

### Principales novedades regulatorias en junio de 2021

La Secretaría de Energía aprobó:

- El Programa para el Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2021-2035.

La Comisión Reguladora de Energía aprobó:

- La Resolución por la que se otorga a NFE Pacifico Lap, S. de R. L. de C. V., un permiso de almacenamiento de gas natural en una unidad de almacenamiento flotante en el puerto de Pichilingue, en el estado de Baja California Sur.

En el Diario Oficial de la Federación se publicó:

- El Acuerdo que establece los supuestos que constituyen una actualización de permiso.
- El Acuerdo A/016/2021 de la Comisión Reguladora de Energía por el que determina las tarifas finales del suministro básico aplicables para el periodo comprendido del 1 al 30 de junio de 2021 en cumplimiento a la suspensión definitiva otorgada en el juicio de amparo 240/2021 por el Juzgado Segundo de Distrito en Materia Administrativa Especializado en Competencia Económica, Radiodifusión y Telecomunicaciones, con residencia en la Ciudad de México y jurisdicción en toda la República.
- Las tarifas para junio de 2021 son las de junio de 2020 multiplicadas por la variación respecto al año anterior del Índice Nacional de Precios al Productor sin petróleo y con servicios a abril 2021.
- El Aviso de la CRE por el que se da cumplimiento a la suspensión definitiva otorgada por el Juez Segundo de Distrito en Materia Administrativa, Especializado en Competencia Económica, Radiodifusión y Telecomunicaciones, con residencia en la Ciudad de México y jurisdicción en toda la República, en el Incidente de Suspensión derivado del Juicio de Amparo 240/2021.
- Se restablecen provisionalmente los contratos Legados para el Suministro Básico a como estaban antes del Acuerdo A/037/2020 de la CRE.
- Aviso de la CRE por el que se da cumplimiento a la suspensión definitiva otorgada por el Juez Segundo de Distrito en Materia Administrativa, Especializado en Competencia Económica, Radiodifusión y Telecomunicaciones, con residencia en la Ciudad de México y jurisdicción en toda la República, en el Incidente de Suspensión derivado del Juicio de Amparo 1855/2021.

Se restablece provisionalmente el artículo décimo tercero transitorio de la Ley de Hidrocarburos, así como la regulación asimétrica que fue dejada sin efectos por la Comisión Reguladora de Energía a través del Acuerdo A/015/2021.

- Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía ordena la publicación del proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-018-CRE-2020, Instalaciones eléctricas- Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución-Especificaciones de seguridad.

En la página de internet del Centro Nacional de Control de Energía se publicó:

- El aviso por el que se informa que el Juez Segundo de Distrito en Materia Administrativa, Especializado en Competencia Económica, Radiodifusión y Telecomunicaciones, declaró insubsistente el “Acuerdo para garantizar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y Seguridad del Sistema Eléctrico Nacional, con motivo del reconocimiento de la epidemia de enfermedad por el virus SARS-CoV2 (COVID-19)” de fecha 29 de abril de 2020 y su Anexo Técnico.



# Distribución Regional del Consumo y Generación de Energía Eléctrica en el SIN en 2020

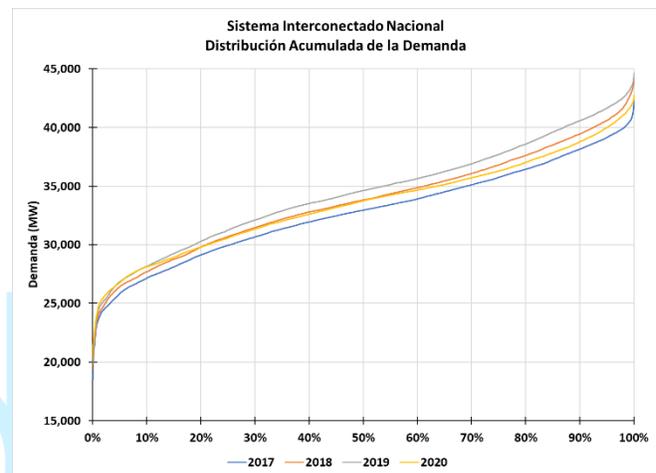
Junio 2021

Como una primera aproximación para entender la distribución regional del consumo y la generación de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) se analizó la información sobre el cálculo de la demanda de energía por balance publicada en la página de internet del Centro Nacional de Control de Energía (Cenace). Se observa que en 2020:

