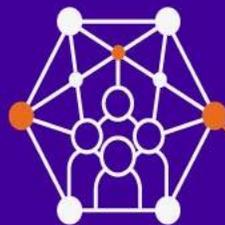


Flexibilidad:

Elemento clave para la
transformación del sector



II FOROXM
Por un sector en transformación
para el usuario

Por un sector en
transformación
para el usuario

xm
Sumando energías

Contenido



Transformando la planeación de la operación



Flexibilidad en los sistemas eléctricos



Perspectiva 2023 en el SIN



Conclusiones

A hand is shown from the bottom left, reaching towards a glowing point where several parallel orange lines meet a network of blue nodes. The background is a dark blue gradient with a faint network of white and blue nodes and lines. The text is positioned in the upper right quadrant.

Transformando la planeación de la operación

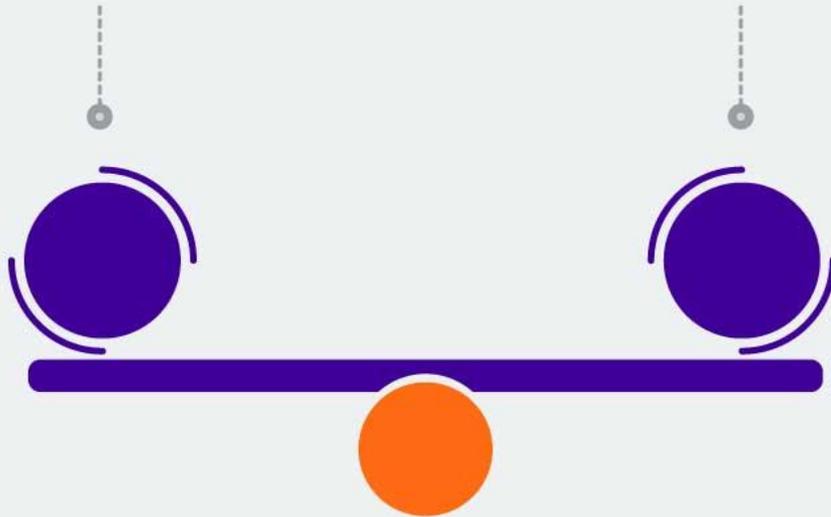
- Cambio de paradigma

Cambio de paradigma

Lo tradicional

Generación

Demanda



Flexibilidad: Elemento clave para la transformación del sector 



Planeación operativa centrada en el análisis de la suficiencia energética

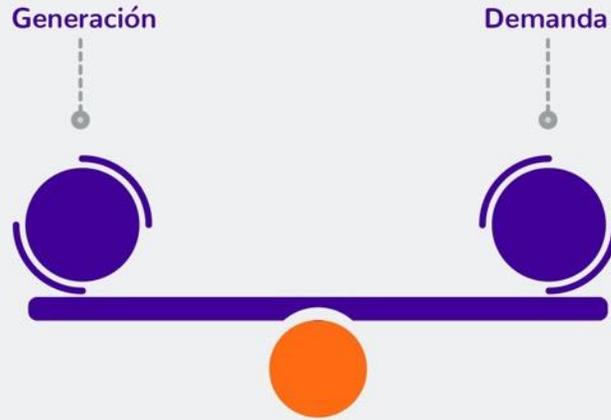


Balances energéticos sin considerar el detalle de las características técnicas de las unidades térmicas



Fuentes primarias con incertidumbre en el mediano y largo plazo (aportes hídricos y combustibles), pero sin variabilidad en el corto plazo.

Cambio de paradigma — Lo tradicional



Teniendo en cuenta la integración de Fuentes Renovables No Convencionales (FRNC) con producción variable, las características de los análisis a aplicar deben evolucionar

Lo actual



Flexibilidad en los sistemas eléctricos

- 
- A hand holding a glowing globe with a network overlay. The globe is illuminated from within, showing continents and a grid of lines. Overlaid on the globe and extending into the background is a complex network of nodes and connections, representing a global or interconnected system. The background is a dark blue gradient with faint, repeating patterns of the globe and network elements.
- ¿Qué es flexibilidad?
 - ¿Por qué es importante?
 - Fuentes de flexibilidad
 - Metodología usada por XM

¿Qué es — flexibilidad?

Se refiere a la habilidad que tienen los Sistemas Eléctricos de Potencia para **responder** a las diferentes **condiciones de cambio** en el **balance** generación-demanda, en todas las escalas y horizontes de tiempo.

— ¿Por qué es importante?

Ante el aumento
recursos variables



Permite conservar el balance
instantáneo generación-demanda
de forma económica, segura y confiable



Y atender el cambio de rampas en el SIN



¿Por qué es importante?

Sin flexibilidad, nos exponemos a:



Sobrecostos operativos



Reducción de la confiabilidad



Reducción de vida útil de los componentes del sistema

Fuentes de flexibilidad

Desde el punto de vista del sistema:

- Unidades de generación con niveles de producción controlables y tiempos de respuesta cortos (arranques, paradas, rampas, tiempos en línea y fuera de línea, entre otros).
- Sistemas de transmisión robustos que minimicen las restricciones operativas.
- Interconexiones internacionales fuertes que incrementen la inercia del sistema.
- Sistemas de almacenamiento de gran escala (baterías, embalses y acople de sectores como el **"Power To Gas"**) que minimicen los requerimientos de rampas, disminuyan la congestión de los sistemas de transmisión y distribución, y proporcionen energía al sistema en cortos periodos de tiempo.
- Operación del sistema. Actualizar consignas y prácticas operativas que permitan aprovechar el **100%** de la infraestructura disponible.

— Fuentes de flexibilidad

Desde el punto de vista del consumidor:

- Respuesta de la demanda.
- Gestión de la demanda.
- Sistemas de almacenamiento a pequeña escala, con operación controlable.



Metodología usada — por XM

Se simula un año con resolución horaria, considerando:

- Información horaria de **demanda, FRNC y reservas secundarias**.
- **Características técnicas** de las unidades **térmicas** (arranques, paradas, mínimos técnicos, rampas, entre otras).
- **Características técnicas del SIN** (transmisión, cortes, áreas eléctricas, unidades mínimas, entre otras).
- La condición final del embalse es dato de entrada procedente de un análisis de Mediano Plazo.
- Se considera la variabilidad e incertidumbre de las FRNC para la determinación de la reserva secundaria del sistema.



— Metodología usada por XM



Determinación métricas

Principales métricas consideradas en la determinación de la flexibilidad de los sistemas.

- Potencia no suministrada horaria.
- Dispersión horaria de la demanda.
- Contribución % de cada fuente energética sobre la demanda total.
- Dispersión horaria de las rampas.
- Histogramas de rampas.
- Vertimientos.
- Arranques, paradas y unidades operativas.



Perspectiva 2023 en el SIN

- Objetivo del estudio
- Supuestos del estudio
- Principales resultados

Objetivo del estudio

Flexibilidad: Elemento clave para la transformación del sector 

Aplicar la metodología para la valoración de la flexibilidad del sistema eléctrico colombiano, considerando diferentes escenarios de aportes y FRNC, con una visión en el año **2023**.



— Supuestos del estudio

Horizonte de análisis:

Julio 2023 ► Junio 2024

- **Análisis con resolución horaria**

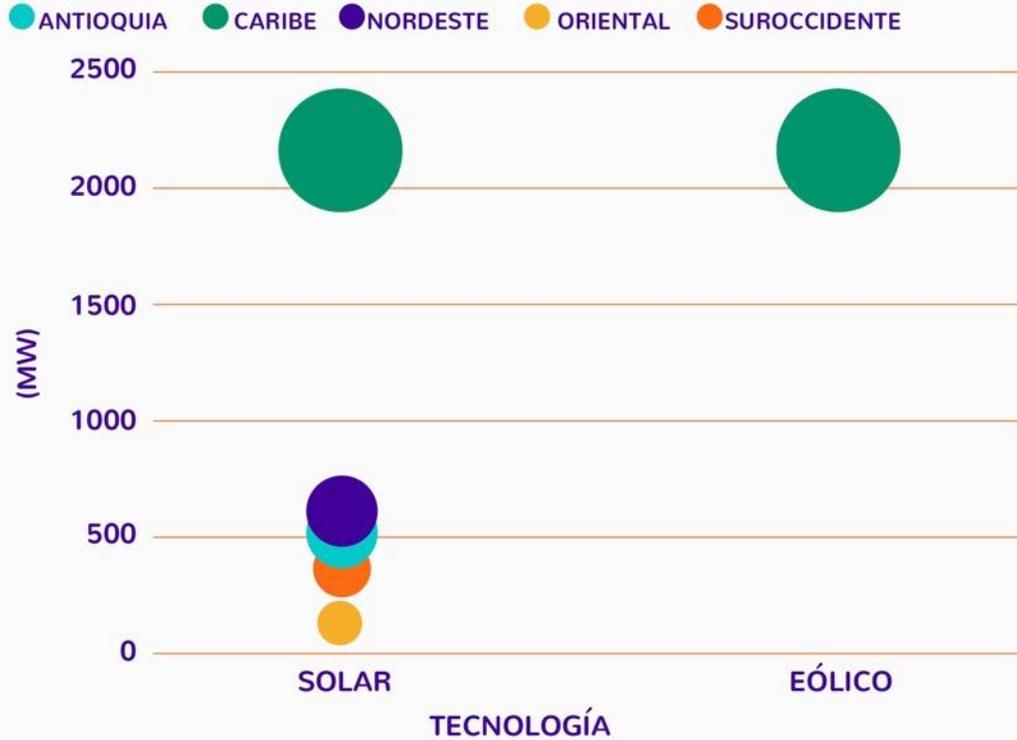
Para este horizonte se espera contar con todos los proyectos con Obligaciones de Energía en Firme en operación y con proyectos adicionales que actualmente tienen concepto UPME.



