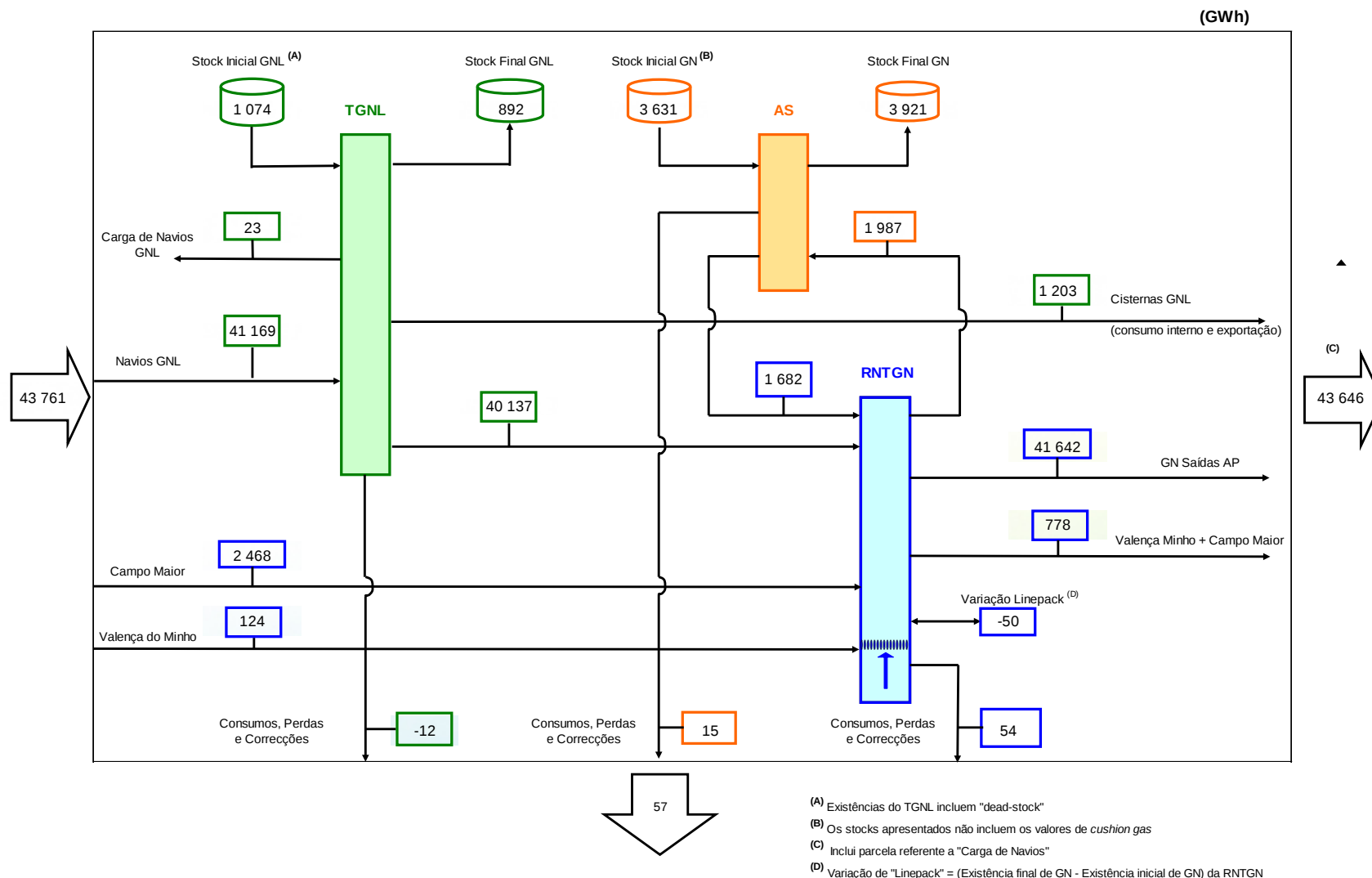
-6,0%

Utilização do Armazenamento no AS

Nível de Armazenamento no AS



Movimentação de GN na RNTIAT - Balanço Global

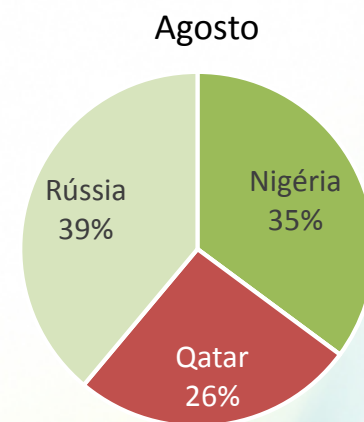
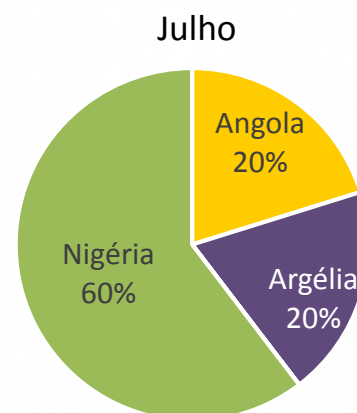


Movimentação de GN na RNTIAT – Terminal GNL

Análise mensal

Entradas no TGNL	2020		Jul 2019		Δ
	nº	GWh	nº	GWh	
Navios	5	4 990	6	6 254	-20%

Entradas no TGNL	2020		Ago 2019		Δ
	nº	GWh	nº	GWh	
Navios	5	5 442	6	5 800	-6%



Saídas do TGNL	2020		Jul 2019		Δ
	nº	GWh	nº	GWh	
Navios	0	0	0	0	
Cisternas	438	128	439	126	2%
Emissão RNTGN	-	5 242	-	5 238	0%
TOTAL		5 371		5 364	0%

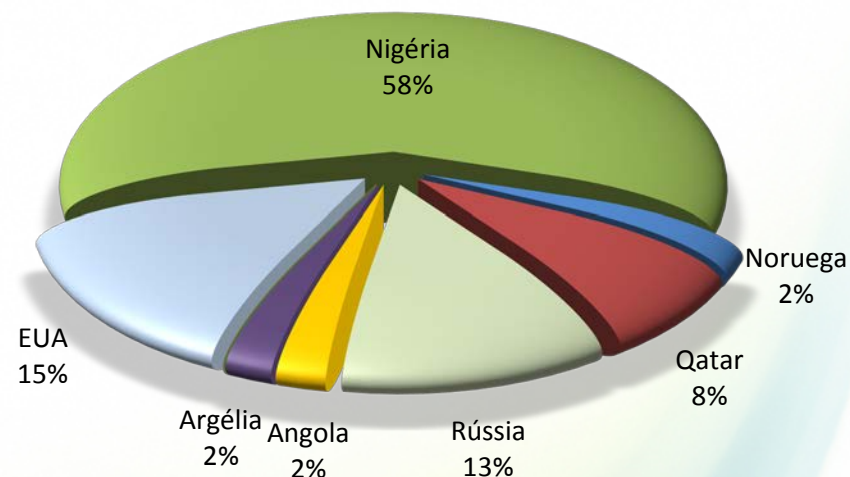
Saídas do TGNL	2020		Ago 2019		Δ
	nº	GWh	nº	GWh	
Navios	1	23	0	0	
Cisternas	659	194	648	187	4%
Emissão RNTGN	-	5 811	-	5 216	11%
TOTAL		6 027		5 403	12%

Movimentação de GN na RNTIAT – Terminal GNL

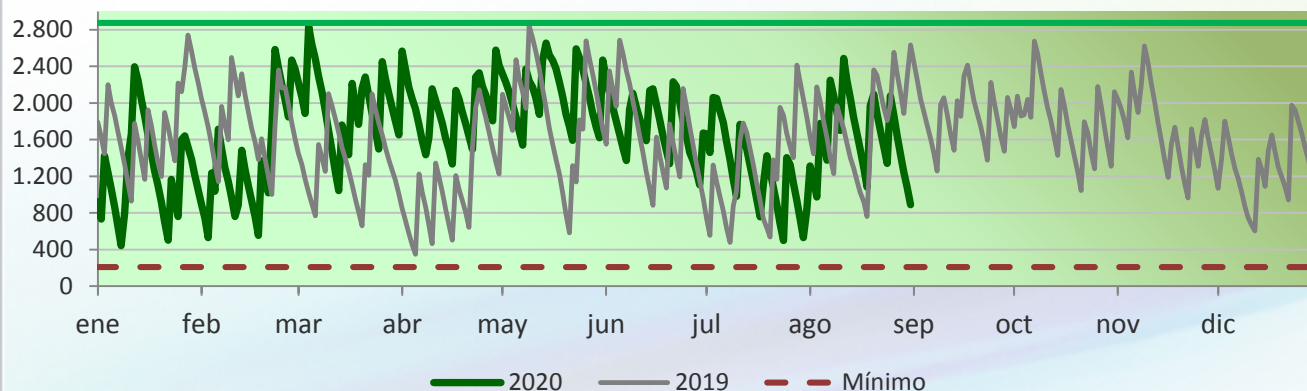
Entradas no TGNL	2020		Jan - Ago 2019		Δ
	nº	GWh	nº	GWh	
Navios	41	41 169	44	42 557	-3%

Saídas do TGNL	2020		Jan - Ago 2019		Δ
	nº	GWh	nº	GWh	
Navios	1	23	1	22	
Cisternas	4 118	1 203	4 155	1 203	0%
Emissão RNTGN	-	40 137	-	40 797	-2%
TOTAL		41 363		42 022	-2%

Origem do GNL: Jan - Ago



Existência Total no TGNL



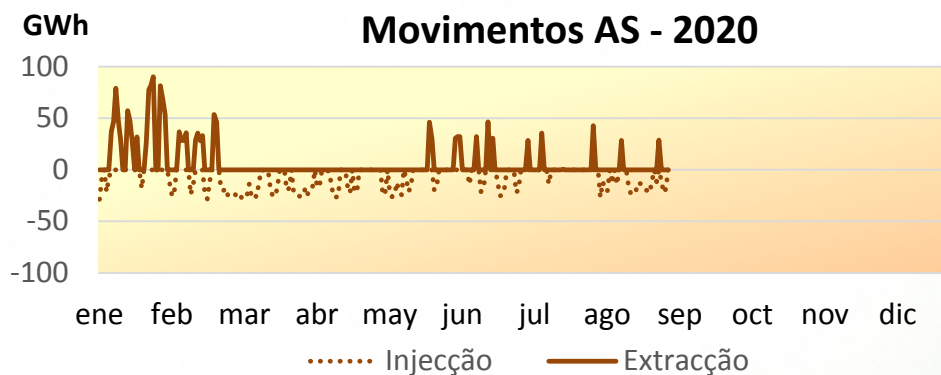
Máximo₂₀₂₀: 2 836 GWh

Notas Relevantes:

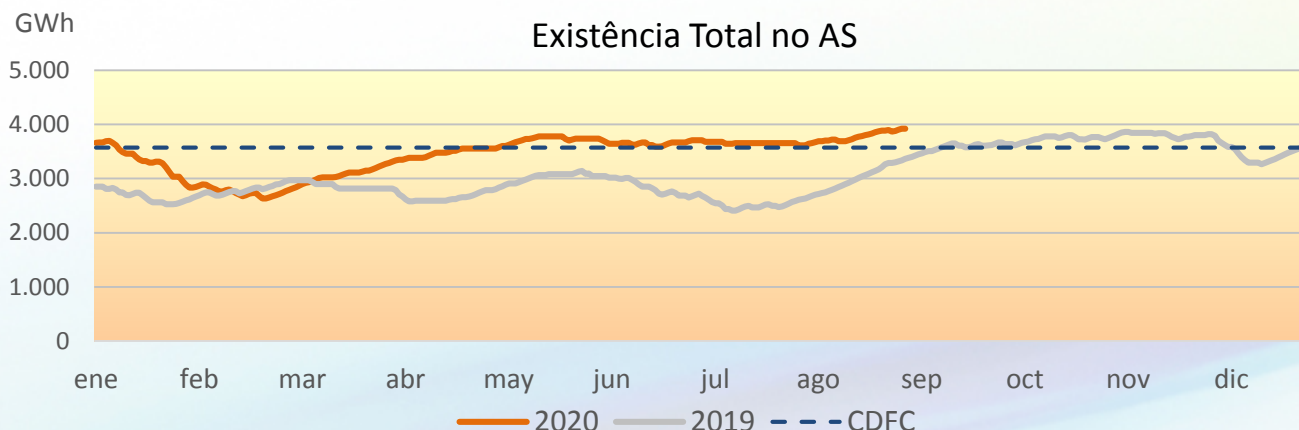
- ❑ Contratação da capacidade máxima de regaseificação 200 GWh/d, em 244 dias (100% do período)
- ❑ Utilização em 44 dias (18% do período), de Jan a Ago

Movimentação de GN na RNTIAT – AS

AS [GWh]	2020	Jan - Ago 2019	Δ
Injeção	1 987	2 408	-17%
Extração	1 683	1 882	-11%



AS [GWh]	2020	Julho 2019	Δ	2020	Agosto 2019	Δ
Injeção	14	304	-95%	367	735	-50%
Extração	107	396	-73%	57	0	-



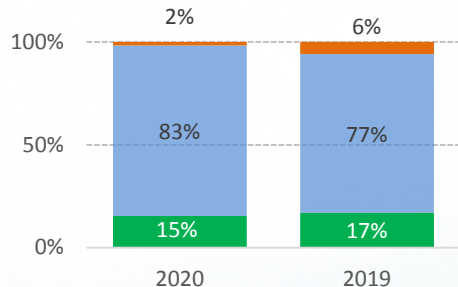
Notas Relevantes:

- ❑ Contratação da capacidade máxima de injeção, em 54 dias, (22% do período);
- ❑ Contratação máxima da capacidade de extração: 84,9 GWh/d, no dia 24.Janeiro

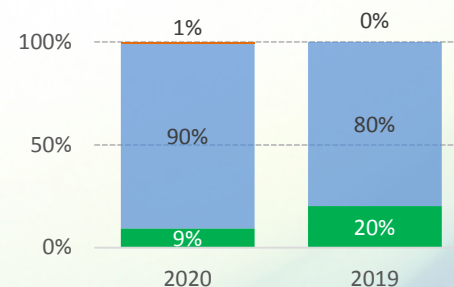
Movimentação de GN na RNTIAT – RNTGN

Análise mensal

Entradas na RNTGN			
[GWh]	Julho		
	2020	2019	Δ
Campo Maior	974	1 145	-15%
Sines	5 242	5 238	0.1%
Valença do Minho	72	0	-
Extracção AS	107	396	-73%
Total	6 395	6 779	-6%



Entradas na RNTGN			
[GWh]	Agosto		
	2020	2019	Δ
Campo Maior	603	1 324	-54%
Sines	5 811	5 216	11%
Valença do Minho	0	19	-100%
Extracção AS	57	0	-
Total	6 471	6 559	-1%



Saídas da RNTGN			
[GWh]	Julho		
	2020	2019	Δ
Saídas para Consumo	6 379	6 514	-2%
Valença do Minho	0	6	-100%
Campo Maior	0	0	-
Injecção AS	14	304	-95%
Total	6 393	6 824	-6%

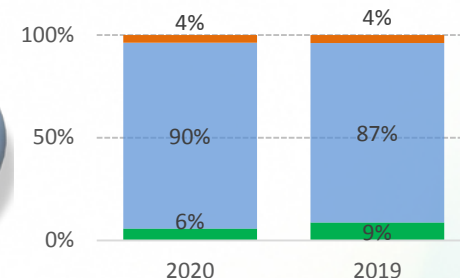
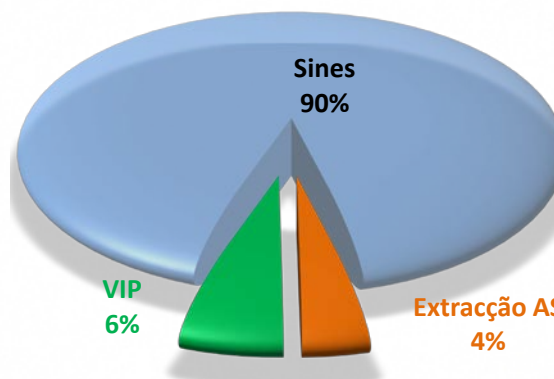
Saídas da RNTGN			
[GWh]	Agosto		
	2020	2019	Δ
Saídas para Consumo	6 104	5 817	5%
Valença do Minho	0	7	-100%
Campo Maior	0	0	-
Injecção AS	367	735	-50%
Total	6 471	6 559	-1%

Movimentação de GN na RNTIAT – RNTGN

Entradas na RNTGN [GWh]	Jan - Ago		Δ
	2020	2019	
Campo Maior	2 468	4 024	-39%
Sines	40 137	40 797	-2%
Valença do Minho	124	32	282%
Extracção AS	1 682	- 1	-
Total	44 411	44 853	-1%

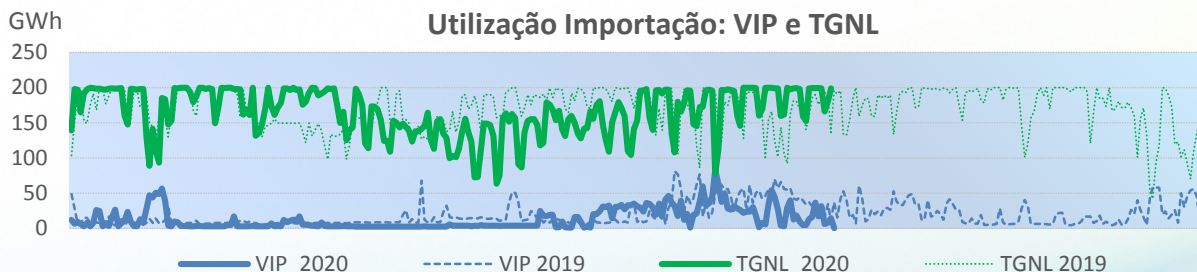
Saídas da RNTGN [GWh]	Jan - Ago		Δ
	2020	2019	
Saídas para Consumo	41 642	43 182	-4%
Valença do Minho	0	616	-100%
Campo Maior	778	524	48%
Injecção AS	1 987	2 408	-17%
Total	44 407	46 731	-5%

Entradas RNTGN – Evolução Repartição por Ponto de Entrada



VIP - Utilização Máxima diária	GWh	Data	%
Entrada	83.02	26/jul	58%
Saída	41.98	23/jan	52%

Utilização Importação: VIP e TGNL



Utilização Exportação: VIP



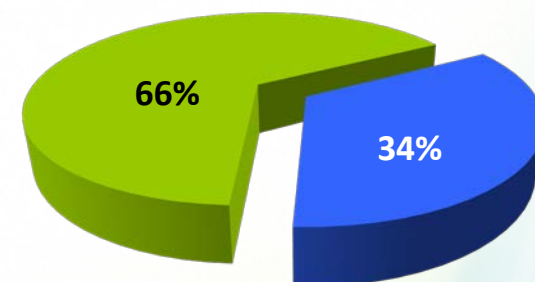
Notas Relevantes:

- Utilização máxima da capacidade agregada de entradas : **299,7** GWh/d, no dia 09.Jan;
- Contratação máxima VIP:
 - Entrada: 92,1 GWh/d (Jul.);
 - Saída: 41,9 GWh/d (23.Jan)
- Utilização máxima mensal VIP, sentido ES->PT: **1 044,6** GWh

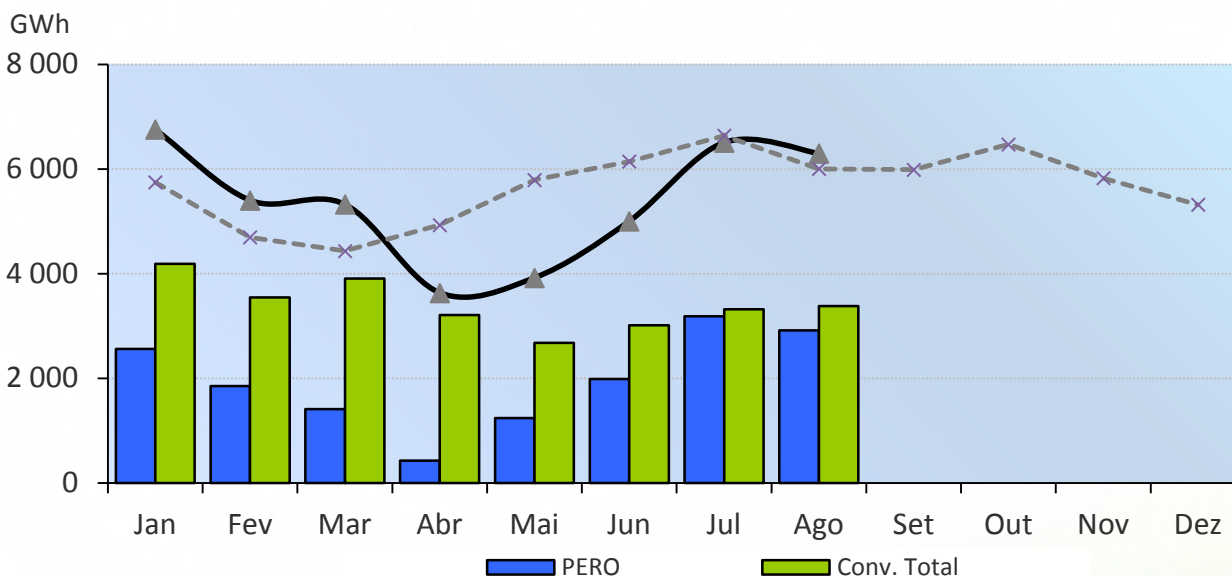
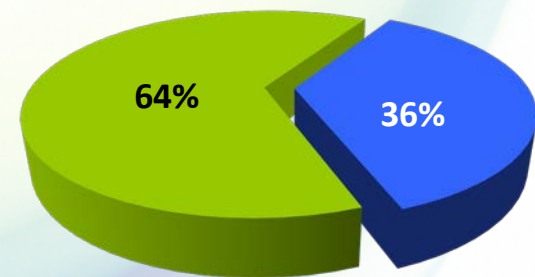
Procura de GN por Segmento de Mercado: 2020 vs 2019

Consumos por Mercado

2019



2020

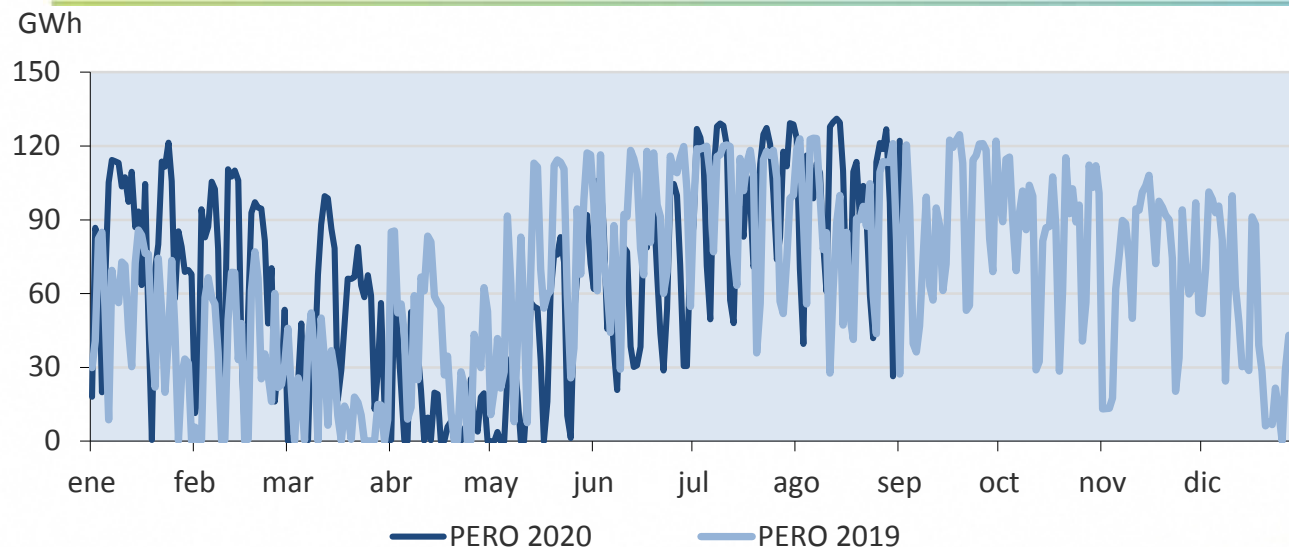


Segmento de Mercado	Jan - Ago 19		Jan - Ago 20		Variação Homóloga
	GWh	Fracção	GWh	Fracção	
Produção Eléctrica Ordinária	14 882	34%	15 584	36%	5%
Mercado Convencional (*)	29 503	66%	27 260	64%	-8%
Total	44 386	-	42 844	-	-3%

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

Total de GN entregue entre 1997 e Ago.2020 ≈ 87,9 bcm

Procura Segmento de PERO: 2020 vs 2019



Regime Hidrológico Médio Mensal

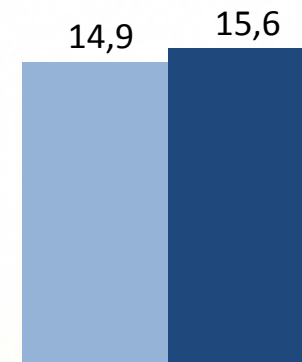


Saldo Exportador de Electricidade

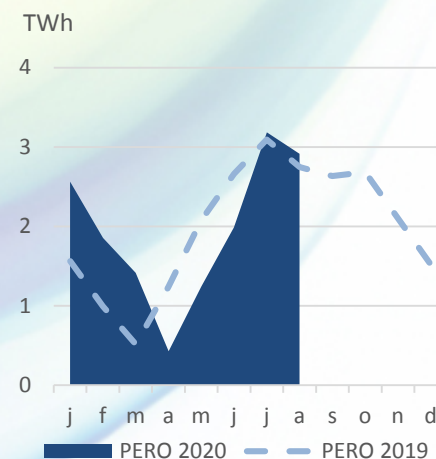


Evolução Homóloga

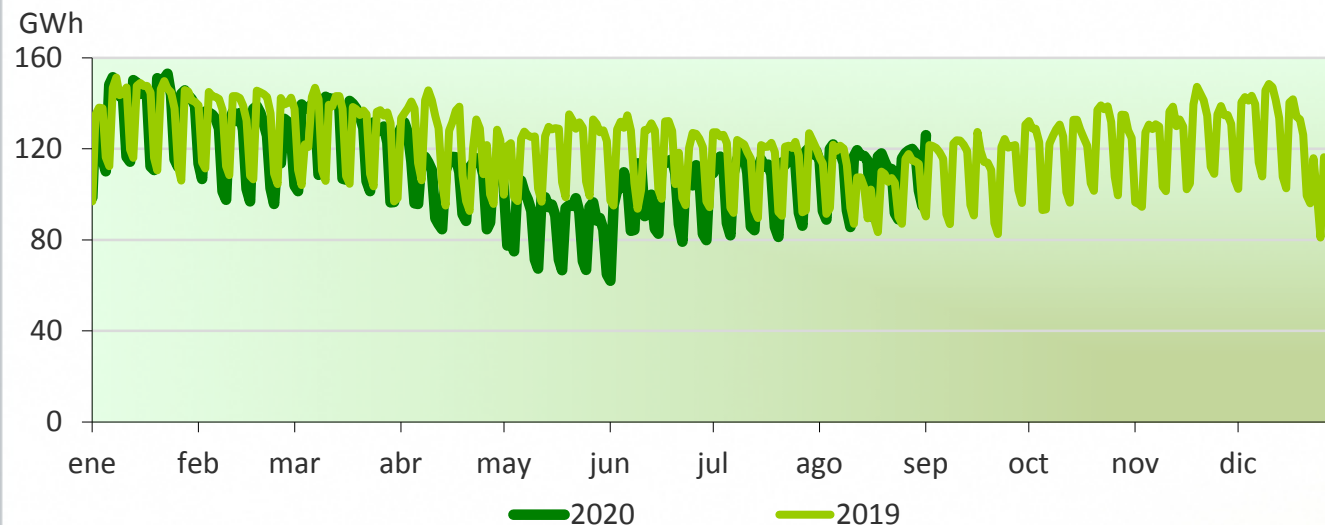
19/20 [TWh]



+5%



Procura Segmento de Mercado Convencional: 2020 vs 2019



Evolução Homóloga

19/20 [TWh]

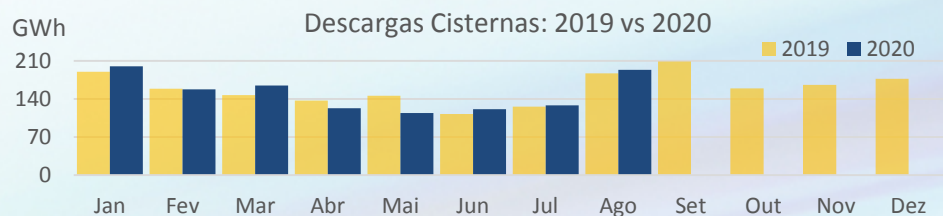


Consumo Mercado Convencional AP - Acumulado Anual

Tipo Consumo	2020	2019	Variação [%]
Cogeração	6 379.6	6 742.5	-5
Indústria	1 766.9	1 845.5	-4
Refinaria	2 391.8	3 065.9	-22
Total	10 538.3	11 653.9	-10

Consumo Mercado Distribuição Total Anual - Acumulado

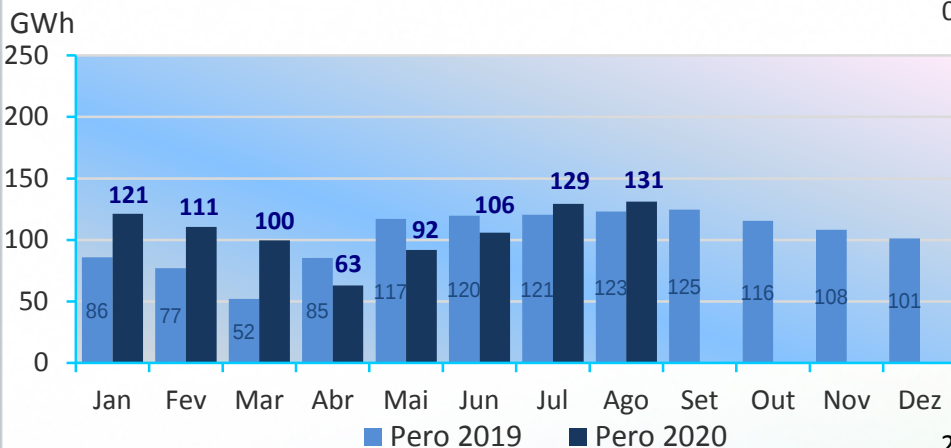
Zona Geográfica	2020	2019	Variação [%]
BEIRAGÁS	548.11	661.35	-17
DIANAGÁS	25.1	20.9	11
LISBOAGÁS	2 905.3	3 158.1	-7
LUSITANIAGÁS	5 367.6	5 785.5	-9
PORTGÁS	4 654.2	4 869.5	-6
SETGÁS	1 211.4	1 267.4	-4
TAGUSGÁS	807.9	883.5	-11
Total	11 990.7	13 022.0	-8



Máximos Diários de Procura de GN na RNTGN

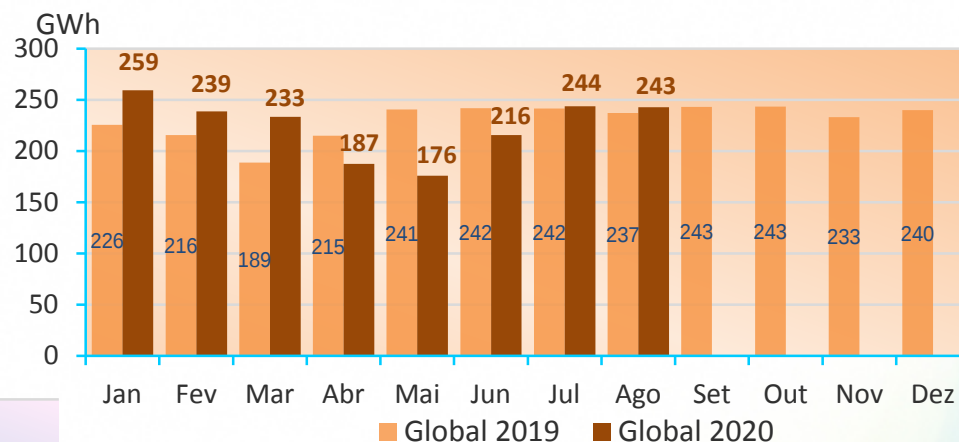
Procura Global

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



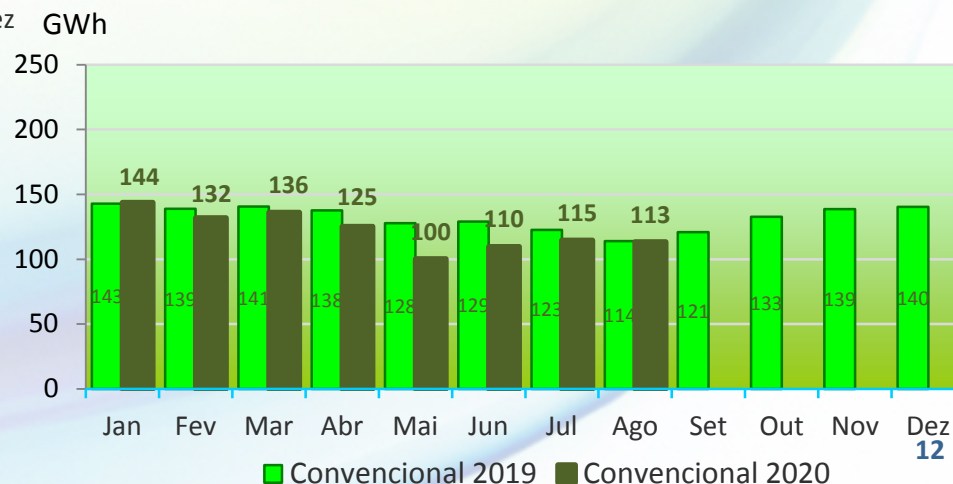
CONVENCIONAL

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



PERO

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



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”.

Março: Sem factos relevantes a assinalar.

Abril: Sem importação. Exportação física para Espanha, num total de 505 GWh.

Maior: Importação e exportação física para Espanha, via Campo Maior / Badajoz.

Junho: Com importação, sem exportação física para Espanha.

Julho: Com importação durante todo o mês por Campo Maior e pontualmente por Valença do Minho.

Agosto: Gasing-up, arrefecimento e carga parcial de navio.

Nota Operação – Qualidade de Serviço na RNTGN

Indicadores de qualidade de serviço da RNTGN, para 2020:

Indicador - 34º RQS	Unidade	Jan-Ago
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.

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

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

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 Ago 2020

Movimentação de GN na RNTIAT

Procura de GN

Notas de Operação

2. PREVISÃO DO REGIME DE EXPLORAÇÃO – Setembro a Novembro 2020

Procura de GN

Plano de Indisponibilidades

Previsão Procura Total de GN: Setembro a Novembro 2020

Segmento de Mercado	Jan Real	Fev Real	Mar Real	Abr Real	Mai Real	Jun Real	Jul Real	Ago Real	Set Previsão	Out Previsão	Nov Previsão	Total Prev
Produção Eléctrica Ordinária	2 564	1 855	1 414	426	1 240	1 986	3 184	2 914	2 521	1 967	1 868	21 939
Mercado Convencional (*)	4 190	3 547	3 910	3 208	2 681	3 017	3 323	3 383	3 099	3 501	3 438	37 298
Total	6 754	5 402	5 324	3 634	3 921	5 003	6 507	6 297	5 620	5 468	5 306	59 237

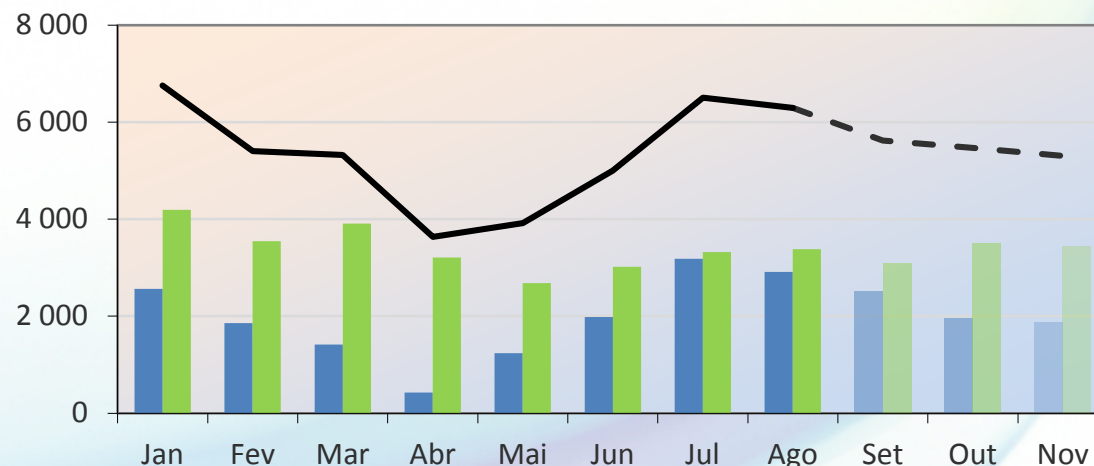
(*) - Inclui as saídas das cisternas no Terminal para abastecimento do mercado nacional.

Notas relativas às previsões:

⇒ PERO: estimativa 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, considerando a redução média de consumos verificada no período de Janeiro a Agosto.

GWh

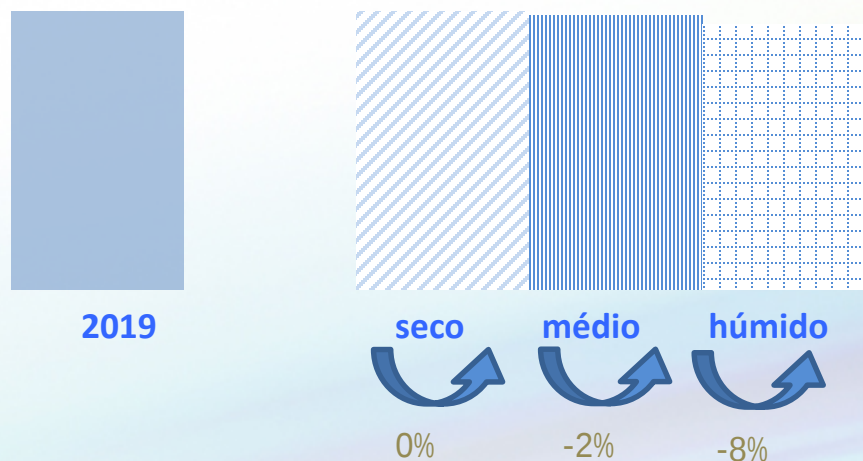


Previsão Procura GN por Segmento de Mercado: 2020 vs 2019

Segmento de Mercado	Jan - Nov19		Jan - Nov 20		Variação Homóloga
	GWh	Fracção	GWh	Fracção	
Produção Eléctrica Ordinária	22 299	36%	21 939	37%	-2%
Mercado Convencional (*)	40 371	64%	37 298	63%	-8%
Total	62 670	-	59 237	-	-5%

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

PERO: Caracterização por Regime



MERCADO CONVENCIONAL



Plano de Indisponibilidades

AS - Movimento de Extracção

22.Set - 23.Set	24h	Total	Manutenção preventiva - Sistemas de Potência
03.Out - 04.Out	48h	Total	Indisponibilidade do Sistema - Viabilização Intervenção TGNL
24.Out - 24.Out	24h	Total	Indisponibilidade do Sistema - Viabilização Intervenção TGNL
02.Nov - 06.Nov	24h	Total	Teste Funcional - Sistema ESD

AS - Movimento de Injecção

22.Set - 23.Set	24h	Total	Manutenção preventiva - Sistemas de Potência
19.Out - 21.Out	48h	Total	Manutenção preventiva - Sistemas de Potência Suportado
02.Nov - 06.Nov	24h	Total	Teste Funcional - Sistema ESD

TGNL - Enchimento de Camiões Cisterna

03.Out - 04.Out	48h	Total	Manutenção preventiva - Sistema de Controlo
07.Out - 07.Out	15h	Total	Manutenção posto carga cisternas
24.Out - 24.Out	24h	Total	Manutenção preventiva - Sistema de Controlo

TGNL - Descarga de Navios Metaneiros

03.Out - 04.Out	48h	Total	Manutenção preventiva - Sistema de Controlo
07.Out - 07.Out	15h	Total	Manutenção braços carga
24.Out - 24.Out	24h	Total	Manutenção preventiva - Sistema de Controlo

TGNL - Emissão para a RNTGN

03.Out - 04.Out	48h	Potencial	
24.Out - 24.Out	24h	Potencial	

RNTGN

Sem indisponibilidades previstas para este período.

CTSOSEI – XCII Reunião

Gestão do Sistema

16 de Setembro 2020

Operación y Programación del Sistema Gasista



16-sep-2020



Índice

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

Índice

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

Demanda Nacional Gas Natural

Julio-Agosto 2020 vs Julio-Agosto 2019



Demanda

jul 2020
%Δ s/jul
2019

Unidad: TWh

Convencional	18,5	-5,5%
D / C + PyMES	1,2	-6,7%
Industrial	16,2	-6,1%
Cisternas	1,1	5,5%
S. Eléctrico	12,9	-14,4%
TOTAL	31,4	-9,4 %



Descenso del **mercado convencional** respecto a jul-19 debido al impacto de la COVID19.



Decrecimiento de la **demanda de gas para generación eléctrica** debido a un aumento de la generación eólica y solar junto a una menor demanda de electricidad



Demanda

ago 2020
% Δ s/ago
2019

Unidad: TWh

Convencional	17,4	-3,1%
D / C + PyMES	1,1	-9,1%
Industrial	15,3	-3,6%
Cisternas	1,1	11,9%
S. Eléctrico	11,4	-24,0%
TOTAL	28,8	-12,6 %



Descenso del **mercado convencional** respecto a ago-19 debido al impacto de la COVID19.

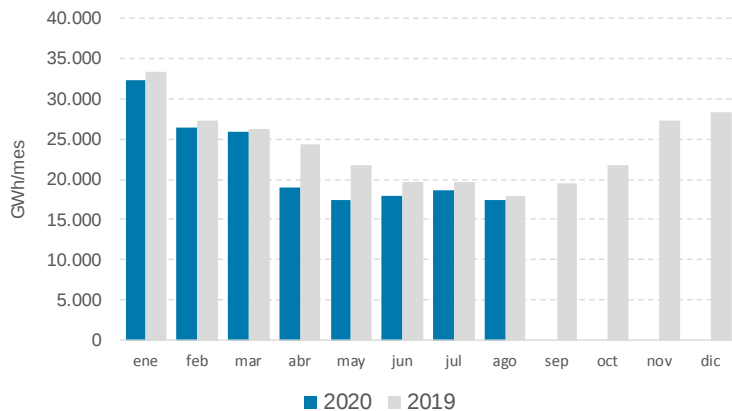


Decrecimiento de la **demanda de gas para generación eléctrica** debido a un aumento de la generación renovable (eólica, solar e hidráulica) junto a una menor demanda de electricidad

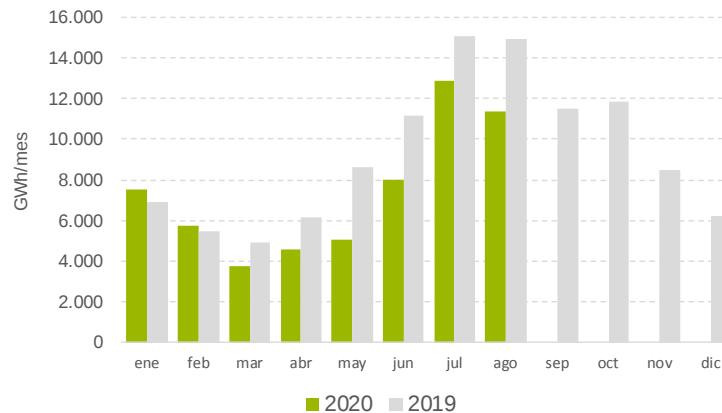
Demanda Nacional Gas Natural

Evolución de la demanda

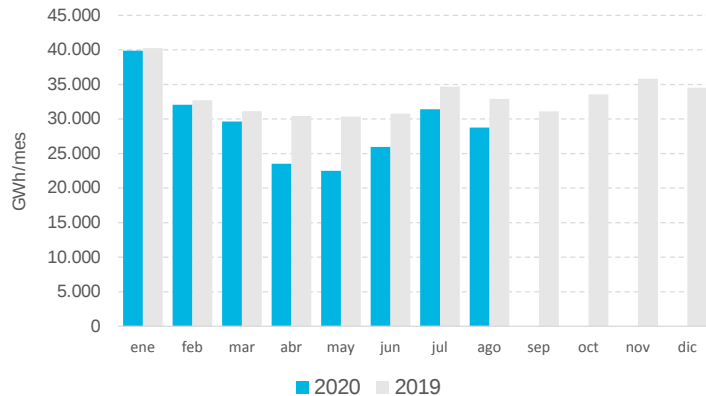
Demanda Convencional



Sector eléctrico



Demanda Total



Demanda industrial: Índice de Grandes Consumidores Industriales (IGIG)

Julio-Agosto 2020 vs Julio-Agosto 2019

Incremento 2020 vs 2019: **-4,9 %**



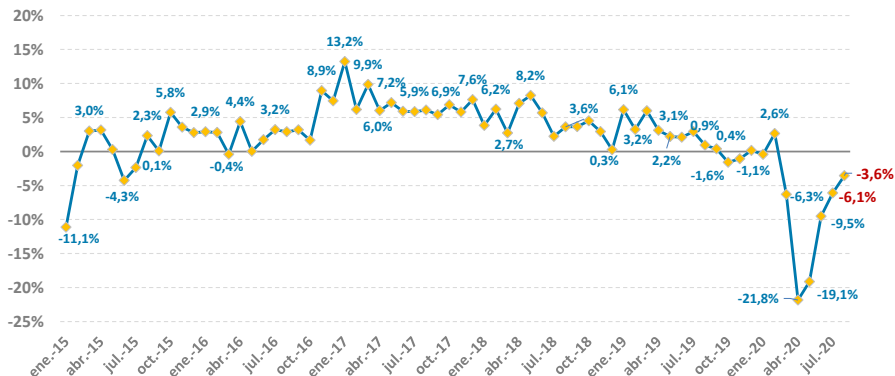
32

~88% demanda convencional

~52% demanda total nacional

Unidad: TWh

Evolución IGIG mensual



Subida:
Construcción

Mayor bajada:
Papel



● jul-ago 2020

% Δ jul-ago 2020
vs jul-ago 2019

Mercado cisternas GNL

Julio-Agosto 2020 vs Julio-Agosto 2019

Mercado de cisternas

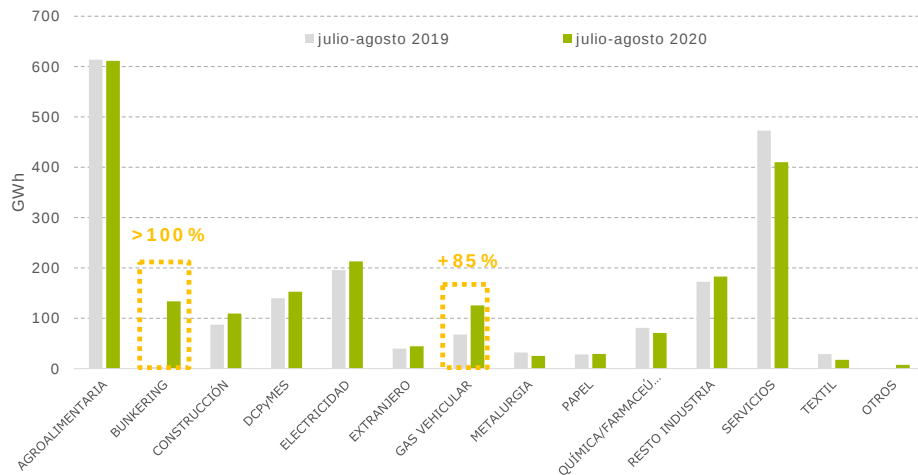
0,17 TWh



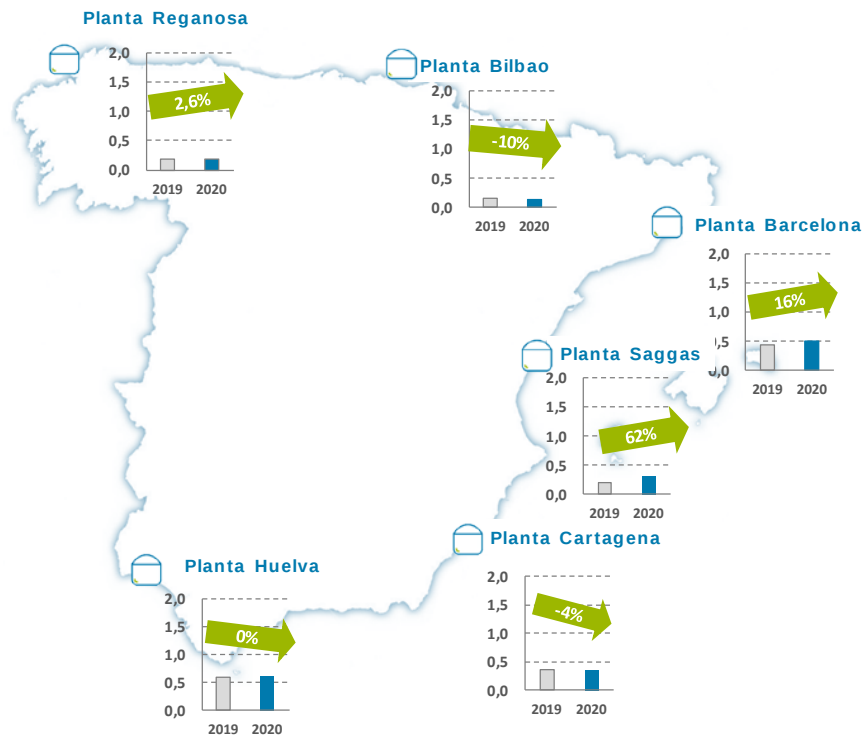
9 % Respecto al mismo periodo que año anterior



En el mercado de cisternas incrementan en la mayoría de los sectores especialmente en los sectores bunkering y gas vehicular, que aumentaron un >100% y +85%, respectivamente.