- La demanda total en el SIN tuvo un comportamiento similar al de 2018. Cabe recordar que desde octubre año pasado la demanda en este sistema fue superior a la observada en 2019.
- La demanda total en el SIN en 2020 (294.2 Terawattshora, TWh) fue 2.4% menor a la de 2019 (301.6 TWh). El mismo periodo la mediana de la demanda mostró una reducción de 2.2%.<sup>1</sup>

**Demanda de Energía Eléctrica en el SIN 2020**  
(MW)

Año	Mínima	Máxima	Media	Mediana
2017	18,514	42,542	32,883	33,079
2018	19,446	44,283	33,690	33,830
2019	19,772	44,668	34,428	34,608
2020	20,258	42,748	33,498	33,758



Nota. La demanda máxima corresponde al promedio observado durante la hora de mayor demanda, no el valor instantáneo máximo.

Fuente: Elaboración propia con datos del Sistema de Información de Mercados del Centro Nacional de Control de Energía.

A nivel regional se encontró lo siguiente:

- Las regiones Noreste (NES), Oriente (ORI), Norte (NTE) y Noroeste (NOR) producen una mayor cantidad de energía que la demanda regional por lo que transfieren al resto del sistema parte de esa producción.

Por ejemplo, la región NES produjo en 2020 el 32% de la energía y la demanda regional es el 18% del total del SIN. Así, en ese año transfirió al resto de las regiones 39.0 TWh.