2023

Supuestos del estudio

Proyectos



Con OEFs:
Eólica: 1160MW ;
Solar: 238MW = 1398MW

Con concepto UPME:
Eólica: 982MW ;
Solar: 3592MW = 4574MW

Con concepto UPME:
Eólica: 982MW ;
Solar: 3592MW = 4574MW

Con concepto OEFs + UPME:
Eólica: 2142MW ;
Solar: 3830MW = 59724574MW



Proyectos de generación:

- No convencionales: todos los proyectos que tienen actualmente concepto UPME.
- Convencionales: proyectos con OEFs.

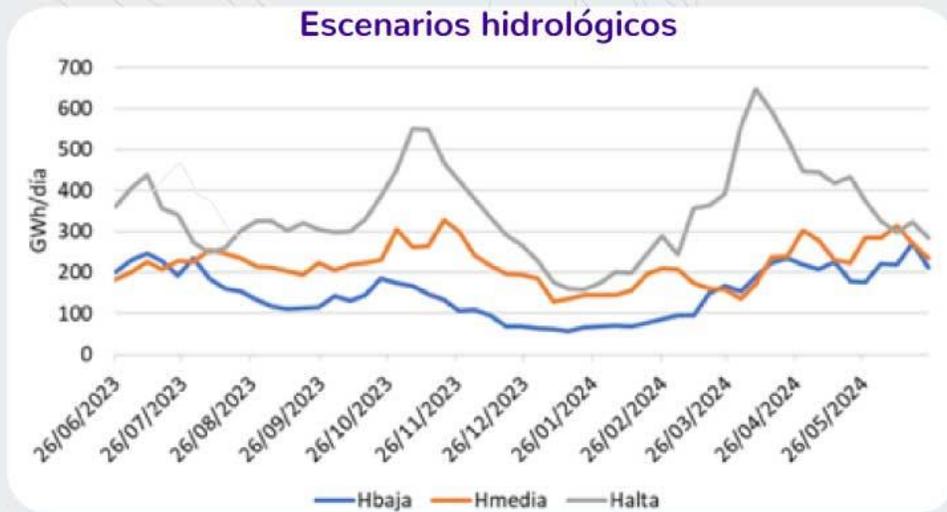


Proyectos de transmisión:

- Todos los definidos para el horizonte de análisis.

Supuestos del estudio

Escenarios Hidrológicos



Tres escenarios hidrológicos históricos

1

Escenario Alto:
2010 - 2011

2

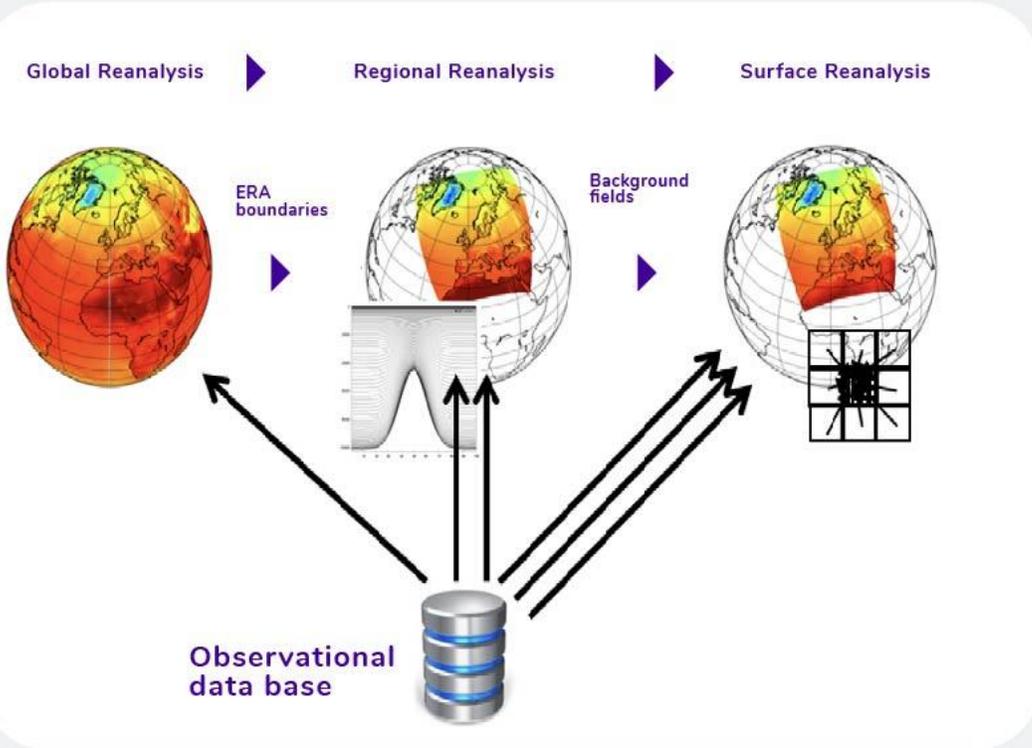
Escenario Medio:
2013 - 2014

3

Escenario Bajo:
2015 - 2016

Supuestos del estudio

— Escenarios FRNC



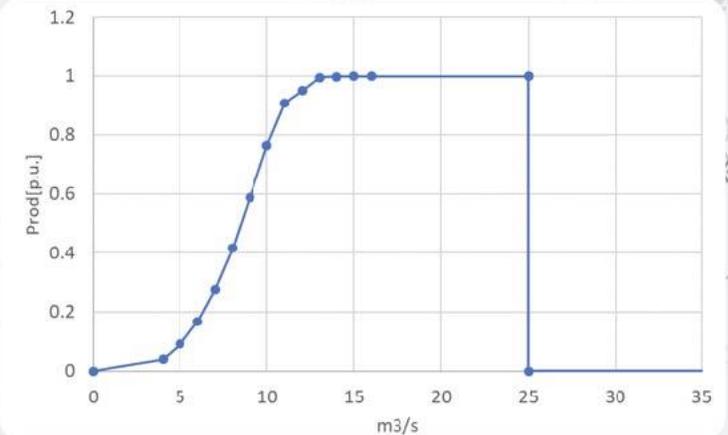
Modelos de reanálisis: observación + modelación

“Se dispone de información histórica de variables como radiación, viento y temperatura de puntos geográficos y con baja resolución temporal”

Teniendo en cuenta la localización de los proyectos, se toman las variables de radiación y viento para cada uno de los escenarios hidrológicos definidos...

La transformación fuente primaria ► potencia se realiza considerando:

- Solares ► Ecuación Res. CREG 201/2017.
- Eólica ► curva estándar de transformación (altura de eje 100m).



$$EN_{m,t} [kWh / mes] = \frac{1}{I_{STC}} \times K_c \times K_{inc} \times V_{m,t} (TA_{m,t}) \times GHI_{m,t} \times (1 - IHF) \times CEN \times Fcu$$

Supuestos del estudio

Escenario de demanda

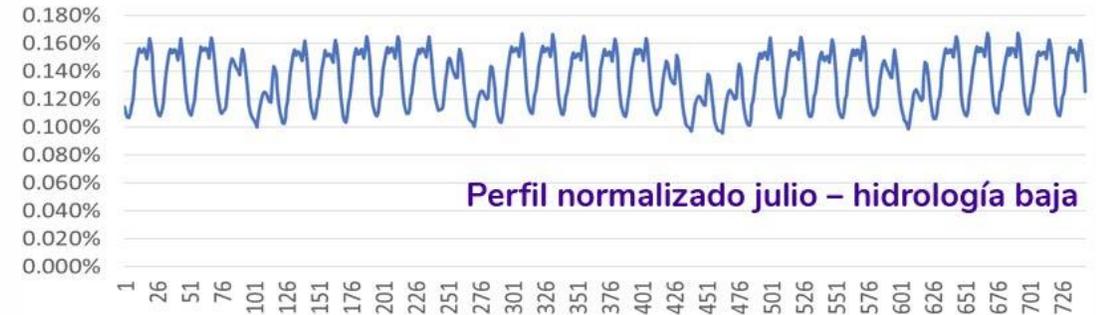
Con GCE y GD

Actualización Feb. 2019
 GCE ▶ Grandes Consumidores de Energía
 GD ▶ Generación Distribuida

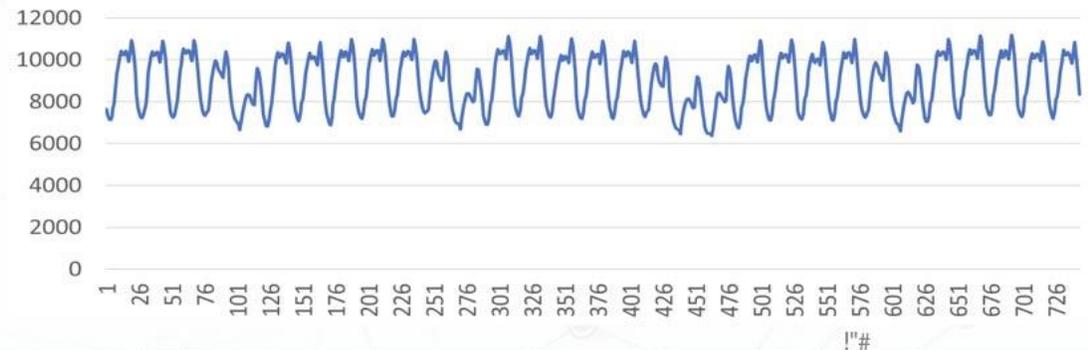
	Escenario medio (GWh) 6,673.91
jul-23	6,673.91
ago-23	6,801.23
sep-23	6,658.27
oct-23	6,810.62
nov-23	6,678.01
dic-23	6,775.06
ene-24	6,654.10
feb-24	6,474.11
mar-24	6,729.60
abr-24	6,668.07
may-24	6,849.29
jun-24	6,645.94

Perfiles de demanda horaria correlacionados con los escenarios hidrológicos considerados.

Normalización de los perfiles a nivel mensual.