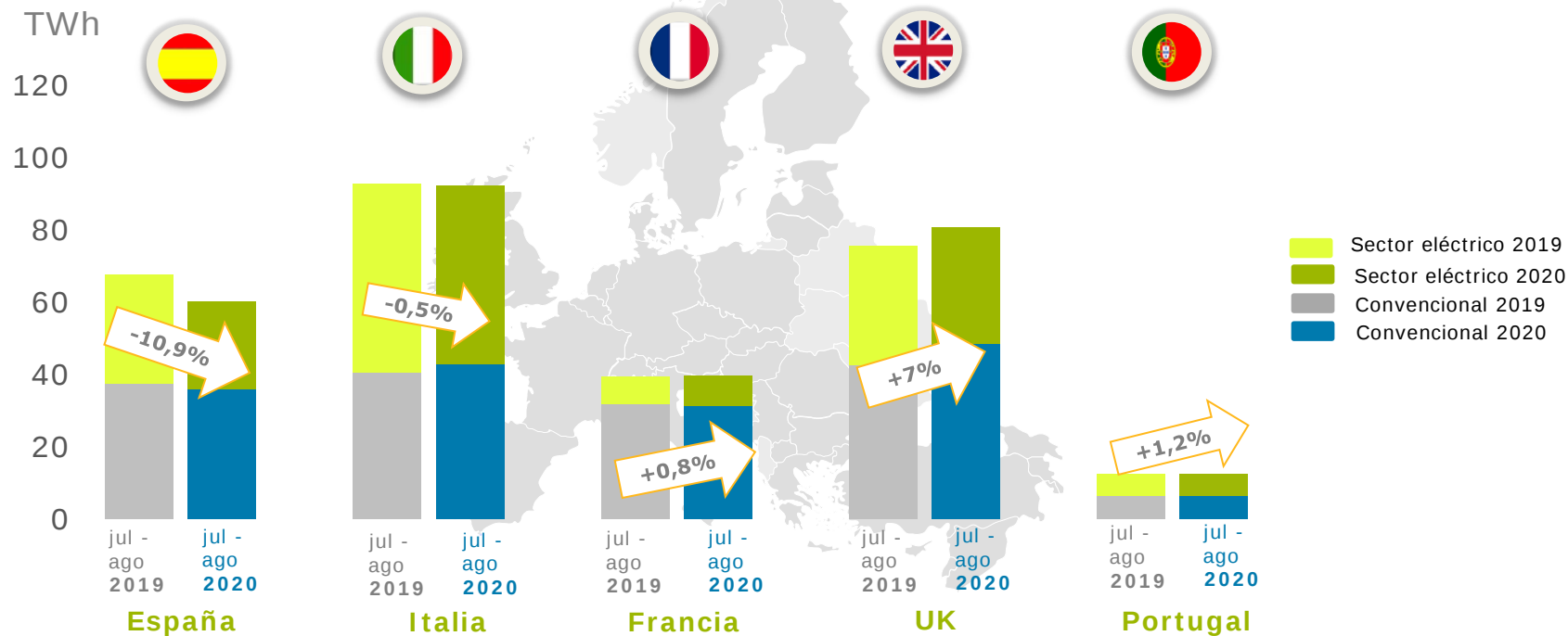


Reparto por terminal de GNL



Demanda total gas natural marco europeo

Julio-Agosto 2020 vs Julio-Agosto 2019



✓ **DC + PyMES:** Descenso en España (-7,8%) y Portugal (-2,6%). Aumentos en Italia (12,3%), Francia (4,6%) y Reino Unido (10,7%).

✓ **Sector eléctrico:** Descenso en España (-19,2%), Italia (-5,3%) y Reino Unido (-1,9%). Aumentos en Francia (11,2%) y Portugal (4,4%).

Índice

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

¿Cómo se ha cubierto la demanda y exportaciones?: jul-ago

ENTRADAS 69,2 TWh

GN TWh	jul-ago		Variación	
	2019	2020	ΔTWh	% Δ
Tarifa	6,6	5,1	-1,5	-23 %
Almería	9,2	9,7	0,4	+5 %
VIP Pirineos	8,3	8,2	-0,1	-1 %
VIP Ibérico	0,0	0,0	0,0	>100 %
Producción Nacional	0,2	0,0	-0,2	-84 %
Extracción AASS (*)	0,0	0,0	0,0	-100 %
TOTAL	24,4	23,0	-1,4	-6 %

(*) No incluido en el TOTAL

GNL TWh	jul-ago		Variación	
	2019	2020	ΔTWh	% Δ
Barcelona	9,4	10,8	1,4	+15 %
Huelva	9,9	9,6	-0,4	-4 %
Cartagena	6,4	7,6	1,1	+18 %
Bilbao	13,1	10,1	-3,0	-23 %
Sagunto	11,4	5,0	-6,4	-56 %
Mugardos	3,4	3,2	-0,2	-6 %
TOTAL	53,7	46,2	-7,4	-14 %

SALIDAS 62,6 TWh

GN TWh	jul-ago		Variación	
	2019	2020	ΔTWh	% Δ
Demanda Nacional	67,6	60,2	-7,4	-11 %
VIP Pirineos	0,0	0,4	0,4	>100 %
VIP Ibérico	2,5	1,7	-0,8	-33 %
Carga de buques	0,0	0,2	0,1	>100 %
Inyección AASS (*)	4,4	4,8	0,4	+10 %
Gas de operación	0,2	0,2	0,0	-6 %
TOTAL	70,3	62,6	-7,7	-11 %

Entradas 69,2 TWh

↓ -8,8 TWh vs. 2019
-11,3% Δ

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

2020
jul-ago



Salidas 62,6 TWh

↓ -7,7 TWh vs. 2019
-11% Δ

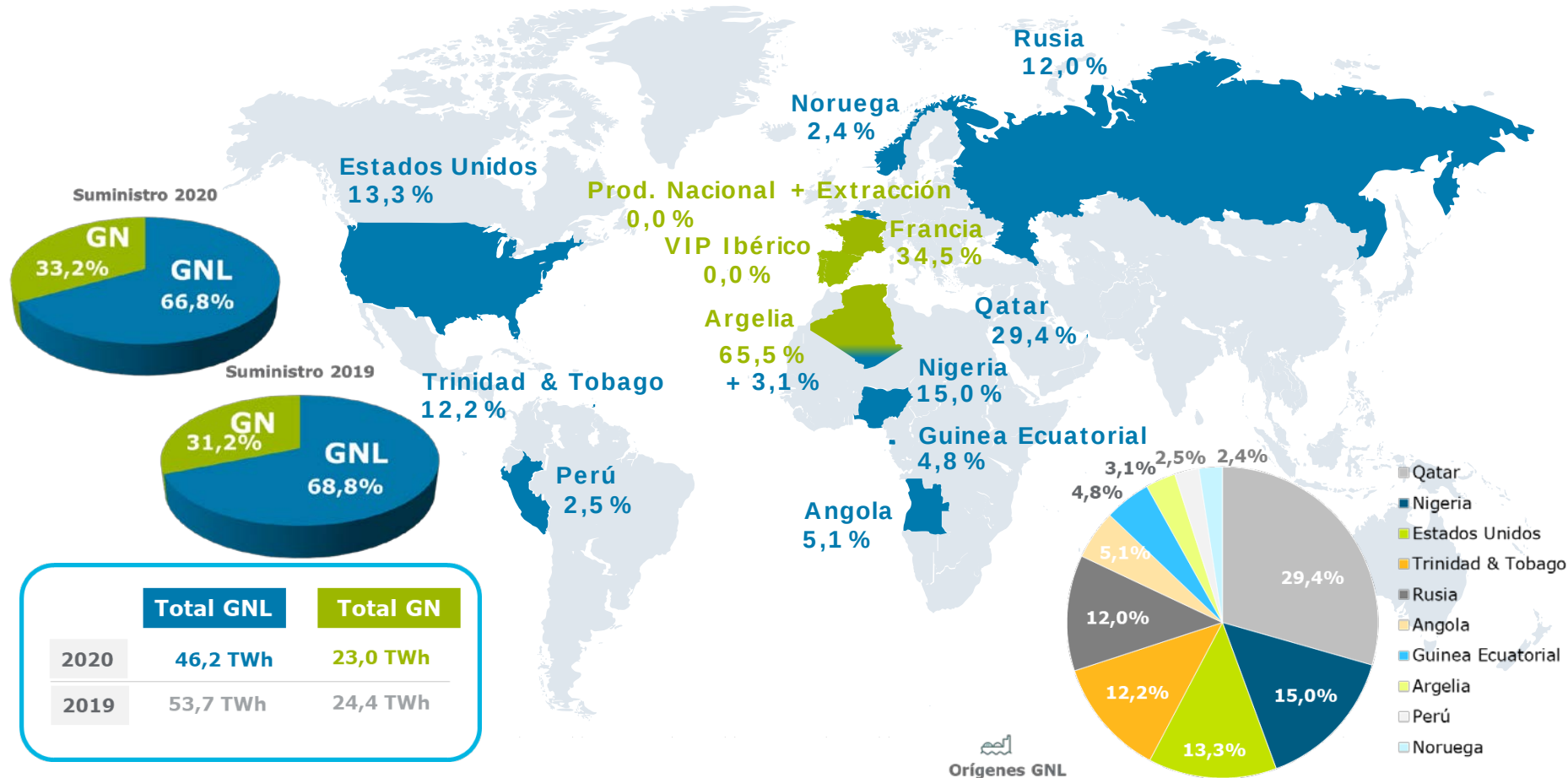
- ✓ Demanda nacional
- ✓ Exportación
- ✓ Gas operación
- ✓ Cargas

Entradas 78 TWh

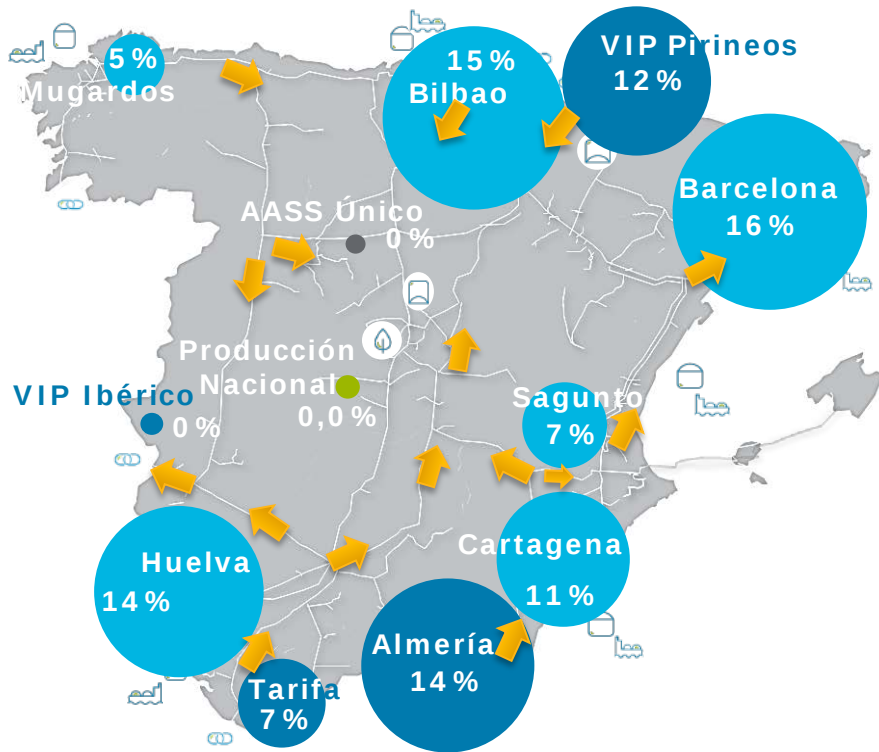
jul-ago
2019

Salidas 70,3 TWh

Orígenes del suministro: julio-agosto

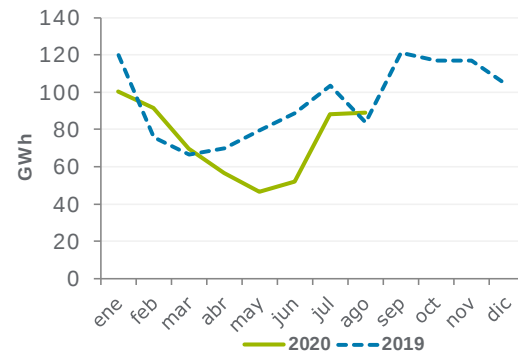


Flujos y distribución % entradas



El reparto más homogéneo de las entradas está contribuyendo a una menor necesidad del uso de las EE.CC. reduciéndose los autoconsumos de las mismas en un **30%** con respecto al mismo periodo de 2019.

Gas de operación

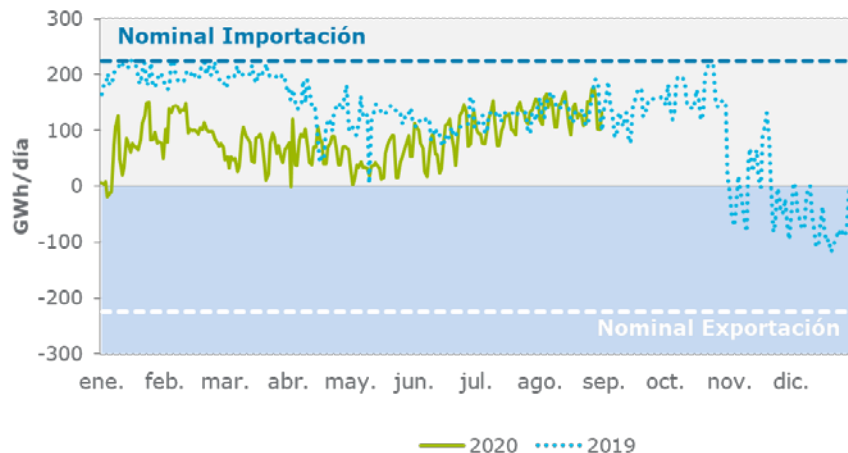


	jul-ago 2020	jul-ago 2019	% Δ
EECC	68	96	-29,2%
Plantas	1	1	+4,4%
AASS	94	80	+17,4%
ERMs	14	11	+33,3%
Total	177	188	-5,6%

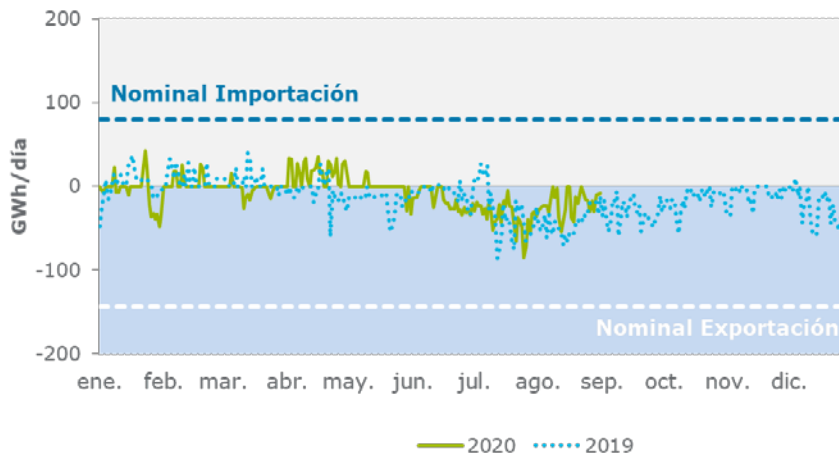
¿Cómo se ha cubierto la demanda y exportaciones?: jul-ago

Conexiones internacionales europeas

VIP Pirineos



VIP Ibérico

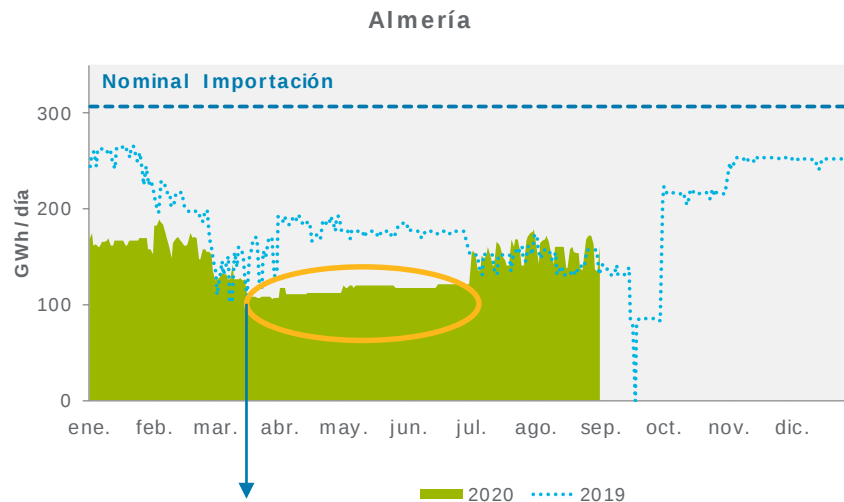
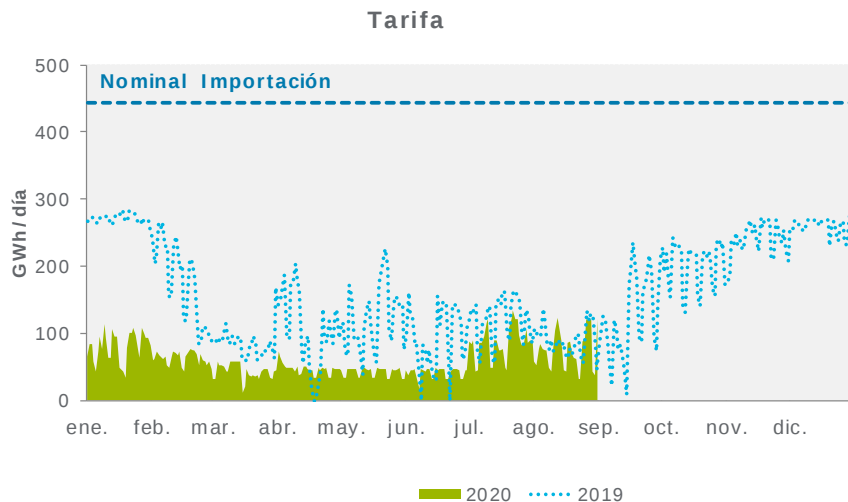


VIP Pirineos: Se mantiene saldo neto importador, con valores muy próximos a los registrados en el mismo periodo de 2019

VIP Ibérico: Se han registrado de manera continuada para todo el periodo, flujos netos exportadores, con valores inferiores a los registrados en el mismo periodo de 2019

¿Cómo se ha cubierto la demanda y exportaciones?: jul-ago

Conexiones internacionales norte de África



Inicio estado de Alarma

Tarifa: Ligero incremento de las importaciones con respecto a los registrados en la primera mitad de 2020

Almería: El inicio del segundo semestre se ha caracterizado por un incremento de las importaciones a través de esta conexión registrando valores similares a los del mismo periodo del año 2019

Situación a 31 de agosto

≈100%
Contratado

≈100%
Llenado

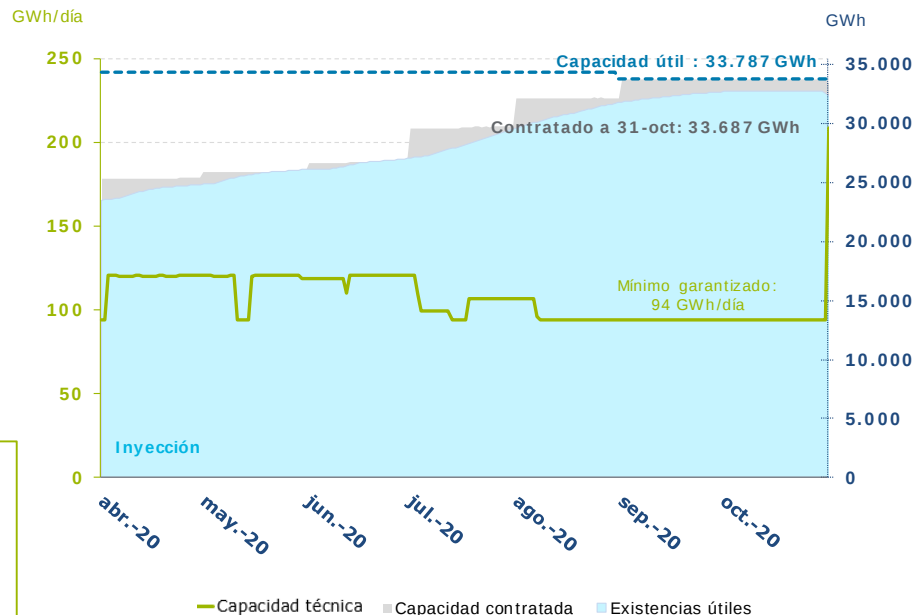
Almacenamientos subterráneos

Unidad: GWh

		ago-20	ago-19	Δ
Capacidad útil		34.337	33.243	+3,3%
Contratación		32.142	26.958	+19,2%
Capacidad disponible		2.195	6.285	
Existencias				
Útiles		31.687	26.409	+20%
Colchón		28.793	28.793	
% llenado		92 %	79 %	
Detalle campaña 20/21	Inyección acumulada			
	Física	8.219	7.347	+12%
	para Gas Colchón	0	0	
	Extracción acumulada			
	Física	0	0	100%

Se prevé alcanzar prácticamente el 100% del llenado de los almacenamientos durante la primera semana del mes de octubre

Capacidad técnica vs. Existencias útiles

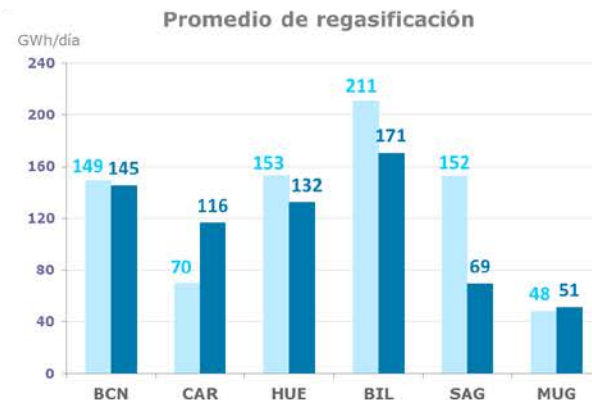
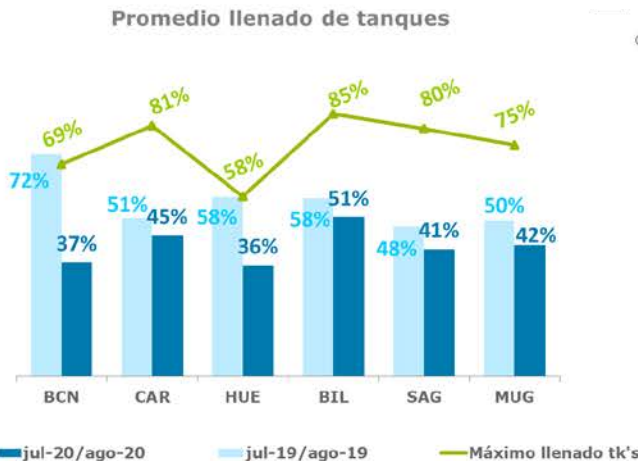
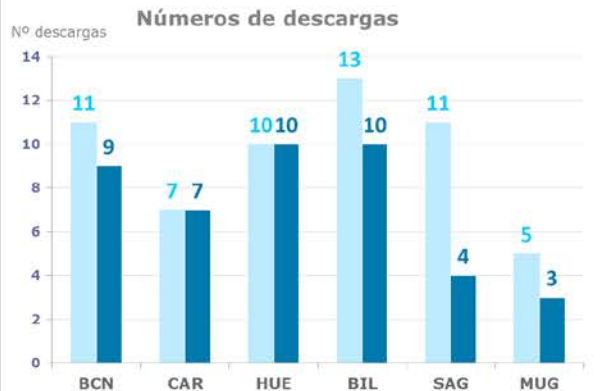
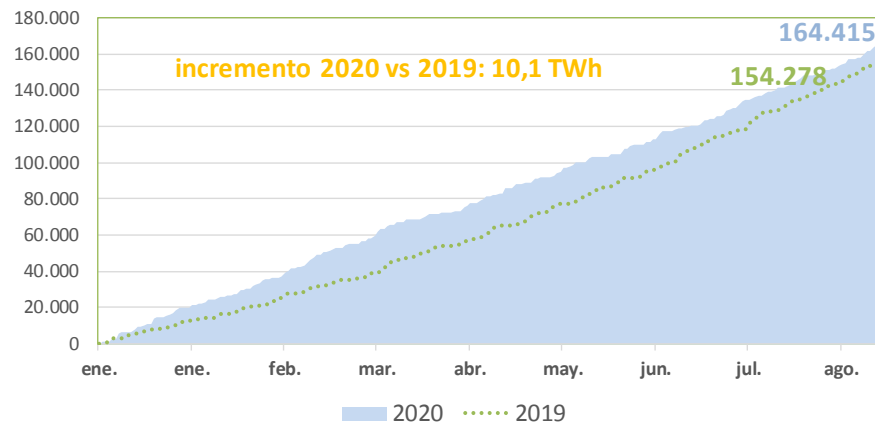


Reducción de capacidad de almacenamiento de 550 GWh para lo que resta de campaña por indisponibilidad del pozo Jaca-17 (AS Serrablo)

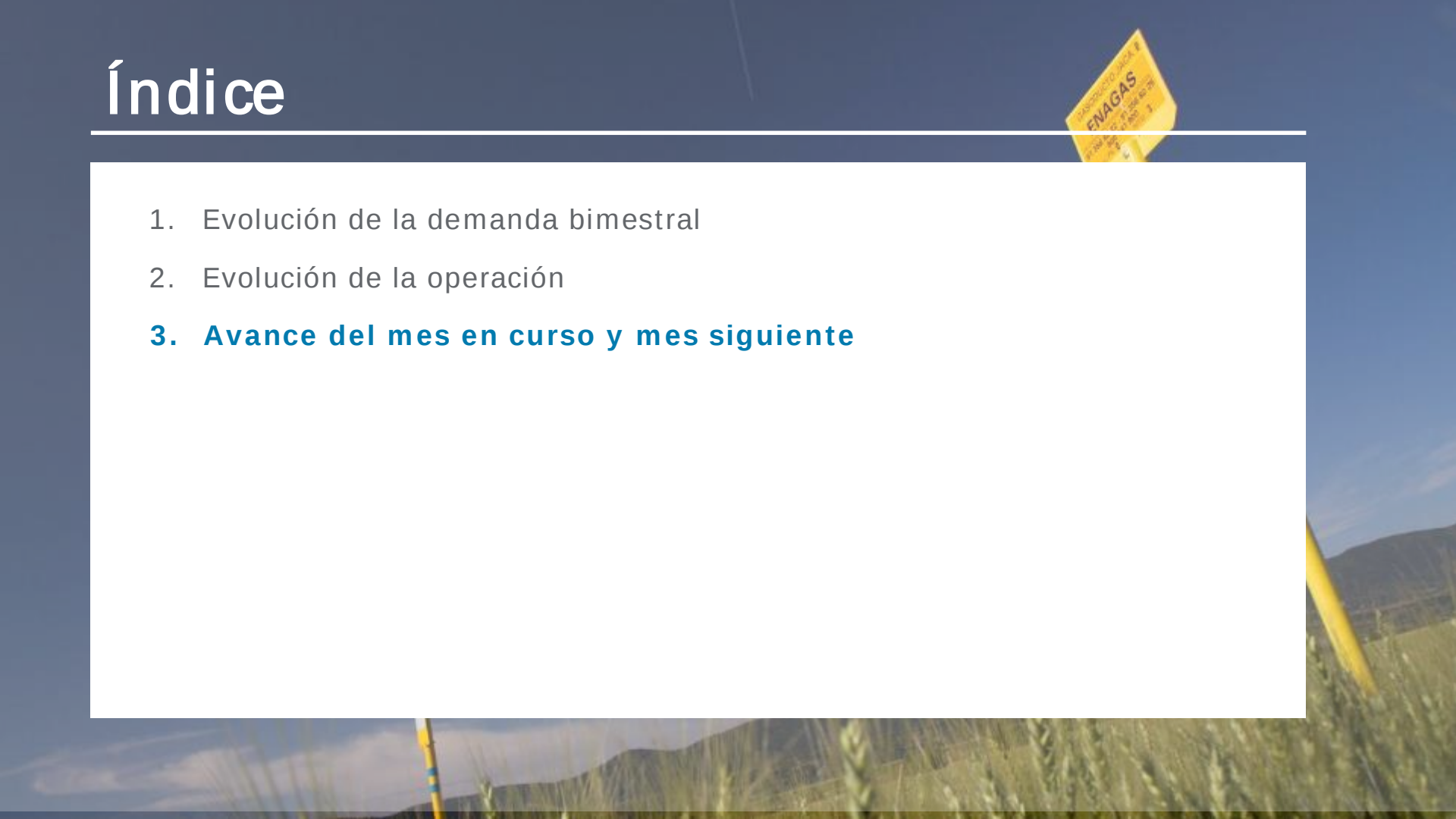
Funcionamiento Plantas de Regasificación: jul-ago

Entre enero y agosto-2020 se ha experimentado un incremento del 7 % del GNL descargado con respecto al mismo periodo de 2019.

GNL descargado acumulado



Índice

The background of the slide is a photograph of a field with tall grass in the foreground and hills in the distance under a blue sky. A yellow sign with the ENAGAS logo is visible in the upper right corner.

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

¿Cómo se presentan los próximos meses?: septiembre

Contratados
el 100% de
los slots
ofertados



Regasificación

- Necesaria para cubrir salidas en PVB: **17,2 TWh**
- Contratada por usuarios a 02-sep: **20,5 TWh**

Flujo entradas
CCII: 11,5 TWh

Flujo Entradas	
VIP Pirineos	2,1 TWh
VIP Ibérico	-0,4 TWh
Tarifa	5,1 TWh
Almería	4,8 TWh

Previsión de demanda nacional:
28,7 TWh

18,0 TWh convencional + 1,1 TWh Cisternas
9,6 TWh Sector Eléctrico

Nº descargas
programadas:
22 (21,4 TWh)

Neto AASS:
0,9 TWh de
inyección

Máximo de existencias
previsto: **15.909 GWh**
(70 %) el 29-sep

	Programadas (*)
Barcelona	5
Huelva	5
Cartagena	2
Bilbao	5
Sagunto	3
Mugardos	2

(*) Descargas asignadas incorporando modificaciones procedentes de otros meses

	Máx. existencias previsto
Barcelona	716 Mm3 (94 %) el 26-sep
Cartagena	328 Mm3 (56 %) el 25-sep
Huelva	435 Mm3 (70 %) el 5-sep
Bilbao	424 Mm3 (94 %) el 12-sep
Sagunto	456 Mm3 (76 %) el 29-sep
Mugardos	251 Mm3 (84 %) el 28-sep

¿Cómo se presentan los próximos meses?: octubre

Regasificación

- Necesaria para cubrir salidas en PVB: **19,4 TWh**
- Contratada por usuarios a 02-sep: **14,2 TWh**

Flujo entradas
CCII: 15,0 TWh

Previsión de demanda nacional:
29,0 TWh

19,5 TWh convencional + 1,1 TWh Cisternas
8,4 TWh Sector Eléctrico

	Flujo Entradas
VIP Pirineos	1,3 TWh
VIP Ibérico	-0,7 TWh
Tarifa	5,5 TWh
Almería	6,3 TWh



Procedimiento
asignación en curso
2 SLOTS

Nº descargas
programadas:
19 (19,1 TWh)

	Programadas ^(*)
Barcelona	2
Huelva	5
Cartagena	3
Bilbao	5
Sagunto	2
Mugardos	2

Máximo de existencias
previsto: 17.651 GWh
(78 %) el 29-oct

Neto AASS:
0,1 TWh de
inyección

	Máx. existencias previsto
Barcelona	675 Mm3 (89 %) el 25-oct
Cartagena	460 Mm3 (78 %) el 12-oct
Huelva	617 Mm3 (100 %) el 26-oct
Bilbao	449 Mm3 (100 %) el 17-oct
Sagunto	588 Mm3 (98 %) el 1-oct
Mugardos	299 Mm3 (100 %) el 16-oct

^(*) Descargas asignadas incorporando modificaciones procedentes de otros meses

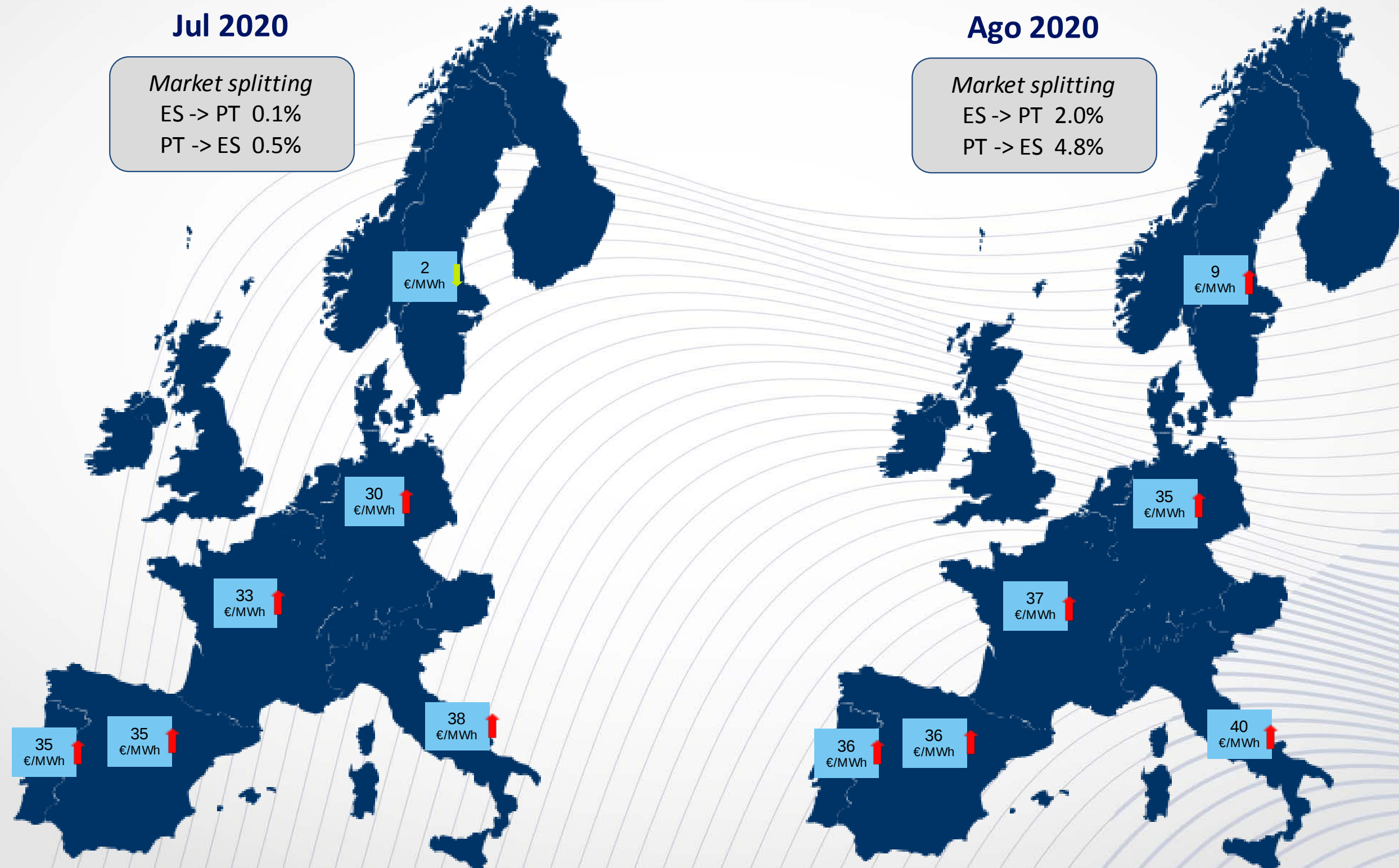


CTSOSEI - XCII Reunião

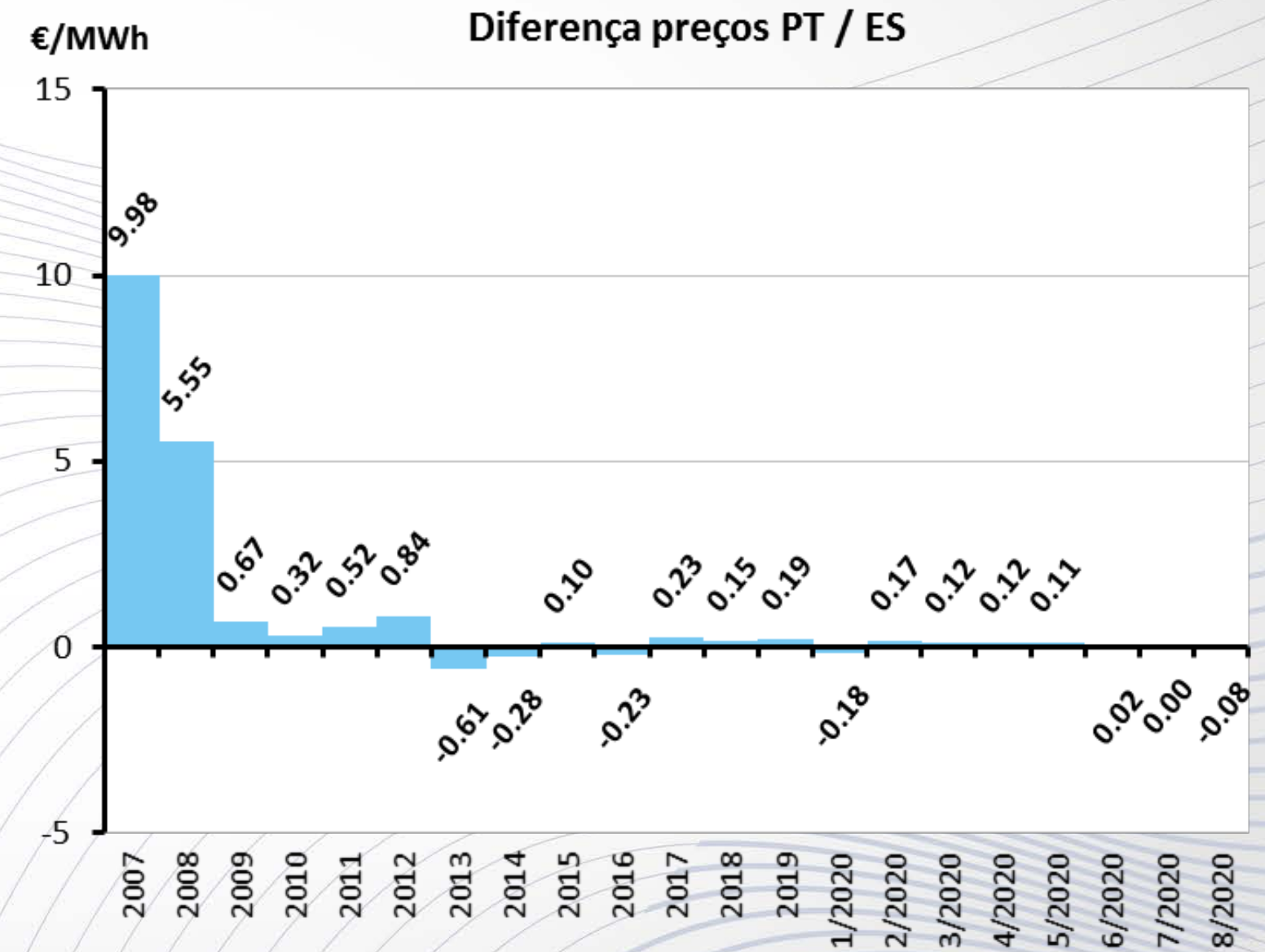
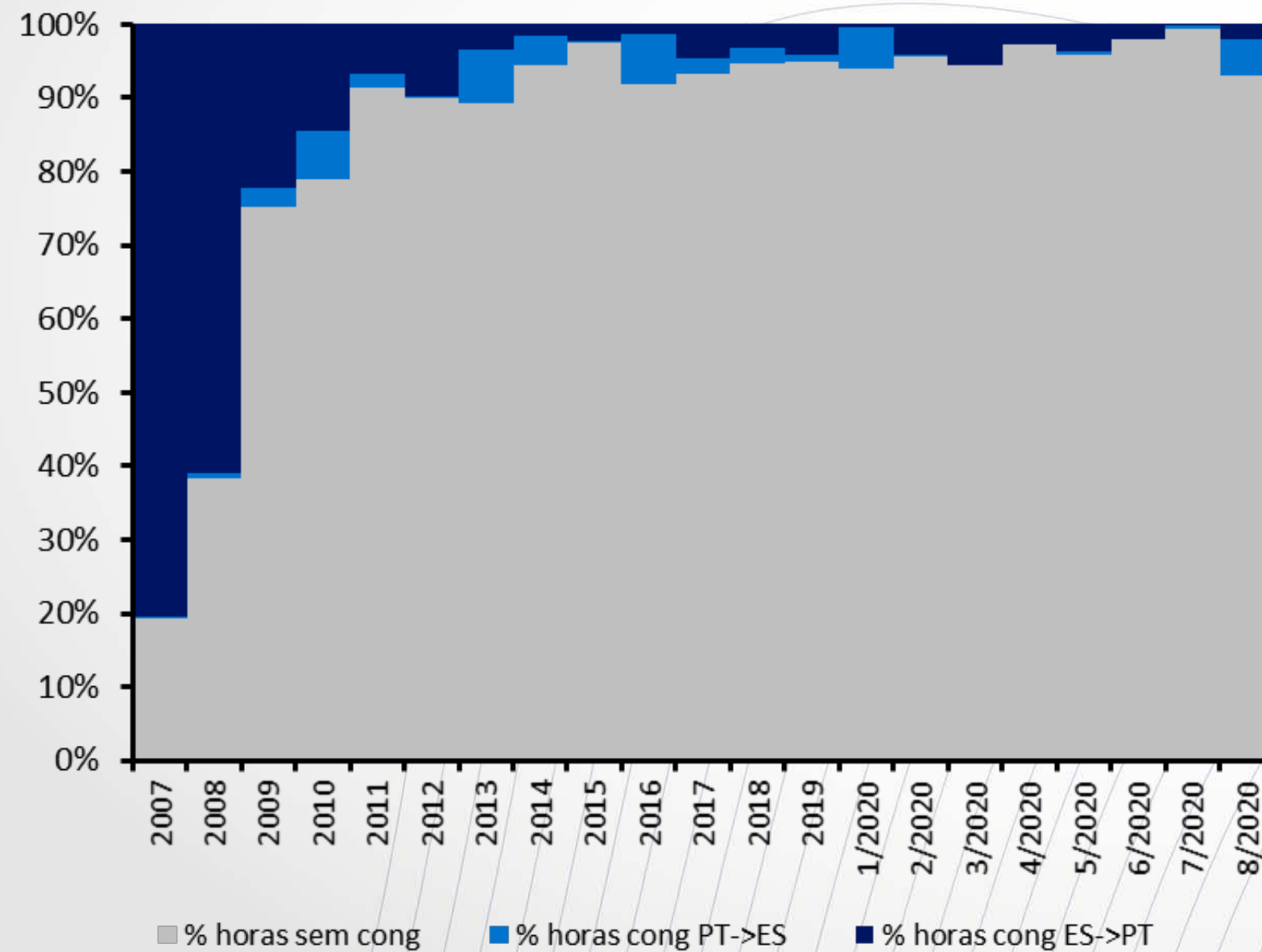
**RESULTADOS DOS MERCADOS DE OPERAÇÃO
JULHO DE 2019 A AGOSTO DE 2020**