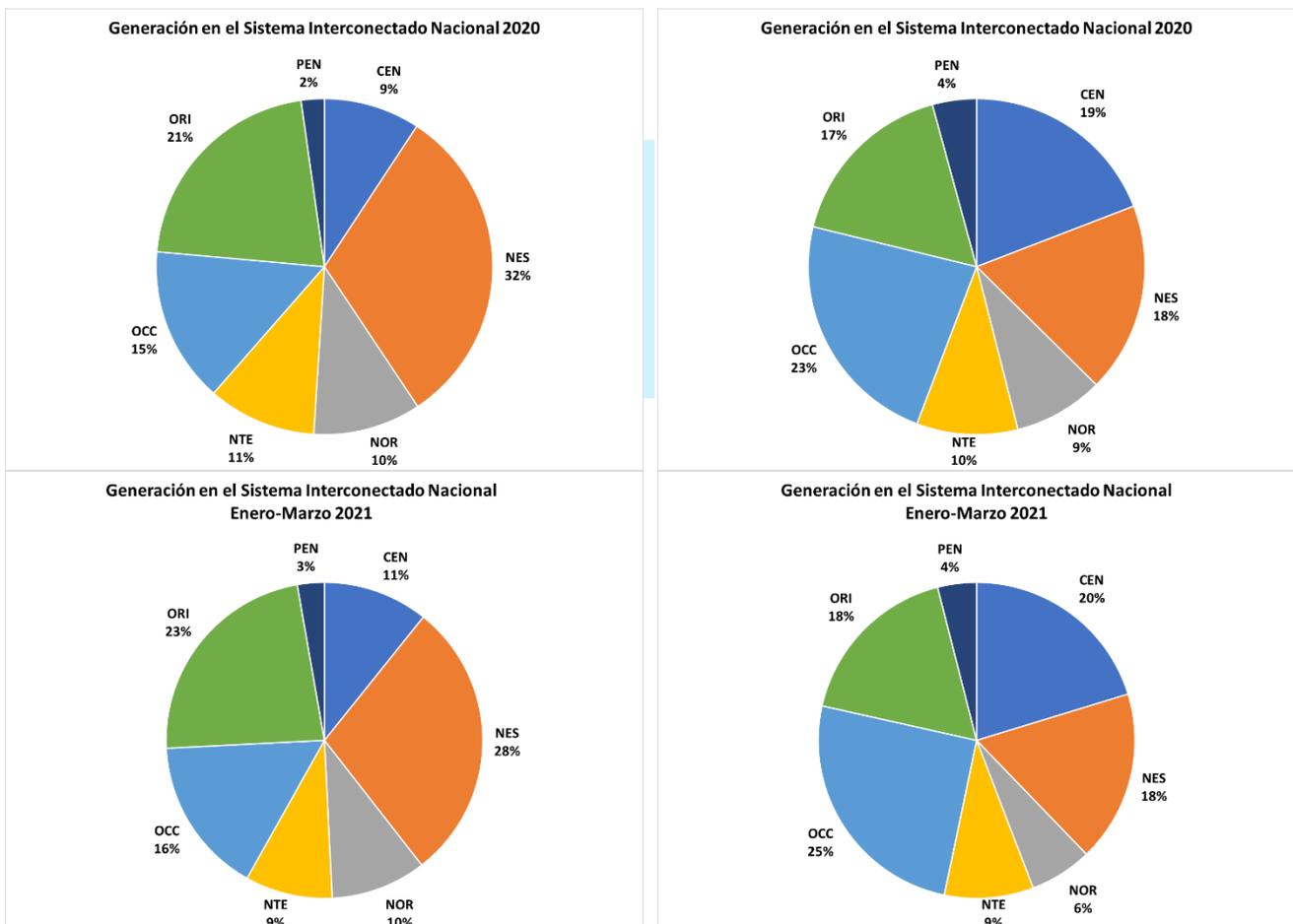
- A la inversa, las regiones Central (CEN), Occidente (OCC) y Peninsular (PEN) consumen una mayor cantidad de energía que la generada regionalmente

Así, la región CEN recibió durante 2020 del resto de las regiones, en términos netos, 29.0 TWh. Ello debido a que en esa región se generó el 9% de la energía del sistema y la demanda fue del 19%.

<sup>1</sup> La mediana es el valor por debajo del cual la demanda estuvo la mitad de las horas.

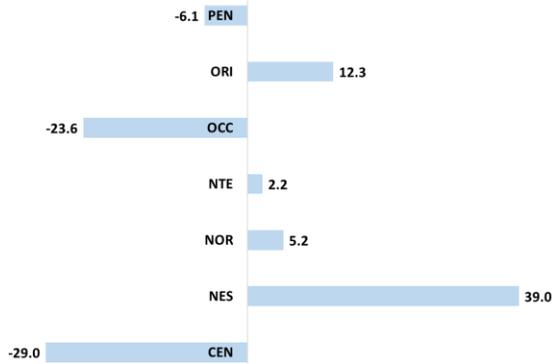
- Los comportamientos y participaciones regionales son similares en el periodo enero-marzo de 2021.
- Es importante subrayar que las observaciones anteriores muestran una de las ventajas de todo sistema interconectado y de la red de transmisión; la demanda máxima del sistema (42,748 MW) es 3.8 GW menor a la suma de las demandas individuales de cada región (46,593 MW). Lo que implica un ahorro importante en las inversiones necesarias en el parque de generación. Además de su contribución a la confiabilidad del sistema. Ello debido a que la demanda máxima en una región no coincide exactamente con las del resto.

Es decir, las diferencias regionales entre consumo y generación no implican una necesidad ineludible de contar un mayor parque de generación en ciertas regiones. Sólo un ejercicio de planeación de largo plazo del sistema podrá identificar la combinación óptima de inversiones en infraestructura de generación, transmisión y distribución para minimizar el costo del suministro.