La potencia horaria calcula como el producto entre la demanda mensual y el coeficiente de reparto de demanda de cada hora en cada uno de los meses.



Supuestos del estudio — otros supuestos

Flexibilidad: Elemento clave para la transformación del sector 

Otros supuestos considerados en los análisis de planeamiento operativo.

Tales como

- Disponibilidad de combustibles
- Costos de combustibles
- Costos de racionamiento

Colombia como sistema aislado

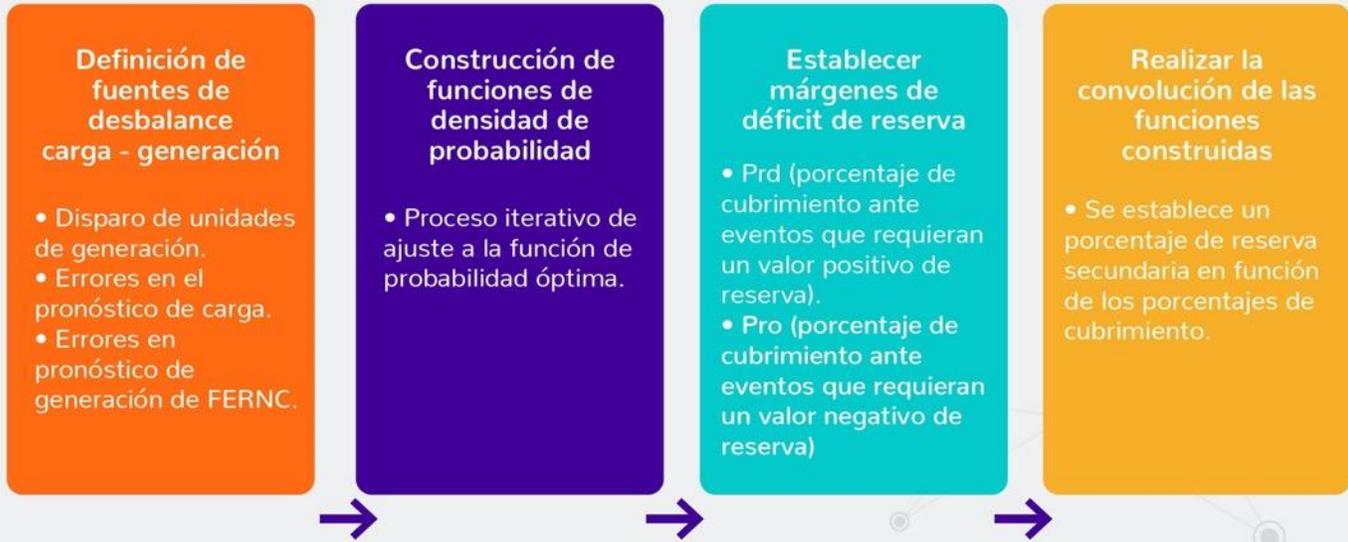


Supuestos del estudio

Estimación de reservas

Desviaciones asimétricas Pronósticos con horizonte de 2 horas

Se consideran todos los supuestos anteriormente mencionados:
Adicionalmente: Salida de una unidad de Ituango (300MW)



	Ordinario		Sábado		Domingo/Festivo	
	H+	H-	H+	H-	H+	H-
P1	300	-244	300	-150	300	-278
P2	300	-195	300	-150	300	-250
P3	300	-171	300	-154	300	-274
P4	300	-164	300	-150	300	-271
P5	300	-172	300	-154	300	-223
P6	300	-200	300	-150	300	-189
P7	300	-188	300	-150	300	-150
P8	300	-151	300	-150	300	-162
P9	300	-195	300	-153	300	-183
P10	300	-224	300	-228	300	-220
P11	300	-327	300	-336	300	-336
P12	317	-391	310	-396	304	-402
P13	344	-432	339	-432	332	-439
P14	345	-426	345	-428	329	-435
P15	308	-389	338	-381	338	-392
P16	300	-328	306	-325	300	-319
P17	300	-238	300	-241	300	-233
P18	300	-169	300	-153	300	-160
P19	300	-205	300	-172	300	-182
P20	300	-333	300	-191	300	-223
P21	300	-333	300	-187	300	-194
P22	300	-289	300	-162	300	-168
P23	300	-252	300	-162	300	-168
P24	300	-212	300	-150	300	-167

Restricciones de red y generación de seguridad



Suroccidental
Importación 500 kV = 1200 MW

Año	Demanda [MW]	Un
2023	2716	3
2023	2309	1
2023	1476	4



Oriental
Importación 500 kV = 1400 MW

Año	Demanda [MW]	Un
2023	3372	14.2
2023	3124	12.2
2023	2084	1.2



Nordeste
Importación = 1470 MW

Año	Demanda [MW]	Un
2023	1334	1.5
2023	1232	1.5
2023	928	1.5



Caribe

Año	Demanda [MW]	Límite [MW]	Un
2023	3093	2600	4
2023	2929	2600	4
2023	2308	2600	1

Cortes STN

Área / Subárea	Restricción	Corte Actual [MW]	Corte 2023 [MW]
GCM	Copey - Valledupar 2 220 kV / Copey - Valledupar 1 220 kV	230	230
Antioquia	Occidente - Medellín 220 kV	230	390
Suroccidental	Alfárez 1 500/230 kV / San Marcos 500/230 kV	230	630

Supuestos del estudio

Restricciones plantas térmicas



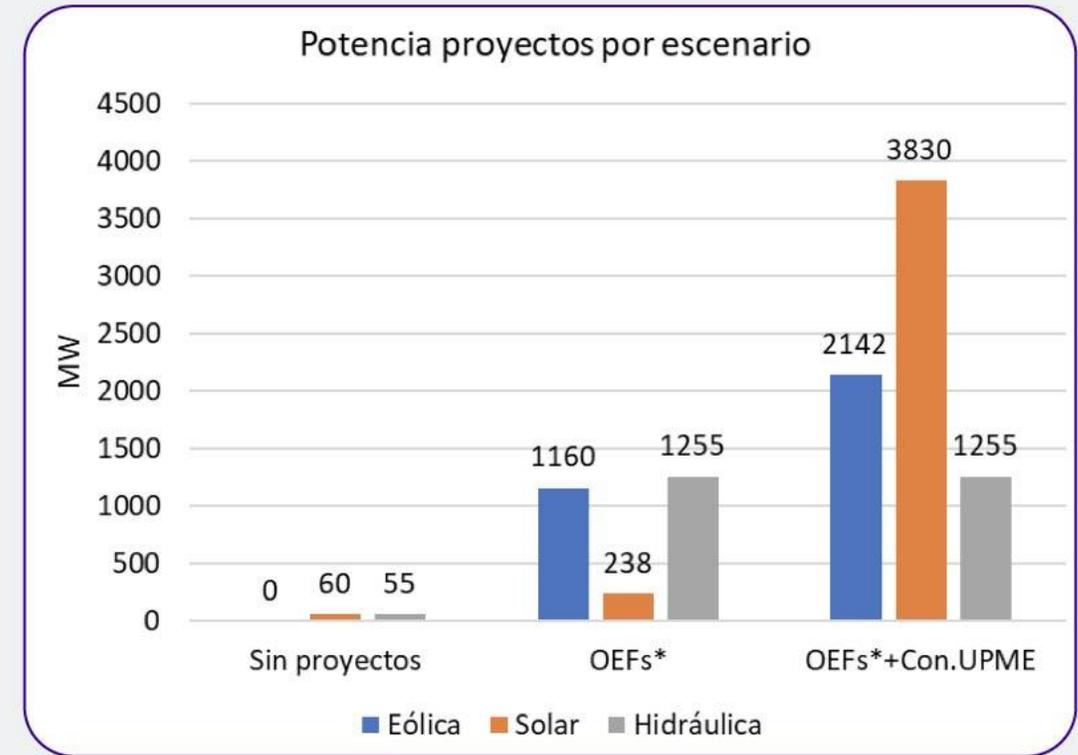
Principales resultados

Escenarios considerados

		Proyectos		
		Sin proyectos	OEFs	OEFs+ Con.UPME
Hidrología	Baja		X	
	Media	X	X	X
	Alta		X	