16 Setembro 2020

Preço Médio Mercado Diário



Preço Médio Mercado Diário

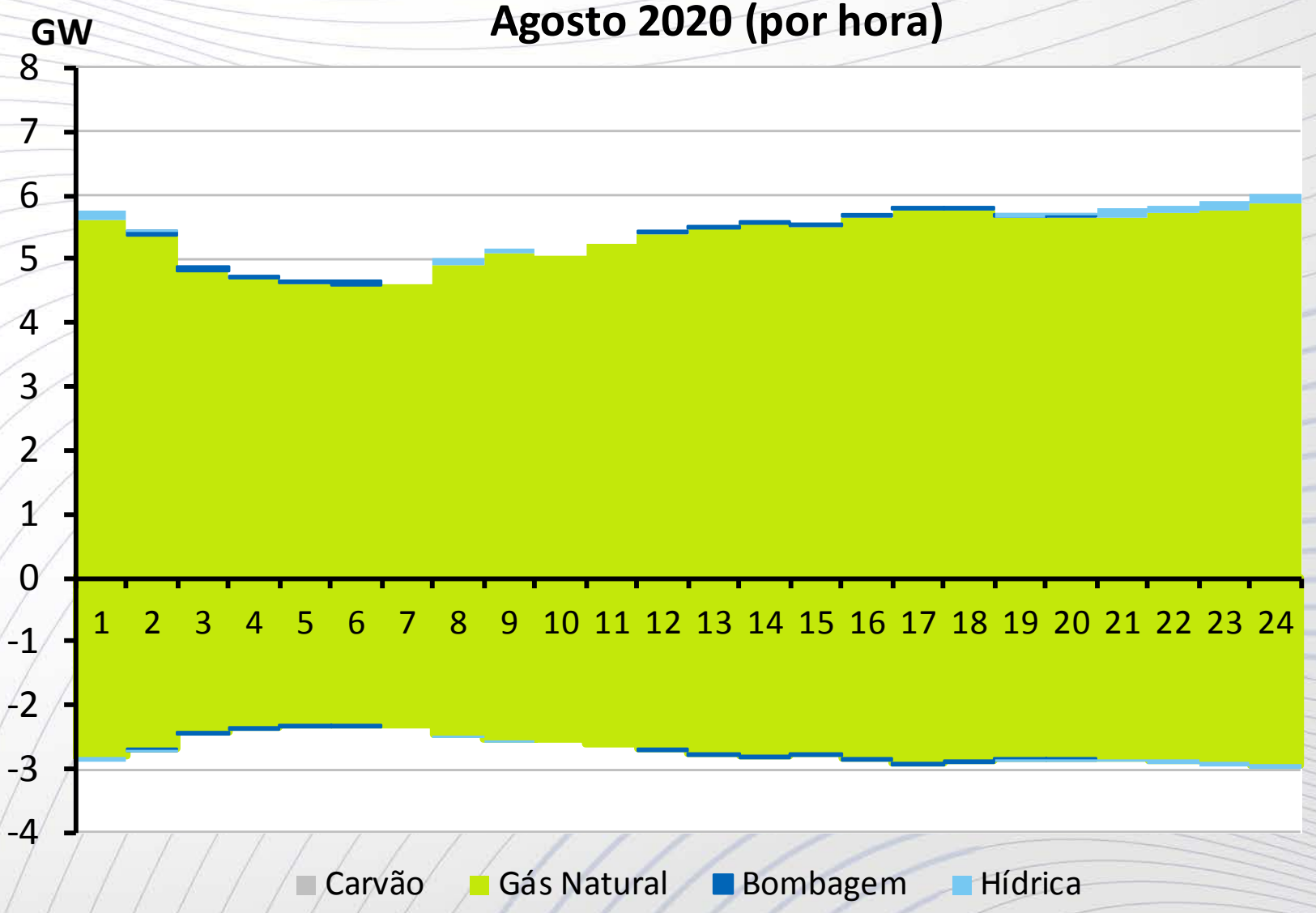
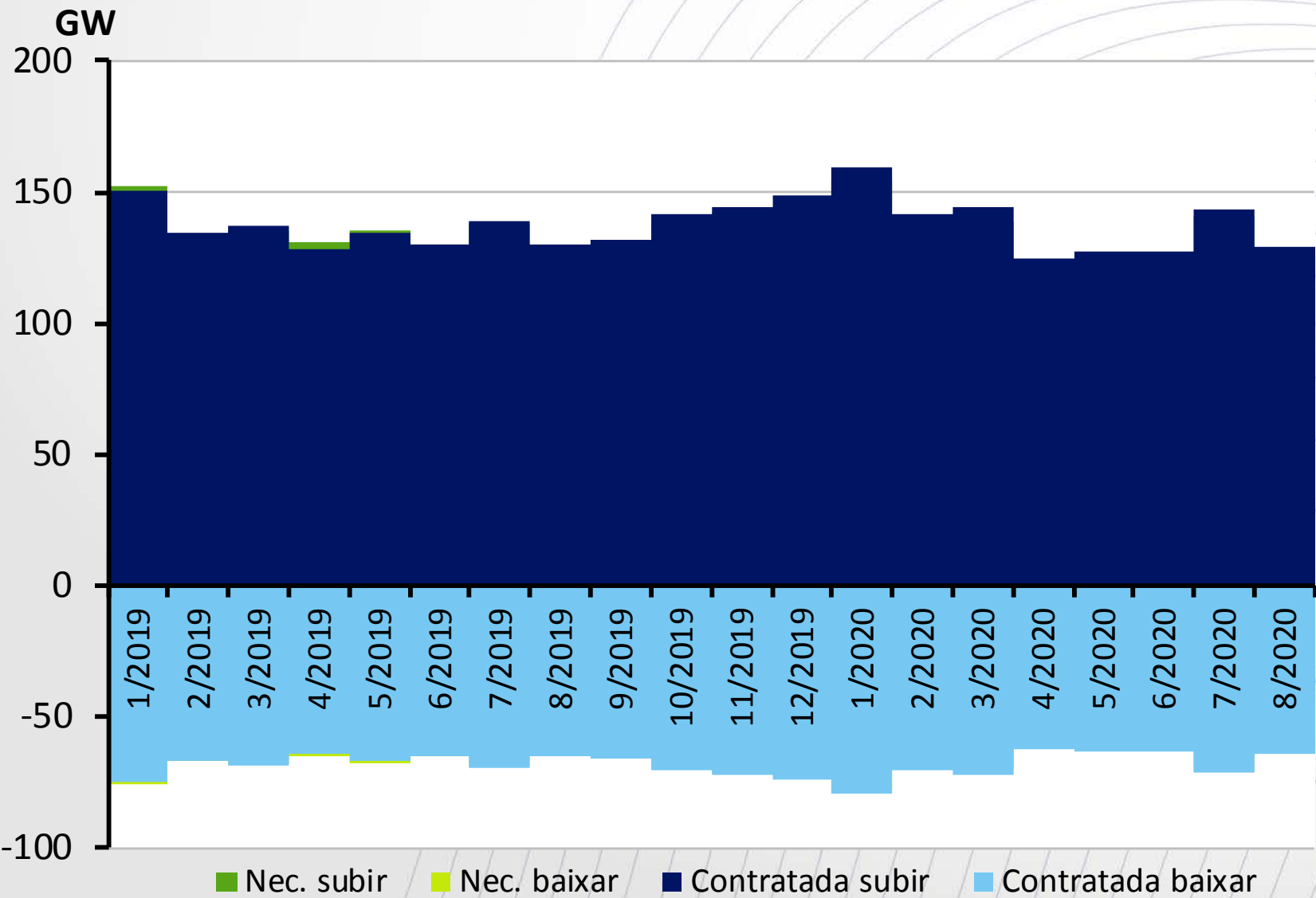


Banda Regulação Secundária

Banda Contratada

Acumulado até Ago	2019	2020
Necessidades banda [GW]	1620.8	1595.5
Banda contratada [GW]	1623.9	1644.2
Satisfação	100%	103%

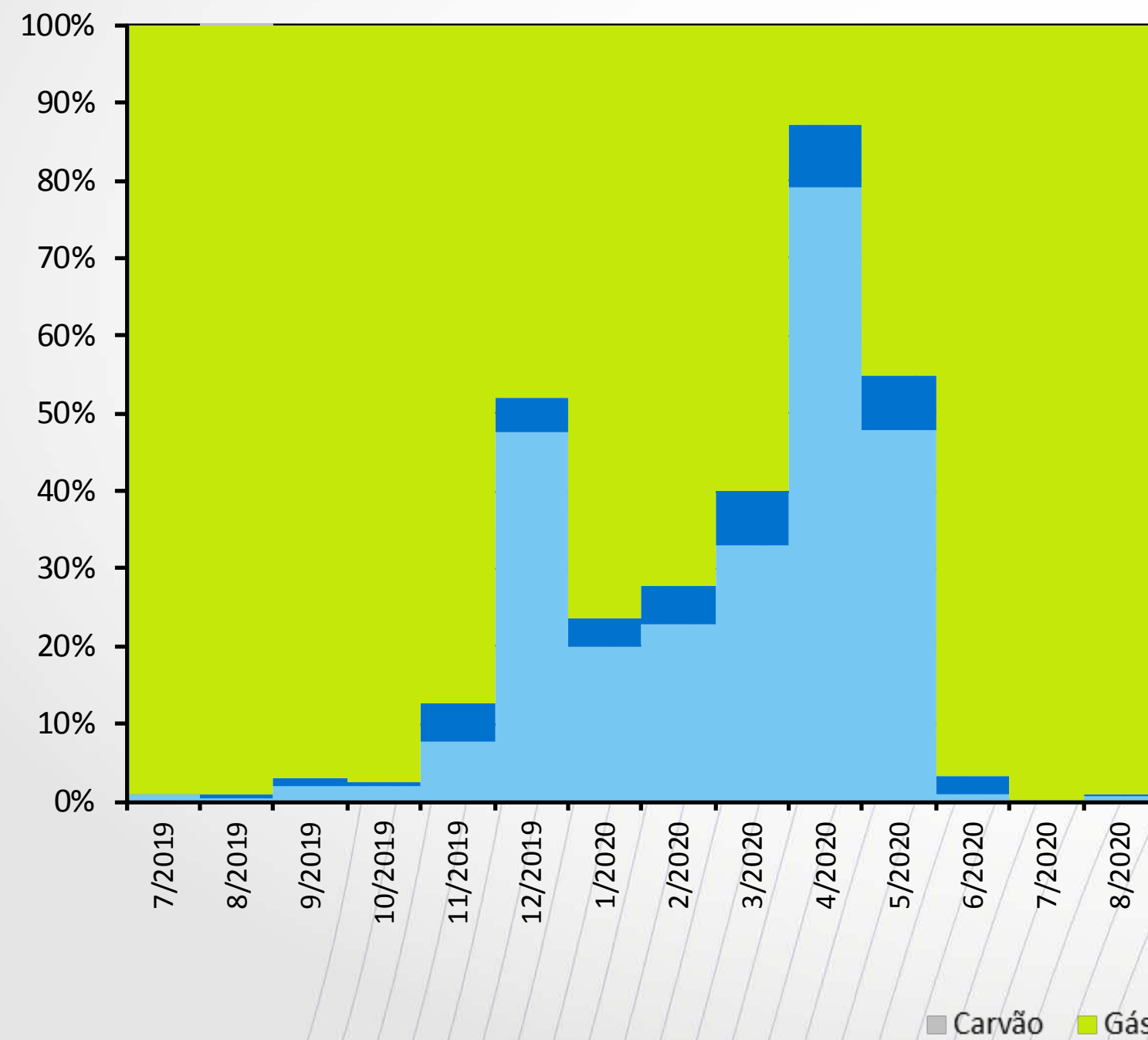
Valores mensais	7/2020	8/2020	Δ
Necessidades banda [GW]	210.7	188.9	-10%
Banda contratada [GW]	214.4	194.2	-9%
Satisfação	102%	103%	-
Consumo do SEN [GWh]	4 275	3 952	-8%



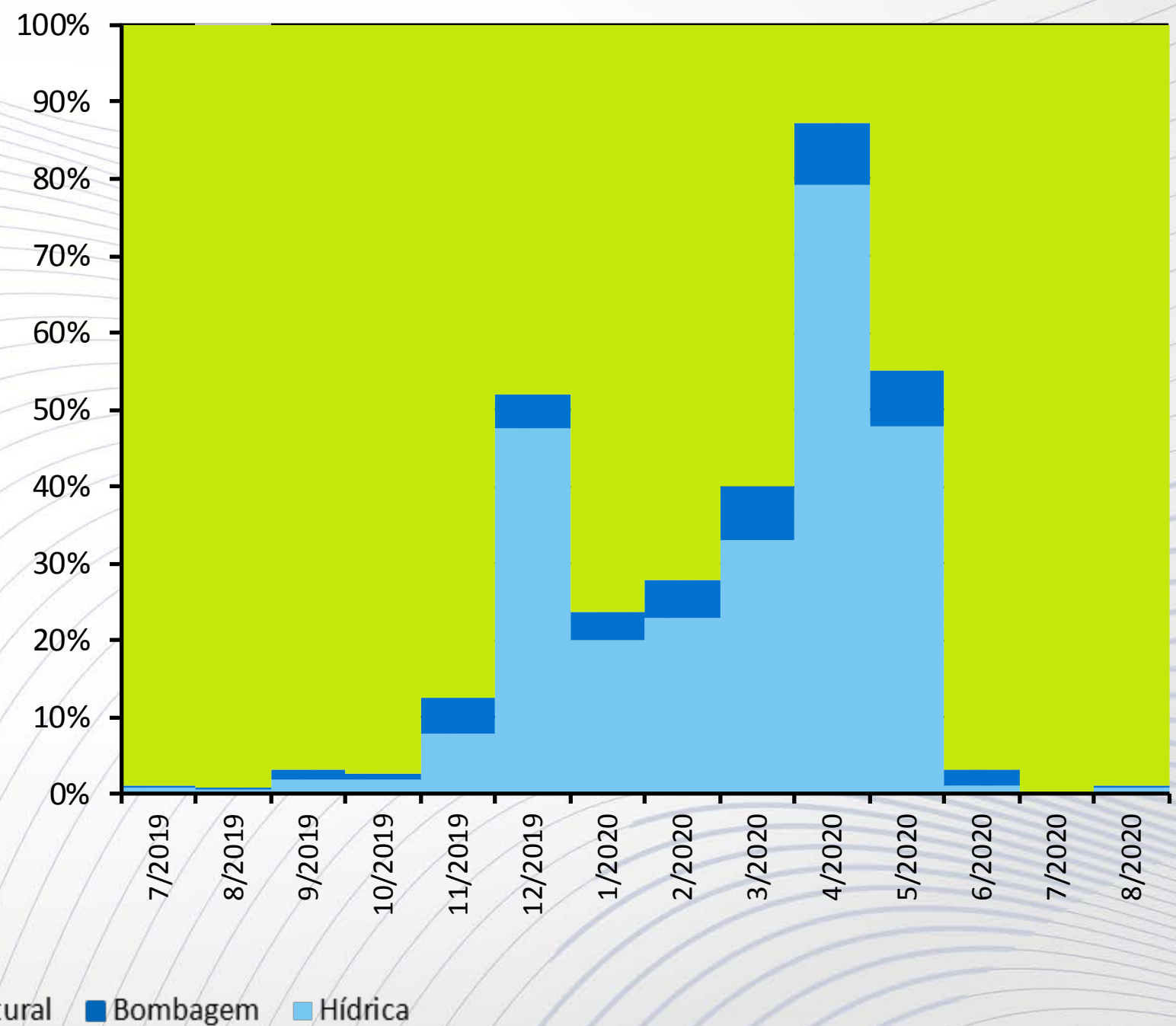
Banda Regulação Secundária

Tecnologia Contratada

A subir



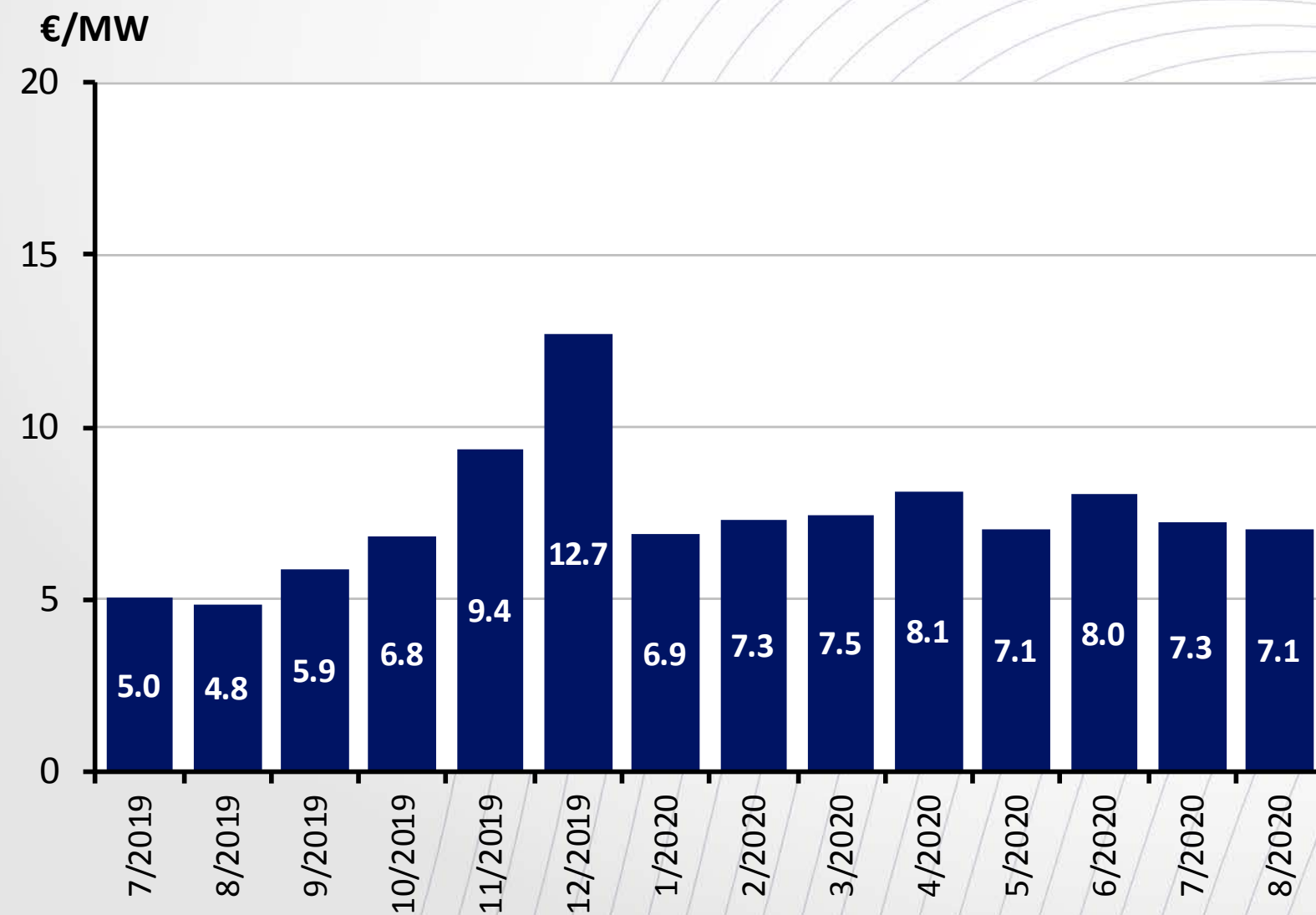
A baixar



Banda Regulação Secundária

Preço Médio Ponderado

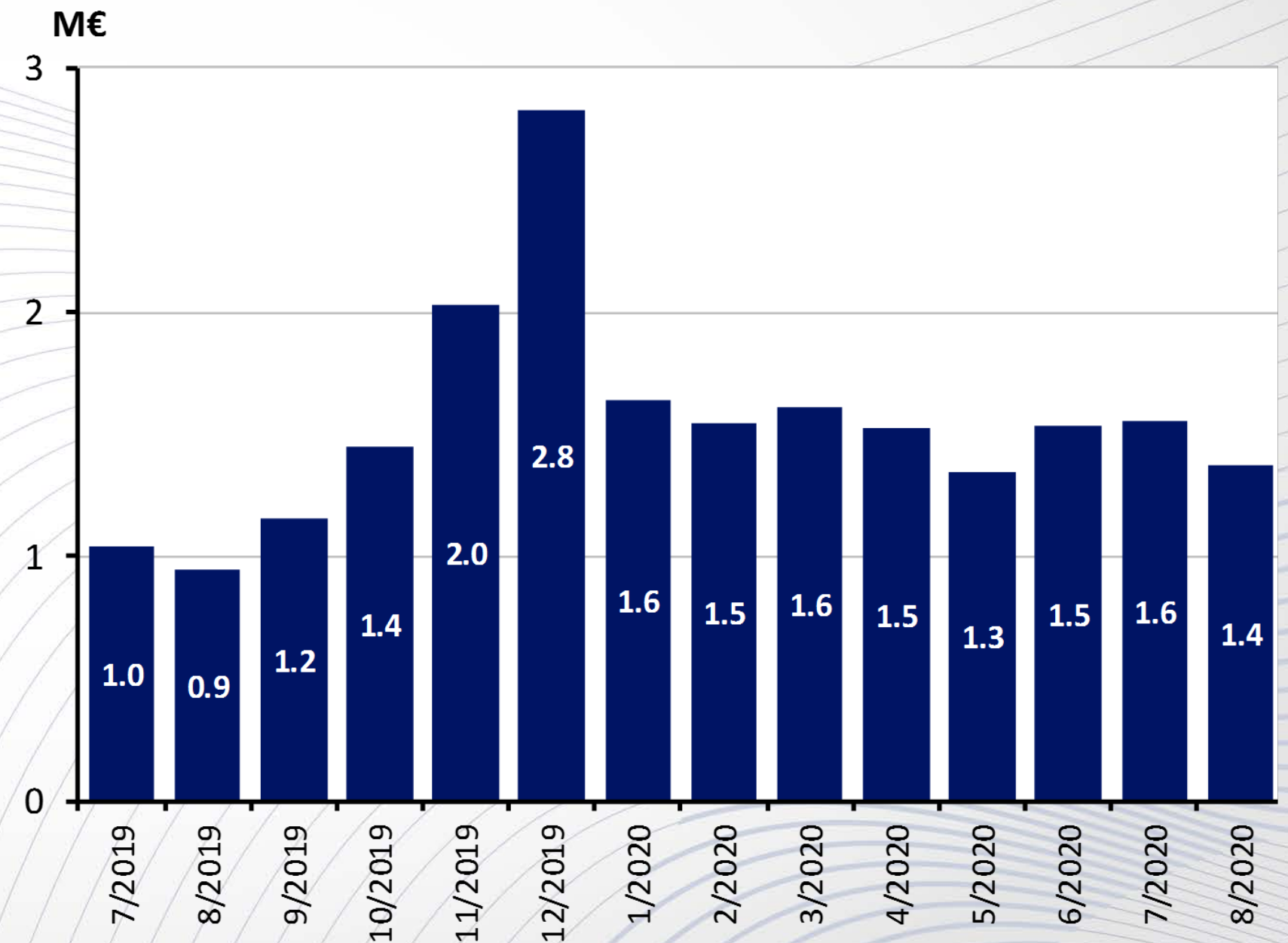
€/MW	2019	2020	Δ
Julho	5.03	7.25	44%
Agosto	4.85	7.06	46%
Valores médios (Jan - Ago)	7.60	7.40	-3%



Banda Regulação Secundária

Custo

M€	2019	2020	Δ
Julho	1.0	1.6	49%
Agosto	0.9	1.4	45%
Valores médios (Jan - Ago)	1.5	1.5	-2%

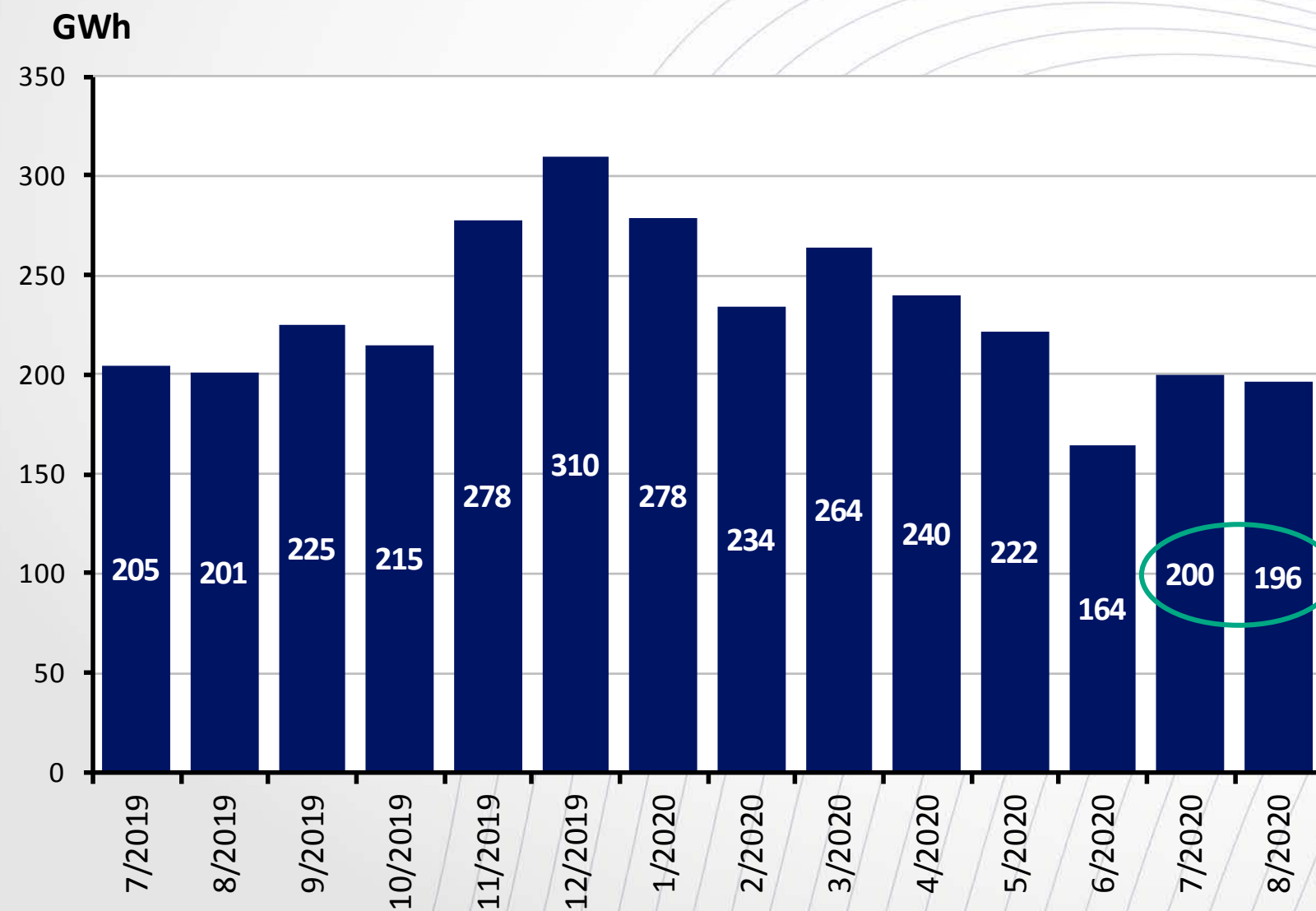


Energia Regulação

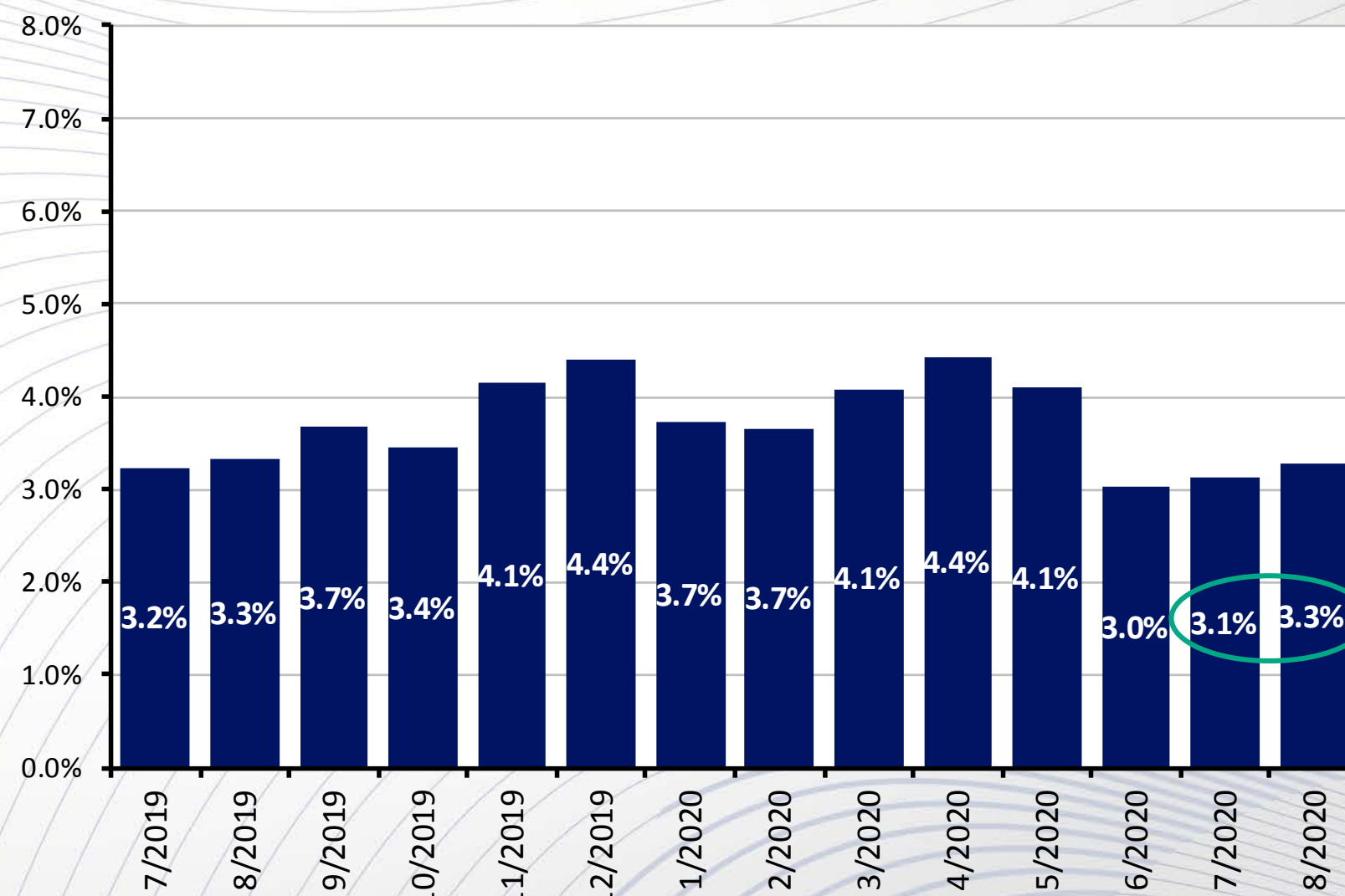
Sistema Elétrico Nacional

Energia regulação

(secundária + reserva regulação + resolução RT + trocas transf)



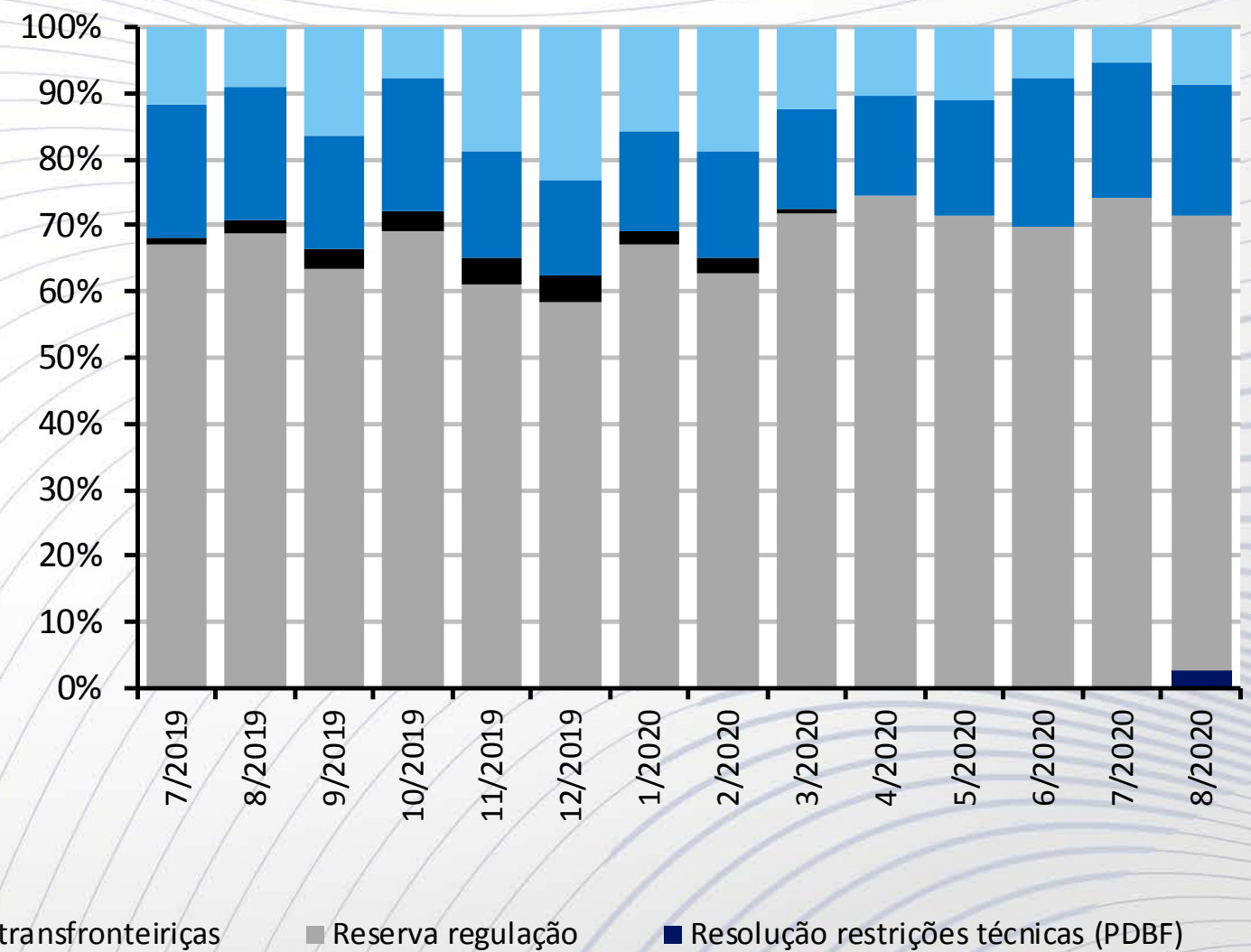
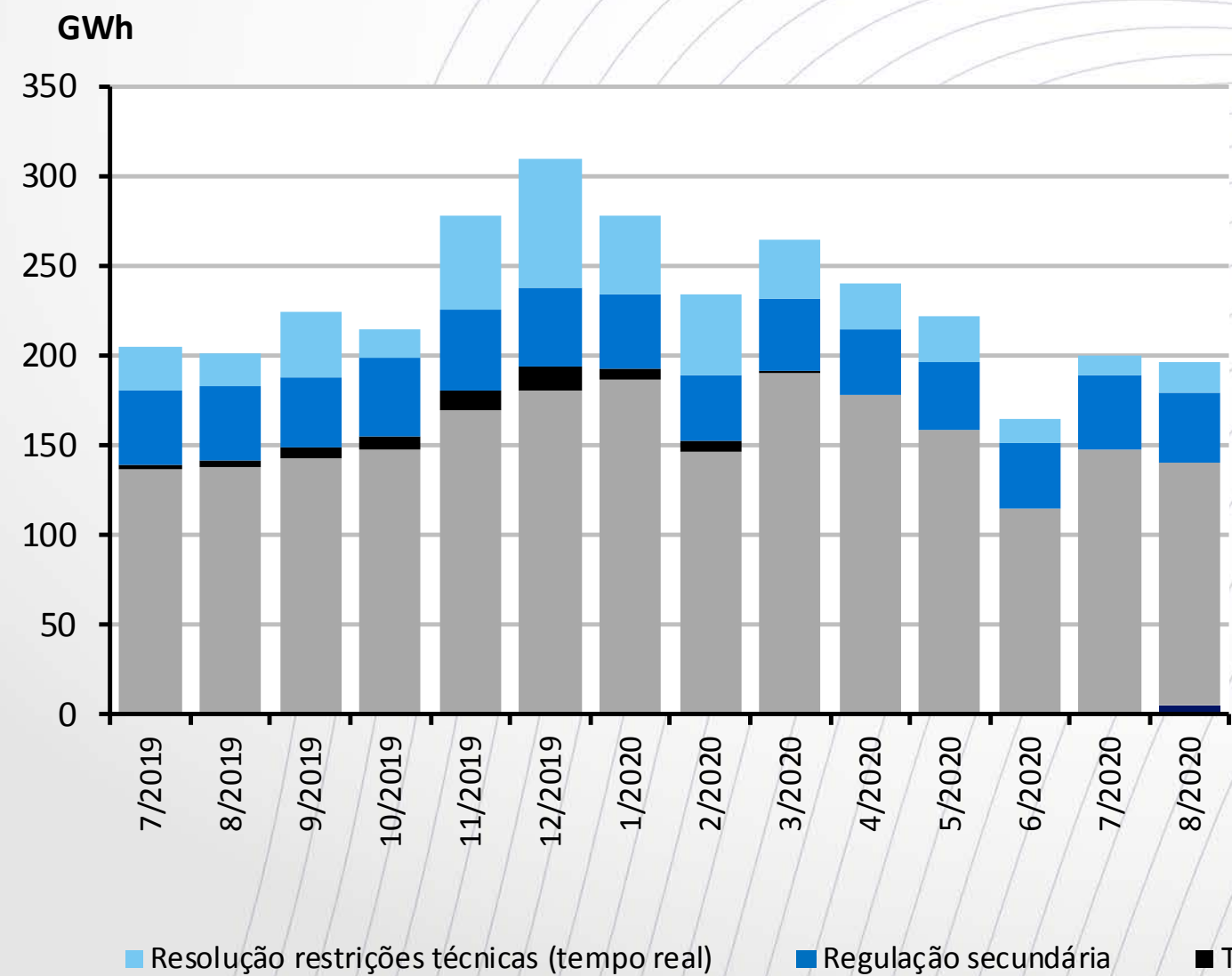
Energia regulação face a energia transaccionada



Energia Usada na Gestão Sistema Elétrico



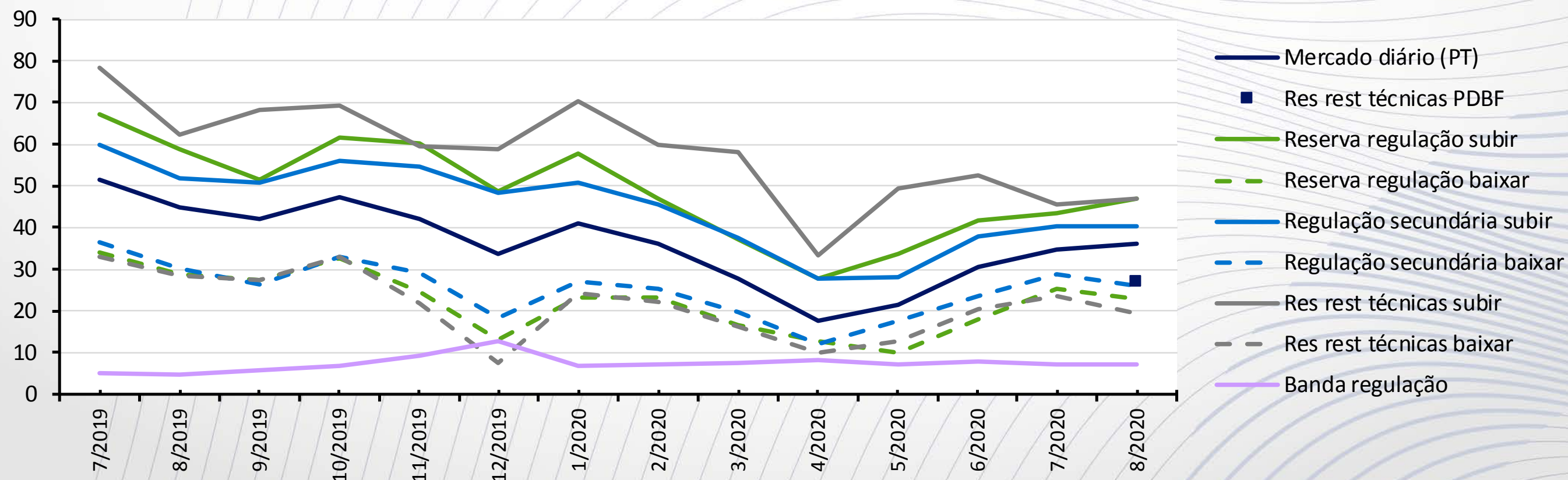
GWh	7/2019	8/2019	9/2019	10/2019	11/2019	12/2019	1/2020	2/2020	3/2020	4/2020	5/2020	6/2020	7/2020	8/2020
Resolução restrições técnicas (PDBF)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.0
Reserva regulação	137.2	138.4	142.8	148.3	170.0	180.8	187.2	146.8	190.2	178.5	158.7	114.8	148.1	135.4
Trocas transfronteiriças	2.1	3.6	6.2	6.7	10.9	12.9	5.3	5.4	1.7	---	---	---	---	---
Regulação secundária	41.6	40.6	38.5	43.4	44.8	44.4	41.8	37.4	39.3	36.5	38.3	36.8	41.1	38.8
Resolução restrições técnicas (tempo real)	23.7	18.2	37.2	16.5	52.2	71.6	44.1	44.2	33.1	24.6	24.8	12.9	10.4	17.0



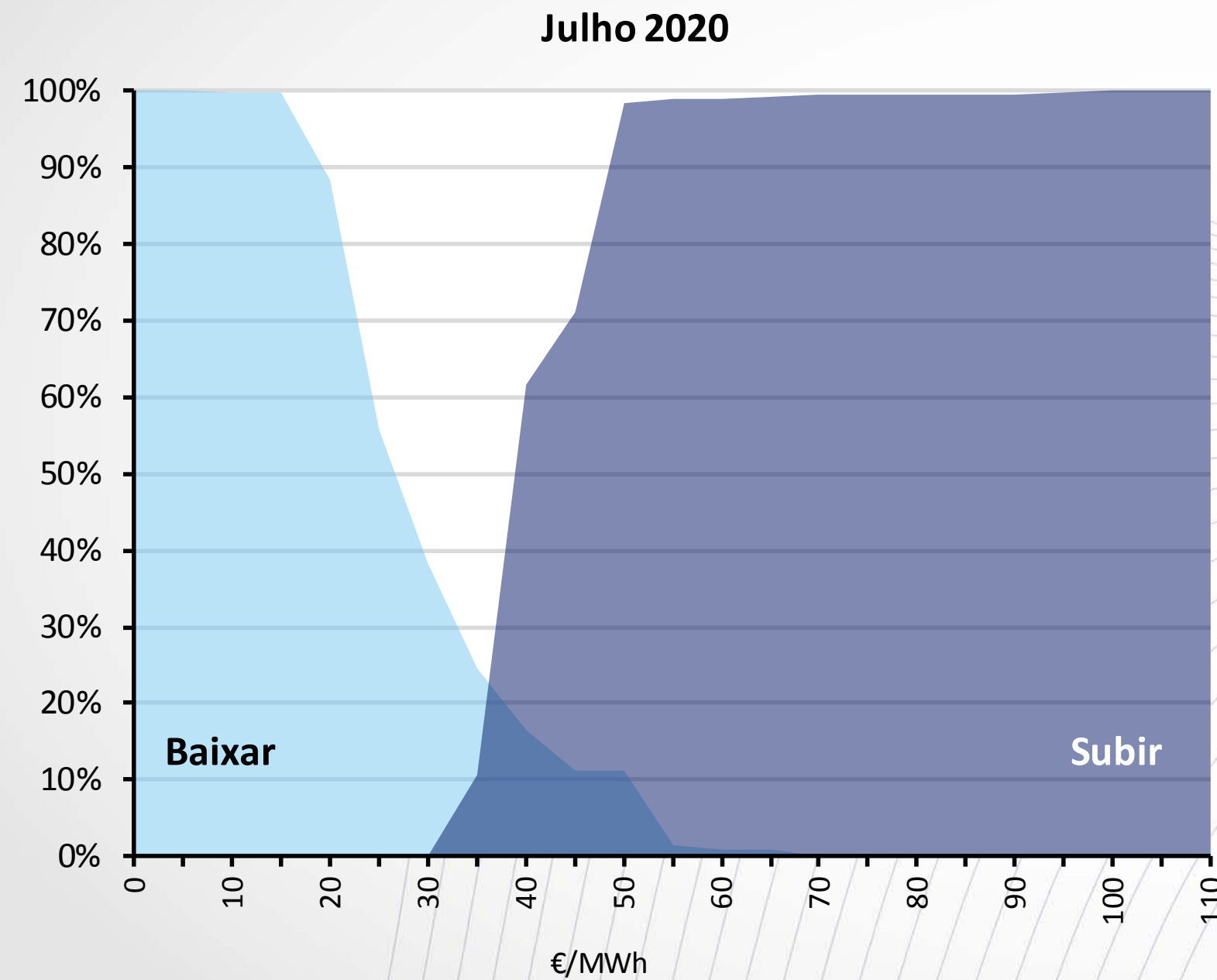
Preços Médios Ponderados Mensais

€/MWh ou €/MW	7/2019	8/2019	9/2019	10/2019	11/2019	12/2019	1/2020	2/2020	3/2020	4/2020	5/2020	6/2020	7/2020	8/2020
Mercado diário (PT)	51.46	44.96	42.14	47.20	42.13	33.68	40.92	36.04	27.86	17.77	21.36	30.64	34.63	36.11
Res rest técnicas PDBF														26.98
Reserva regulação subir	67.17	58.82	51.65	61.64	60.30	48.55	57.80	46.99	37.10	27.83	33.88	41.63	43.56	47.12
Reserva regulação baixar	33.93	28.93	27.57	32.60	24.55	13.27	23.28	23.18	16.49	12.69	10.14	18.12	25.47	22.75
Regulação secundária subir	59.71	51.80	50.83	56.09	54.48	48.39	50.86	45.70	37.40	27.86	28.23	37.83	40.27	40.44
Regulação secundária baixar	36.54	30.06	26.43	32.93	29.26	18.37	26.91	25.30	19.85	12.01	17.82	23.61	28.79	26.00
Banda regulação	5.03	4.85	5.88	6.82	9.37	12.68	6.87	7.31	7.47	8.14	7.06	8.03	7.25	7.06
Res rest técnicas subir	78.42	62.29	68.29	69.30	59.42	58.83	70.45	59.81	58.27	33.49	49.51	52.55	45.55	47.07
Res rest técnicas baixar	32.88	28.55	27.33	33.15	21.74	7.67	24.38	22.23	16.34	10.02	12.80	20.62	23.70	19.47