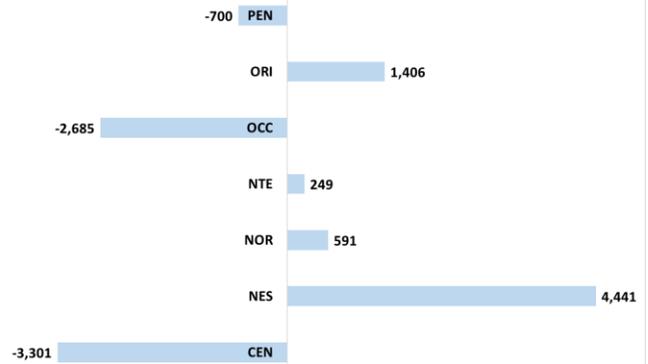


Fuente: Elaboración propia con datos del Sistema de Información de Mercados del Centro Nacional de Control de Energía.

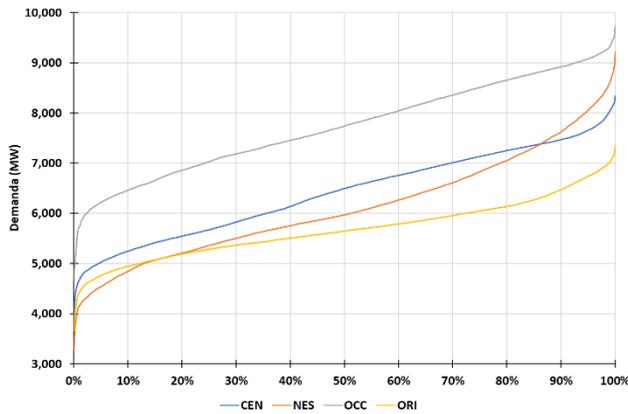
**Sistema Inteconectado Nacional: Superávit de Energía 2020 (GWh)**



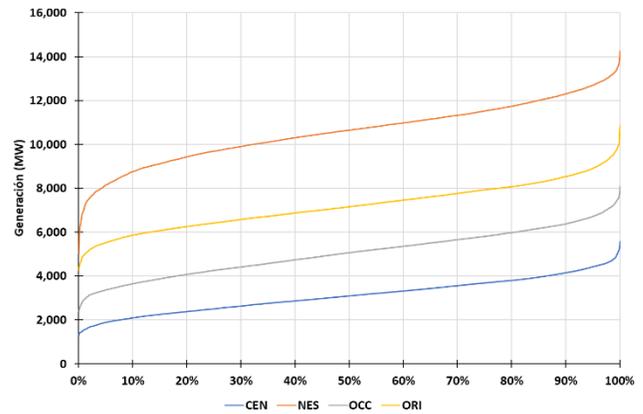
**SIN 2020: Intercambio de Capacidad promedio anual (MW)**



**Sistema Interconectado Nacional  
Distribución Acumulada de la Demanda**



**Sistema Interconectado Nacional  
Distribución Acumulada de la Generación**



Fuente: Elaboración propia con datos del Sistema de Información de Mercados del Centro Nacional de Control de Energía.

México

**Sistema Interconectado Nacional 2020**

Región	Generación Anual (TWh)	Demanda Anual (TWh)	Demanda Mínima (MW)	Demanda Máxima (MW)
CEN	27.3	56.3	3,962	8,343
NES	92.8	53.8	3,289	9,215
NOR	30.6	25.4	1,440	5,089
NTE	30.8	28.6	1,951	4,844
OCC	44.3	67.9	4,674	9,741
ORI	63.1	49.8	3,659	7,356
PEN	6.6	12.5	660	2,005
<b>Suma</b>	<b>295.4</b>	<b>294.2</b>	<b>19,636</b>	<b>46,593</b>