Hidrología
Media: 2013-2014
Baja: 2015-2016
Alta: 2010-2011

Flexibilidad: Elemento clave para la transformación del sector 



Hidráulica

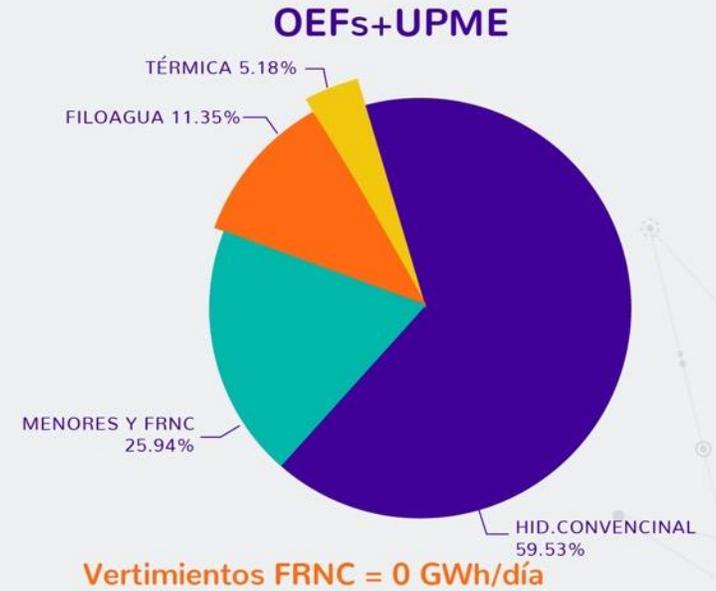
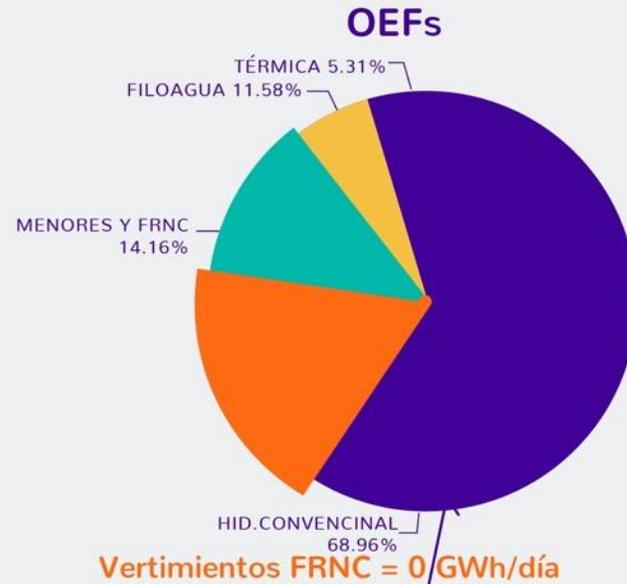
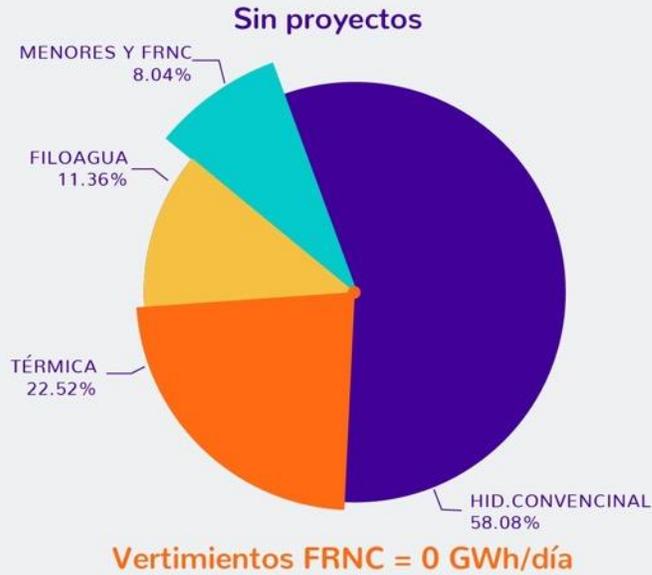
- 55MW Escuela de minas
- 1200MW Ituango

* Se consideran los proyectos térmicos con asignaciones de OEF

Principales resultados (Balance energético)

Hidrología media

Participación tecnologías



74.27% Generación síncrona DC

62.71% Generación síncrona DC

- Menores y renovables incluye:
- Eólica
 - Solar
 - Menores hidráulicas
 - Menores térmicas
 - Autogeneradores
 - Cogeneradores
 - Biomasa

Aumento en la participación hidráulica por la entrada de Ituango

Disminución de la generación síncrona DC (térmica+ hidráulica convencional) al aumentar el nivel de integración.

DC → Despachada Centralmente

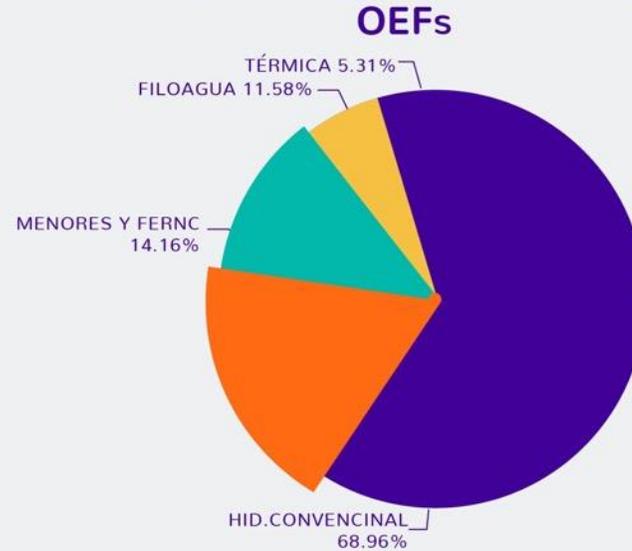
Principales resultados (Balance energético)

Hidrología media

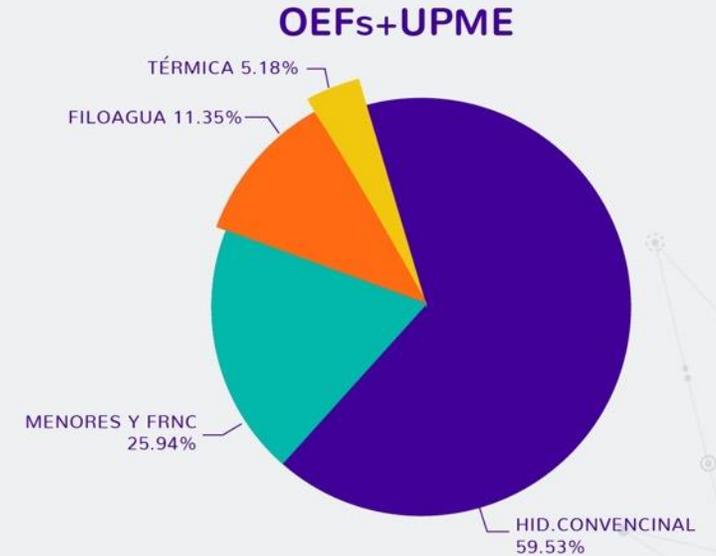
Participación tecnologías



Vertimientos FRNC = 0 GWh/día

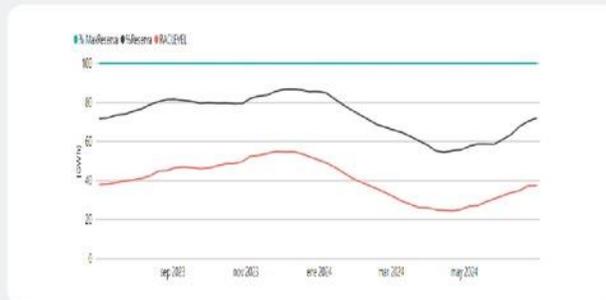


Vertimientos FRNC = 0 GWh/día



Vertimientos FRNC = 0 GWh/día

Evolución embalses

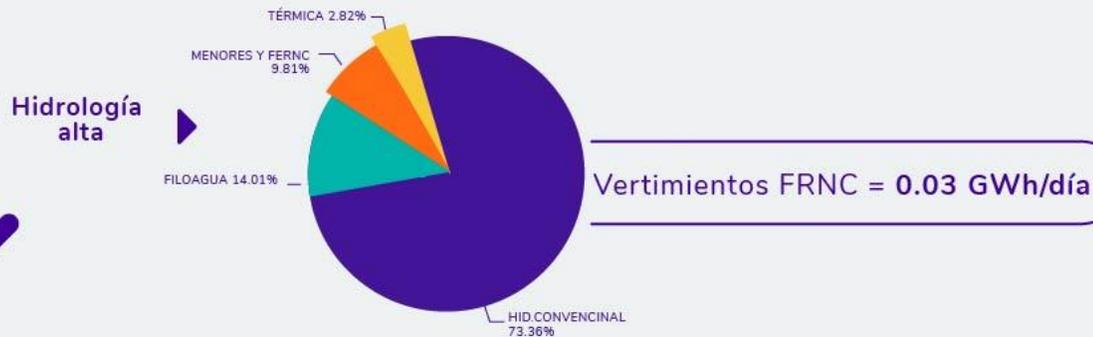
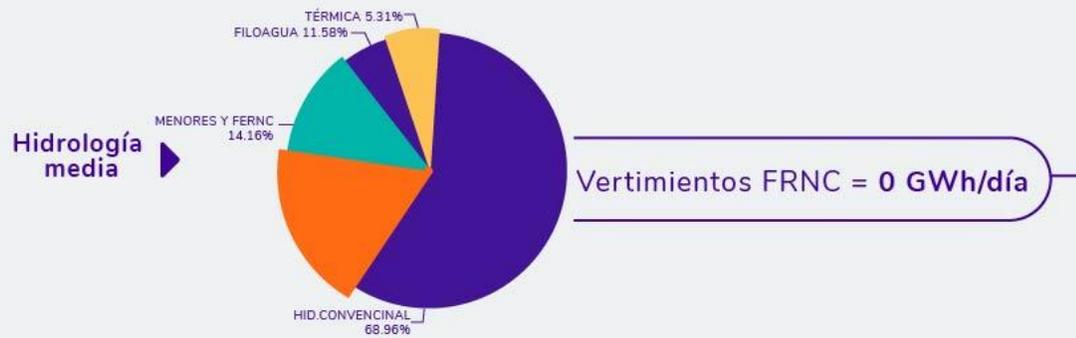
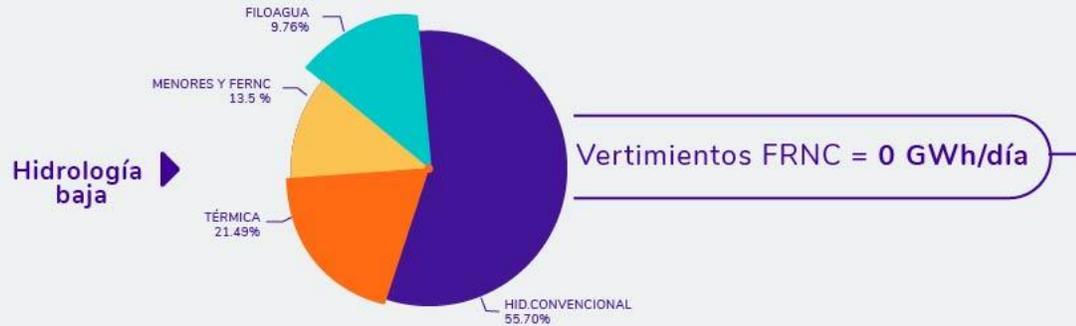