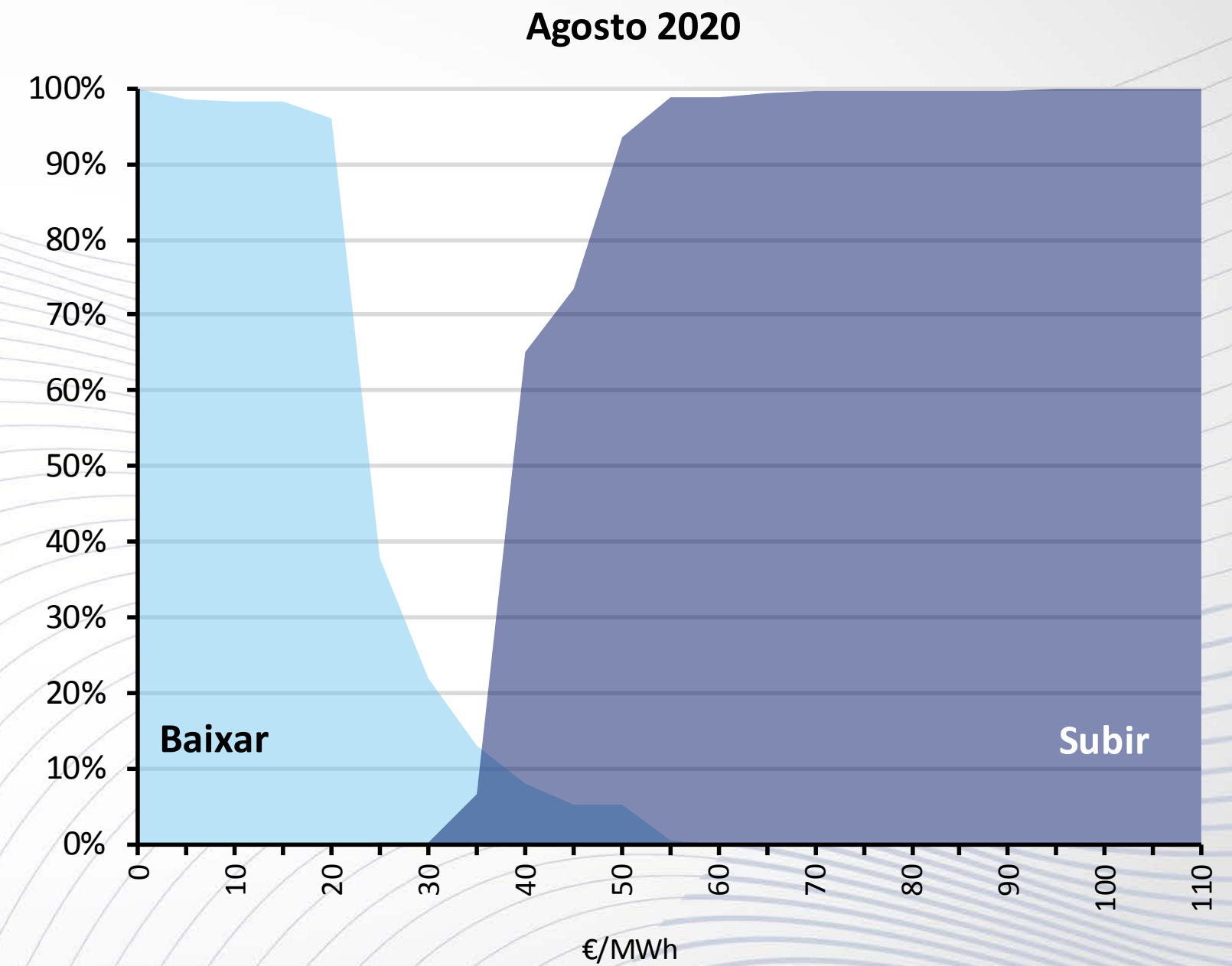
€/MWh ou €/MW



Preços Reserva Regulação



Preço máx: 95 €/MWh



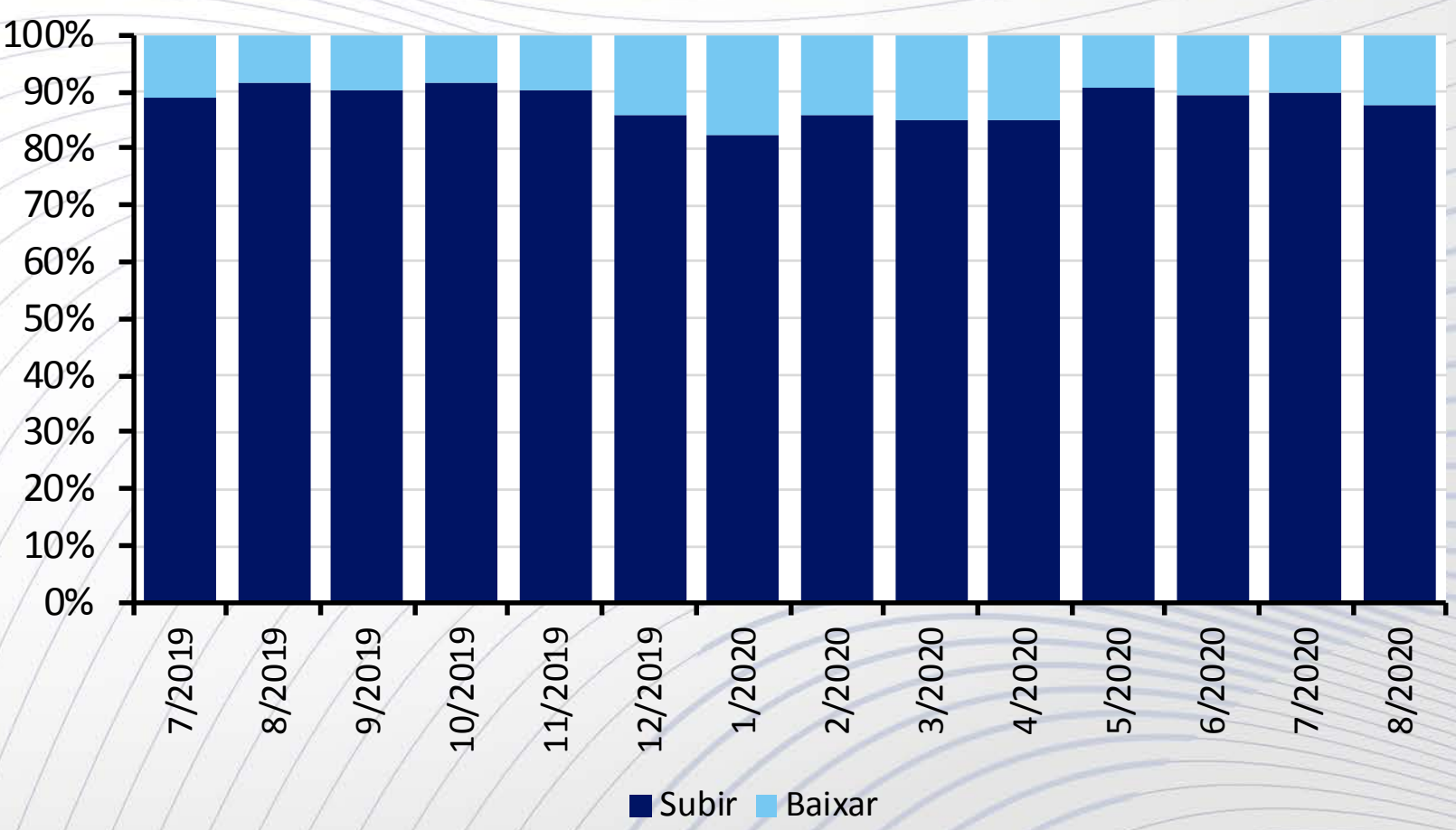
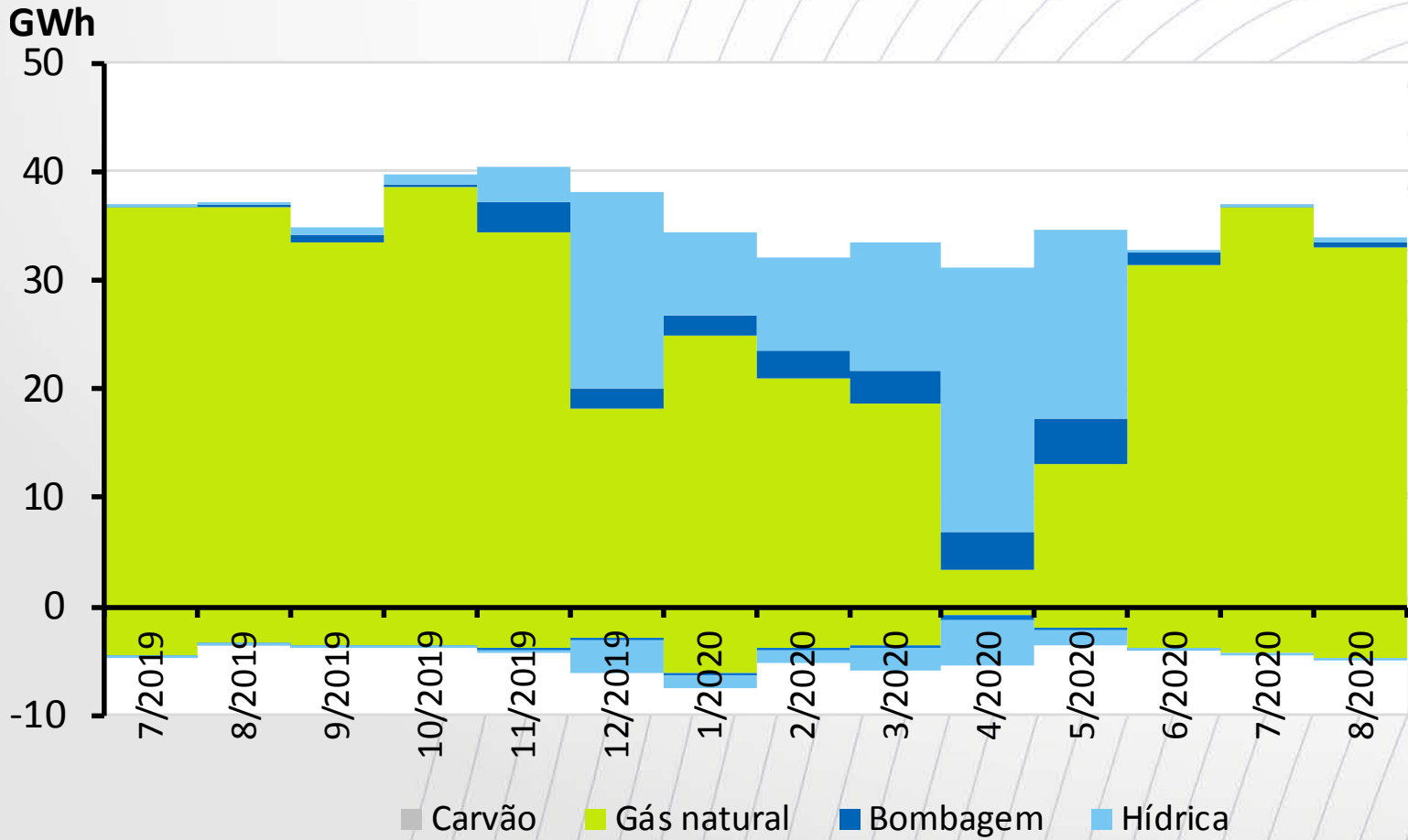
Preço máx: 99 €/MWh

Energia Regulação Secundária



A subir - acumulado até Ago			
Energia [GWh]	2019	2020	Δ
Carvão	2.0	0.0	-100%
Gás natural	206.1	182.4	-12%
Hídrica	76.8	70.6	-8%
Bombagem	19.0	16.6	-13%
Total	303.8	269.5	-11%
Preço médio ponderado [€/MWh]	59.7	38.6	-35%

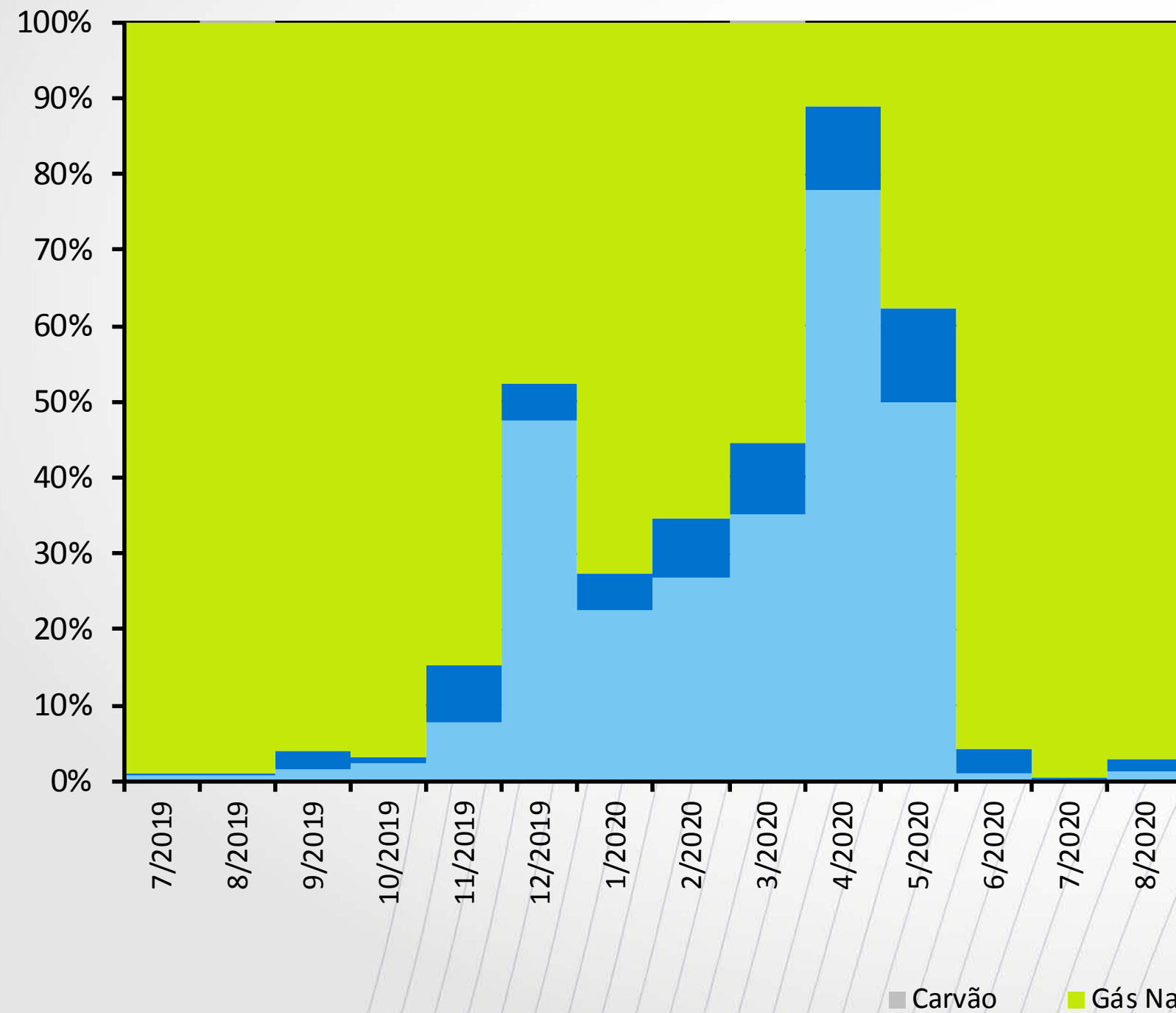
A baixar - acumulado até Ago			
Energia [GWh]	2019	2020	Δ
Carvão	0.1	0.0	-100%
Gás natural	22.9	29.2	28%
Hídrica	7.5	10.3	37%
Bombagem	0.8	1.0	35%
Total	31.2	40.5	30%
Preço médio ponderado [€/MWh]	34.9	22.5	-35%



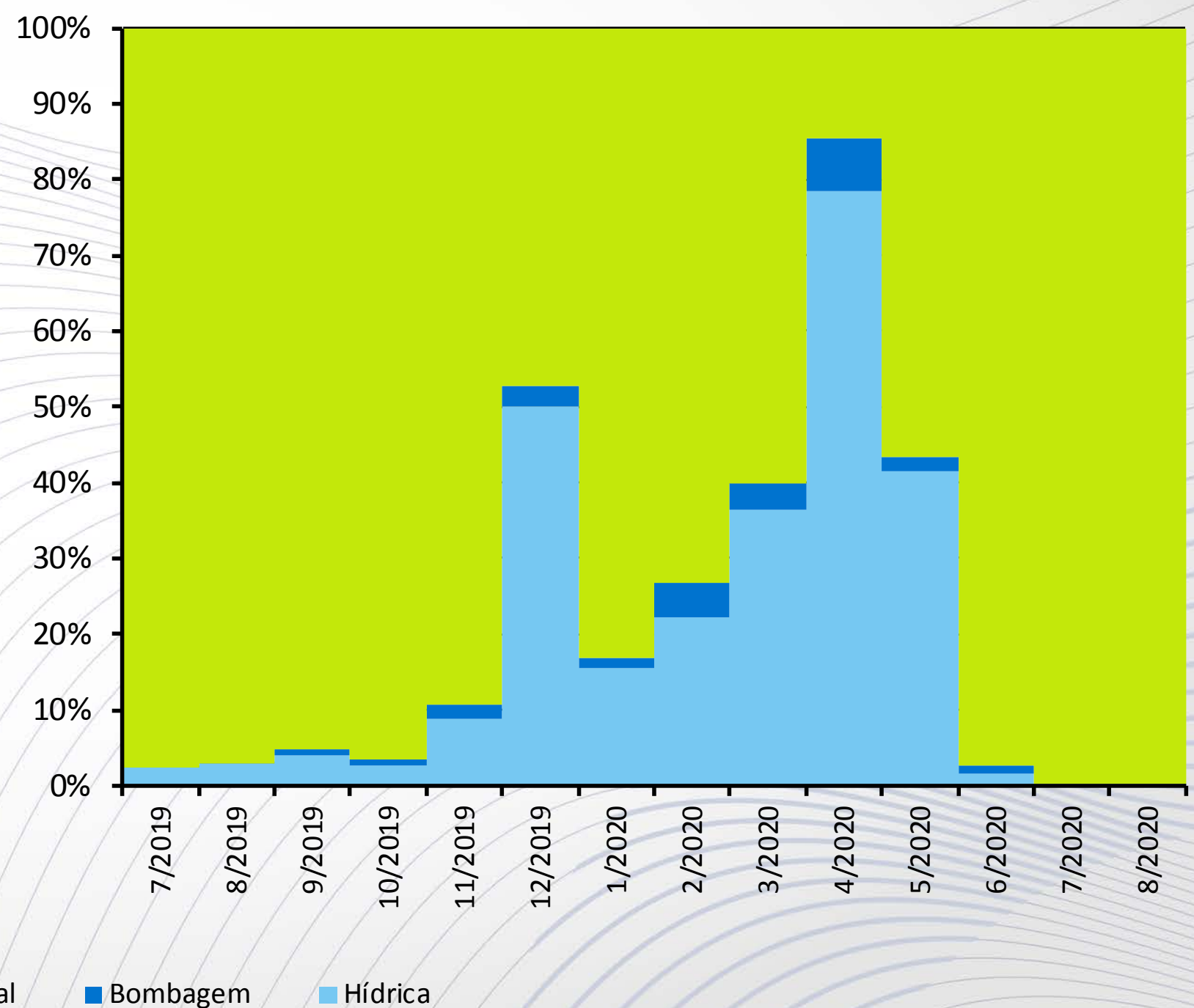
Energia Regulação Secundária

Tecnologia Contratada

A subir



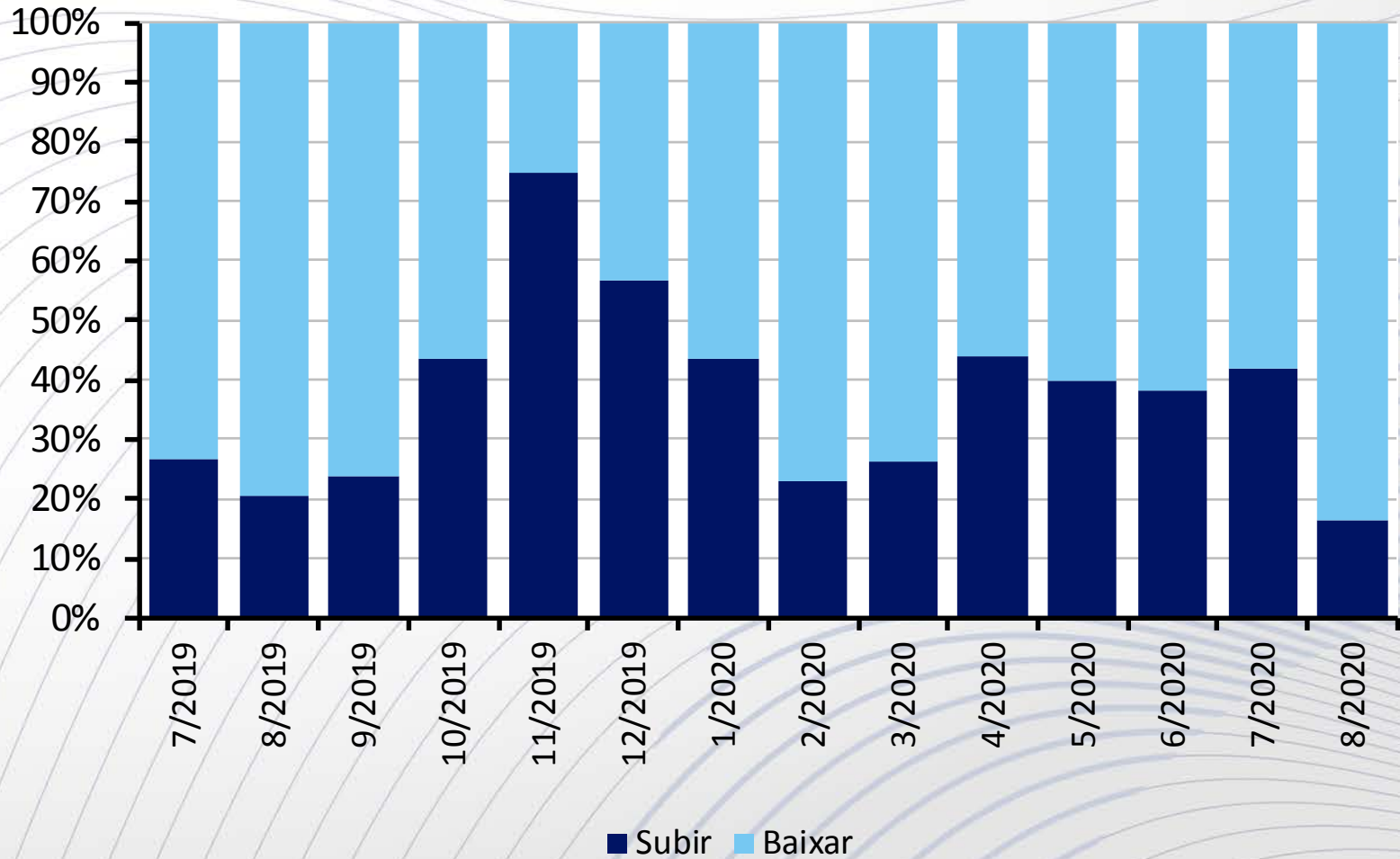
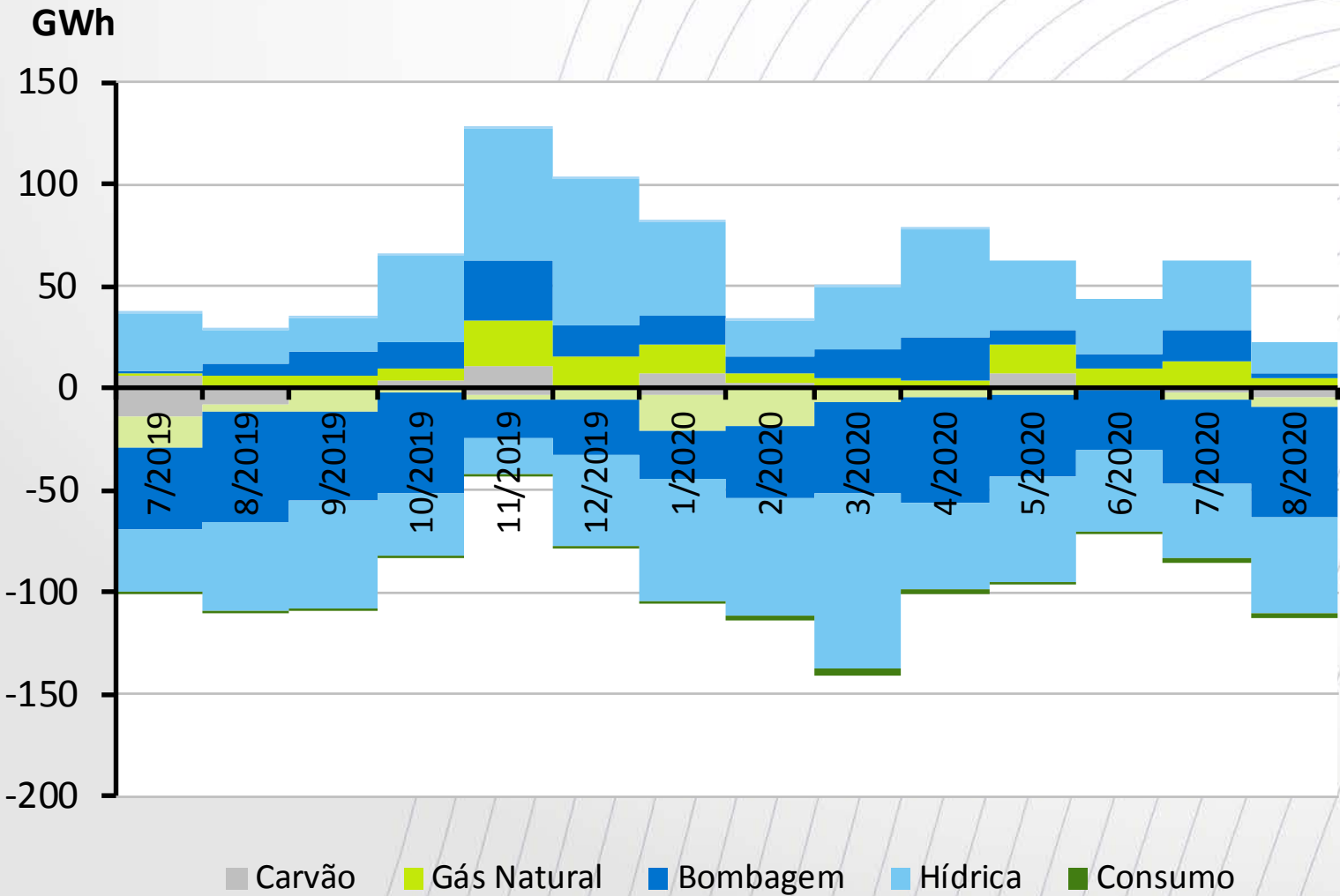
A baixar



Energia Reserva Regulação

A subir - acumulado até Ago			
Energia [GWh]	2019	2020	Δ
Carvão	41.7	20.8	-50%
Gás natural	48.8	64.8	33%
Hídrica	242.9	257.5	6%
Bombagem	29.8	89.4	199%
Consumo	0.4	0.3	---
Total	363.7	432.4	19%
Preço médio ponderado [€/MWh]	66.8	42.0	-37%

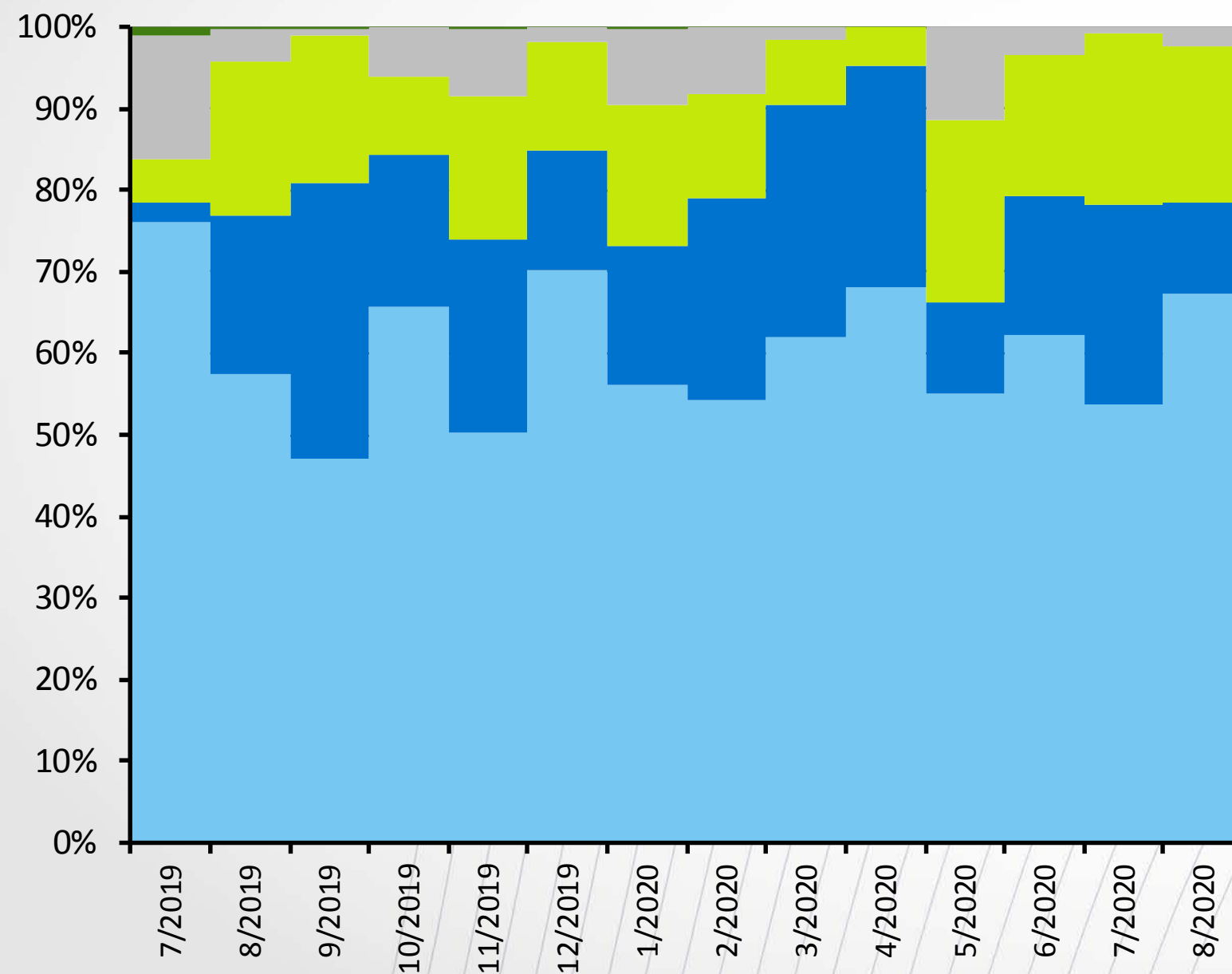
A baixar - acumulado até Ago			
Energia [GWh]	2019	2020	Δ
Carvão	55.0	9.4	-83%
Gás natural	102.1	59.7	-42%
Hídrica	279.2	422.5	51%
Bombagem	343.0	320.4	-7%
Consumo	1.3	15.0	---
Total	780.7	817.2	5%
Preço médio ponderado [€/MWh]	32.9	19.0	-42%



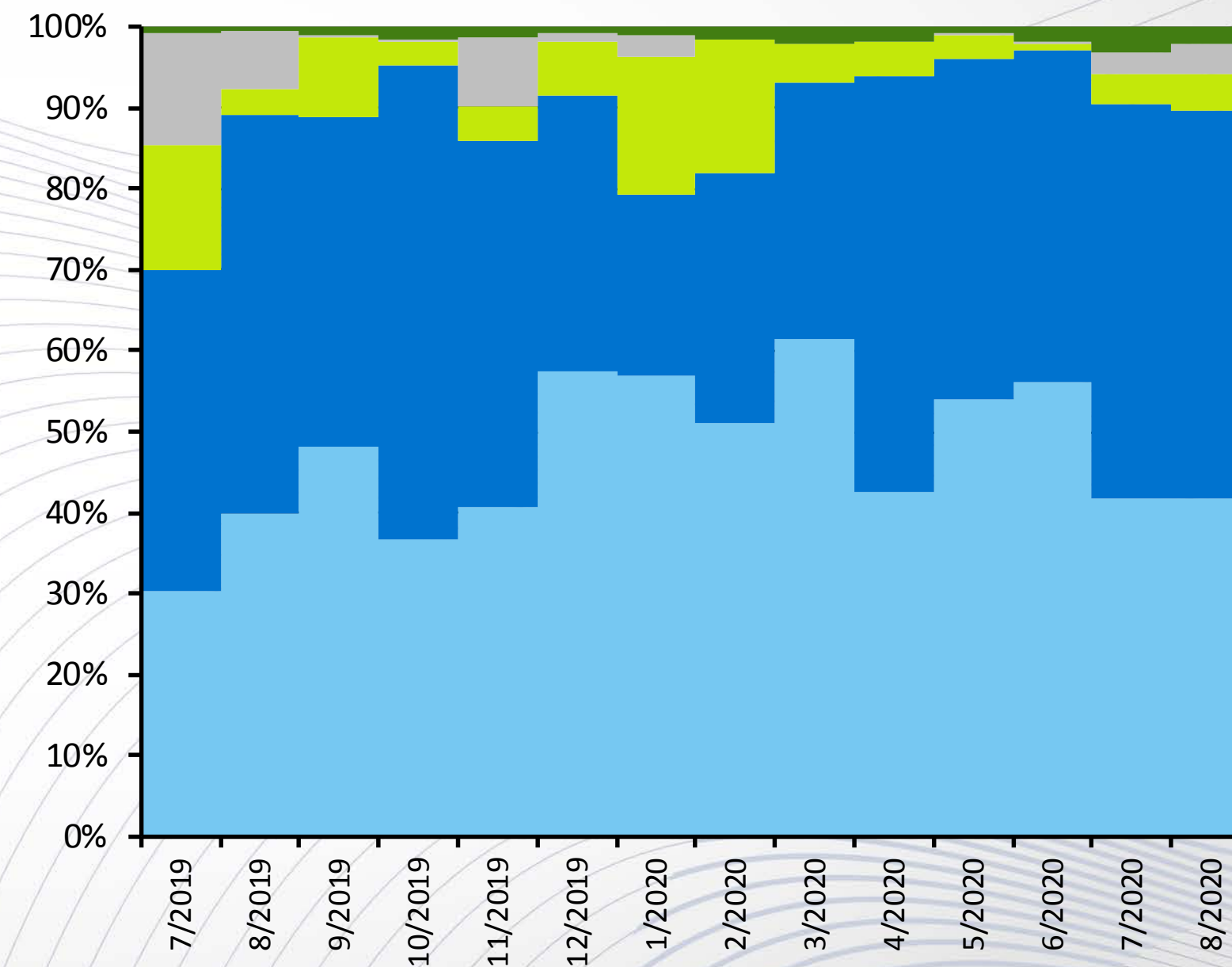
Energia Reserva Regulação

Tecnologia Contratada

A subir



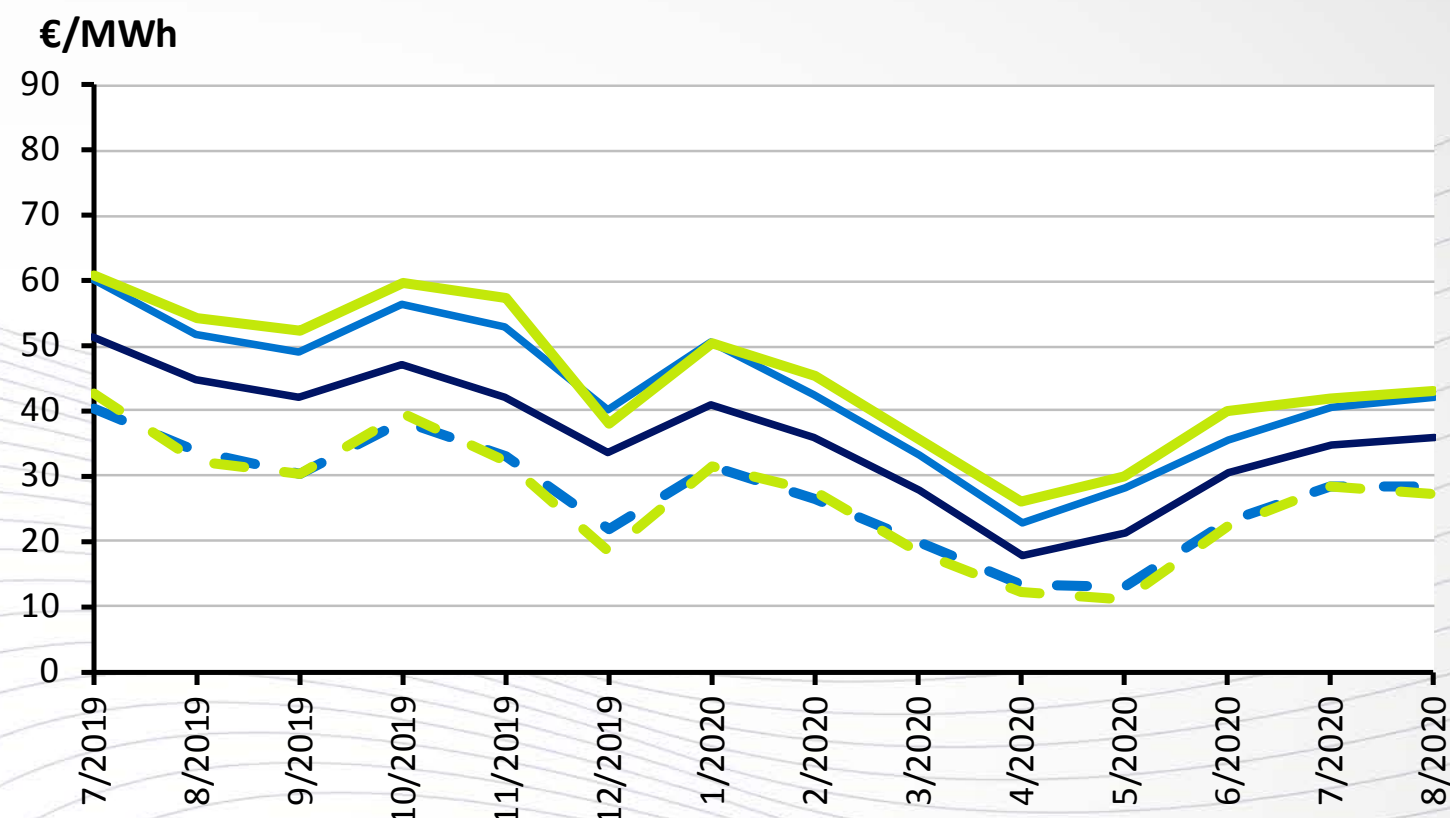
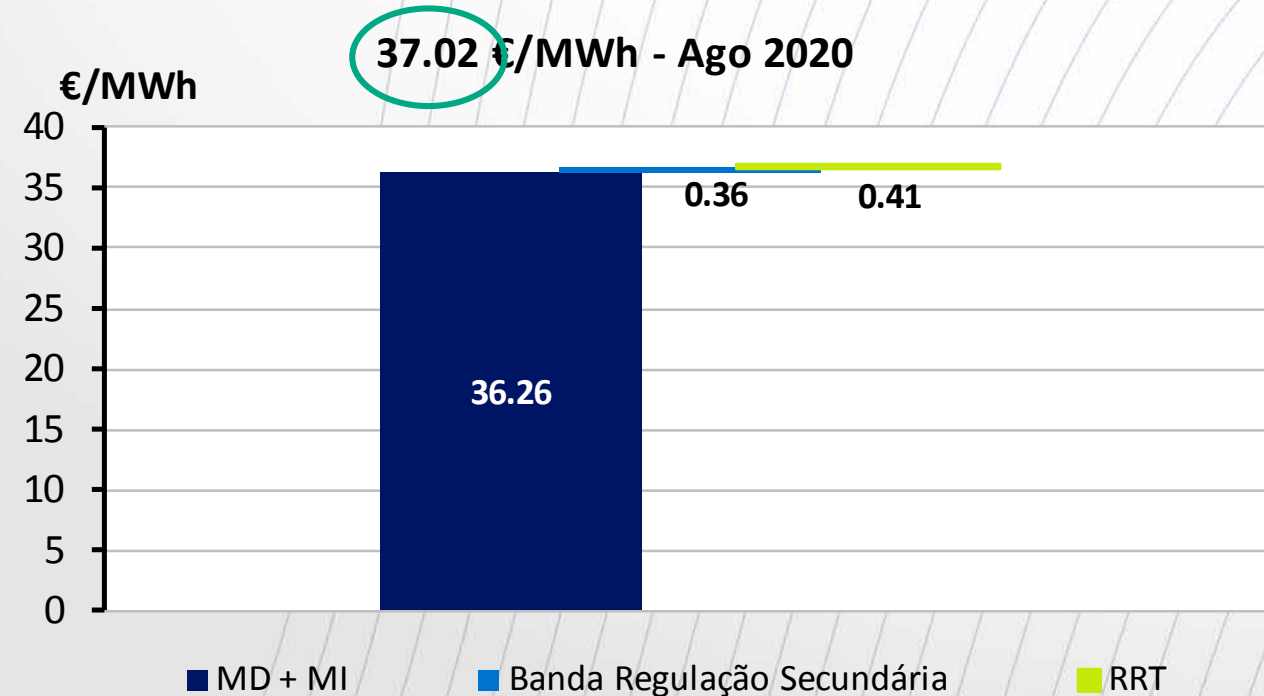
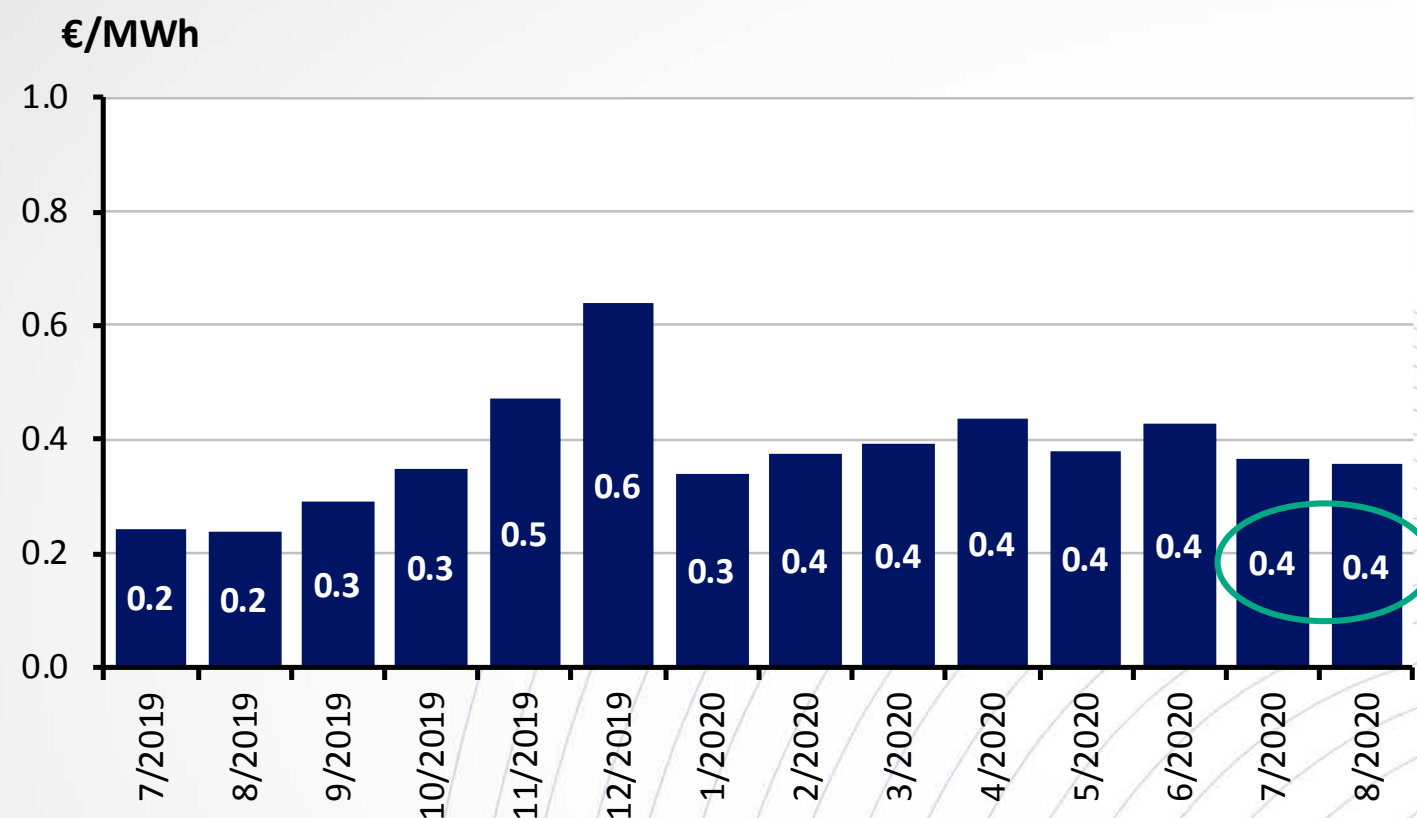
A baixar



Carvão Gás Natural Bombagem Hídrica Consumo

Custos Imputados aos Comercializadores

Sobrecusto ponderado banda regulação secundária

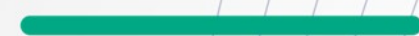


- Preço Médio do Mercado Diário
- Desvios por Excesso (Comercial)
- Desvios por Excesso (Produtores)
- Desvios por Defeito (Comercial)
- Desvios por Defeito (Produtores)

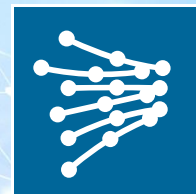
Preço médio ponderado desvio em Agosto (Comercializadores):

Defeito: 42 €/MWh
Excesso: 28 €/MWh

REN 



Obrigada



RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

Grupo Red Eléctrica

Resultados de los Mercados de Operación

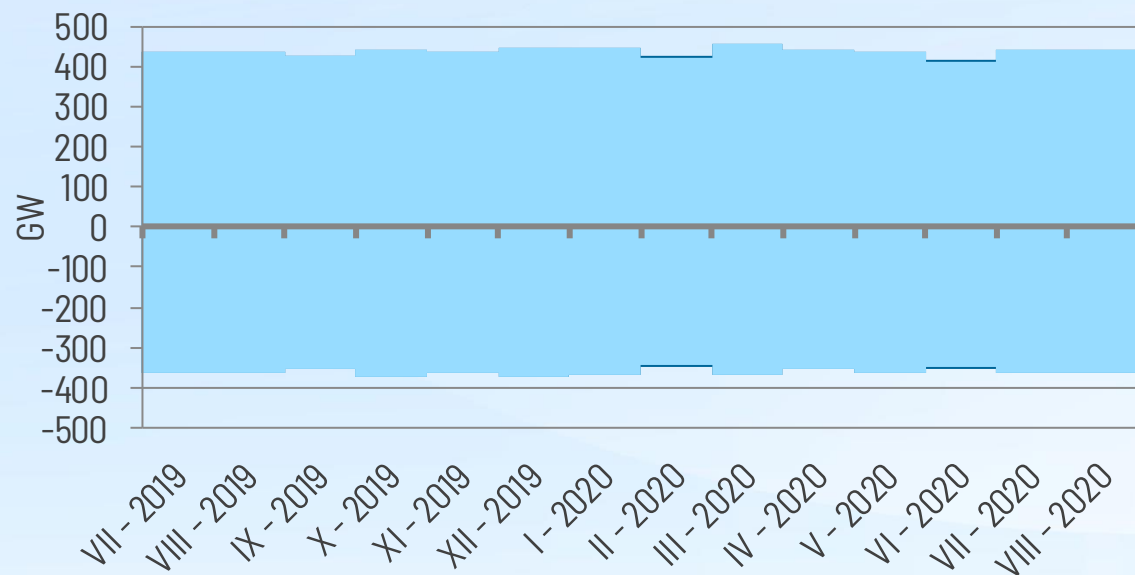
16 de septiembre de 2020

Banda de Regulación Secundaria

Banda asignada

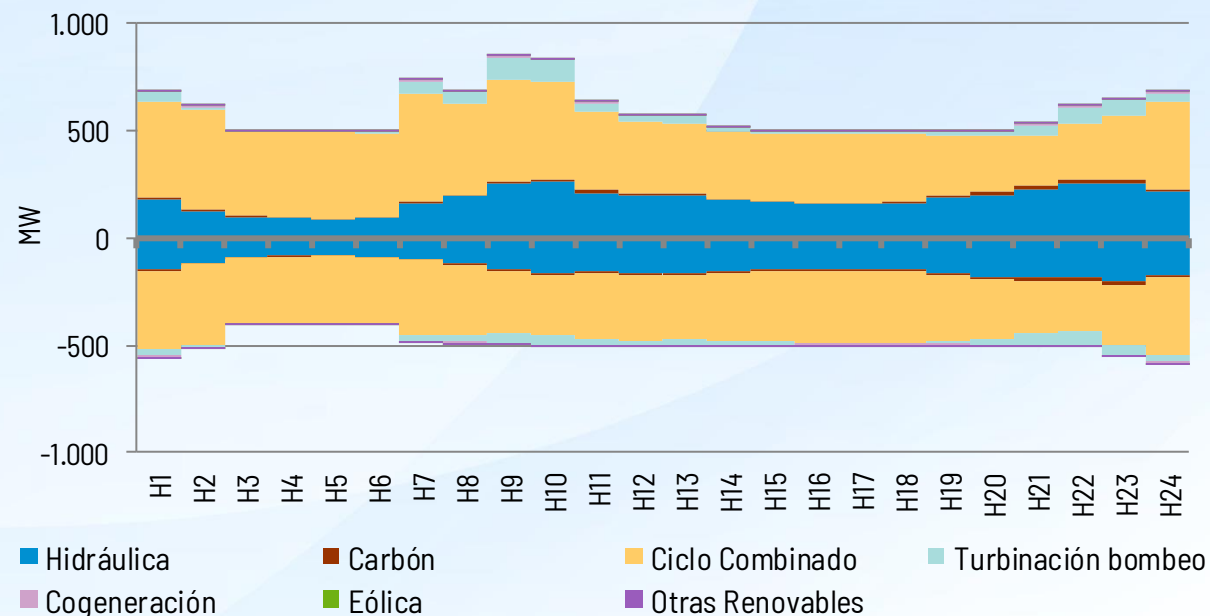
Valores acumulados (Ene-Ago)	2019	2020
Requisitos de banda (GW)	6.372	6.383
Banda asignada (GW)	6.351	6.356
Satisfacción	100%	100%