Aumento en el nivel del embalse con un mayor nivel de integración de FRNC



Principales resultados (Balance energético)

Proyectos OEFs



Hidráulica convencional, filo de agua e hidráulicas menores dependen directamente de la hidrología considerada

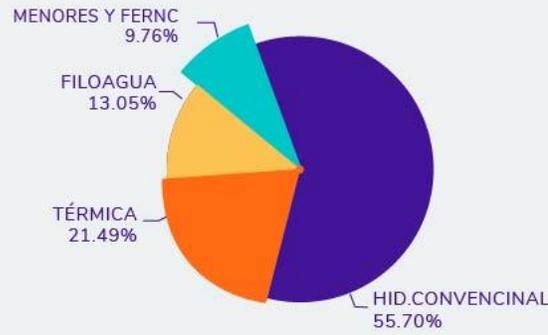
Menores y renovables incluye:

- Eólica
- Solar
- Menores hidráulicas
- Menores térmicas
- Autogeneradores
- Cogeneradores
- Biomasa

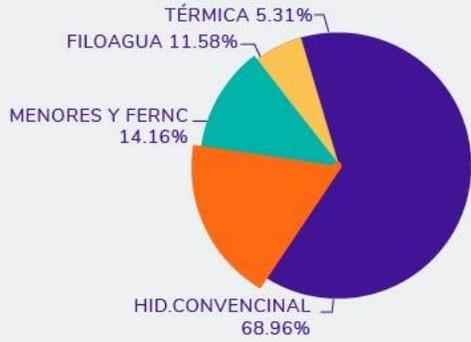
Principales resultados (Balance energético)

Proyectos OEFs

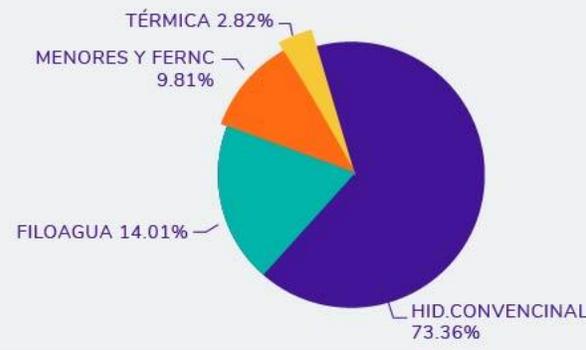
Hidrología baja



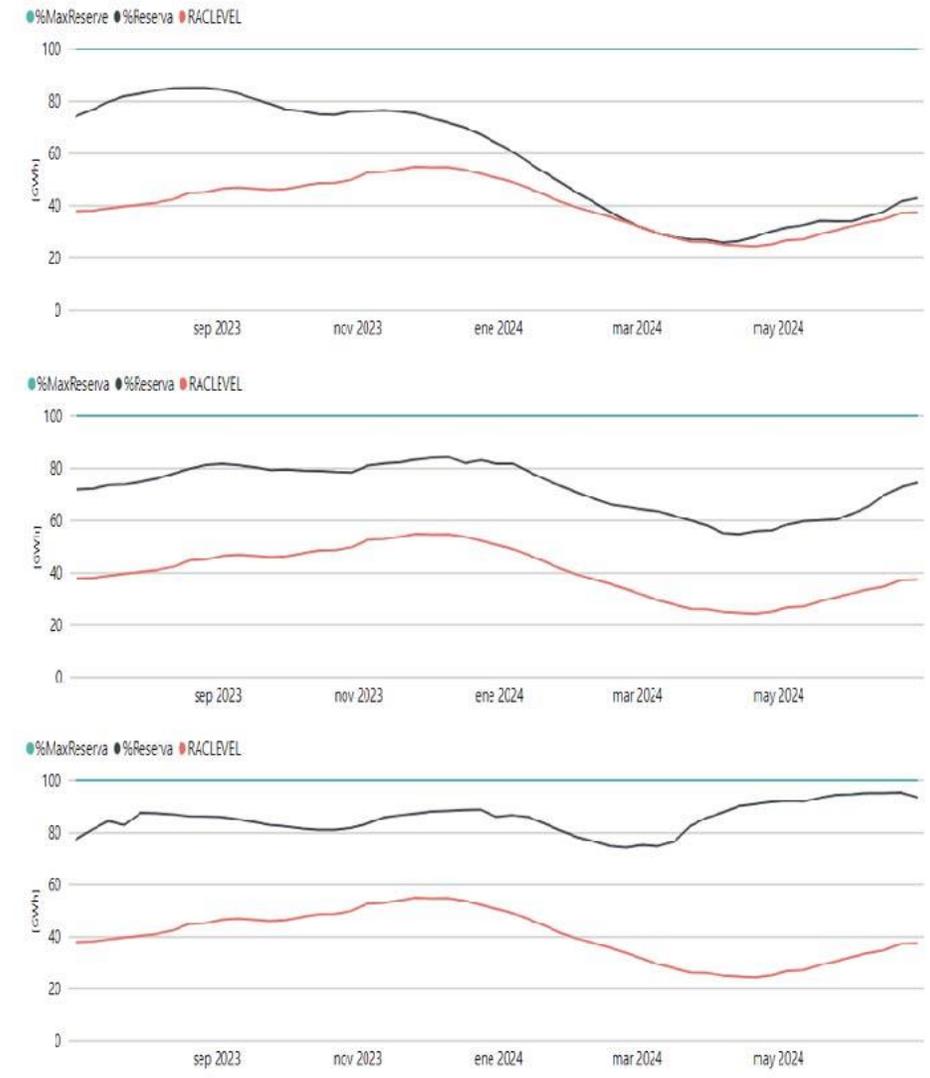
Hidrología media



Hidrología alta



Flexibilidad: Elemento clave para la transformación del sector



Supuestos del estudio (Combustibles térmicas)

Sin proyectos

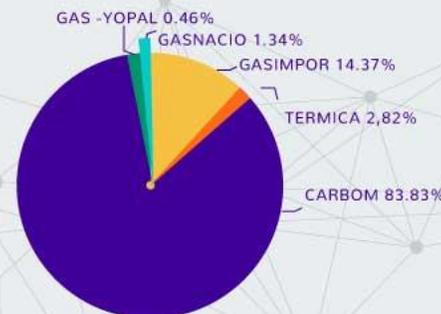
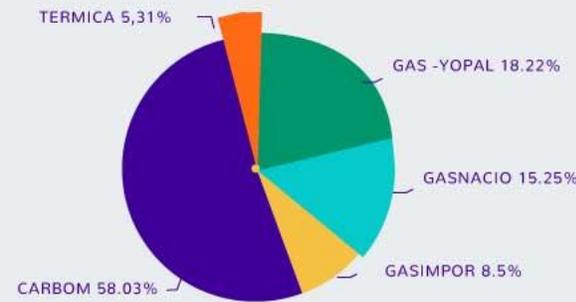
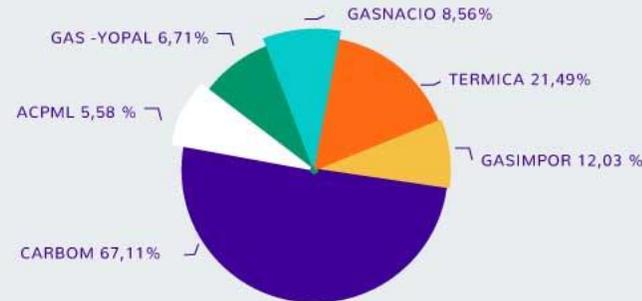
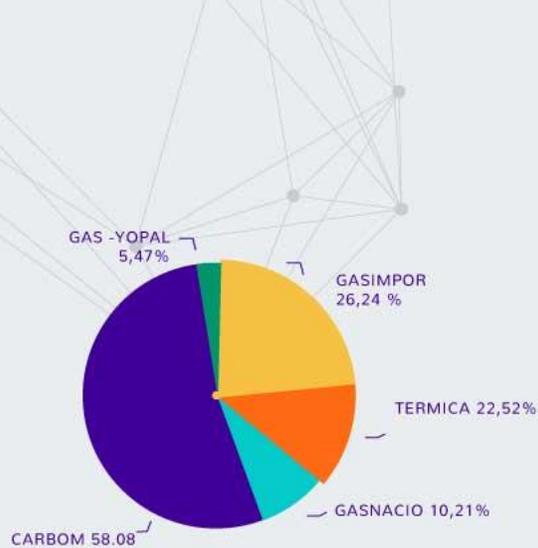
OEFs

OEFs+UPME

Hidrología
baja

Hidrología
media

Hidrología
alta



Principales resultados

Flexibilidad: Elemento clave para la transformación del sector 



La red de transmisión y en especial los proyectos, que incrementan el límite de importación del área Caribe a 2600MW, impactan de forma directa la flexibilidad del sistema y, por tanto, los resultados y conclusiones presentadas.



Dependiendo del nivel de integración de FRNC y la hidrología del sistema, la demanda podría ser atendida con valores cercanos al 100% de generación renovable, con unos mínimos de seguridad por parte de la generación convencional.



Para escenarios de alta hidrología, podrían presentarse vertimientos de fuentes renovables.

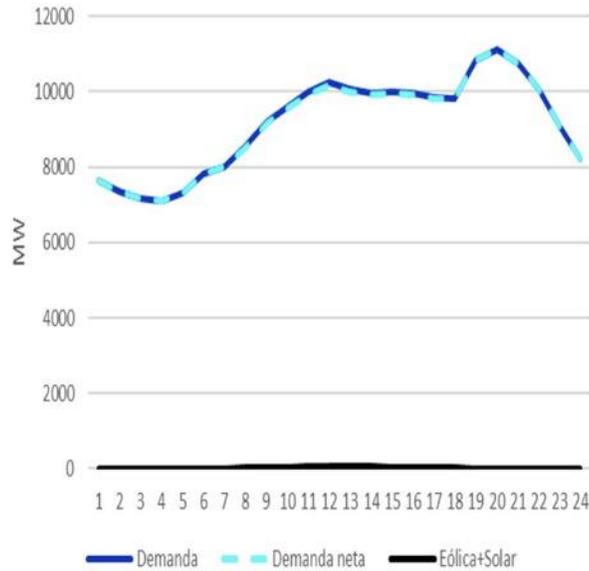


El gas importado es necesario para garantizar la generación de seguridad en el área caribe.

Principales resultados (Perfiles de Demanda)

Hidrología media

Sin proyectos



OEFs



OEFs+UPME



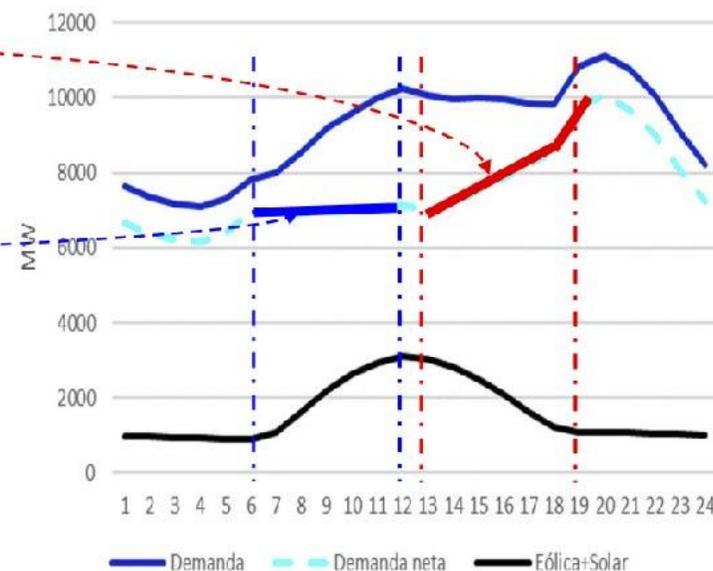
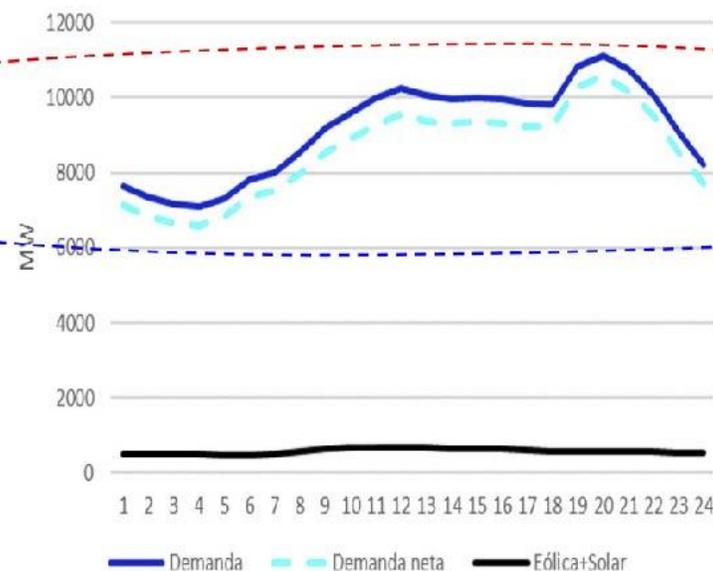
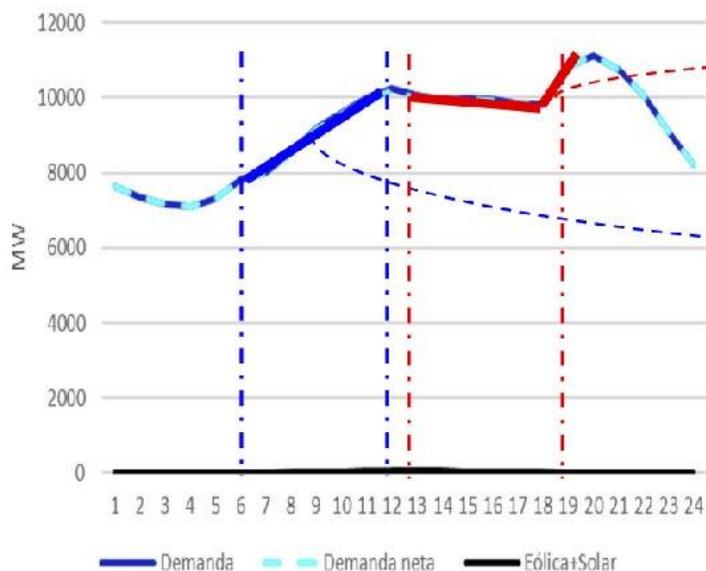
Demanda neta* = Demanda Total - FRNC

Hidrología media

Sin proyectos

OEFs

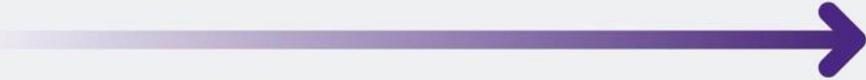
OEFs+UPME



$$\text{Demanda Neta} = \text{Demanda Total} - \text{FRNC}$$

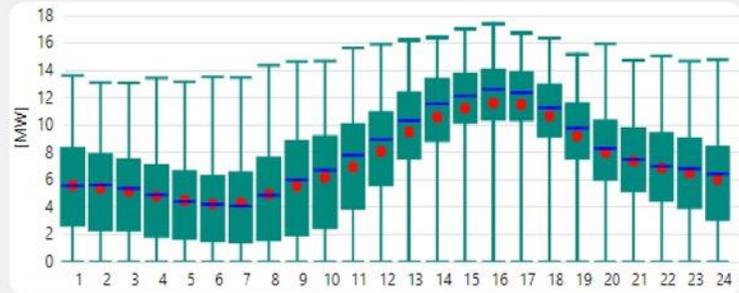
Principales resultados (Producciones)

Hidrología media



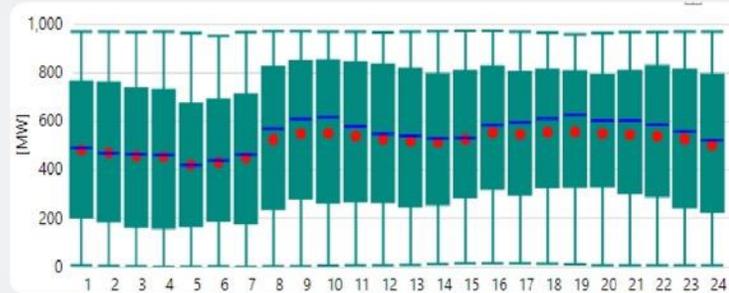
Sin proyectos

DISTRIBUCIÓN PRODUCCIÓN HORARIA



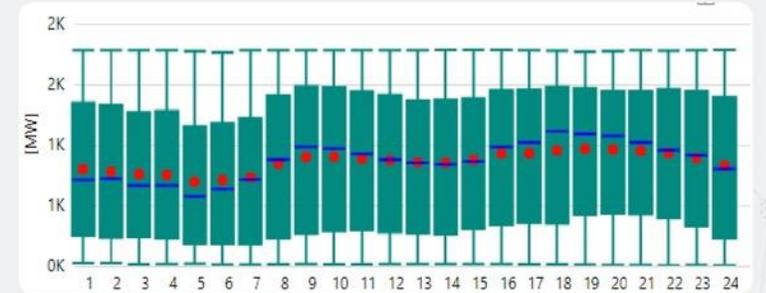
OEFs

DISTRIBUCIÓN PRODUCCIÓN HORARIA



OEFs+UPME

DISTRIBUCIÓN PRODUCCIÓN HORARIA



A mayor integración de eólica, distribuida en diferentes regiones, reduce la variabilidad de la producción promedio.



Se tienen vertimientos de FRNC

FRNC	GWh/día	% Prod Promedio
Eólica	0.00072	0.003%
Solar	0.01416	0.573%

Hidrología media

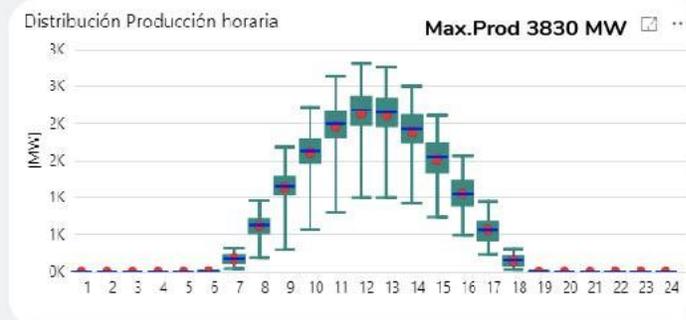
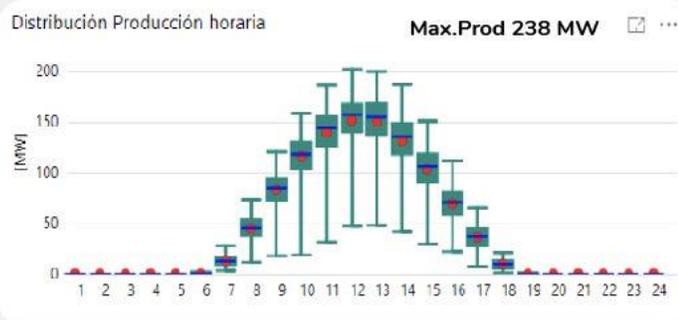
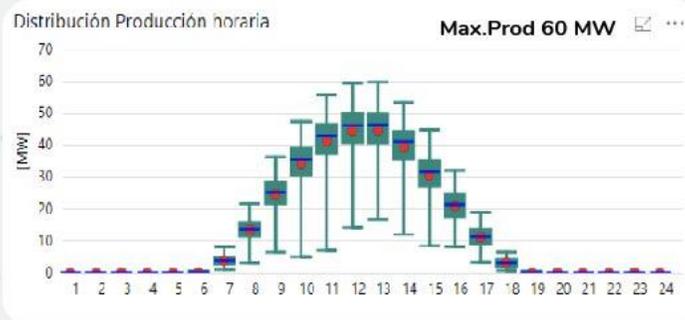
Sin proyectos