Valores mensuales	2020 Julio	2020 Agosto	Δ (%)
Requisitos de banda (GW)	803	806	0,3%
Banda asignada (GW)	800	803	0,3%
Satisfacción (%)	100%	100%	
Demanda Total Servida P48 (GWh)	21.696	20.718	-4,5%



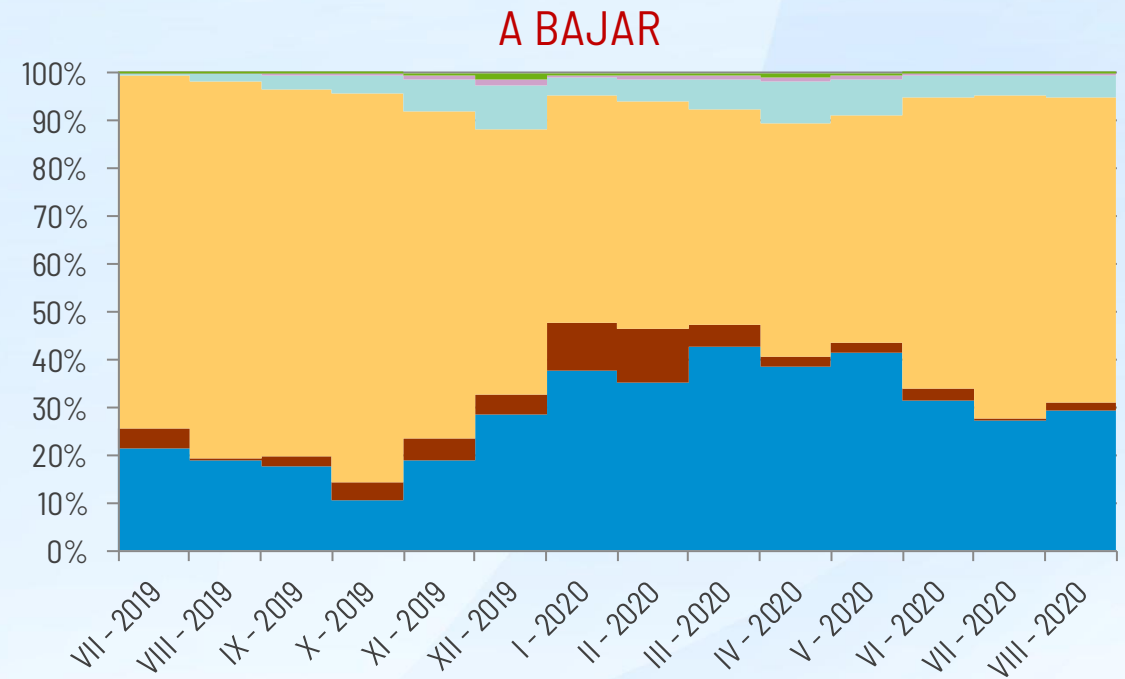
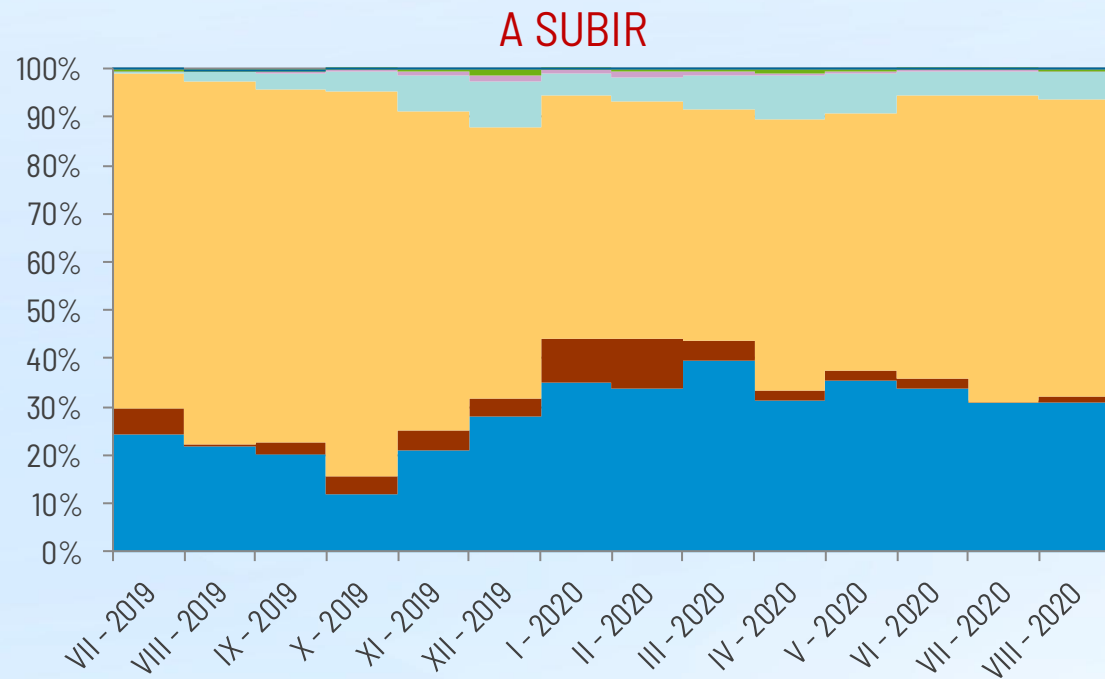
■ Requisitos de banda (GW) ■ Banda asignada (GW)

2020 Agosto



Banda de Regulación Secundaria

Tecnología asignada

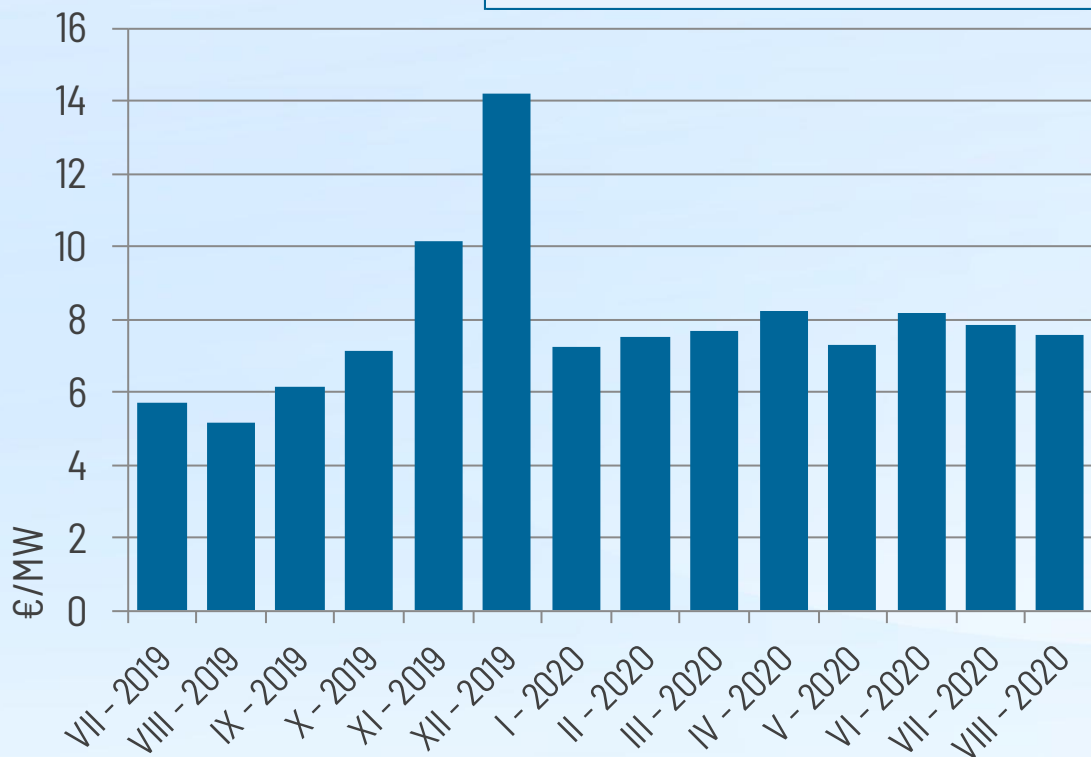


■ Hidráulica ■ Carbón ■ Ciclo Combinado ■ Turbinación bombeo ■ Cogeneración ■ Eólica ■ Otras Renovables

Banda de Regulación Secundaria

Precio Medio Ponderado

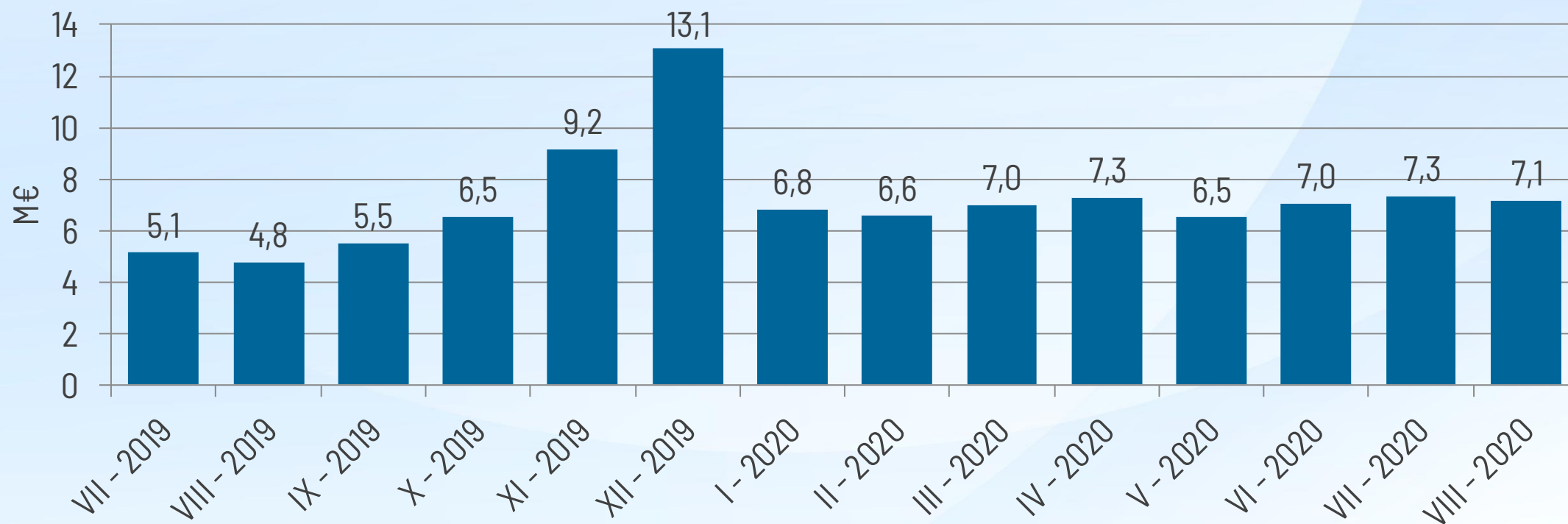
Precio Medio Ponderado (€/MW)	2019	2020	Δ (%)
Julio	5,68	7,82	37,7%
Agosto	5,16	7,59	47,0%
Precio Medio Ponderado (Ene-Ago)	7,99	7,68	-3,9%



Banda de Regulación Secundaria

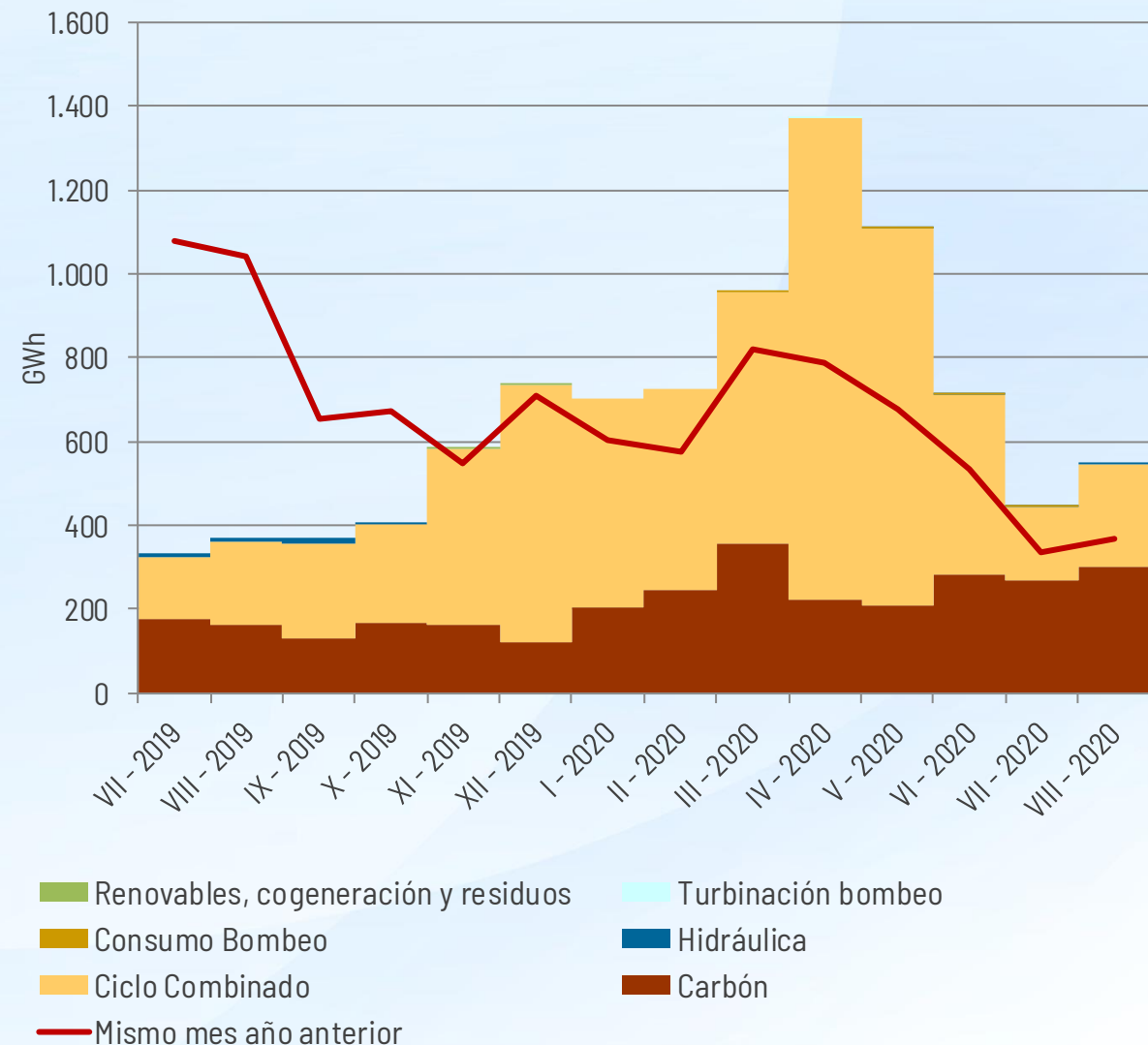
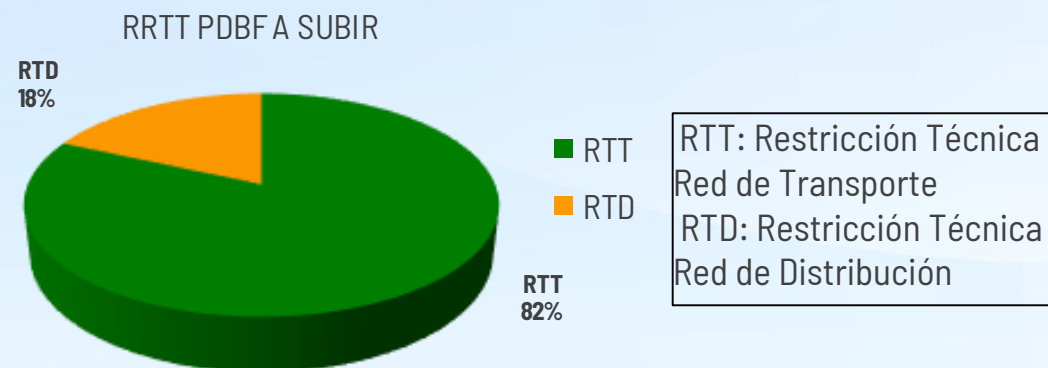
Coste

Coste (M€)	2019	2020	Δ (%)
Julio	5,1	7,3	42,5%
Agosto	4,8	7,1	49,9%
Coste medio mensual (Ene-Ago)	7,1	7,0	-2,1%



RRTT PDBF Energía a Subir – Fase I

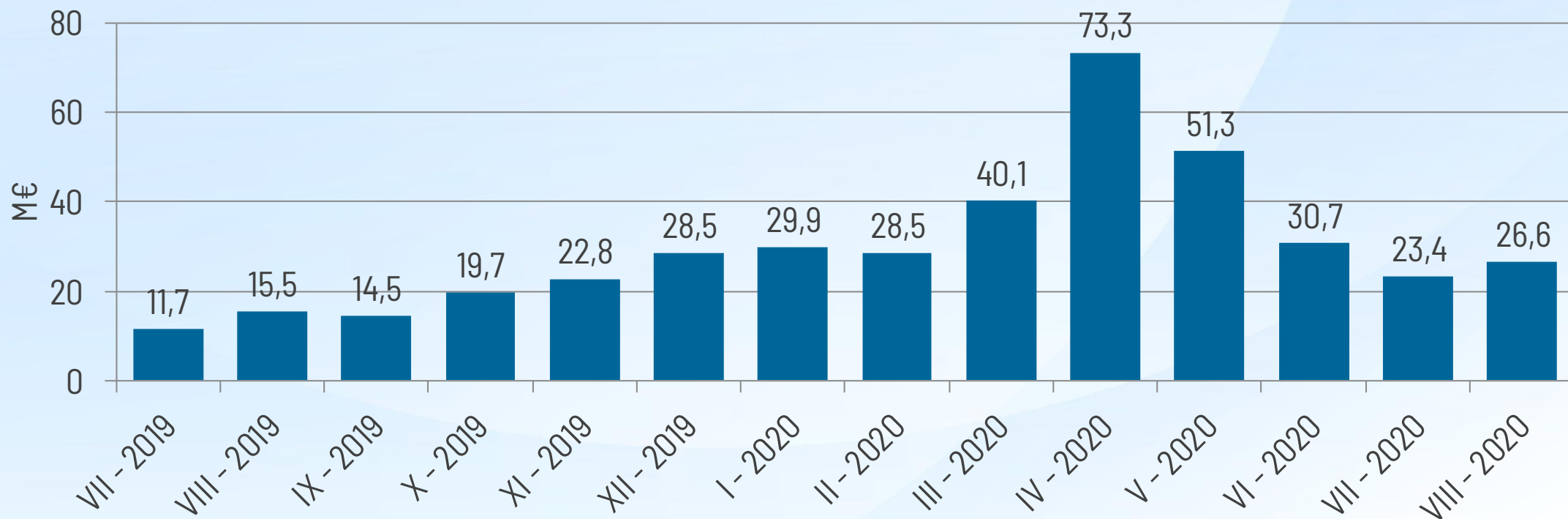
	Energía a Subir (GWh)		
Valores acumulados (Ene-Ago)	2019	2020	Δ (%)
Carbón	1.889,2	2.083,8	10%
Ciclo Combinado	2.787,5	4.482,1	61%
Consumo Bombeo	1,0	4,6	349%
Hidráulica	27,0	4,5	-83%
Turbinación bombeo	0,0	5,0	-
Eólica	0,0	0,0	-
Otras renovables	0,0	0,0	-
Cogeneración y residuos	0,0	0,0	-
Total	4.705	6.580	40%
Precio medio ponderado (€/MWh)	82,26	73,19	-11%



RRTT PDBF

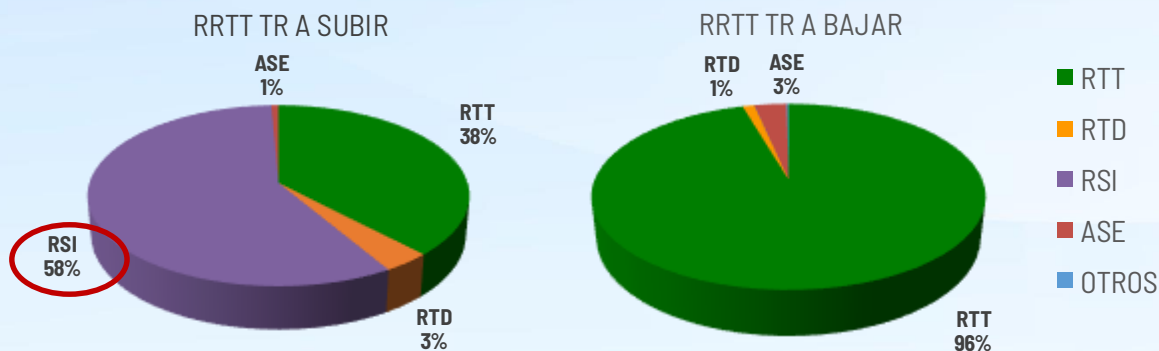
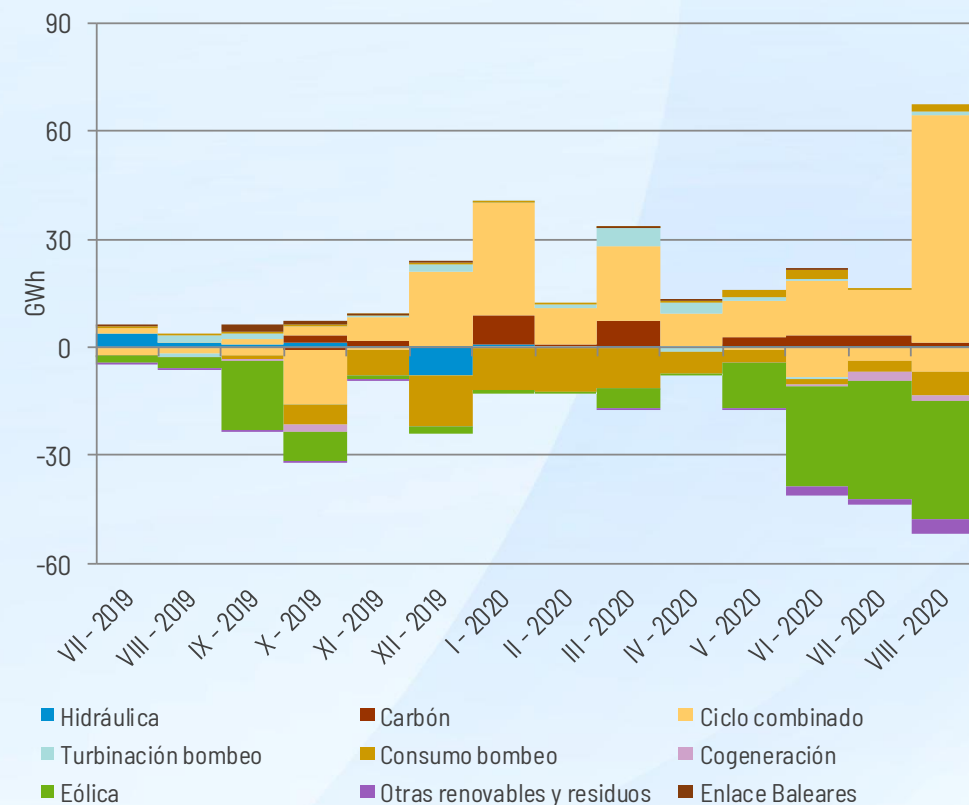
Coste

Coste (M€)	2019	2020	Δ (%)
Julio	11,7	23,4	100,7%
Agosto	15,5	26,6	71,8%
Coste medio mensual (Ene-Ago)	19,2	38,0	97,7%



RRTT TR y solución congestiones en interconexiones no UE

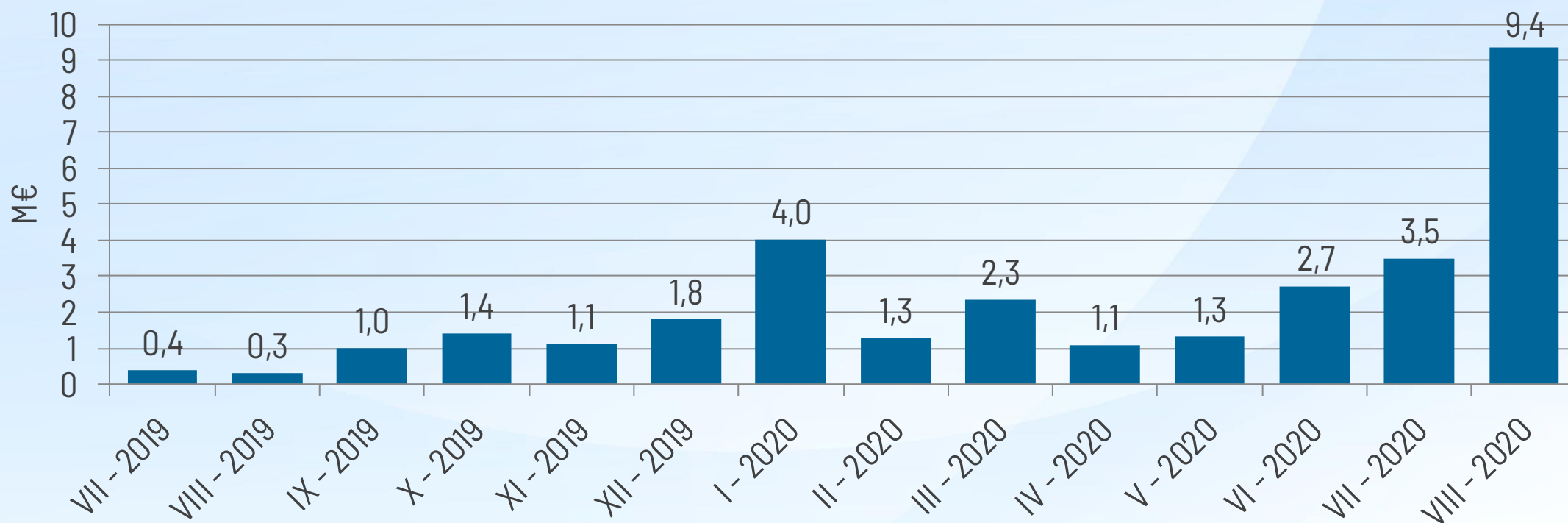
	Energía a Subir (GWh)			Energía a Bajar (GWh)		
Valores acumulados (Ene-Ago)	2019	2020	Δ (%)	2019	2020	Δ (%)
Hidráulica	6,0	1,2	-80%	0,9	1,2	33%
Carbón	5,7	26,2	360%	0,0	0,0	-
Ciclo Combinado	30,5	172,5	466%	11,6	18,8	62%
Turbinación bombeo	7,6	11,4	50%	2,1	2,4	14%
Consumo Bombeo	3,6	7,9	119%	70,4	55,3	-21%
Cogeneración	0,0	0,0	-	0,5	4,8	860%
Eólica	0,0	0,0	-	19,0	113,5	497%
Solar térmica	0,0	0,0	-	0,8	4,7	488%
Solar fotovoltaica	0,0	0,0	-	0,0	0,7	-
Otras Renovables	0,0	0,0	-	0,2	3,3	1550%
Residuos	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-
Enlace Baleares	1,0	0,7	-30%	0,0	0,0	-
Total	54,4	219,9	304%	105,5	204,7	94%
Precio medio ponderado (€/MWh)	97,40	137,41	41%	27,26	7,38	-73%
Solución de congestiones en interconexiones no UE	0,0	0,0	-	0,1	0,3	200%



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

Coste

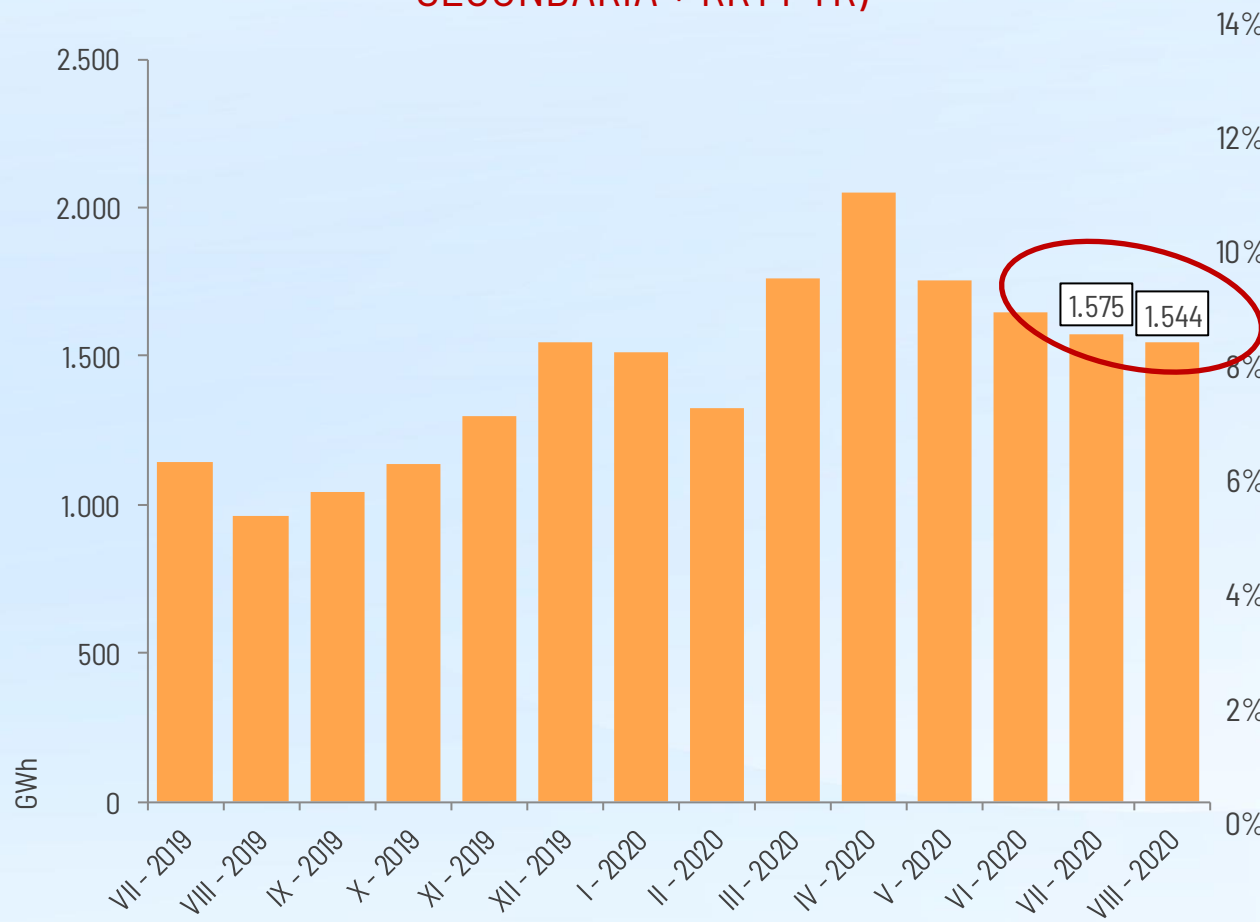
Coste (M€)	2019	2020	Δ (%)
Julio	0,4	3,5	787,3%
Agosto	0,3	9,4	2882,1%
Coste medio mensual (Ene-Ago)	0,7	3,2	358,6%



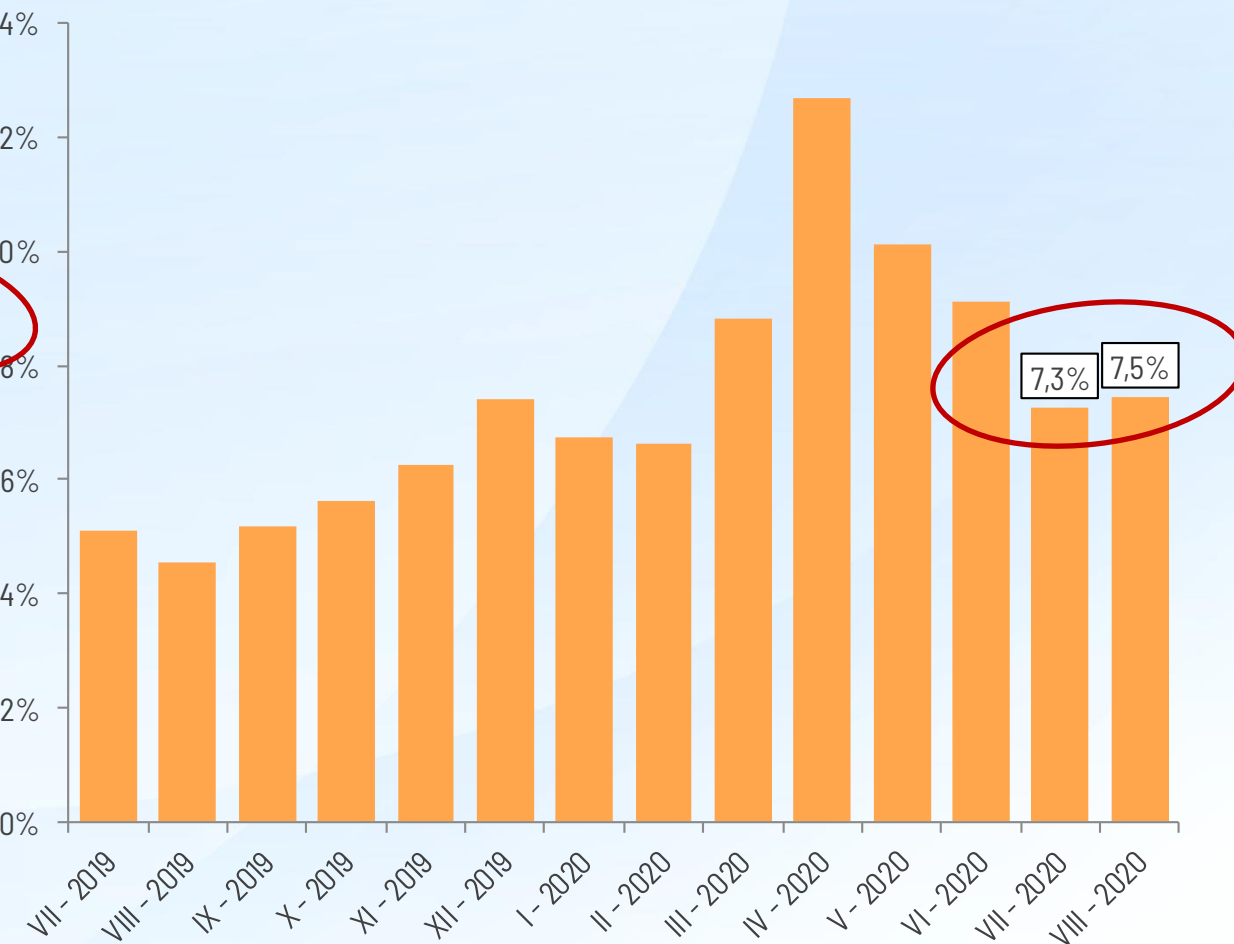
Energías de Regulación y Balance del Sistema Eléctrico Peninsular

Energía de Regulación y Balance

(RRTT PDBF + GD/RR* + STB* + REG. Terciaria + REG. SECUNDARIA + RRTT TR)

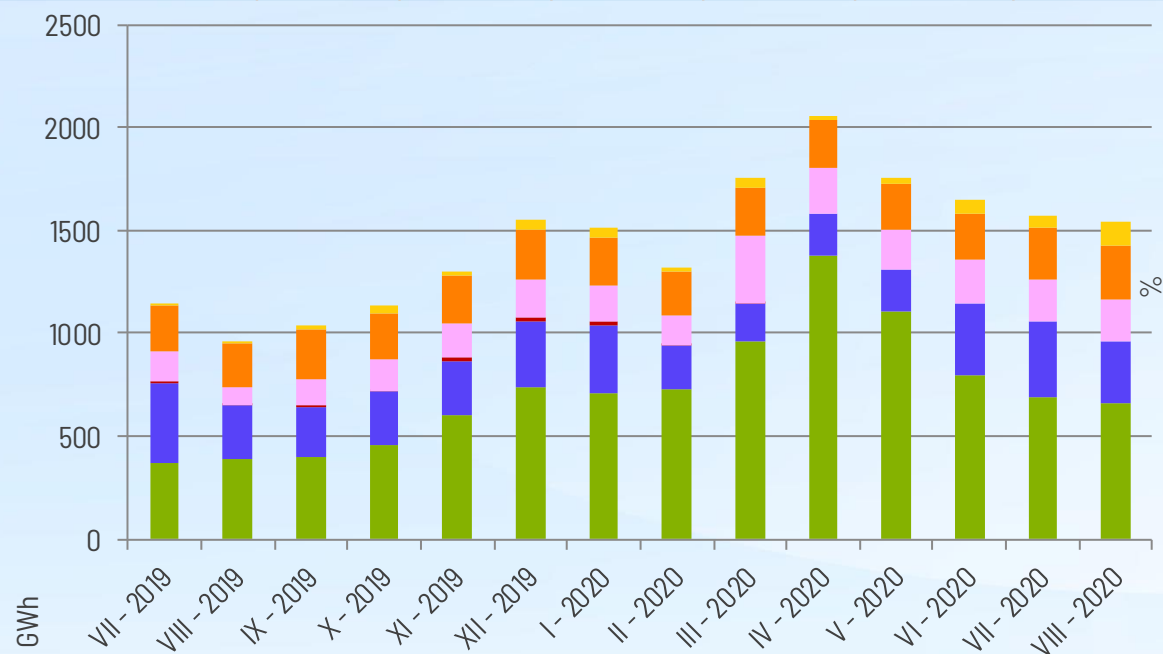


Energía de Regulación y Balance respecto a Demanda Total Servida (%)

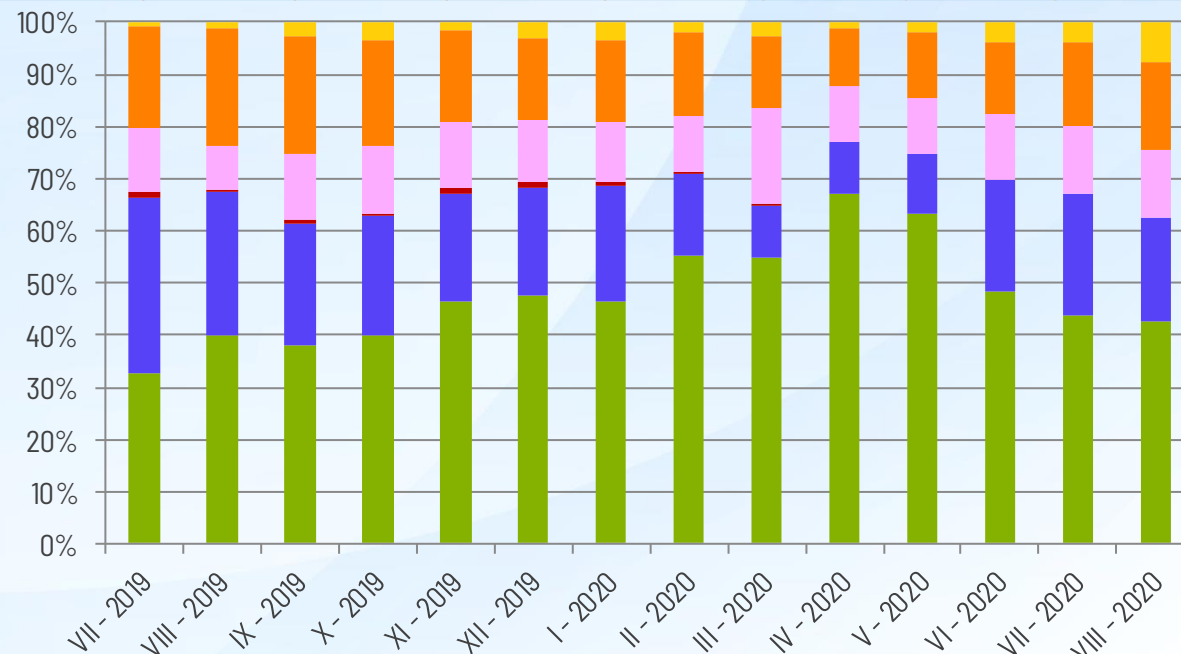


Energía utilizada para la Gestión del Sistema Eléctrico*

GWh	VII - 2019	VIII - 2019	IX - 2019	X - 2019	XI - 2019	XII - 2019	I - 2020	II - 2020	III - 2020	IV - 2020	V - 2020	VI - 2020	VII - 2020	VIII - 2020
RRTT PDBF	374	386	397	453	601	735	705	731	963	1.378	1.110	794	691	656
RR	385	264	242	262	267	324	338	208	179	205	199	351	363	309
STB	10	6	10	5	17	16	11	7	4	0	0	0	0	0
Reg. Terciaria	141	82	130	150	164	185	173	138	324	220	190	211	207	202
Reg. Secundaria	222	218	237	230	229	243	235	216	238	230	223	226	255	257
RRTT TR	10	10	28	38	18	48	54	24	50	21	33	63	60	120
Total (GWh)	1.142	965	1.043	1.138	1.297	1.550	1.517	1.325	1.760	2.054	1.755	1.645	1.575	1.544
% Sobre Demanda Final Servida	5,1%	4,5%	5,2%	5,6%	6,2%	7,4%	6,7%	6,6%	8,8%	12,7%	10,1%	9,1%	7,3%	7,5%



■ RRTT PDBF ■ RR ■ STB ■ Reg. Terciaria ■ Reg. Secundaria ■ RRTT TR



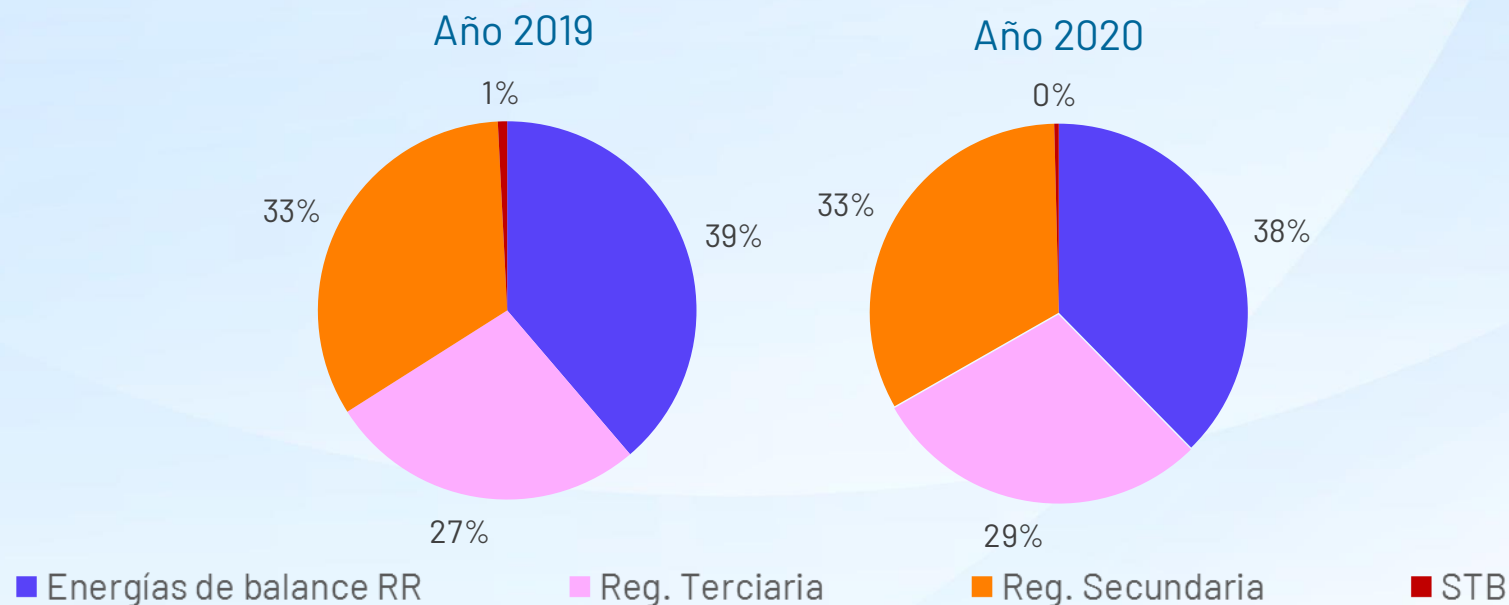
* GD y STB (BALIT) hasta el 3/3/2020

Energía utilizada para el Balance del Sistema Eléctrico

Valores acumulados (Ene-Ago)	Año 2019	Año 2020	Diferencia 2020 c/r 2019
Energías de balance RR*	1.997	2.153	8%
Reg. Terciaria	1.404	1.665	19%
Reg. Secundaria	1.711	1.879	10%
STB**	41	22	-46%
Total (GWh)	5.152	5.720	11%

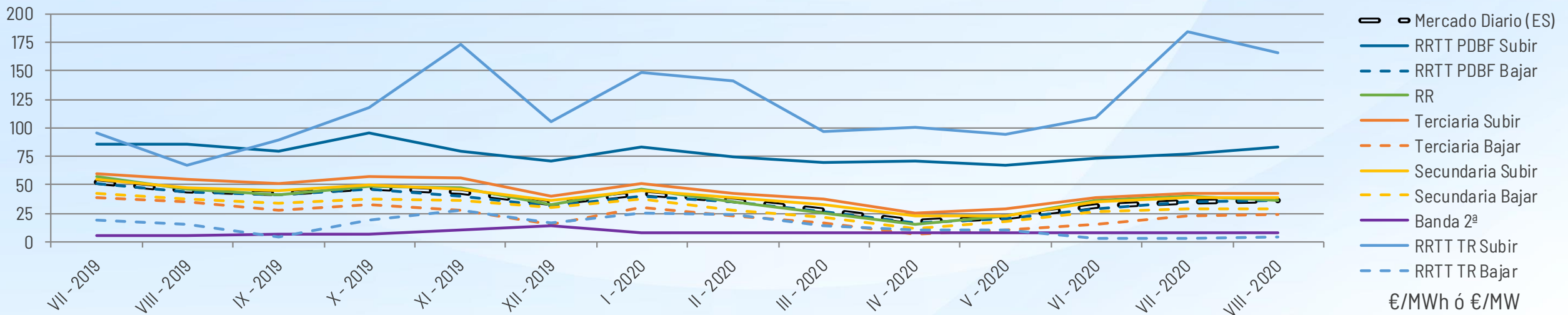
* Energías de gestión de desvíos (asignaciones anteriores al 3 de marzo de 2020)

** Servicios transfronterizos de balance (BALIT) hasta el 3 de marzo de 2020 (inicio utilización energías de balance de tipo RR en plataforma LIBRA)