OEFs

OEFs+UPME

Eólica

Solar



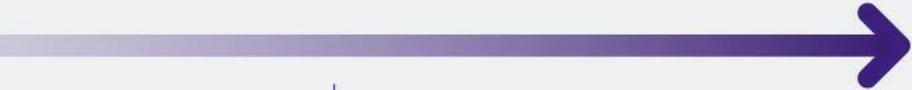
Hora 12: Max 59.42 MW (+32%)
Ave 44.69 MW (0%Ref)
Min 14.15 MW (-68%)

Hora 12: Max 201.59 MW (+33%)
Ave 151.16 MW (0%Ref)
Min 47.19 MW (-69%)

Hora 12: Max 2810 MW (+32%)
Ave 2132 MW (0%Ref)
Min 990 MW (-54%)

A mayor integración de solar, mayor variabilidad en MW

Hidrología media

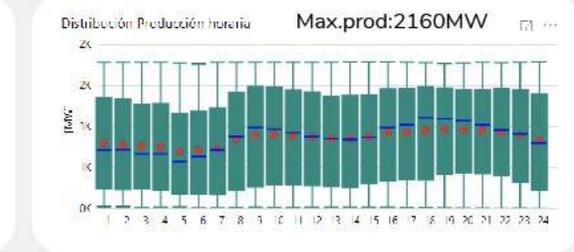
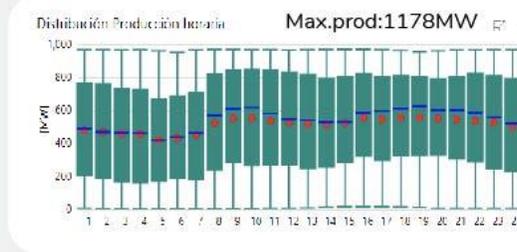
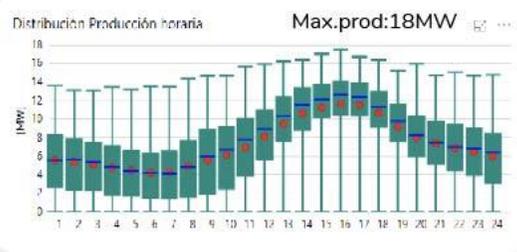


Eólica

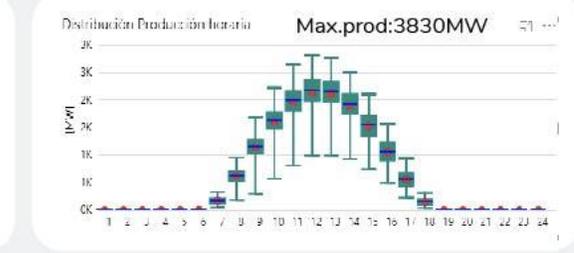
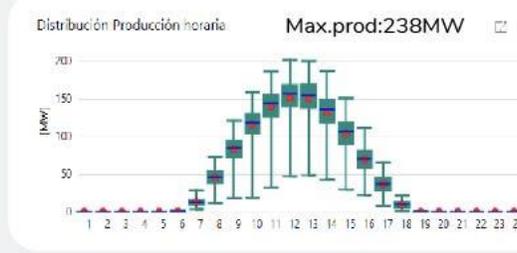
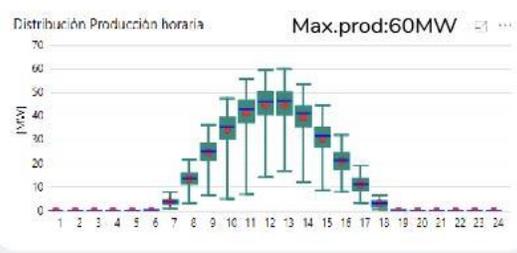
Sin proyectos

OEFs

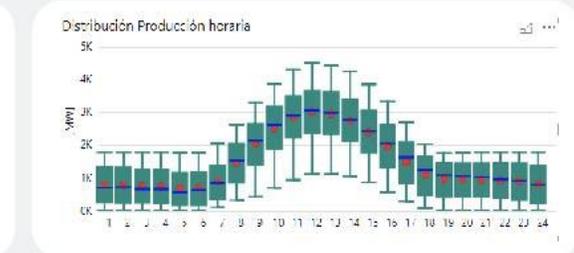
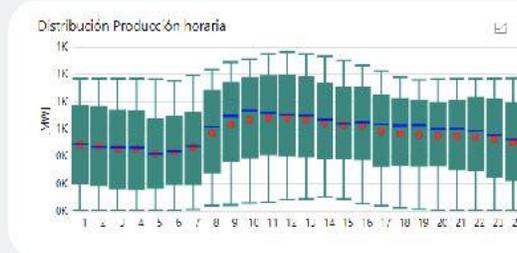
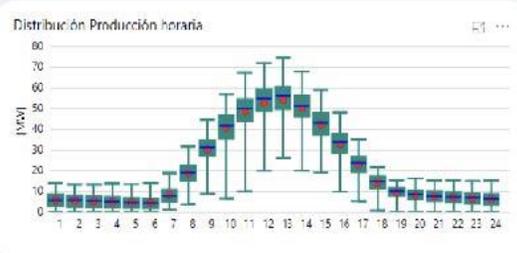
OEFs+UPME



Solar



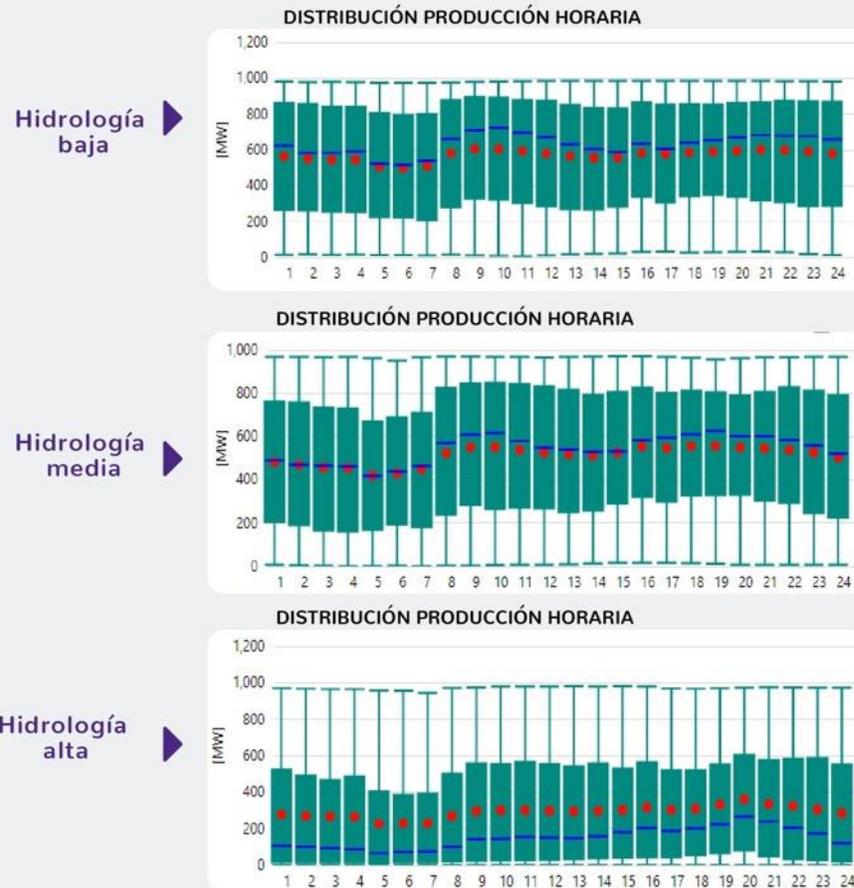
Eólica + solar



Principales resultados (Producciones)

Proyectos OEFs

Eólica



Eólica promedio 613.8MW

Eólica promedio 534.1MW

Eólica promedio 328.5MW

Disminución de los promedios eólicos conforme aumenta la hidrología.

Se tienen vertimientos de FRNC

FRNC	GWh/día
Eólica	0.10320
Solar	0.00408

Principales resultados (Producciones)

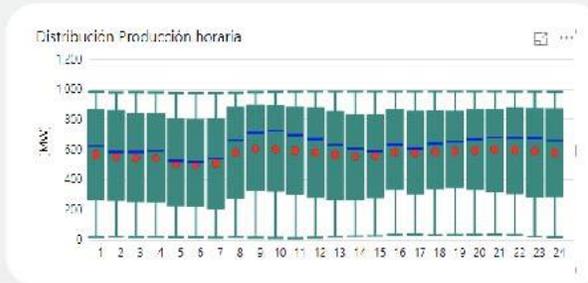
— Proyectos OEFs

Flexibilidad: Elemento clave para la transformación del sector 

Ligera disminución de la producción solar al aumentar la hidrología. Efecto asociado al aumento de nubosidad

Hidrología baja

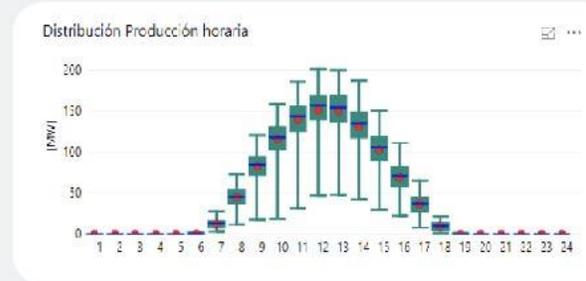
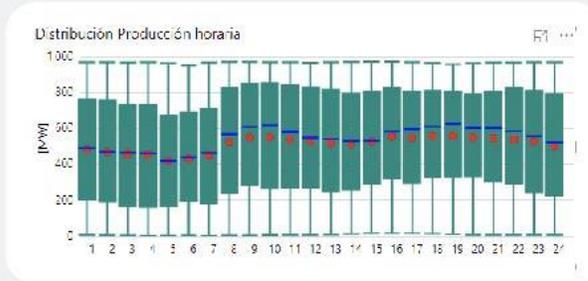
Eólica