Precios Medios Ponderados Mensuales

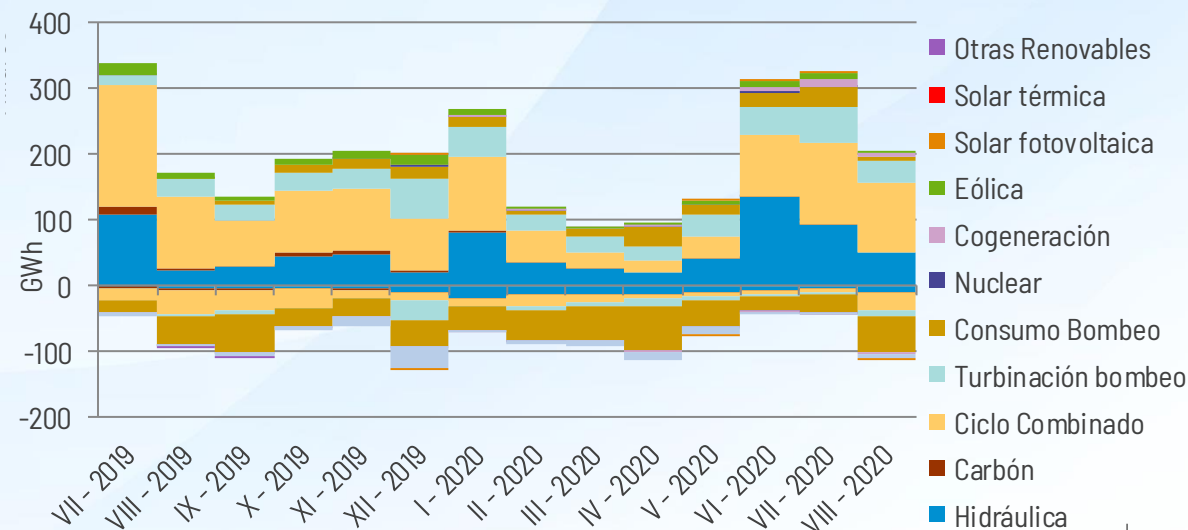
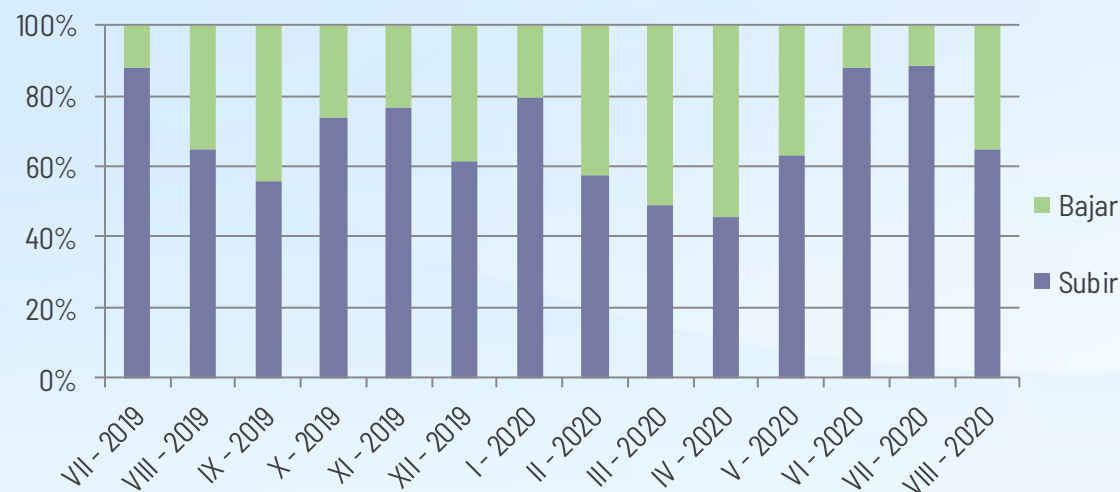
€/MWh ó €/MW	VII - 2019	VIII - 2019	IX - 2019	X - 2019	XI - 2019	XII - 2019	I - 2020	II - 2020	III - 2020	IV - 2020	V - 2020	VI - 2020	VII - 2020	VIII - 2020
Mercado Diario (ES)	51,99	45,38	42,56	47,66	43,06	33,72	41,76	35,98	27,64	17,76	21,26	31,03	35,13	36,61
RRTT PDBF Subir	85,02	86,14	79,63	94,94	79,58	70,78	82,57	74,02	69,33	70,48	66,49	72,68	77,26	83,62
RRTT PDBF Bajar	50,71	44,17	40,59	46,57	40,03	31,52	40,15	34,89	26,48	16,94	20,10	29,13	34,58	35,66
RR	56,83	46,30	40,77	49,08	46,97	32,58	46,39	35,01	24,62	15,26	22,04	36,54	40,01	35,72
Terciaria Subir	59,87	54,95	51,37	56,65	56,43	40,27	50,41	42,39	36,97	24,85	28,45	38,67	42,30	42,57
Terciaria Bajar	38,89	34,40	27,33	32,38	26,91	14,56	30,07	21,99	16,08	6,92	9,91	15,04	22,72	23,31
Secundaria Subir	54,86	47,33	45,14	50,18	46,35	35,81	44,91	38,52	32,61	22,20	23,18	34,68	38,78	38,60
Secundaria Bajar	42,16	36,94	33,47	37,90	35,81	29,50	36,99	27,99	21,56	11,77	17,58	25,90	28,73	29,10
Banda 2ª	5,68	5,16	6,16	7,14	10,14	14,18	7,22	7,51	7,67	8,23	7,27	8,17	7,82	7,59
RRTT TR Subir	94,85	66,99	89,73	117,56	173,31	105,93	148,70	141,04	96,15	100,33	94,27	108,58	184,68	165,42
RRTT TR Bajar	18,90	14,75	4,03	18,41	27,78	15,80	24,75	23,67	14,44	9,97	9,66	2,44	2,37	3,63



Asignación de energías de balance de tipo RR

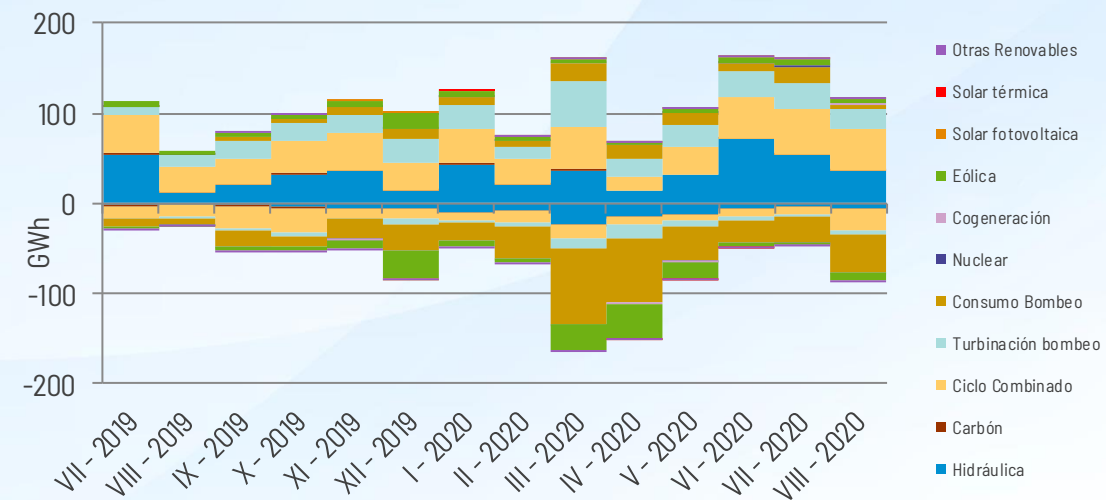
	Energía Asignada a Subir (GWh)			Energía Asignada a Bajar (GWh)		
Valores acumulados (Ene-Ago)	2019	2020	Δ(%)	2019	2020	Δ(%)
Hidráulica	445	482	8%	55	89	62%
Turbinación bombeo	149	280	88%	18	46	156%
Consumo bombeo	48	137	185%	215	344	60%
Carbón	101	6	-94%	48	2	-96%
Ciclo combinado	686	562	-18%	133	94	-29%
Nuclear	2	2	0%	1	0	-100%
Cogeneración	1	32	3100%	0	5	-
Eólica	61	42	-31%	32	53	66%
Solar fotovoltaica	0	0	-	0	0	-
Solar térmica	0	0	-	0	0	-
Otras renovables y residuos	0	0	-	0	0	-
Total	1493	1543	3%	502	633	26%

Precio medio ponderado (€/MWh)		
(Ene-Ago)		
2019	2020	Δ(%)
53,81	34,05	-35%



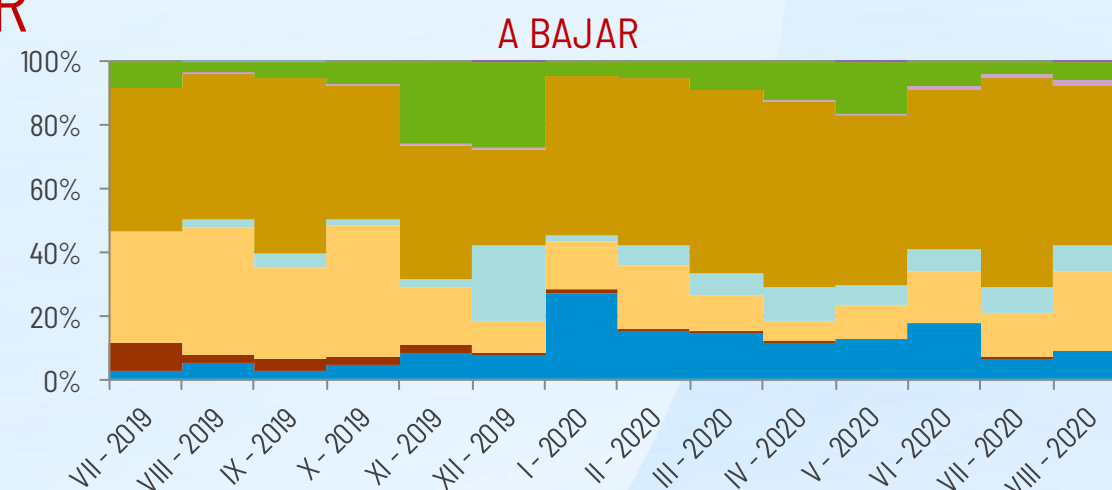
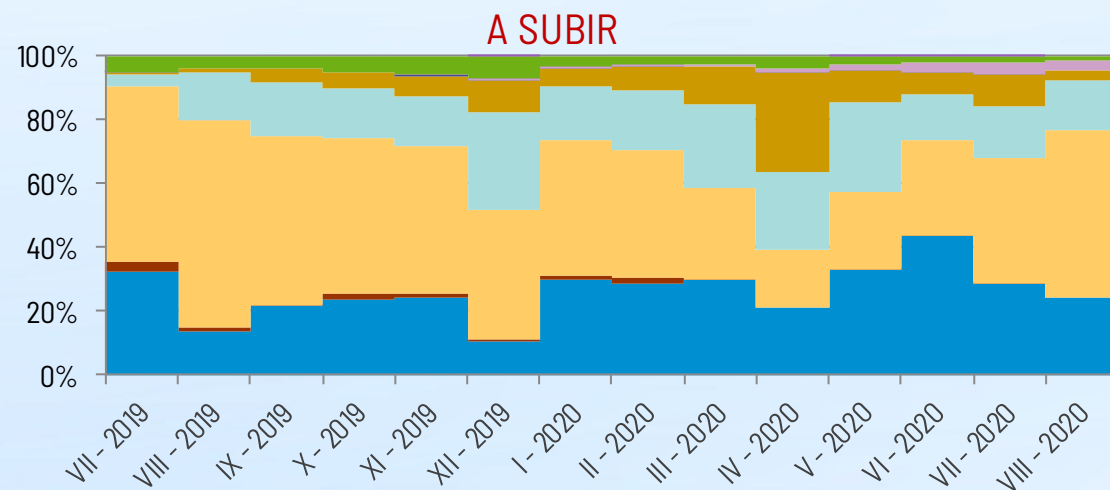
Energía de Regulación Terciaria

	Energía a Subir (GWh)			Energía a Bajar (GWh)		
Valores acumulados (Ene-Ago)	2019	2020	Δ(%)	2019	2020	Δ(%)
Hidráulica	352	307	-13%	55	84	53%
Turbinación bombeo	134	215	60%	13	53	308%
Consumo bombeo	43	94	119%	164	340	107%
Carbón	57	5	-91%	45	2	-96%
Ciclo combinado	325	305	-6%	119	92	-23%
Nuclear	0	1	-	0	0	-
Cogeneración	0	5	-	0	3	-
Eólica	50	38	-24%	46	114	148%
Solar fotovoltaica	0	0	-	0	0	-
Solar térmica	0	0	-	0	0	-
Otras renovables y residuos	0	2	-	0	4	-
Total	961	972	1%	442	692	57%
Precio medio ponderado (€/MWh)	59,82	39,15	-35%	36,16	16,13	-55%

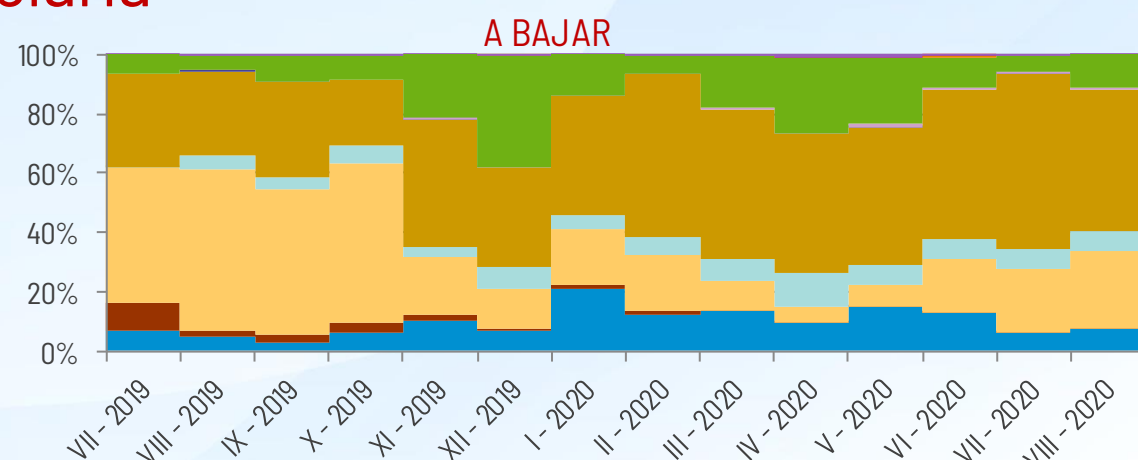
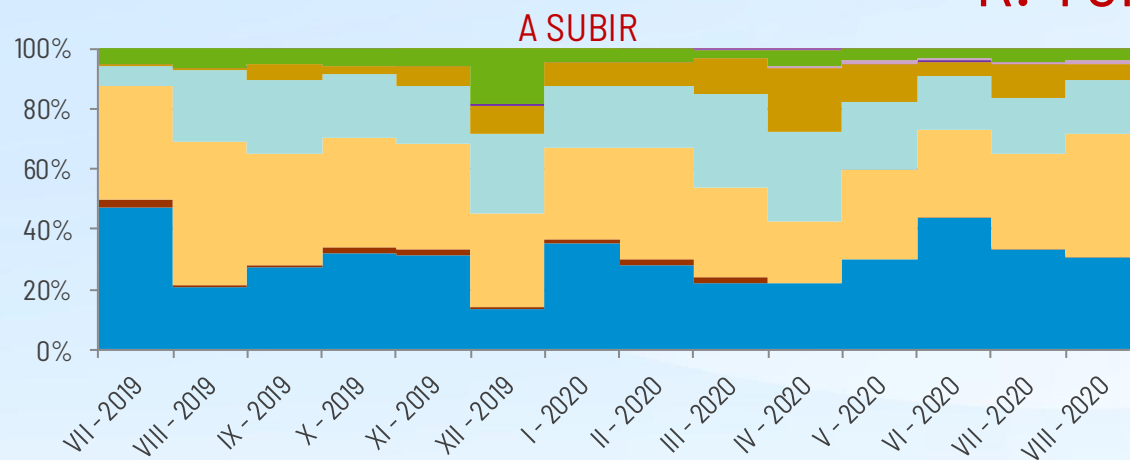


Energías de balance de tipo RR y Regulación Terciaria

RR

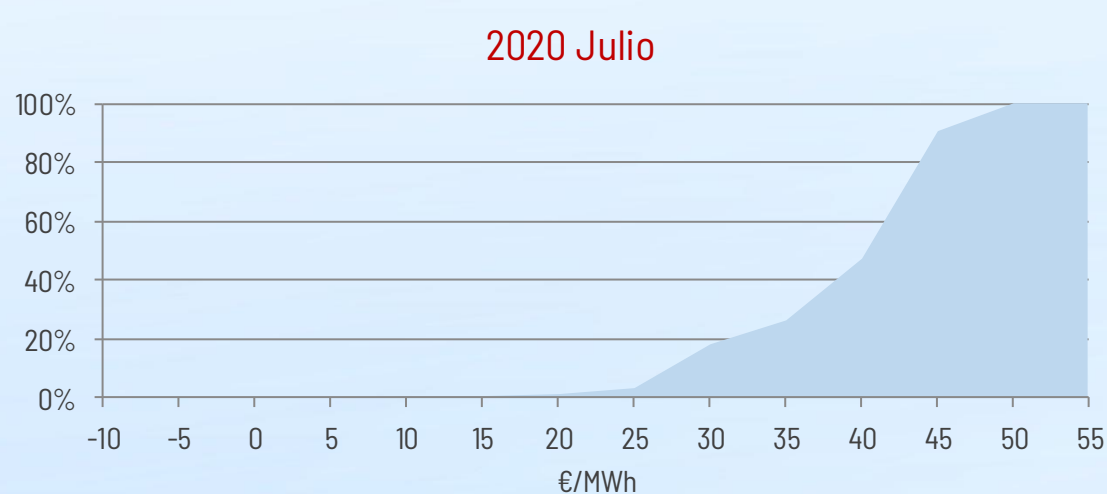


R. Terciaria



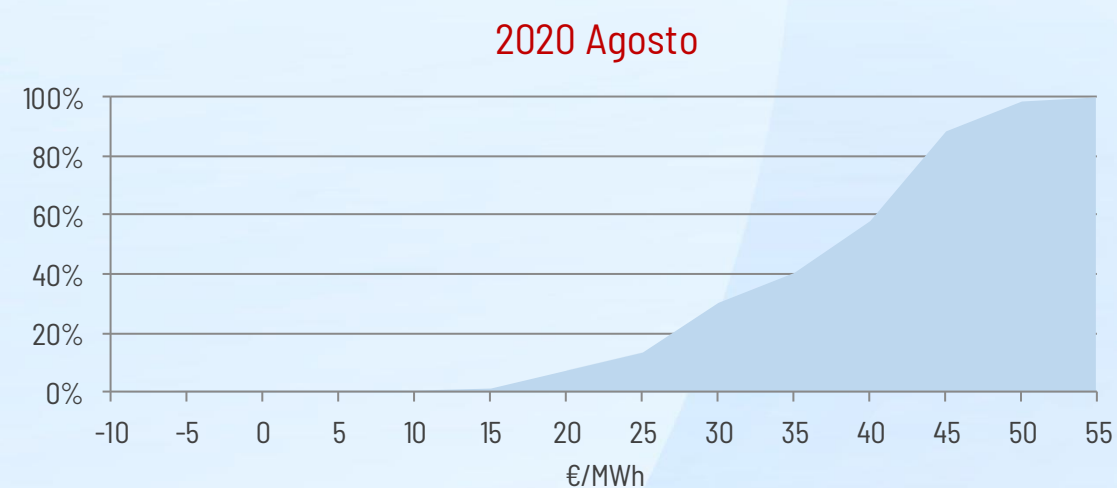
■ Hidráulica
 ■ Carbón
 ■ Ciclo Combinado
 ■ Turbinación bombeo
 ■ Consumo Bombeo
 ■ Nuclear
 ■ Cogeneración
 ■ Eólica
 ■ Solar fotovoltaica
 ■ Solar térmica
 ■ Otras Renovables

Energías de balance de tipo RR y Regulación Terciaria

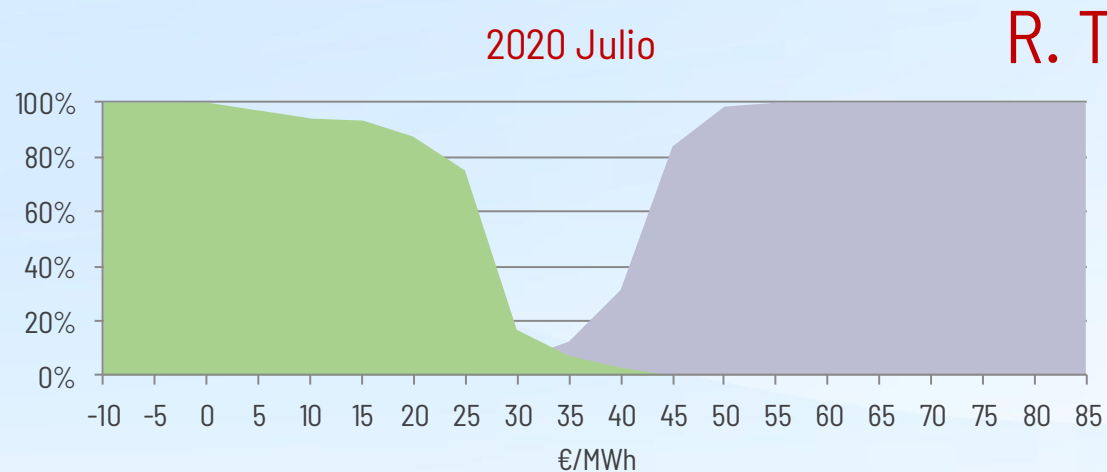


Pmáx = 49,13 €/MWh (1/7/20 - H19)

RR

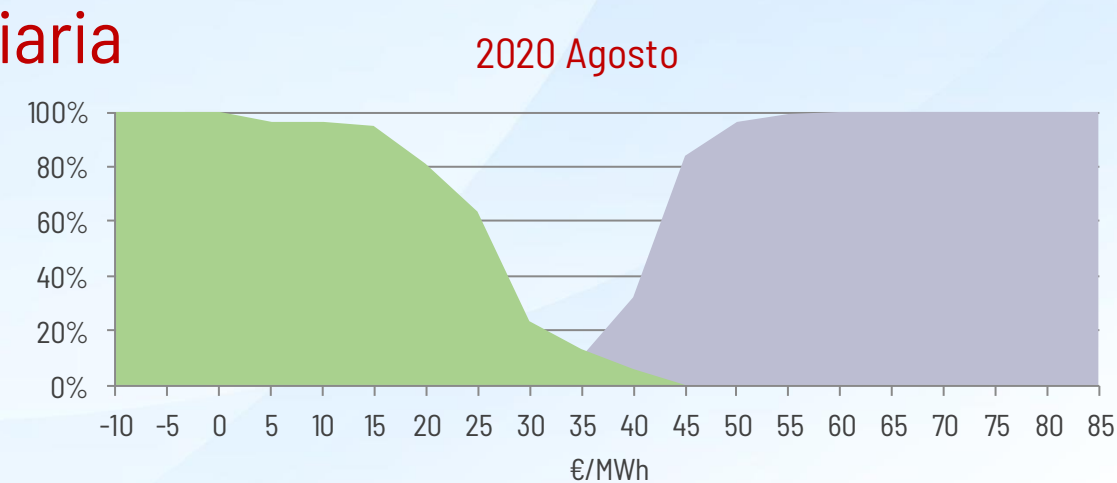


Pmáx = 53 €/MWh (27/8/20 - H1)



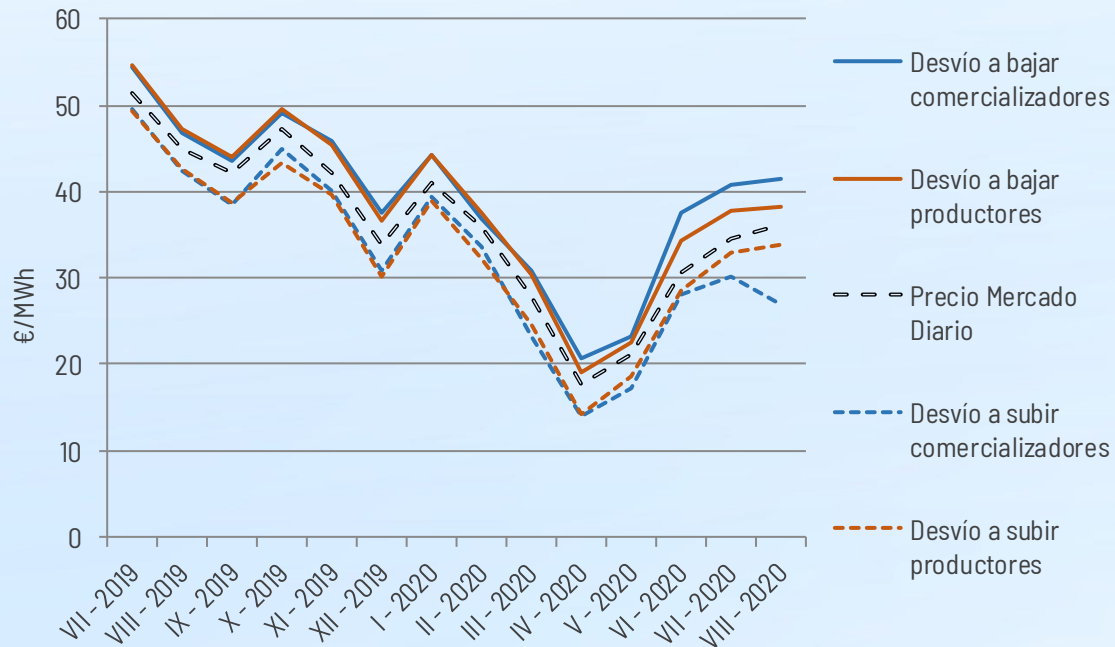
Pmáx = 85 €/MWh (31/7/20 - H18)

R. Terciaria



Pmáx = 58 €/MWh (24/8/20 - H20)

Precio Final Energía Demanda Peninsular y Precios de Desvíos

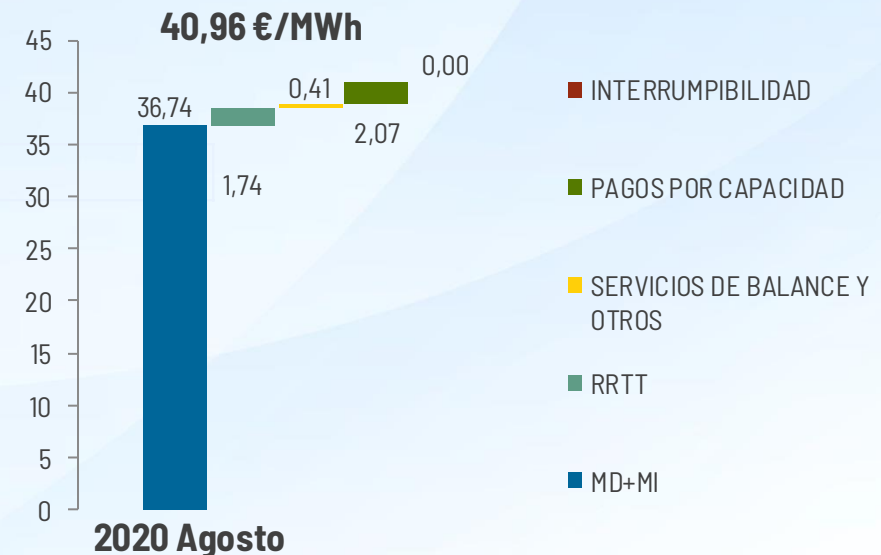
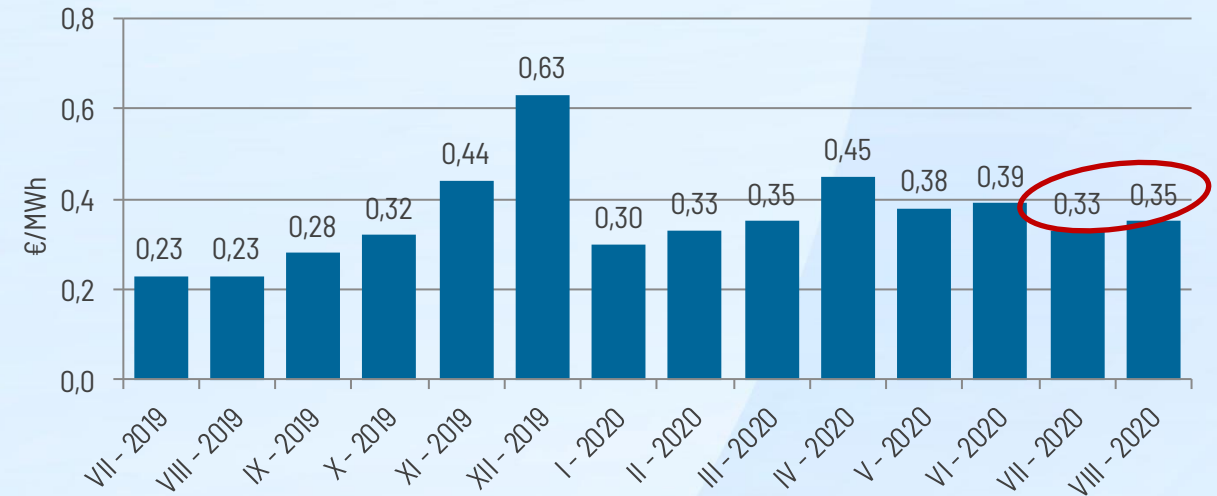


Precio Medio Ponderado Desvíos en Agosto 2020 Comercializadores

Bajar: 41,54 €/MWh (113 % PMHMD)

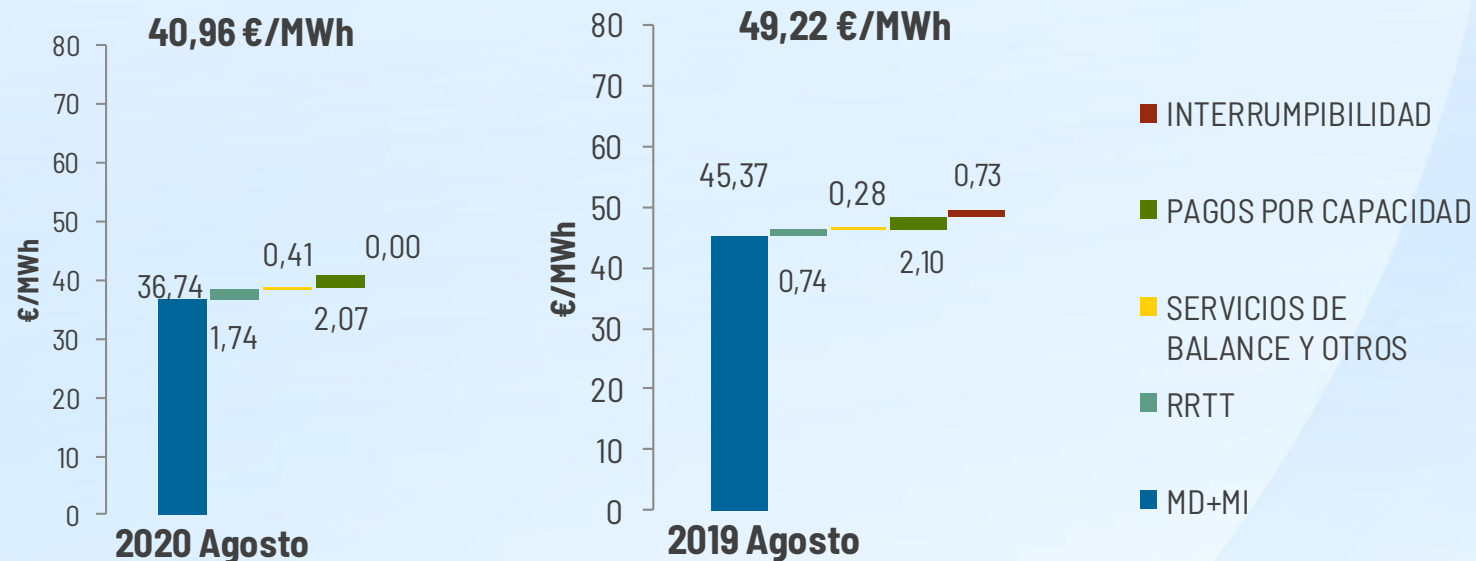
Subir: 27,00 €/MWh (74 % PMHMD)

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



Precio Final de la Energía de la demanda peninsular

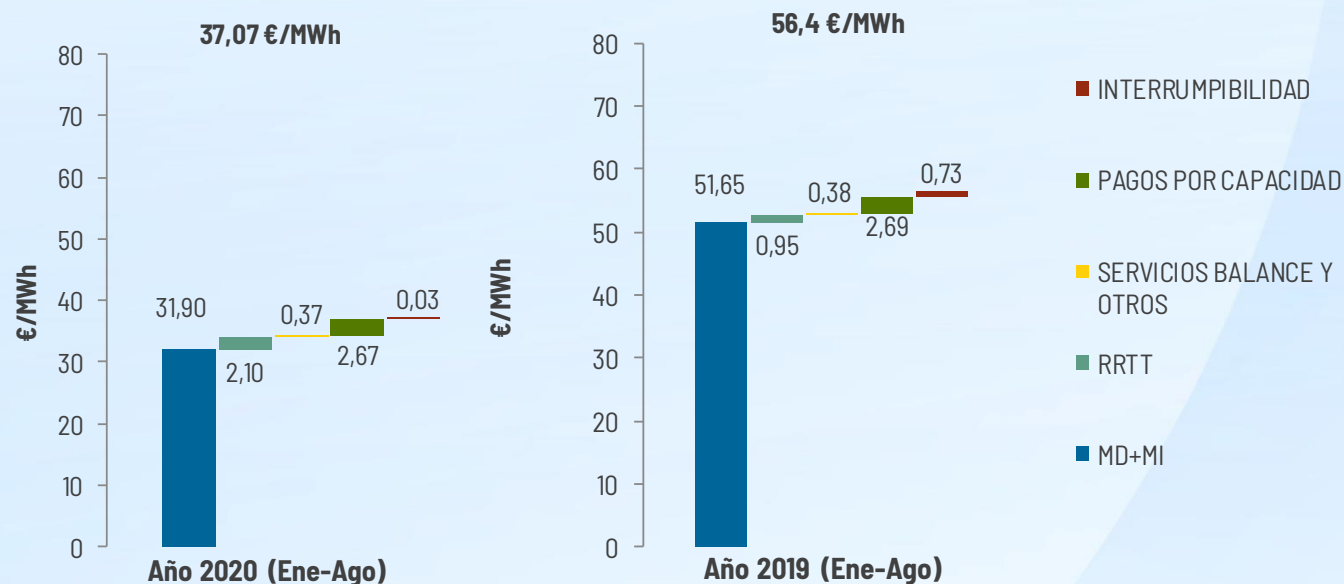
Agosto 2020 vs. Agosto 2019



€/MWh	2020 Agosto	2019 Agosto	Variación %
MD+MI	36,74	45,37	-19%
RRTT	1,74	0,74	135%
SERVICIOS DE BALANCE Y OTROS	0,41	0,28	46%
TOTAL SAS	2,15	1,02	111%
PAGOS CAP + INT	2,07	2,83	-27%
PFE	40,96	49,22	-17%

Precio Final de la Energía de la demanda peninsular

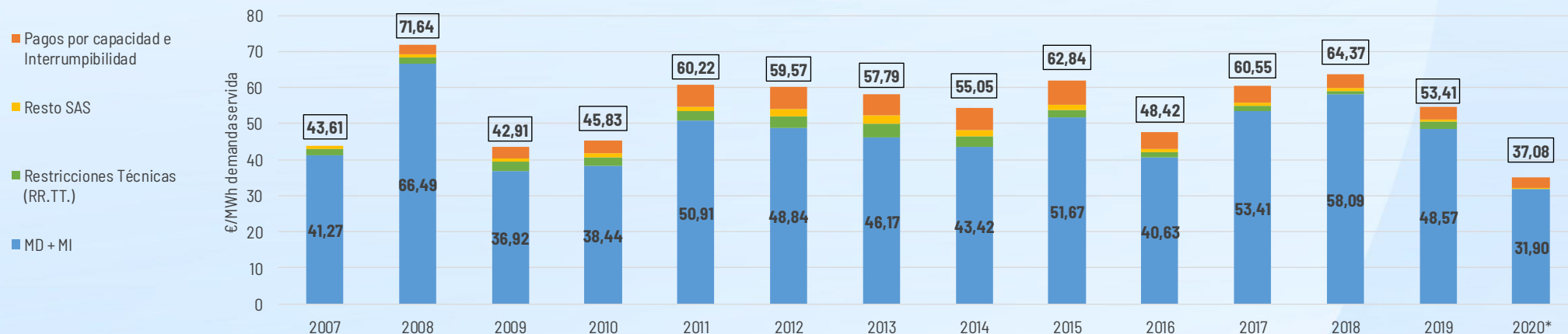
Año 2020 vs. Año 2019



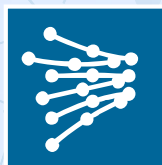
€/MWh	Año 2020 (Ene-Ago)	Año 2019 (Ene-Ago)	Variación %
MD+MI	31,90	51,65	-38%
RRTT	2,10	0,95	121%
SERVICIOS DE BALANCE Y OTROS	0,37	0,38	-3%
TOTAL SAS	2,47	1,33	86%
PAGOS CAP + INT	2,70	3,42	-21%
PFE	37,07	56,40	-34%

Precio Final de la Energía de la demanda peninsular

Evolución anual 2007 - 2020*



PRECIO FINAL DEMANDA NACIONAL PENINSULAR (€/MWh Demanda Servida)	Año 2007	Año 2008	Año 2009	Año 2010	Año 2011	Año 2012	Año 2013	Año 2014	Año 2015	Año 2016	Año 2017	Año 2018	Año 2019	Año 2020
Mercado Diario e Intradiario	41,28	66,50	36,95	38,46	50,97	48,88	46,23	43,46	51,67	40,63	53,41	58,12	48,59	31,91
Restricciones Técnicas (RR.TT.)	1,42	1,71	1,89	2,55	2,09	2,59	3,29	3,76	2,97	2,19	1,55	1,54	1,00	2,11
Resto SAS	0,92	0,84	0,82	1,21	1,12	2,04	2,29	1,94	1,29	0,91	0,83	0,81	0,46	0,37
Coste Total Servicios de Ajuste	2,34	2,55	2,71	3,76	3,21	4,63	5,58	5,70	4,26	3,10	2,38	2,35	1,46	2,48
Pagos por capacidad	0,00	2,60	3,28	3,63	6,10	6,10	6,04	5,93	5,02	2,76	2,71	2,70	2,64	2,67
Interrumpibilidad	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,89	1,93	2,05	1,23	0,74	0,03
TOTAL	43,61	71,64	42,91	45,83	60,22	59,57	57,79	55,05	62,84	48,42	60,55	64,37	53,41	37,08
% con respecto a PFE														
MD + MI	94,7%	92,8%	86,1%	83,9%	84,6%	82,1%	80,0%	78,9%	82,2%	83,9%	88,2%	90,3%	91,0%	86,1%
RR.TT.	3,3%	2,4%	4,4%	5,6%	3,5%	4,3%	5,7%	6,8%	4,7%	4,5%	2,6%	2,4%	1,9%	5,7%
Resto SAS	2,1%	1,2%	1,9%	2,6%	1,9%	3,4%	4,0%	3,5%	2,1%	1,9%	1,4%	1,3%	0,9%	1,0%
Coste Total Servicios de Ajuste	5,4%	3,6%	6,3%	8,2%	5,4%	7,7%	9,7%	10,3%	6,8%	6,4%	4,0%	3,7%	2,8%	6,7%
Pagos por capacidad e interrumpibilidad	0,0%	3,6%	7,6%	7,9%	10,1%	10,2%	10,5%	10,8%	11,0%	9,7%	7,9%	6,1%	6,3%	7,3%



RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

Comprometidos con la energía inteligente

Gracias por su atención

www.ree.es

Reunião CTSOSEI

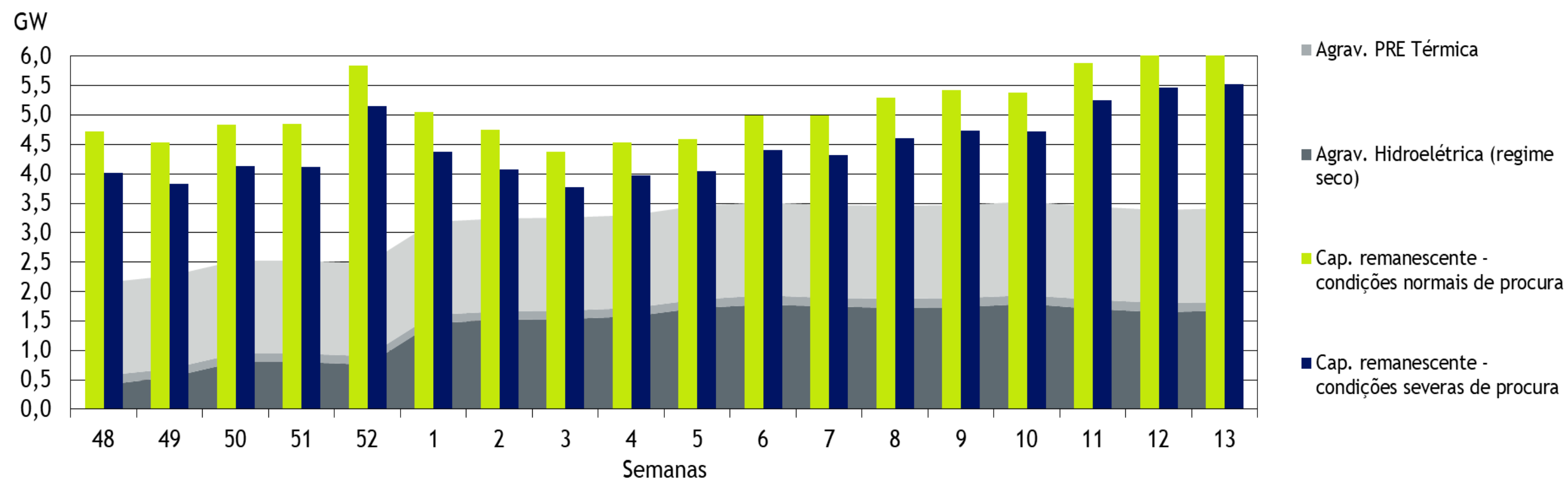
16 SETEMBRO 2020

MADRID

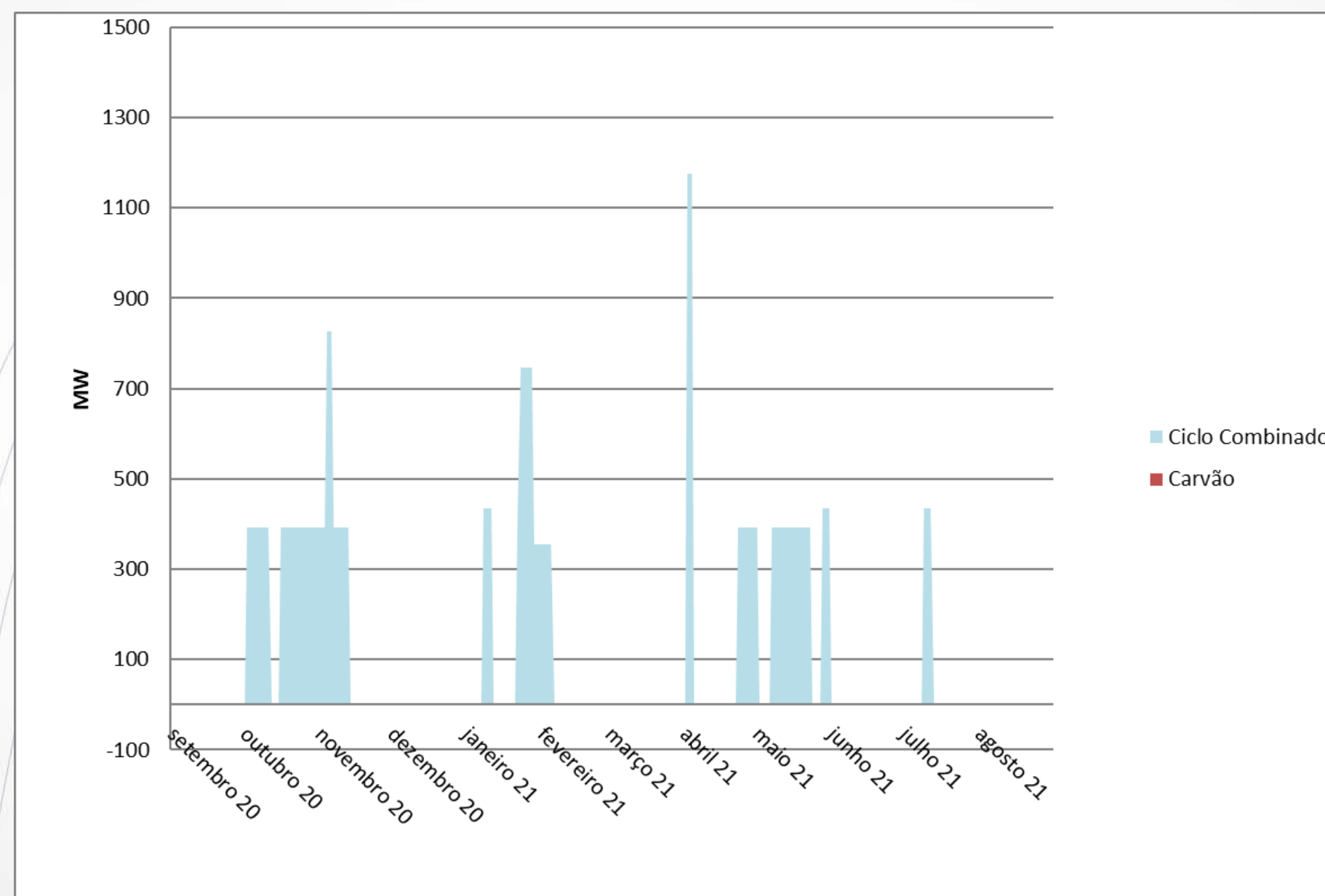
REN 

2020/2021 – Evolução da Cobertura das Pontas

PERSPECTIVA DE INVERNO 2020/2021- ELETRICIDADE
Capacidade remanescente



2020 – Indisponibilidades de Geração



INDISPONIBILIDADES PREVISTAS PASSÍVEIS DE CONDICIONAR A NTC



ELEMENTO	DATA INICIO	DATA FIM
Riba dAve-Recarei 1 400	14/09/2020	19/09/2020
Alqueva-Brovalos 400	15/09/2020	15/09/2020
Riba dAve-Recarei 2 400	21/09/2020	02/10/2020
Mogadouro-Valeira 220	25/09/2020	29/09/2020
Palmela-Fernao Ferro 5 400	28/09/2020	28/09/2020
Fernao Ferro-Ribatejo 400	28/09/2020	28/09/2020
Auto Transformador 1 400/150 Pedralva	30/09/2020	01/10/2020
Pocinho-Armamar 1 220	30/09/2020	02/10/2020
Recarei-Feira 400	03/10/2020	04/10/2020
Recarei-Feira 400	10/10/2020	11/10/2020
Riba dAve-Recarei 2 400	12/10/2020	25/10/2020
Portimao-Tavira 400	12/10/2020	16/10/2020
Bodiosa-Paraimo 2 400	15/10/2020	19/10/2020
Tavira-Puebla Guzman 400	19/10/2020	23/10/2020
Pocinho-Saucelle 220	19/10/2020	30/10/2020
Armamar-Recarei 400	20/10/2020	22/10/2020
Bodiosa-Armamar 2 400	23/10/2020	28/10/2020
Recarei-Paraimo 400	02/11/2020	06/11/2020
Batalha-Pego 400	02/11/2020	01/01/2021
Pedralva-Riba dAve 400	16/11/2020	20/11/2020
Palmela-Sines 2 400	30/11/2020	04/12/2020

ELEMENTO	MOTIVO
Riba d'Áve-Recarei 1 400	Manutenção e correção de cabos decorrentes do Liprating
Alqueva-Grovaes 400	Trabalhos REE
Riba d'Áve-Recarei 2 400	Trabalhos de proteção anticorrosiva e manutenção
Mogadouro-Valeira 220	Manutenção corretiva linha
Palmeira-Fernao Ferro 5 400	Manutenção
Fernao Ferro-Ribatejo 400	Manutenção
Auto Transformador 1 400/150 Pedralva	Manutenção
Pocinho-Armamar 1 320	Manutenção
Recarei-Feira 400	Manutenção
Recarei-Feira 400	Manutenção
Riba d'Áve-Recarei 2 400	Trabalhos de proteção anticorrosiva e manutenção
Portimao-Tavira 400	Manutenção
Bodiosa-Paraiso 2 400	Manutenção
Tavira-Puebla Guzman 400	Trabalhos REE
Pocinho-Saucelle 320	Trabalhos REE
Armamar-Recarei 400	Manutenção
Bodiosa-Armamar 2 400	Manutenção
Recarei-Paraiso 400	Manutenção corretiva linha
Batalha-Pego 400	Reforço de amortecimento da linha
Pedralva-Riba d'Áve 400	Manutenção
Palmeira-Ribas 2 400	Manutenção



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

16 Septiembre 2020

Índice

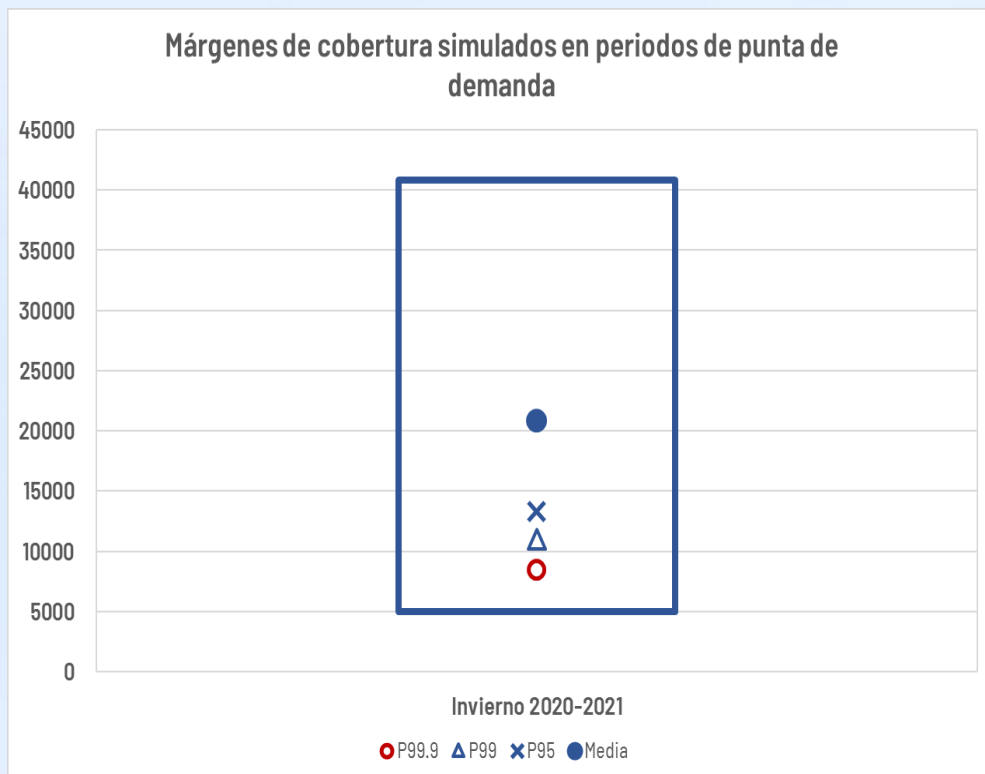
1. Evolución cobertura puntas demanda 2020
2. Indisponibilidades previstas térmica y nuclear
3. Indisponibilidades RdT influencia NTC
4. Previsión Nuevas instalaciones





Evolución cobertura puntas demanda 2020

Estudio probabilístico de la cobertura de las puntas de demanda

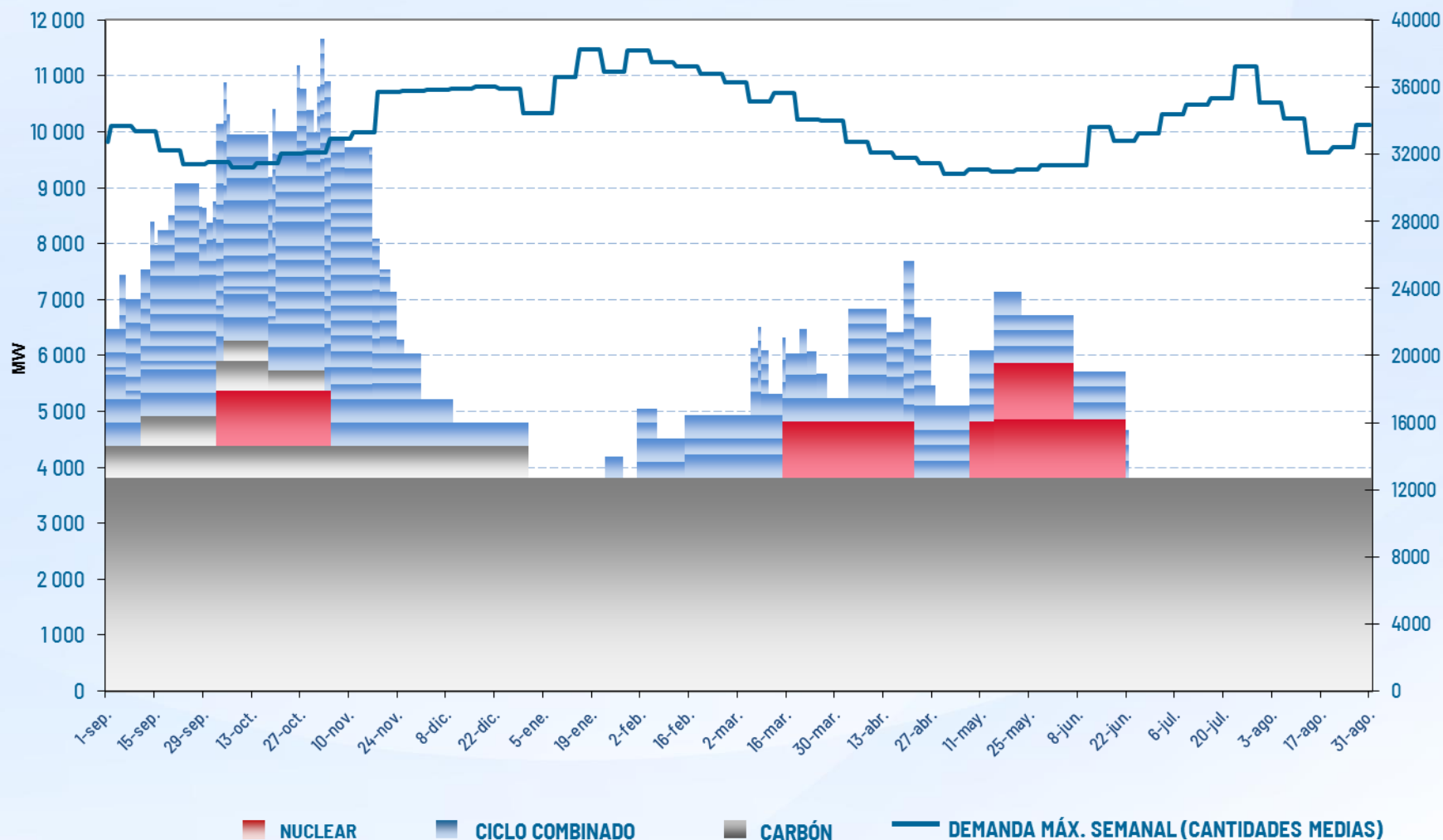


Potencia instalada escenarios probabilísticos (MW)	
Tecnología	Invierno 2020/21
Hidráulica convencional y bombeo mixto	17.023
Bombeo puro	3.329
Nuclear	7.118
Carbón	4.318
Ciclo combinado	24.562
Eólica	26.534
Solar Fotovoltaica	9.285
Solar Térmica	2.300
Cogen., residuos y biomasa	8.498



Indisponibilidades previstas térmica y nuclear

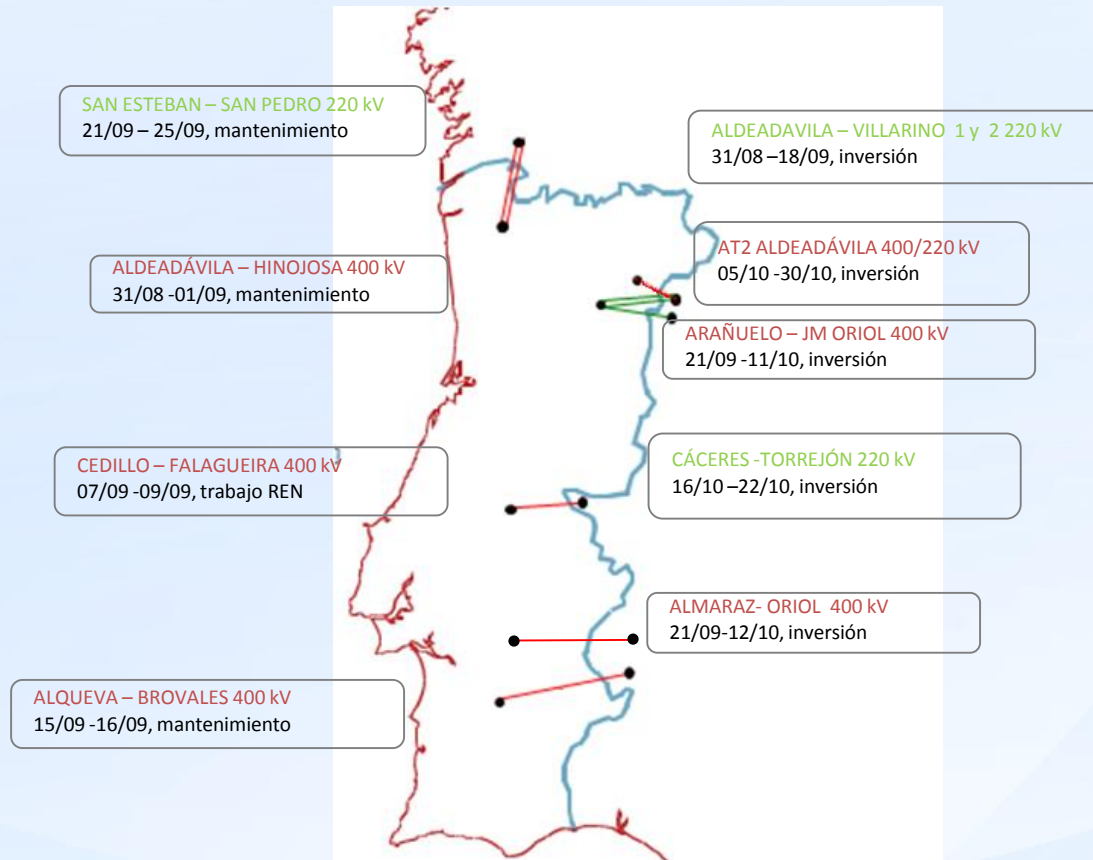
Indisponibilidades previstas de grupos térmicos y nucleares (Julio 2020 - Junio 2021)





Indisponibilidades RdT influencia NTC

Indisponibilidades de red planificadas con posible influencia en la capacidad de intercambio (9 de septiembre – 30 de noviembre de 2020)





Previsión nuevas instalaciones

Nuevas instalaciones

Líneas	Provincia	Fecha
L-220 kV GRAMANET-BESOS 3	Barcelona	Sep-20
SE 220 kV GUIXERES. E/S BADALONA-CANYET	Barcelona	Sep-20
SE 400 kV HERNANI, Pos. TOLARIETA 1 y 2 (Futuro ADIF)	Guipúzcoa	Sep-20
SE 400 kV ARAÑUELO: Pos. TALAYUELA SOLAR ⁽²⁾	Cáceres	Sep-20
SE 220 kV TABERNAS: Pos. EVRE ⁽²⁾	Almería	Oct-20
L-220 kV VILLAMAYOR-BARBADILLO (ADIF)	Salamanca	Oct-20
SE 220 kV ELDA ⁽¹⁾	Alicante	Nov-20
SE 400 kV LA SERNA, Nueva Calle 5 ATP LA CANTERA ⁽²⁾	Navarra	Nov-20
SE 400 kV BAZA⁽³⁾: L-400 kV CAPARACENA-BAZA 1 y 2	Granada	Nov-20
SE 220 kV BENAHAVÍS ^{(2) (4)} E/S JORDANA-CÁRTAMA	Málaga	Dic-20
SE 400 kV CAÑAVERAL (ADIF): E/S JM ORIOL-ARAÑUELO	Cáceres	Dic-20
L-220 kV LOUSAME-MAZARICOS	Coruña	2021
L-220 kV ATIOS-MONTOUTO	Pontevedra	2021
L-220 kV CONSO-ADIF 1 y 2 (pos. REE finalizadas)	Orense	2021
L-220 kV MESÓN-REGOELLE y DC-220 kV REGOELLE-DUMBRÍA 1 y 2 ⁽⁵⁾	Coruña	2021
L-220 kV MESÓN-CAMPELO (pos. REE finalizada)	Coruña	2021

⁽¹⁾ Nueva SE 220 kV Elda

⁽²⁾ Evacuación renovables

⁽³⁾ Nueva SE 400 kV Baza

⁽²⁾⁽⁴⁾ Nueva SE 220 kV Benahavís

⁽⁵⁾ Desaparecerá L-220 kV Mesón-Dumbría

Nuevas instalaciones

Transformadores RdT		Potencia (MVA)	Provincia	Fecha
SE 400 kV GALAPAGAR: Transformador desfasador		1270 MVAr	Madrid	Oct-20
Transformadores RdD		Potencia (MVA)	Provincia	Fecha
STA LLOGAIA TRP-1 400/132 kV		315	Gerona	Sep-20
SE 220 kV ENTRENUCLEOS: TRP-1 220/15 kV		63	Sevilla	Sep-20
SE 220 kV CASATEJADA: T-2 220/45 kV		100	Cáceres	Sep-20
SE 220 kV CAÑUELO: T1 y 2 220/66 kV		120	Cádiz	Oct-20
SE 220 kV CÁCERES: TRP8 220/45 kV		100	Cáceres	Nov-20
SE 220 kV VIC: TRP-11 220/40/20 kV		80	Barcelona	Nov-20
SE 220 kV ALDAIA: TRP-2 220/20 kV		50	Valencia	Nov-20
SE 220 kV ELDA: T-7 y T-8 220/20 kV		50	Alicante	Nov-20
SE 220 kV ELDA: T-4 220/66 kV		100	Alicante	Nov-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



Novos Desenvolvimentos Legislativos

2020

16 de setembro

Novos Desenvolvimentos Legislativos - Nacional

- ▶ Em 10 de julho de 2020 foi publicada a Resolução do Conselho de Ministros nº 53/2020 que aprovou o Plano Nacional Energia e Clima 2020 (PNEC 2030).
- ▶ Em 13 de julho de 2020 foi publicada a Diretiva ERSE nº 13/2020 que aprovou as entidades habilitadas a integrar a unidade de desvio de comercialização nos termos do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema;
- ▶ Em 11 de agosto de 2020 foi publicada a Declaração de Retificação nº 549/2020, que retifica a Diretiva nº 11/2020, de 25 de junho, que aprovou as tarifas e preços do gás natural para o ano gás 2020/2021.
- ▶ Em 13 de agosto de 2020 foi publicada a Portaria nº 195-A/2020, que altera a Portaria nº 41/2020, de 13 de fevereiro, adequando o período de transição do regime remuneratório garantido, aplicável aos centros electroprodutores que utilizam resíduos urbanos como fonte de produção de eletricidade.

Novos Desenvolvimentos Legislativos - Nacional

- ▶ Em 14 de agosto de 2020 foi publicada a Resolução do Conselho de Ministros nº 63/2020 que aprova o Plano Nacional do Hidrogénio.
- ▶ Em 17 de agosto foi publicado o Decreto-Lei nº 60/2020 que estabelece o mecanismo de emissão de garantias de origem para gases de baixo teor de carbono e para gases de origem renovável, atualizando as metas de energia de fontes renováveis.
- ▶ Em 21 de agosto de 2020 foi publicada a Portaria nº 203/2020, que altera a Portaria nº 102/2015, de 7 de abril, que estabelece os critérios de atribuição da autorização para a instalação do sobre equipamento de centros electroprodutores eólicos.
- ▶ Em 28 de agosto de 2020 foi publicado o Decreto-Lei nº 62/2020 que estabelece a organização e funcionamento do Sistema Nacional de Gás e o respetivo regime jurídico e procede à transposição da Diretiva 2019/692.
- ▶ Em 10 de setembro de 2020 foi publicado o Decreto-Lei nº 64/2020, que estabelece as disposições em matéria de eficiência energética, transpondo a Diretiva (UE) 2018/2002.

Início da Participação de Portugal na Plataforma LIBRA

2020

16 de setembro

- ▶ Está previsto o início das transacções na plataforma LIBRA (projecto TERRE) para às entregas de energia do dia 29 de Setembro.
- ▶ Durante o período de uma semana, a REN apenas irá permitir a recepção de ofertas de reserva de reposição durante os dias úteis e para períodos de programação H12 a H24.
- ▶ Será permitido as transacções na fronteira entre Portugal e Espanha desde o dia 29 de Setembro.
- ▶ Adicionalmente, ocorrerá no dia 28 de Setembro, o primeiro passo para a implementação da programação em 15 minutos com a colocação em produção da alteração para 15 minutos dum conjunto de fluxos de Informação entre a REN e os Agentes de Mercado. Continua-se a operar numa forma horária mas um conjunto de fluxos de Informação passam para 15 minutos uniformes durante todo o período de programação.

REN 

Fim



GRUPO  **RED**
E L É C T R I C A

CTSOSEI
Novedades Regulatorias

16 de septiembre de 2020
(TELCO)



Novedades Regulación Nacional

Novedades regulatorias



8-jul

22-jul

29-jul

3-ago

7-ago

Orden TED/668/2020, de 17 de julio, de parámetros retributivos para el periodo comprendido entre el 1 de octubre 2018 y el 30 de junio 2019

RD 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas

Circular 7/2020, CNMC, por la que se modifica la Circular 3/2020, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad

Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión

Resolución de 29 julio, CNMC, que establece el valor del Índice Global de Ratios 2020 de empresas que realizan actividades de transporte y distribución



Procedimientos de Operación (PP.00.)

(Novedades más relevantes)

Procedimientos de Operación (PP.00.)

- **Consultas públicas del Operador del Sistema ya finalizadas (I)**

23/03/20 - 30/04/20 (Consulta eSIOS) → Consulta pública sobre la adaptación de varios PP.00. a lo establecido por la CNMC (11/12/2019) en las condiciones relativas al balance para los proveedores y sujetos de liquidación de este servicio, en aplicación del **Reglamento (UE) 2017/2195** (Directriz sobre el Balance Eléctrico).

CNMC

- ✓ P.O. 3.1; P.O. 3.2; P.O. 3.3 - Programación de la generación, Restricciones técnicas y Gestión de desvíos respectivamente
- ✓ P.O. 3.6.- Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las unidades de producción
- ✓ P.O. 3.8.- Participación de las instalaciones de producción durante la fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento
- ✓ P.O. 9.1.- Intercambios de información relativos al proceso de programación
- ✓ P.O. 7.2; P.O. 7.3 - Regulación secundaria y terciaria
- ✓ PP.00. de liquidaciones (14.1; 14.2; 14.4)



08/06 - La propuesta se envió a la CNMC tras analizar los comentarios recibidos
31/07 - 21/09 - A consulta pública y Consejo Consultivo de la CNMC.

MITERD

- ✓ PP.00. de medidas (10.3; 10.4; 10.5; 10.6; 10.7; 10.8; 10.9; 10.11)
- ✓ P.O. 15.2.- Servicio de gestión de la demanda de Interrumpibilidad

08/06 - La propuesta se envió al MITERD tras analizar los comentarios recibidos

Procedimientos de Operación (PP.00.)

- **Consultas públicas del Operador del Sistema ya finalizadas (II)**

07/04/20 - 07/05/20 (Consulta eSIOS) → Consulta pública sobre **nuevo P.O. 9.2 relativo a los intercambios de información en tiempo real.**

Este nuevo procedimiento se deriva de la necesidad de adaptar el apartado 8 del P.O. 9 a los requisitos contenidos en la "Resolución por la que se aprueban las especificaciones para la implementación nacional de la metodología prevista en el artículo 40(6) del Reglamento (EU) 2017/1485¹", que aprobó la CNMC el 13 de noviembre de 2019, sobre la propuesta de los TSOs en relación con el intercambio de datos sobre la seguridad -KORRR-.

La entrada en vigor² de la Resolución anterior será efectiva 12 meses después de la publicación de la orden pendiente de aprobación por parte del MITERD sobre la Propuesta de aplicabilidad y el alcance en el intercambio de datos estructurales, programados y en tiempo real en cumplimiento del apartado 6(4) del Reglamento (EU) 2017/1485, cuya consulta pública finalizó el 20 de mayo de 2019.

14/05/20 – Envío de propuesta OS a la CNMC tras analizar los comentarios recibidos

17/07/20 - 14/09/20 – Consulta del consejo consultivo CNMC

¹ Guideline on Electricity transmission system operation

² Apartado 3 - SEGUNDO, de la Resolución por la que se aprueban las especificaciones para la implementación nacional de la metodología prevista en el artículo 40(6) del Reglamento (EU) 2017/1485

Procedimientos de Operación (PP.00.)

- **Consultas públicas del Operador del Sistema finalizadas (III).**

- ✓ 13/01/20 - P.O. 4.0.- **Gestión de las interconexiones internacionales.** La propuesta se envió a la CNMC el 23/03 tras analizar los comentarios recibidos. La CNMC abrió la consulta pública del 08/07 - 05/08.

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)

23/03 - La propuesta se envió a la CNMC tras analizar los comentarios recibidos.

08/07 - 05/08 - A consulta pública y Consejo Consultivo



- ✓ 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)

18/12/19 - Enviado a MITERD

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

Para considerar los plazos y terminología del Reglamento (UE) 2017/1485¹, así como adelantar la programación, concretar plazos y otras mejoras operativas.

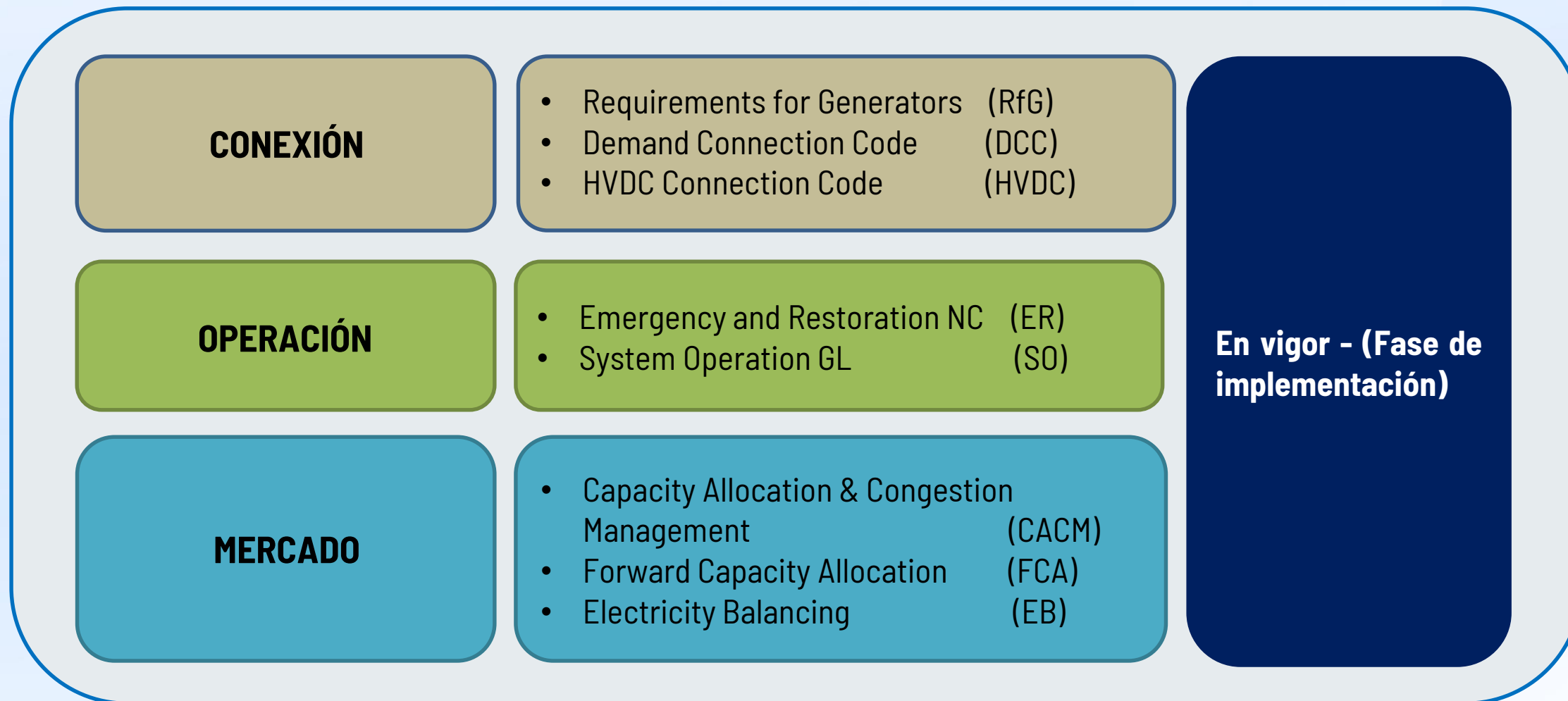
31/03/20 - Enviado a MITERD

¹ Guideline on Electricity transmission system operation



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

Network Codes y Guidelines: situación general



Códigos de Conexión – Principales novedades

RfG – DCC – HVDC

- ✓ **8/07/2020** → Publicación de **RD 647/2020**, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas.
- ✓ **01/08/2020** → Publicación de Orden TED 479/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para implementación de los códigos de red de conexión.

Códigos de Operación - Principales novedades

Emergencia y Reposición (ER NC)

- ✓ **21/04/20** → Envío al MITECO del informe de ENTSOE para evaluar la coherencia de los planes de ER entre sistemas. (art 6.4 y 52 NC ER).

Sin novedad desde
último CTSOSEI

Gestión de la RdT (SO GL)

- ✓ **17/07/20** → Consulta pública CNMC sobre la "Resolución por la que se aprueba el procedimiento de operación P.O. 9.2. Intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema", abierta a comentarios hasta el 14 Septiembre.

Directrices de Mercado - Principales novedades

Capacity Allocation Congestion Management (CACM)

- ✓ **24/8/20** → Cierre de la consulta pública de los SWE TSOs versión revisada procesos SWE Day-Ahead Fallback (*) incluyendo revisión Shadow Auction Rules – SAR (**)

Forward Capacity Allocation (FCA)

- ✓ **12/7/2020** → Cierre de consulta pública de ACER sobre la propuesta "All TSOs" de metodología para compartir costes de firmeza y remuneración

Electricity Balancing (EB)

- ✓ **15/7/2020** → Aprobación de ACER de las siguientes propuestas revisadas "All TSOs":
 - Imbalance Settlement Harmonisation Proposal (ISHP art. 52(2))
 - TSO-TSO Settlement (art. 50(1))
 - Activation Purposes Proposal (APP – art. 29 (3))

(*) Solución de respaldo en caso de desacoplamiento de mercados diarios

(**) Reglas de subastas de respaldo.



Novedades Legislación UE

Desarrollos derivados del CEP – MERCADOS

REGLAMENTO 2019/943 DE ELECTRICIDAD

1. Criterio de **valor mínimo de capacidad de intercambio** (Art. 16(8))
 - ✓ 18/12/2019 – Aprobación por la CNMC de la excepción temporal de 1 año – 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)
 - ✓ 7/7/2020 – Fecha prevista de traslado de la decisión a ACER por parte de “All NRAs”.
 - ✓ 7/10/2020 – Fecha límite de ACER para adoptar su decisión (podría retrasarse por COVID-19)
3. Metodologías **European Resources Adequacy Assessment** (ERAA), cálculo de VoLL (Value of Lost Load), CONE (Cost Of New Entry) y RS (Reliability Standard)
 - ✓ 4/8/2020 – Fecha límite de respuesta de ACER a las propuestas de los TSOs (enviada el 4/5/2020)
4. Metodologías para la **participación transfronteriza en mecanismos de capacidad** (art. 26.11)
 - ✓ 31/1/2020-13/3/2020– Consulta pública de las propuesta “All TSOs” (web ENTSO-E)
 - ✓ 3/7/2020 – Envío de las propuestas de metodologías de ENTSO-E a ACER (decisión prevista en 3 meses tras el envío)
5. Metodología de **uso de las rentas de congestión (UCI)** (Art. 19)
 - ✓ 23/3/2020-1/5/2020– Consulta pública de la propuesta “de los TSOs” (web ENTSO-E)
 - ✓ 3/7/2020 – Envío de la propuesta de metodología de “propuesta de TSOs” de ENTSO-E a ACER (decisión prevista en 6 meses tras el envío)

Desarrollos derivados del CEP - OPERACIÓN

REGLAMENTO 2019/943 DE ELECTRICIDAD

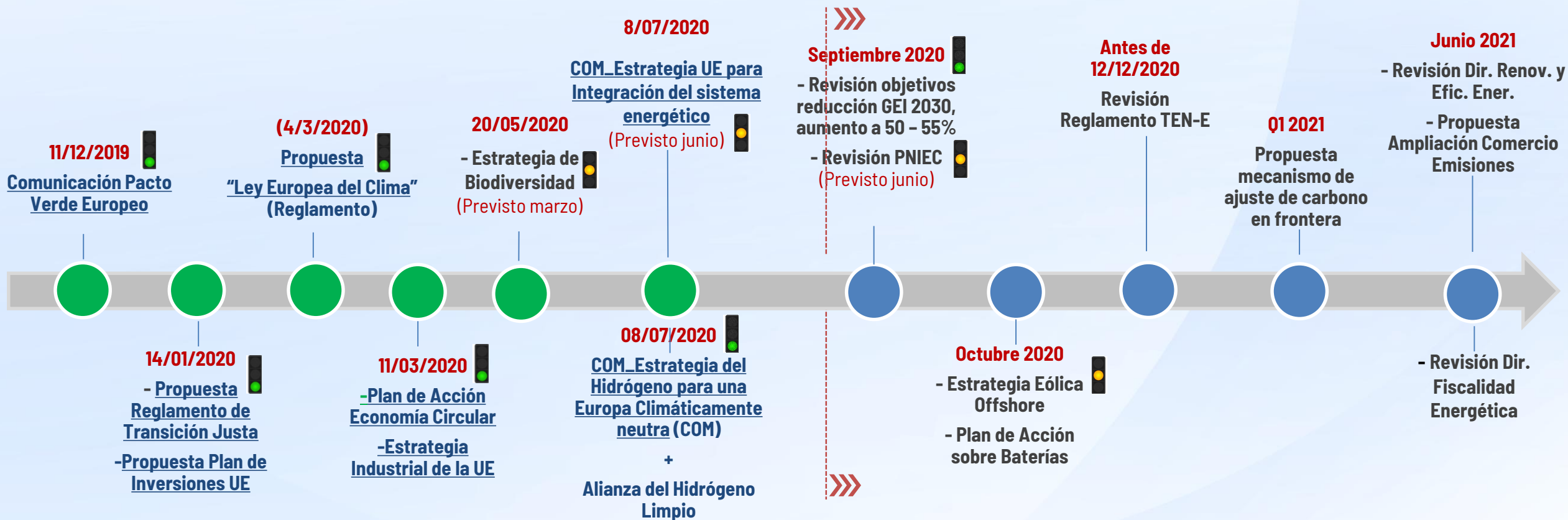
- **Regiones de Operación del Sistema** – (*System Operation Regions - SOR*) – (Art. 36)
 - ✓ 6/04/2020 – Decisión de ACER sobre Regiones de Operación.
 - ✓ Oct 2020 – Decisión del Tribunal de Apelación de ACER sobre la apelación de ENTSO-E a la Decisión 10/2020
- **Propuesta de Centros Regionales de Coordinación** – (*Regional Coordination Centres- RCC*) – (Art. 35)
 - ✓ 5/07/2020 – TSOs de cada SOR presentaron a sus ARN una propuesta para establecer los Centros Regionales de Coordinación de la operación, que deben estar operativos en Julio de 2022.

REGLAMENTO 2019/941 - PREPARACIÓN ANTE RIESGOS

- **Metodología para identificar escenarios regionales de crisis eléctrica** – (Art. 5)
 - ✓ 06/03/2020 – Decisión de ACER sobre propuestas de metodologías
 - ✓ 17/04/2020 – Envío a ENTSO-E de la propuesta de REE de escenarios regionales de crisis
 - ✓ 26/06/2020 – Envío a ENTSO-E de la evaluación de REE de los escenarios regionales de crisis proporcionados por ENTSO-E
 - ✓ 03/09/2020 – Aprobación por el SOC del informe de ENTSOE “Identification of Regional Electricity Crisis Scenarios”
 - ✓ Sept. 2020 – Publicación de los escenarios de crisis regionales de electricidad más relevantes (ENTSOE)
 - ✓ Antes de marzo 2021 – Implementación de la metodología de cobertura de corto y medio plazo (ENTSOE, TSOs y RCCs)

Pacto Verde Europeo: hoja de ruta

Estado de tramitación de las principales iniciativas:



Consulta [aquí](#) el estado de tramitación de todas las propuestas de la Hoja de ruta del Pacto Verde Europeo ("**Legislative Train**").



Comprometidos con la energía inteligente

Gracias por su atención

www.ree.es

Códigos de conexión

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

Hitos recientes:

- ✓ **8/07/2020** → Publicación de **RD 647/2020**, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas (establecen los requisitos técnicos mínimos que deberán cumplir determinadas instalaciones de generación y demanda de energía para conectarse a la red eléctrica. (*))
- ✓ **01/08/2020** → Publicación de **Orden TED 479/2020**, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para implementación de los códigos de red de conexión. (*)

Próximos hitos y plazos:

- ✓ **08/10/2020** → Plazo adecuación sistemas y procesos a lo establecido en RD 647/2020.
- ✓ **4T 2020** → Publicación Norma Técnica de Supervisión (NTS) – *Generación* – y Documento de Evaluación de la Conformidad (DEC) – *Demanda y Distribución*.
- ✓ **08/01/2021** → Aplicación requisitos Orden TED 749/2020.
- ✓ **01/02/2021** → Plazo propuesta de modificación PP00 afectados por RD y Orden TED.

(*) 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

- ✓ **5/6/2020** → Solicitud de ACER a "All TSOs" de envío de una nueva propuesta de Capacity Calculation Regions (CCRs) en la que indica que hasta la aprobación de la nueva propuesta de CCRs por parte de ACER seguirán teniendo vigencia las CCRs actuales
- ✓ **24/8/20** → Cierre de la consulta pública de los SWE TSOs versión revisada procesos SWE Day-Ahead Fallback (art. 44) incluyendo revisión Shadow Auction Rules (SAR)

Próximos hitos

- ✓ **19/9/2020** → Cierre consulta pública "All TSOs" de nueva propuesta de Capacity Calculation Regions (CCRs)
- ✓ **Septiembre** → Envío de SWE TSOs a SWE NRAs versión revisada procesos de SWE Day-Ahead Fallback y revisión SAR
- ✓ **Octubre** → Envío de All TSOs a ACER nueva propuesta de Capacity Calculation Regions (CCRs)

Directrices de Mercado (II)

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

Hitos recientes

- ✓ **12/7/2020** → Cierre de consulta pública de ACER sobre la propuesta "All TSOs" de metodología para compartir costes de firmeza y remuneración (*Firmness and remuneration of long-term transmission rights* - FRC-art. 61)

Próximos hitos y plazos

- ✓ **23/10/2020** → Fecha límite decisión de ACER sobre la propuesta "All TSOs" de metodología para compartir costes de firmeza y remuneración (FRC -art. 61)

Directrices de Mercado (III)

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

Hitos recientes

- ✓ **15/7/2020** → Aprobación de ACER de las siguientes propuestas revisadas “All TSOs”:
 - *Imbalance Settlement Harmonisation Proposal (ISHP art. 52(2))*
 - *TSO-TSO Settlement (art. 50(1))*
 - *Activation Purposes Proposal (APP – art. 29 (3))*
- ✓ **20/7/2020** → Enviada carta de los TSOs a ACER para la designación de la entidad que operará las plataformas europeas de aFRR (art. 21(4) y mFRR (art. 20(4))

Próximos hitos y plazos

- ✓ **Q3 2020** → Consulta pública de los “RR TSOs” sobre la propuesta de modificación del Replacement Reserves Implementation Framework (art. 19(1)) - fecha aún por determinar

Códigos de Operación (I)

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

Hitos recientes

- ✓ **21 Abr. 2020** → Envío al MITECO del informe de ENTSOE para evaluar la coherencia de los planes de ER entre sistemas. (art 6.4 y 52 NC ER).

Próximos hitos y plazos

- ✓ **2020 (?)** → Aprobación por NRAs de propuestas de TSOs - (plazo de 6 meses desde su envío)
 - Términos y Condiciones para ejercer como proveedor de servicios de ER (enviado el 18/12/2018)
 - Normas para suspensión/restablecimiento y liquidación del mercado (enviado el 18/12/2018)
 - Plan de pruebas (enviado el 18/12/2019)

Códigos de Operación (II)

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

Hitos recientes

- ✓ **17/07/20** → Consulta pública de la CNMC y Consejo Consultivo sobre la “Resolución por la que se aprueba el procedimiento de operación P.O. 9.2. Intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema”, abierta a comentarios hasta el 15 Septiembre.
- ✓ **14/09/20** → Presentación de las alegaciones del OS a esta Resolución.

Próximos hitos y plazos

- ✓ **4T 2020- 1T 2021**
 - 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 modificada 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 Julio 2020**

Dirección de **Operación**
Fecha de ejecución Agosto-2020
18 de agosto de 2020



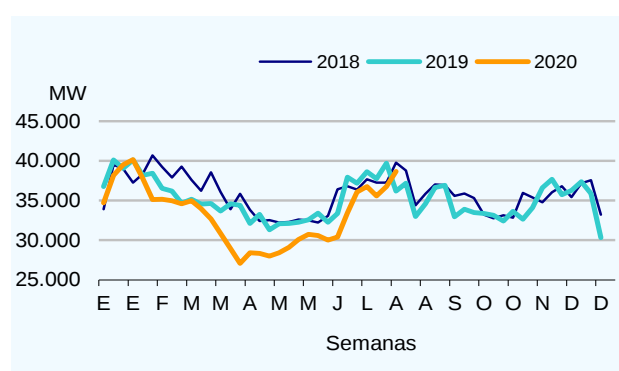
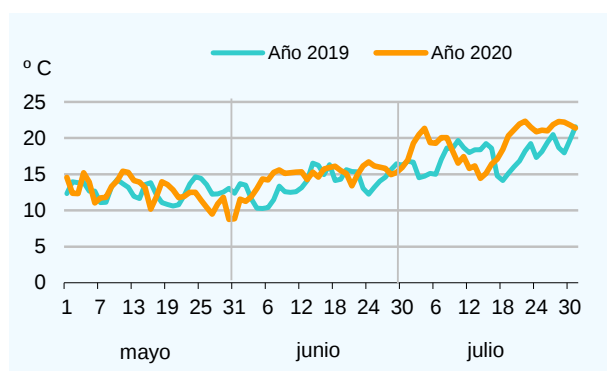
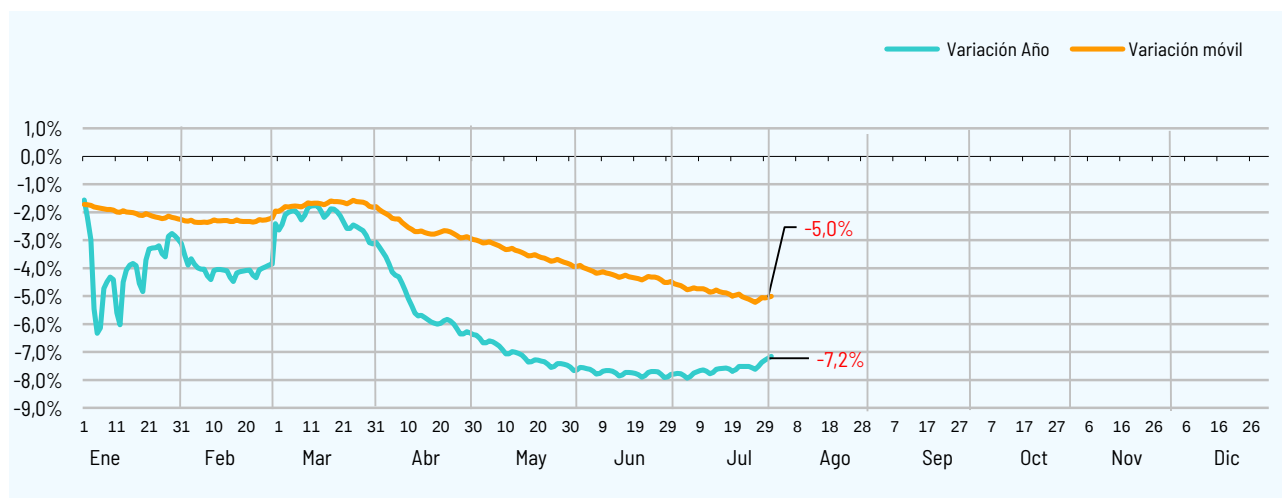
Índice

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 Julio en b.c. ha alcanzado un valor de 21.880 GWh. Ello supone una disminución del 3,6% respecto al mismo mes del año anterior. Tras descontar los efectos de laboralidad y temperatura resulta una disminución del 4,6%



Punta máxima Julio 2020:	38.298 MWh (jueves día 30)
Punta máxima Julio 2019:	39.377 MWh (miércoles día 24)
Punta máxima año 2020:	39.990 MWh (lunes día 20 de enero)
Energía diaria máx. Julio 2020:	777 GWh (jueves día 30)
Energía diaria máx. Julio 2019:	809 GWh (miércoles día 24)
Energía diaria máx. año 2020:	820 GWh (martes día 21 de enero)



2. MEDIOS de GENERACIÓN

2.1. HIDRÁULICA

El mes de Julio registra una hidraulicidad inferior a la media, alcanzando el índice mensual de producible hidroeléctrico un valor de 0,7. El índice acumulado anual registra un valor de 1,00.

2020	Producción (GWh)	% 20/19	Producible	Indice	%P>
Enero	3.726	75,17	4.478	1,20	23,9
Febrero	2.838	14,28	2.928	0,82	59,9
Marzo	3.112	45,96	3.739	0,91	59,4
Abril	2.861	48,57	4.421	1,14	48,1
Mayo	2.858	47,68	3.343	1,04	44,0
Junio	2.261	39,02	1.484	0,80	66,7
Julio	1.836	16,2	630	0,70	67,9
Agosto					
Septiembre					
Octubre					
Noviembre					
Diciembre					
Total	19.492	41,1	21.023	1,00	51,6

En Julio, el conjunto de las reservas hidroeléctricas ha disminuido en 6 puntos con respecto al mes anterior.

A finales de Julio las reservas son superiores en casi 14 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	%
Diciembre 2019	5.895	66	3.557	37	9.452	51
Enero	6.050	67	4.154	43	10.204	55
Febrero	5.977	67	4.316	45	10.294	56
Marzo	6.398	71	4.525	47	10.922	59
Abril	7.239	81	5.244	55	12.483	67
Mayo	7.442	83	5.526	58	12.968	70
Junio	6.805	76	5.480	57	12.285	66
Julio	5.894	66	5.184	54	11.078	60
Agosto						
Septiembre						
Octubre						
Noviembre						
Diciembre						



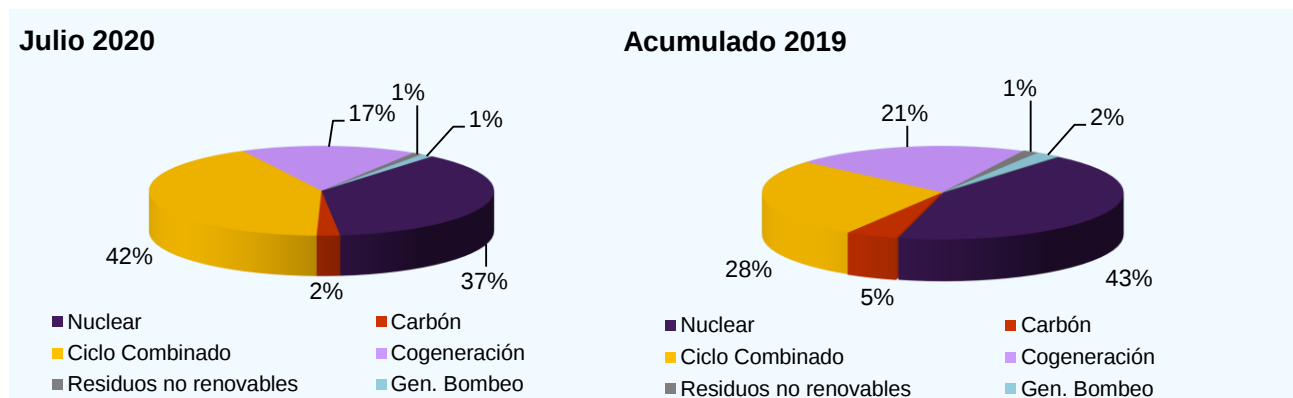
2.2. CONSUMO BOMBEO

El consumo mensual para el bombeo en Julio ha sido de 350 GWh, superior en un 341,8% al del mismo periodo del año 2019.

2.3. GENERACIÓN NO RENOVABLE

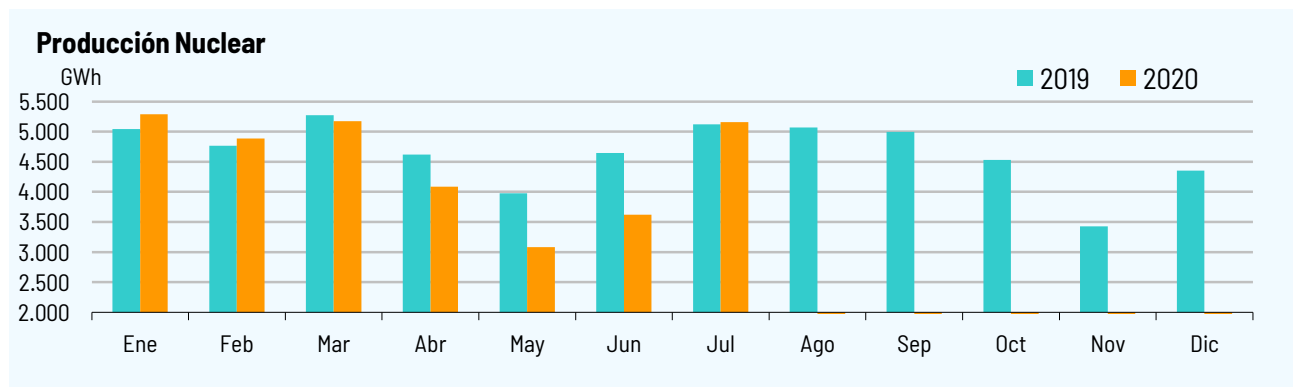
Producción de Julio: 13.885 GWh, un 9,7 inferior a la del mismo periodo del año 2019.

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



2.3.1. Nuclear

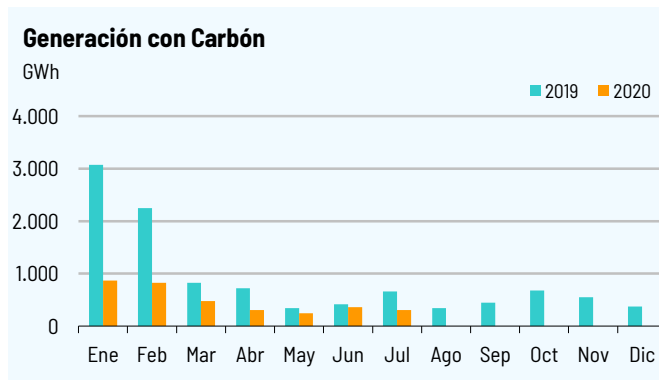
Producción de Julio: 5.159 GWh, un 0,7% superior a la del mismo periodo del año 2019.





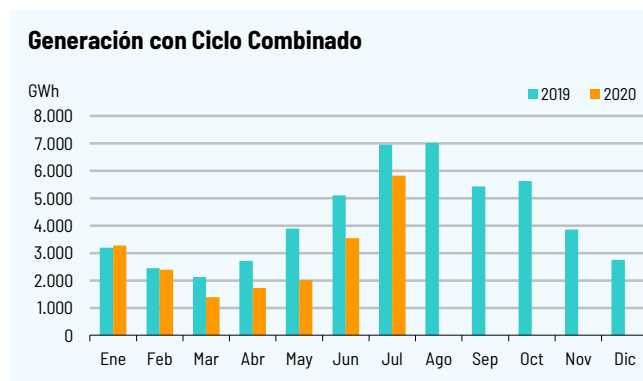
2.3.2. Carbón

Producción de Julio: 303 GWh, un 54,2% inferior a la del mismo período del año 2019.



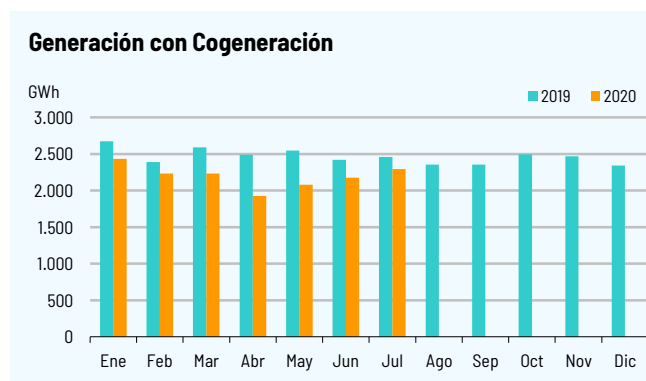
2.3.3. Ciclo Combinado

Producción de Julio: 5.830 GWh, un 16,2% inferior a la del mismo período del año 2019.



2.3.4. Cogeneración

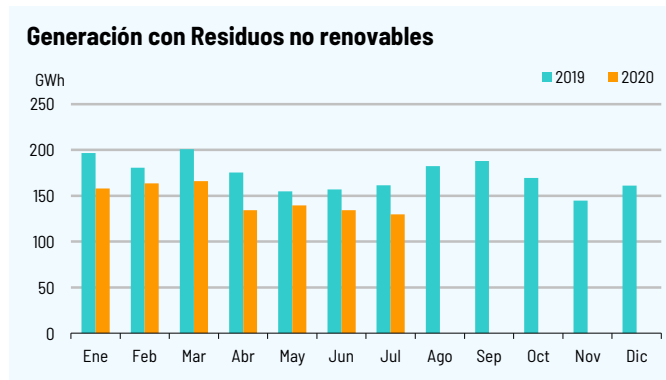
Producción de Julio: 2.295 GWh, un 6,6% inferior a la del mismo período del año 2019.





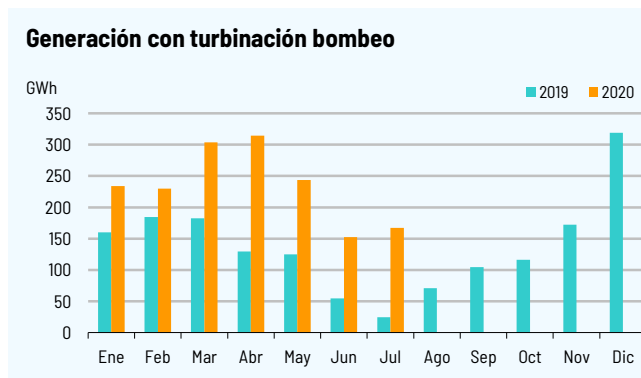
2.3.5. Residuos No renovables

Producción de Julio: 130 GWh, un 19,6% inferior a la del mismo período del año 2019.



2.3.6. Generación Bombeo

Producción de Julio: 167 GWh, un 587,8% superior a la del mismo período del año 2019.

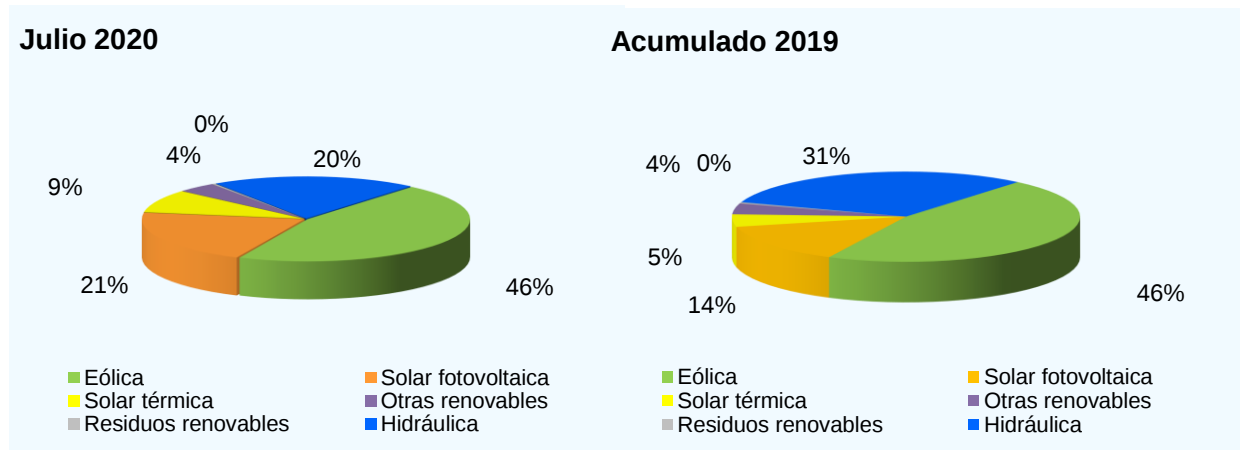




2.4. GENERACIÓN RENOVABLE

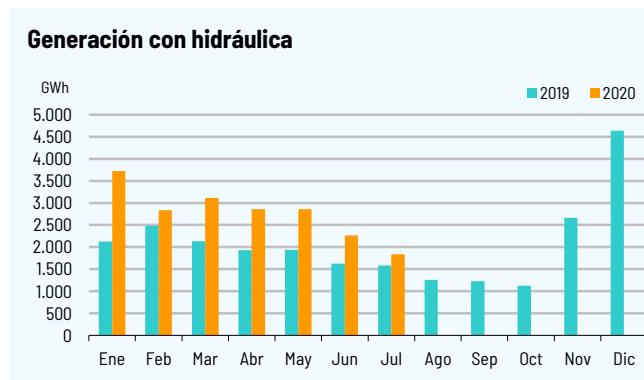
Producción de Julio: 8.965 GWh, un 15,5% inferior a la del mismo período del año 2019.

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



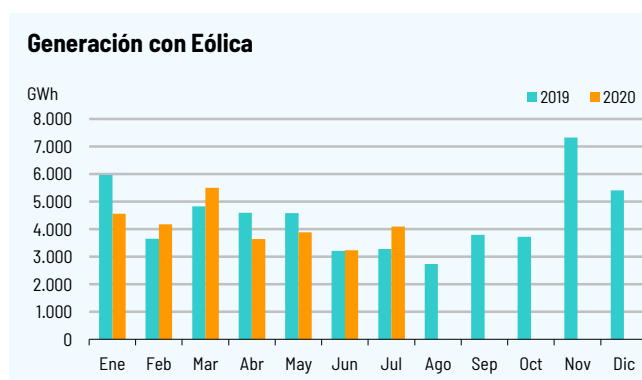
2.4.1. Hidráulica convencional

Producción de Julio: 1.836 GWh, un 16,2% superior a la del mismo período del año 2019.



2.4.2. Eólica

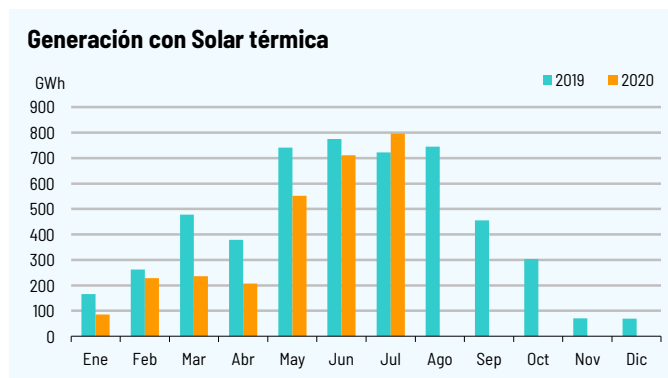
Producción de Julio: 4.098 GWh, un 24,9% superior a la del mismo período del año 2019.





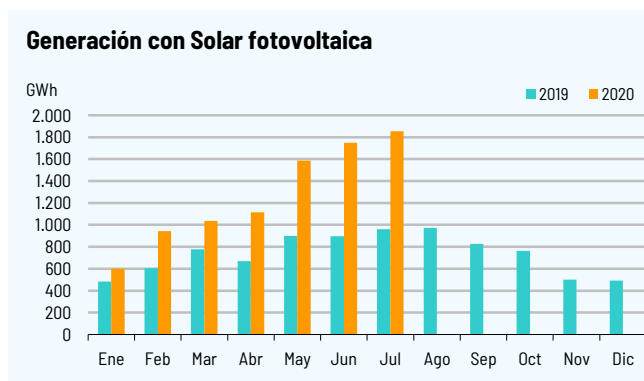
2.4.3. Solar Térmica

Producción de Julio: 796 GWh, un 10,1% superior a la del mismo período del año 2019.



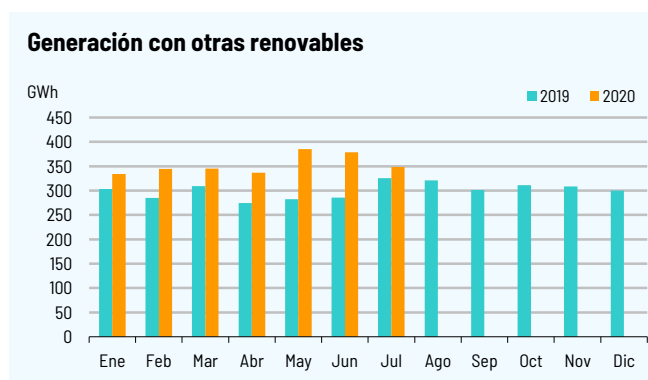
2.4.4. Fotovoltaica

Producción de Julio: 1.854 GWh, un 93,1% superior a la del mismo período del año 2019.



2.4.5. Otras Renovables

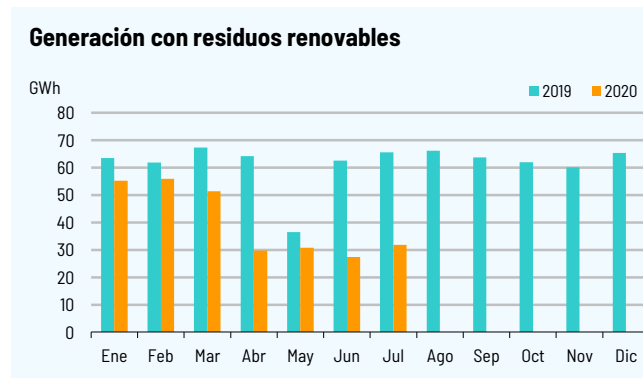
Producción de Julio: 348 GWh, un 6,9% superior a la del mismo período del año 2019.





2.4.6. Residuos Renovables

Producción de Julio: 32 GWh, un 51,5% inferior a la del mismo período del año 2019.





3. INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

Trabajos de las líneas de interconexión:

FRANCIA

Instalación	Fecha	Solicitante	Comentarios
L-150 kV BENOS-LAC D.00	29.06.20 10.07.20	e-de	Trabajos EDE, Por descargo de la línea Arties-Vielha 2.
L-150 kV BENOS-LAC D.00	14.07.20 14.07.20	e-de	Trabajos EDE, Por descargo de la línea Arties-Vielha 1.
L-150 kV BENOS-LAC D.00	21.07.20 21.07.20	e-de	Trabajos EDE, Por descargo de la línea Arties-Vielha 1.
L-220 kV ARKALE-ARGIA	27.07.20 29.07.20	REE/RTE	Trabajos en ambas SS.EE.
L-220 kV ARKALE-ARGIA	27.07.20 31.07.20	REE	Renovación mando interruptor, sustitución columnas seccionador y protecciones..

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 01.10.20	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. No implica indisponibilidad.
L-400 kV PTO DE LA CRUZ-TARIFA 1	04.07.20 05.07.20	REE/ONEE	Trabajos en ambas SS.EE.
L-400 kV PTO DE LA CRUZ-TARIFA 2	26.07.20 26.07.20	REE	Lavado de las instalaciones del ESMA2 en las subestaciones de Melloussa y Fardioua.

ANDORRA

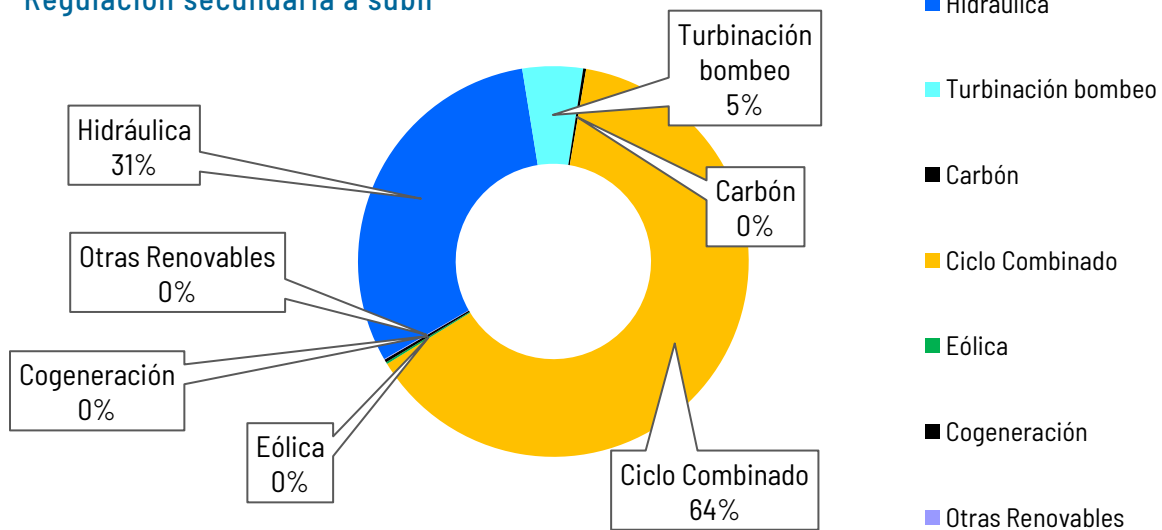
Instalación	Fecha	Solicitante	Comentarios
L-110 kV ADRALL-MARGINEDA,1	29.06.20 29.06.20	EDE	Trabajos EDE.



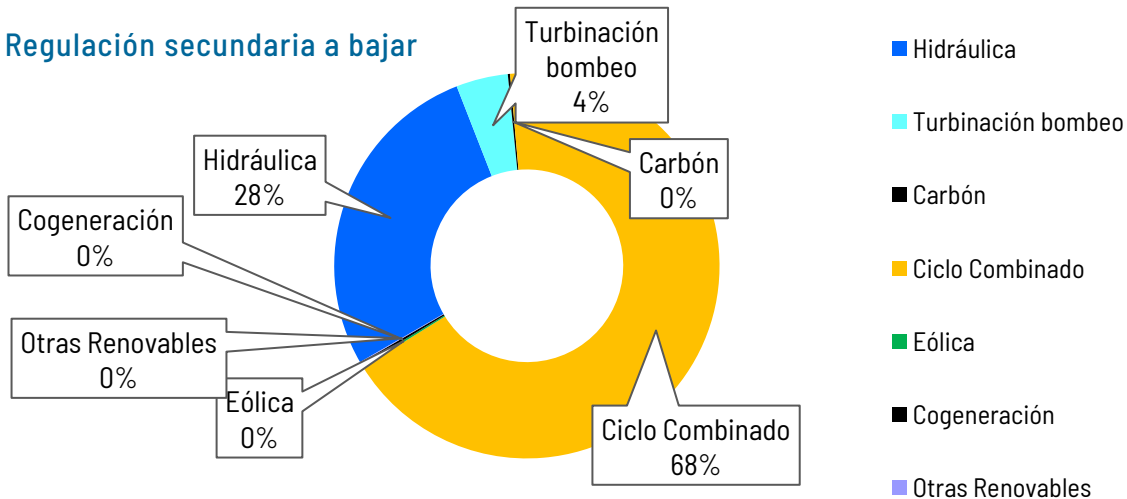
4. COMPORTAMIENTO de la RESERVA de REGULACIÓN

Energía en regulación en MWh		
Tecnología	Subir	Bajar
Hidráulica	135.119	99.016
Turbinación bombeo	21.966	15.731
Carbón	1.067	688
Ciclo Combinado	278.857	244.168
Eólica	687	687
Cogeneración	1.088	887
Otras Renovables	219	207
Total	439.003	361.384

Regulación secundaria a subir



Regulación secundaria a bajar





5. HECHOS DESTACABLES en la OPERACIÓN de la RED

Sin incidencias significativas.



6. NUEVAS INSTALACIONES RdT

Fecha	Instalación	Comentarios
02.07.20	SE 220 kV LOUSAME	Nueva SE con configuración de doble barra con ACP (52-7, 89B1-7 y 89B2-7) y posiciones de línea TIBO 1 (52-1, 89B1-1, 89B2-1 y 89-1), MAZARICOS 1 (52-3, 89B1-3, 89B2-3 y 89-3), SANTIAGO DE COMPOSTELA 1 (52-5, 89B1-5, 89B2-5 y 89-5) y TAMBRE II (52-6, 89B1-6, 89B2-6 y 89-6). Desaparece la L-220 kV SANTIAGO DE COMPOSTELA-TAMBRE. Nuevas líneas L-220 kV SANTIAGO DE COMPOSTELA-LOUSAME 1 y la L-220 kV LOUSAME-TAMBRE 1. Puesta en carga el 03.07.20.
09.07.20	SE 220 kV HUELVES	Nuevo TF-1 220/66 kV (125 MVA). Sustituye al anterior de 30 MVA. En carga el 10.07.20.
17.07.20	SE 400 kV CIUDAD RODRIGO	Nueva SE con configuración de interruptor y medio, y posiciones a HINOJOSA y ALMARAZ, y futuras a ADIF 1 y 2. Desaparece la L-400 kV HINOJOSA-ALMARAZ. Nuevas L-400 kV CIUDAD-RODRIGO-HINOJOSA y L-400 kV CIUDAD RODRIGO-ALMARAZ.
22.07.20	SE 220 kV SECCIONADORA (NO REE)	Nueva SE para evacuación de generación renovable. Desaparece L-220 kV ALVARADO-LA RISCA (NO REE). Nuevas líneas L-220 kV ALVARADO-SECCIONADORA y L-220 kV SECCIONADORA-LA RISCA (ambas NO REE).



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

Tel. 91 650 85 00 / 20 12

www.ree.es



RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

Grupo Red Eléctrica

Resultados de la Operación del Sistema **Boletín Mensual Agosto 2020**

Dirección de **Operación**
Fecha de ejecución Agosto-2020
2 de septiembre de 2020



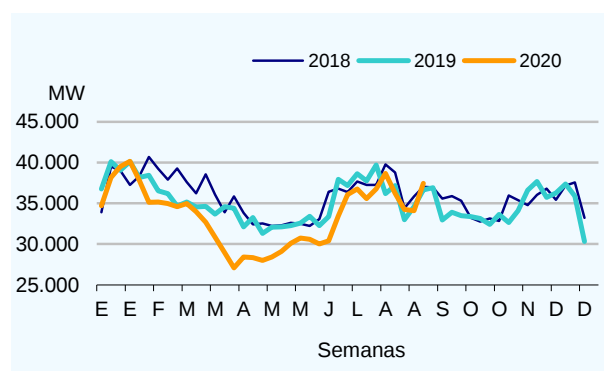
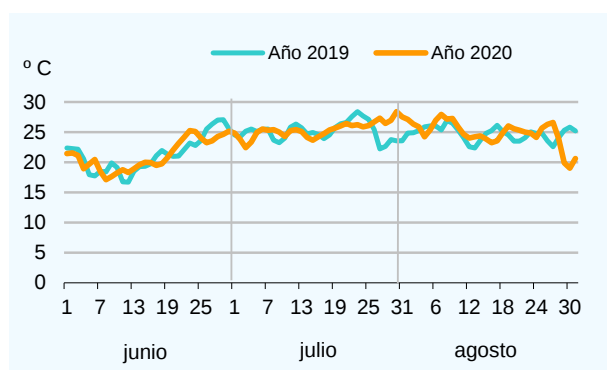
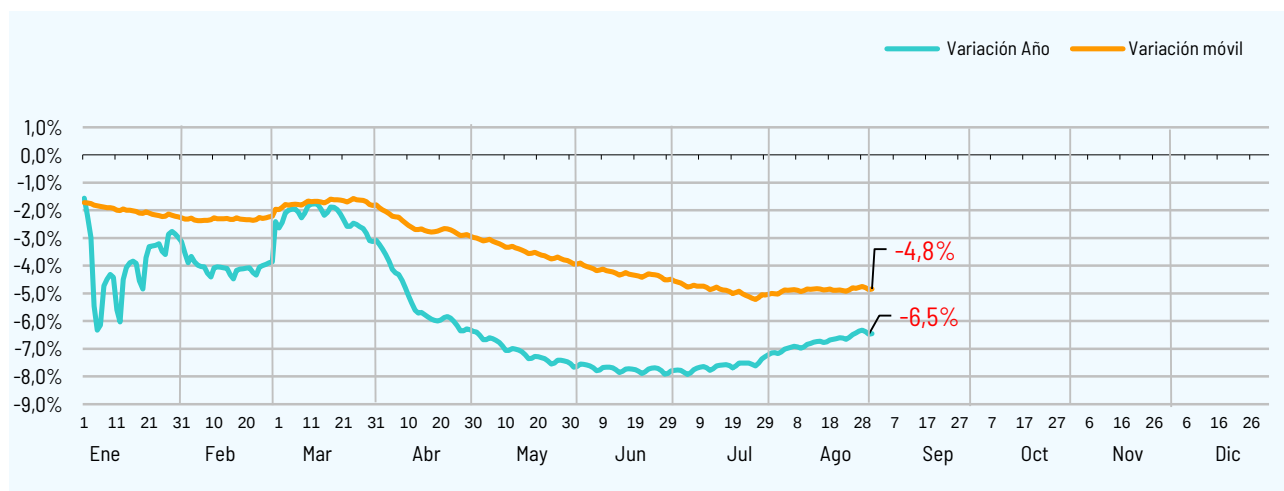
Índice

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.....	11
5. HECHOS DESTACABLES en la OPERACIÓN de la RED	12
6. NUEVAS INSTALACIONES RdT	13



1. DEMANDA

La demanda del mes de Agosto en b.c. ha alcanzado un valor de 20.825 GWh. Ello supone una disminución del 1,7% respecto al mismo mes del año anterior. Tras descontar los efectos de laboralidad y temperatura resulta una disminución del 2,6%



Punta máxima Agosto 2020:	37.359 MWh (jueves día 27)
Punta máxima Agosto 2019:	36.344 MWh (viernes día 9)
Punta máxima año 2020:	39.990 MWh (lunes día 20 de enero)
Energía diaria máx. Agosto 2020:	757 GWh (jueves día 27)
Energía diaria máx. Agosto 2019:	743 GWh (jueves día 8)
Energía diaria máx. año 2020:	820 GWh (martes día 21 de enero)



2. MEDIOS de GENERACIÓN

2.1. HIDRÁULICA

El mes de Agosto registra una hidraulicidad inferior a la media, alcanzando el índice mensual de producible hidroeléctrico un valor de 0,7. El índice acumulado anual registra un valor de 0,98.

2020	Producción (GWh)	% 20/19	Producible	Indice	%P>
Enero	3.726	75,17	4.478	1,20	23,9
Febrero	2.838	14,28	2.928	0,82	59,9
Marzo	3.112	45,96	3.741	0,91	59,4
Abril	2.861	48,57	4.422	1,14	48,1
Mayo	2.858	47,68	3.343	1,04	44,0
Junio	2.261	39,02	1.577	0,81	61,0
Julio	1.836	16,20	630	0,72	67,9
Agosto	1.926	53,51	386	0,72	69,9
Septiembre					
Octubre					
Noviembre					
Diciembre					
Total	21.417	42,2	21.504	0,98	52,0

En Agosto, el conjunto de las reservas hidroeléctricas ha disminuido en 20 puntos con respecto al mes anterior.

A finales de Agosto las reservas son superiores en casi 0,9 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	%
Diciembre 2019	5.895	66	3.557	37	9.452	51
Enero	6.050	67	4.154	43	10.204	55
Febrero	5.977	67	4.316	45	10.294	56
Marzo	6.398	71	4.525	47	10.922	59
Abril	7.239	81	5.244	55	12.483	67
Mayo	7.442	83	5.526	58	12.968	70
Junio	6.805	76	5.480	57	12.285	66
Julio	5.894	66	5.184	54	11.078	60
Agosto	4.366	49	3.073	32	7.439	40
Septiembre						
Octubre						
Noviembre						
Diciembre						



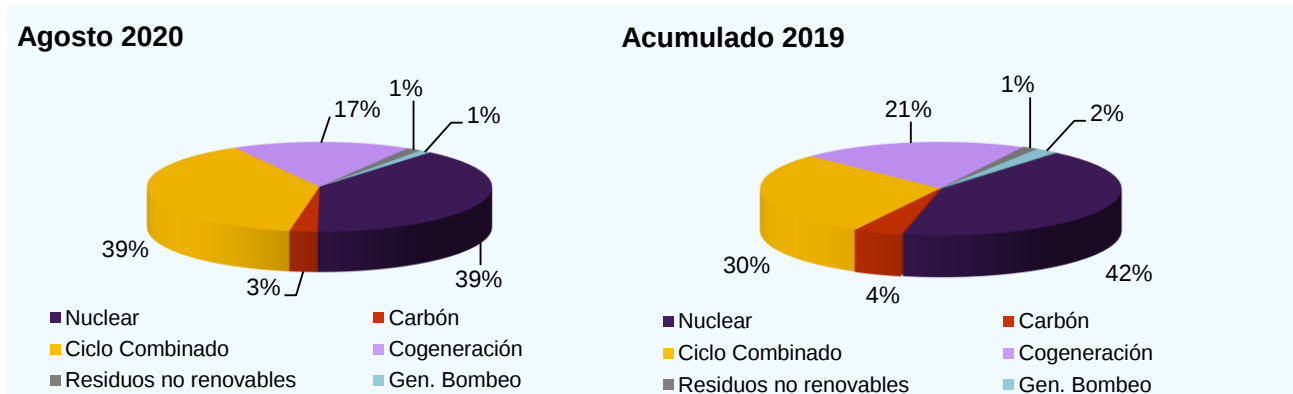
2.2. CONSUMO BOMBEO

El consumo mensual para el bombeo en Agosto ha sido de 305 GWh, superior en un 168,4% al del mismo periodo del año 2019.

2.3. GENERACIÓN NO RENOVABLE

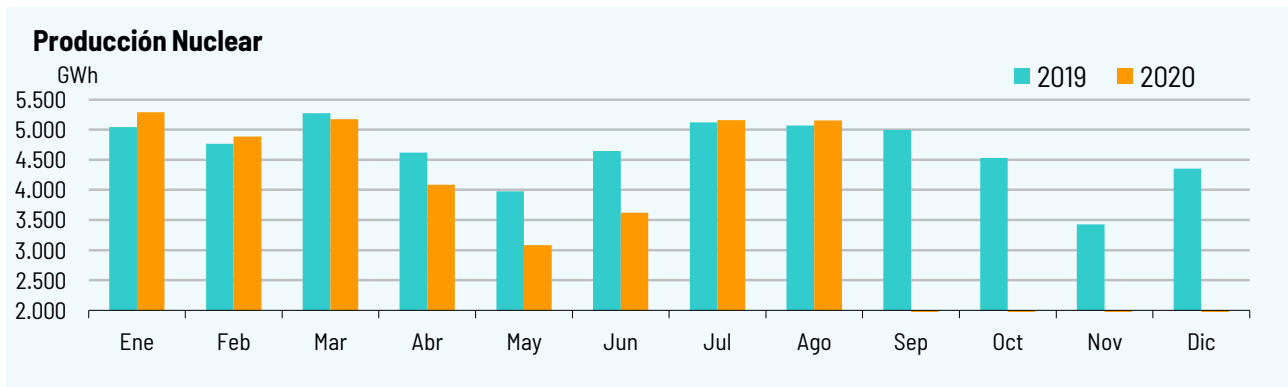
Producción de Agosto: 13.193 GWh, un 12,2% inferior a la del mismo periodo del año 2019.

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



2.3.1. Nuclear

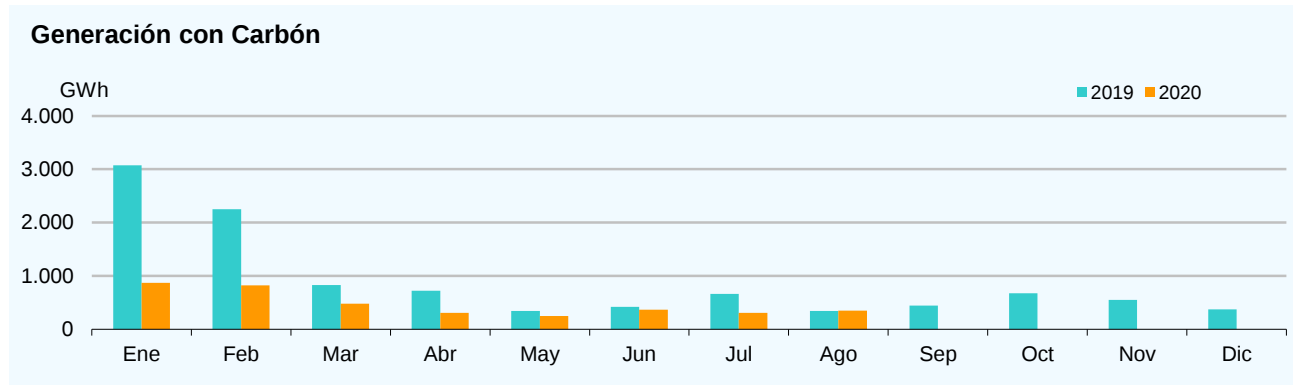
Producción de Agosto: 5.153 GWh, un 1,7% superior a la del mismo periodo del año 2019.





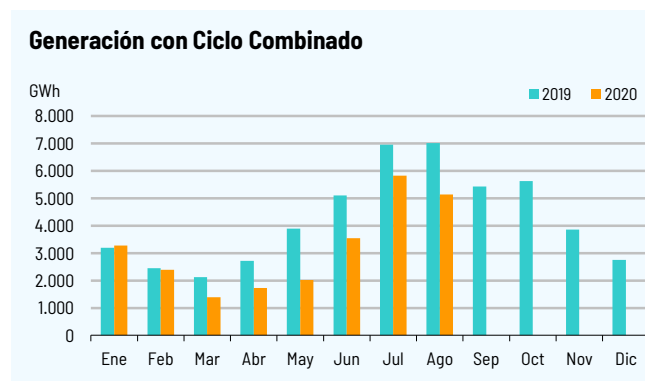
2.3.2. Carbón

Producción de Agosto: 346 GWh, un 1,4% superior a la del mismo período del año 2019.



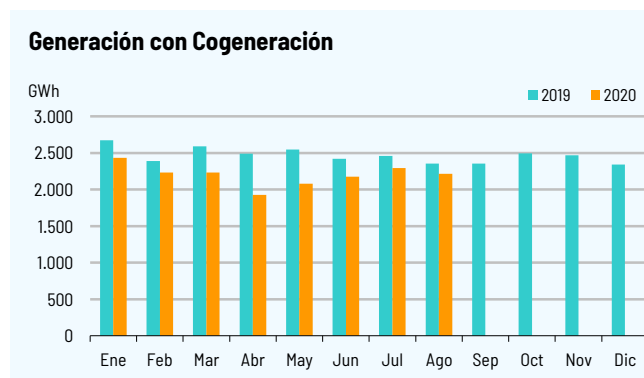
2.3.3. Ciclo Combinado

Producción de Agosto: 5.145 GWh, un 26,7 % inferior a la del mismo período del año 2019.



2.3.4. Cogeneración

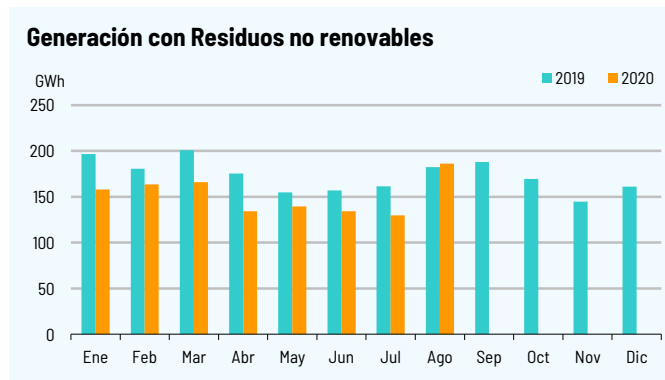
Producción de Agosto: 2.215 GWh, un 5,9% inferior a la del mismo período del año 2019.





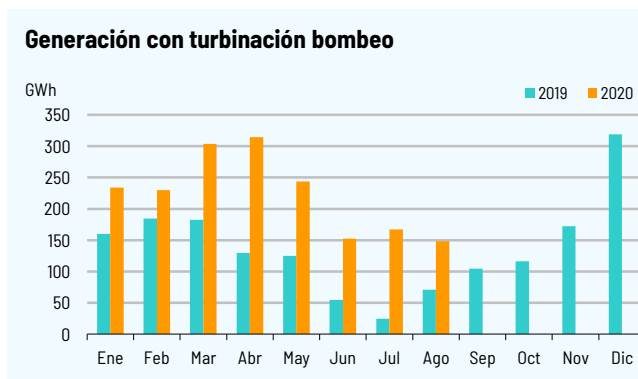
2.3.5. Residuos No renovables

Producción de Agosto: 186 GWh, un 2,1% superior a la del mismo período del año 2019.



2.3.6. Generación Bombeo

Producción de Agosto: 148 GWh, un 110,1% superior a la del mismo período del año 2019.

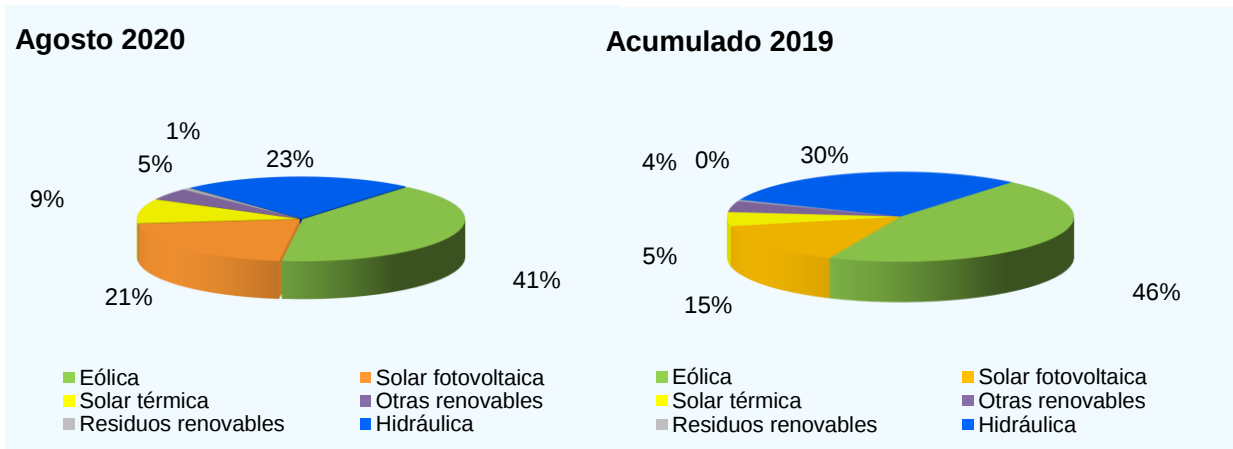




2.4. GENERACIÓN RENOVABLE

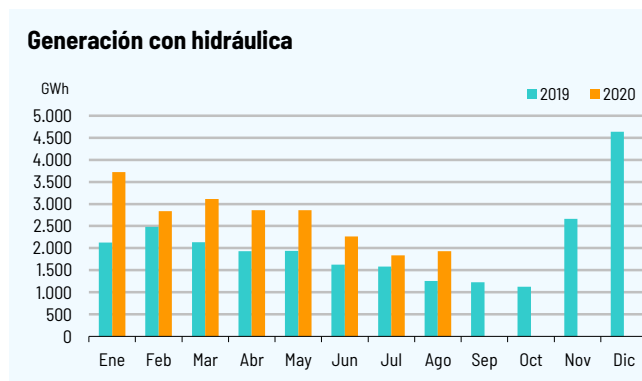
Producción de Agosto: 8.359 GWh, un 19,4% inferior a la del mismo período del año 2019.

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



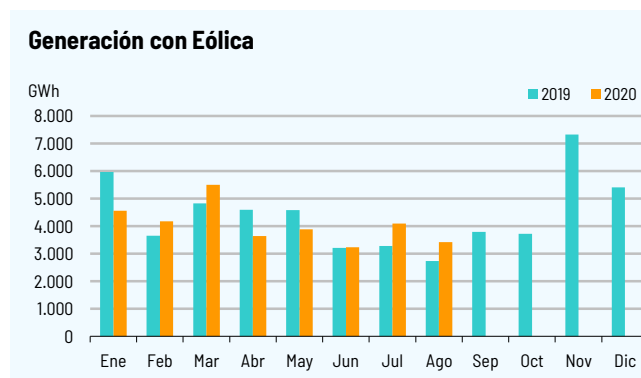
2.4.1. Hidráulica convencional

Producción de Agosto: 1.926 GWh, un 53,5% superior a la del mismo período del año 2019.



2.4.2. Eólica

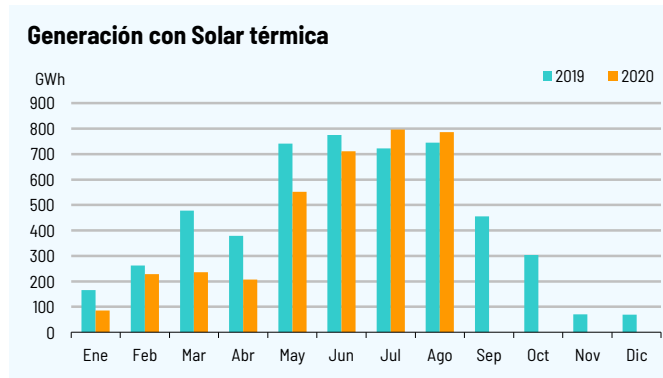
Producción de Agosto: 3.421 GWh, un 25,2% superior a la del mismo período del año 2019.





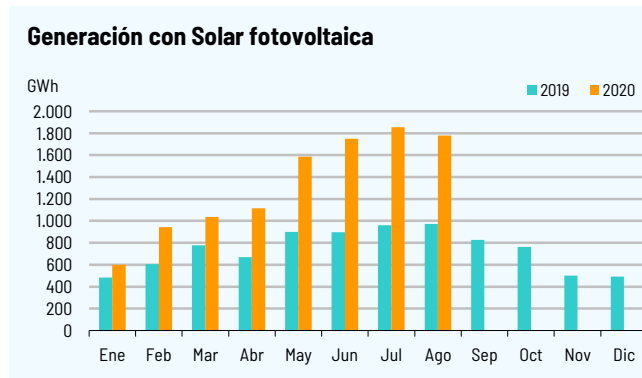
2.4.3. Solar Térmica

Producción de Agosto: 786 GWh, un 5,4% superior a la del mismo período del año 2019.



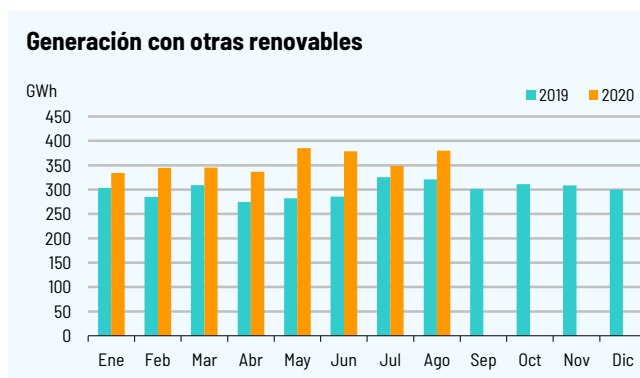
2.4.4. Fotovoltaica

Producción de Agosto: 1.777 GWh, un 82,1% superior a la del mismo período del año 2019.



2.4.5. Otras Renovables

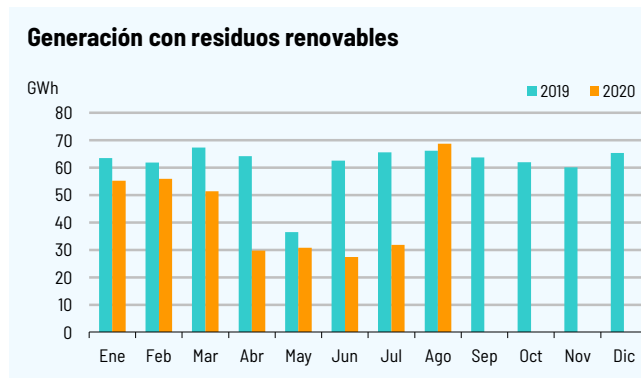
Producción de Agosto: 380 GWh, un 18,4% superior a la del mismo período del año 2019.





2.4.6. Residuos Renovables

Producción de Agosto: 69 GWh, un 4,0% superior a la del mismo período del año 2019.





3. INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

Trabajos de las líneas de interconexión:

FRANCIA

Instalación	Fecha	Solicitante	Comentarios
HVDC-320 kV SANTA LLOGAIA-BAIXAS 1	01.08.20 01.08.20	REE	Prueba de arranque automático de los grupos electrógenos ante un disparo simultáneo del enlace 1 y 2.
L-220 kV BIESCAS-PRAGNERES	13.08.20 13.08.20	REE	No desacopla. Revision de equipo teleproteccion por parte de RTE.
L-220 kV ARKALE-ARGIA	25.08.20 28.08.20	REE	Anulación reenganches por trabajos en circuito compartido.
L-150 kV BENOS-LAC D.00	28.08.20 29.08.20	e-de	Trabajos EDE: Recarga de SF6 debido a bajo nivel en una de las fases del interruptor 631
L-400 kV VIC-BAIXAS	31.08.20 06.09.20	REE	Cambio de conductor por retirada de empalme. Retirada de nidos.

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 01.10.20	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. No implica indisponibilidad.
L-400 kV PTO DE LA CRUZ-MELLOUSSA 1	08.08.20 08.08.20	ONEE	Trabajos en tensión de lavado en SE 400 kV FARDIOUA. Se solicita bloqueo de reenganches en ambos extremos del ESMA 1.
L-400 kV PTO DE LA CRUZ-MELLOUSSA 2	08.08.20 08.08.20	ONEE	Trabajos en tensión de lavado en SE 400 kV FARDIOUA. Se solicita bloqueo de reenganches en ambos extremos del ESMA 2.
L-400 kV PTO DE LA CRUZ-TARIFA 1	31.08.20 02.09.20	REE	ESMA1 abierto y PAT para sellado del cable 4 por avería.



ANDORRA

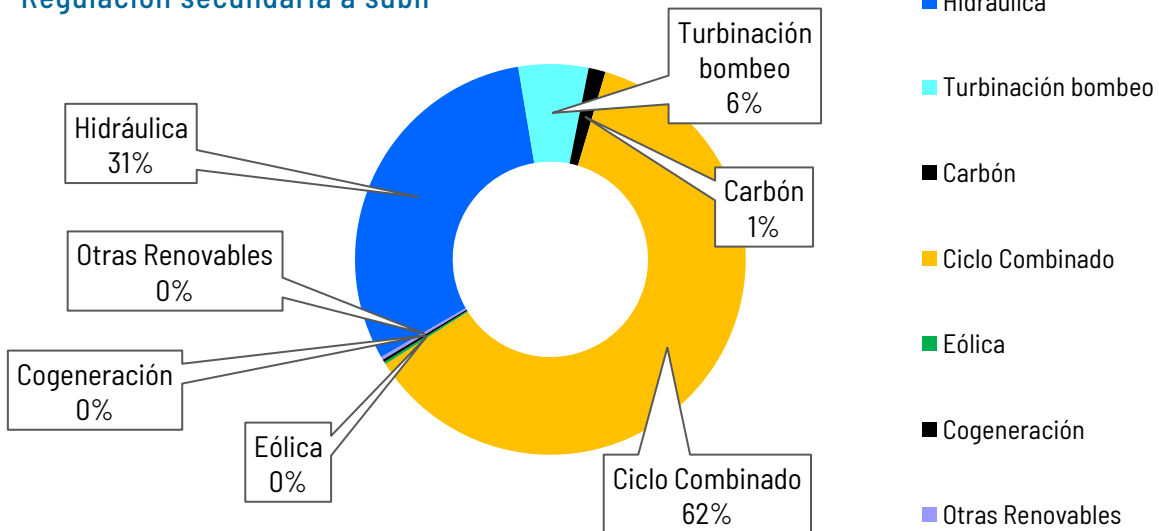
Instalación	Fecha	Solicitante	Comentarios
L-110 kV ADRALL-MARGINEDA,2	07.08.20 07.08.20	EDE	Trabajos EDE: Avería- cable dañado entre seccionador 663-1 y barra B-601.
L-110 kV ADRALL-MARGINEDA,1	07.08.20 07.08.20	FEDA	Trabajos EDE: Sustituir contadores de maniobras en interruptor



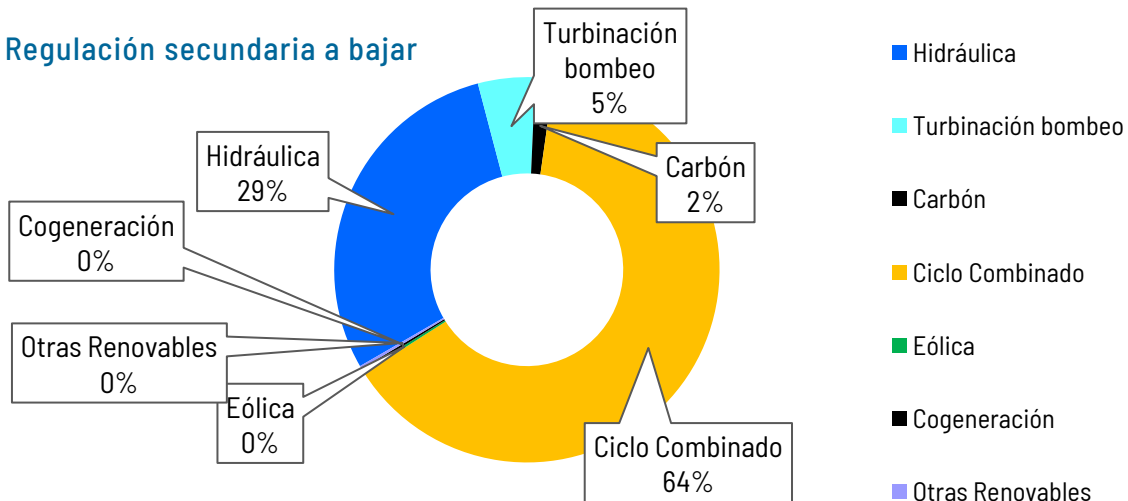
4. COMPORTAMIENTO de la RESERVA de REGULACIÓN

Energía en regulación en MWh		
Tecnología	Subir	Bajar
Hidráulica	134.670	106.399
Turbinación bombeo	25.378	17.422
Carbón	6.189	5.640
Ciclo Combinado	269.532	231.929
Eólica	873	869
Cogeneración	1.003	822
Otras Renovables	1063	852
Total	438.708	363.933

Regulación secundaria a subir



Regulación secundaria a bajar





5. HECHOS DESTACABLES en la OPERACIÓN de la RED

Sin incidencias significativas.



6. NUEVAS INSTALACIONES RdT

Fecha	Instalación	Comentarios
	No hay	



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

Tel. 91 650 85 00 / 20 12

www.ree.es