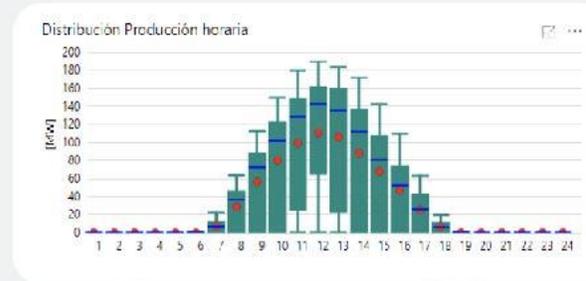
Solar



Hidrología media



Hidrología alta



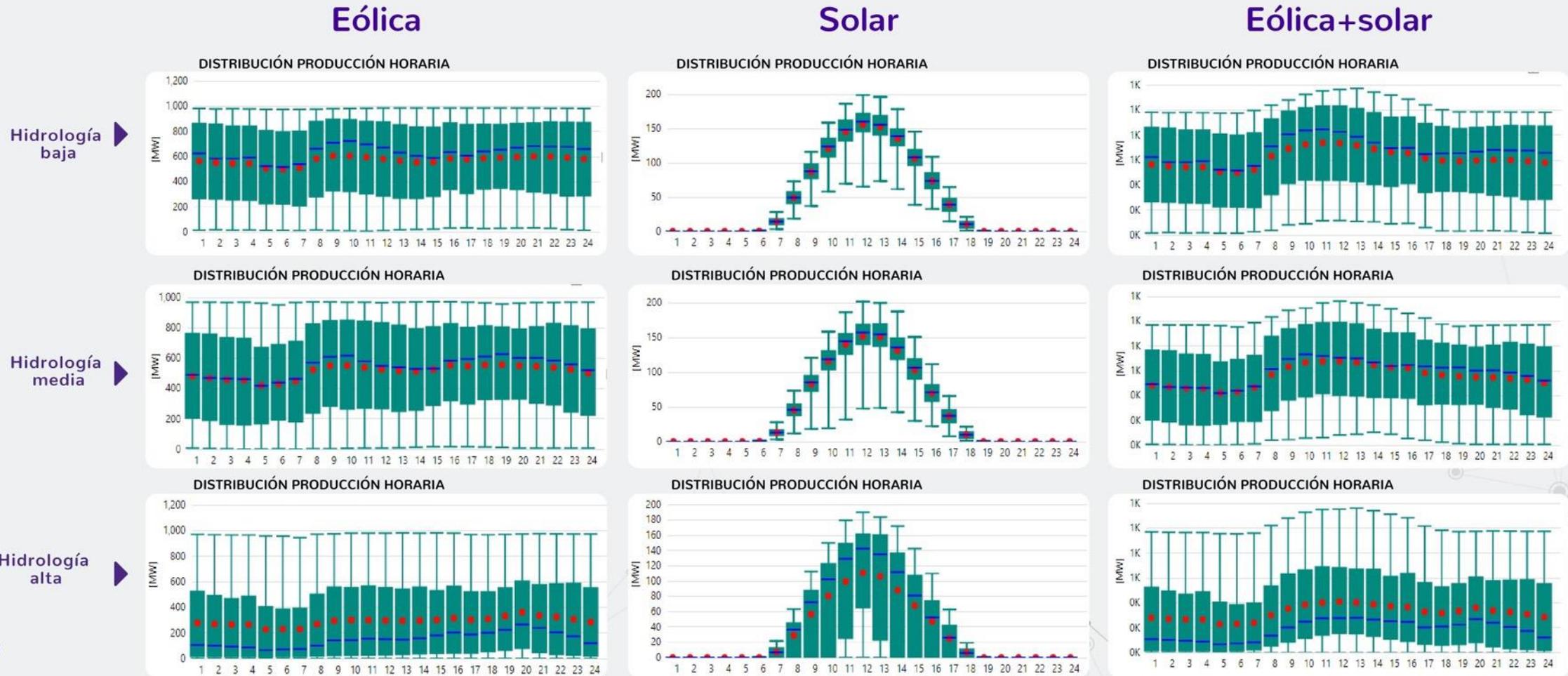
Hora 12: Ave 155.62 MW

Hora 12: Ave 151.16 MW

Hora 12: Ave 115.20 MW

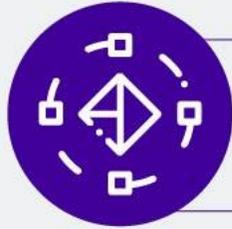
Principales resultados (Producciones)

Proyectos OEFs



Principales — resultados

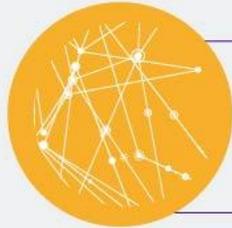
Flexibilidad: Elemento clave para la transformación del sector 



Los cambios en el perfil de la demanda neta dependen fundamentalmente del nivel de penetración de generación solar.



Dependiendo del nivel de integración, se pueden presentar cambios en el comportamiento de las rampas inter-horarias de la demanda neta del sistema llegando a tener que aumentar producciones convencionales en horas en donde tradicionalmente se disminuyen o se mantienen y viceversa.



Entre más distribuida sea la generación eólica del sistema, menor la variabilidad de su promedio horario.



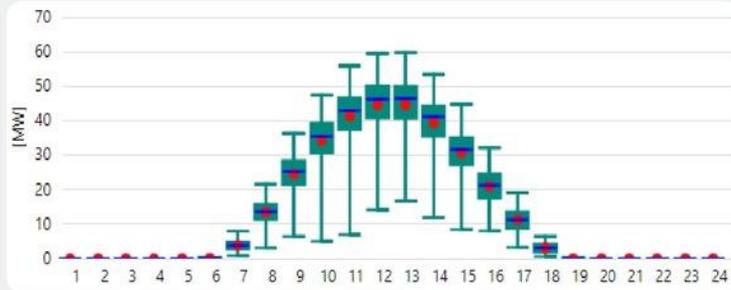
Existe complementariedad entre la hidrología y los escenarios de FRNC. A mayor hidrología menores niveles de vientos (eólica) y menor radiación.

Principales resultados (Variabilidad solar)

Hidrología media

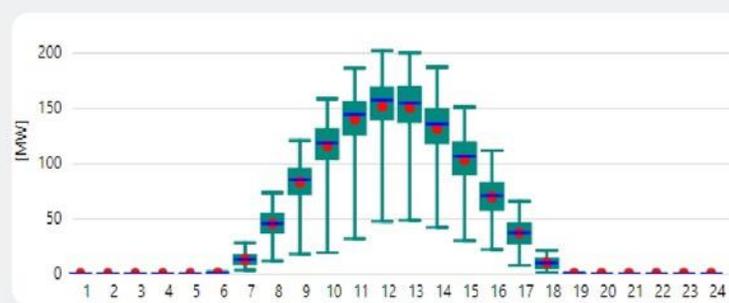
Sin proyectos

DISTRIBUCIÓN PRODUCCIÓN HORARIA



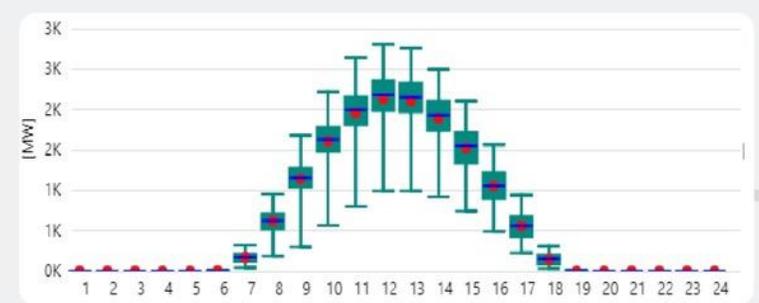
OEFs

DISTRIBUCIÓN PRODUCCIÓN HORARIA



OEFs+UPME

DISTRIBUCIÓN PRODUCCIÓN HORARIA



Producción

Principales resultados (Variabilidad solar)

Hidrología media

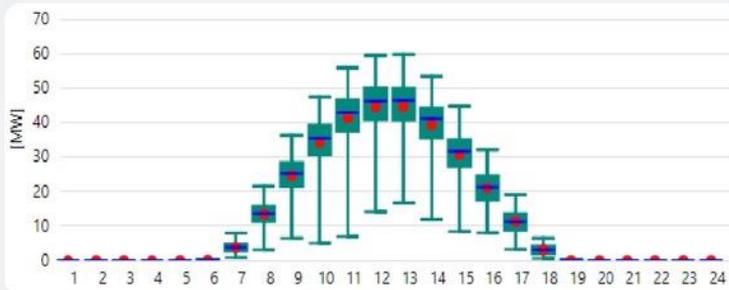
Sin proyectos

OEFs

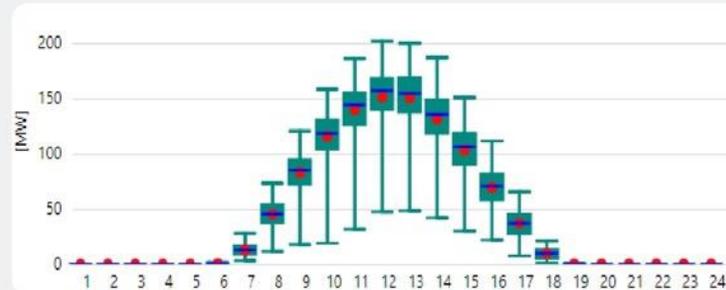
OEFs+UPME

Producción

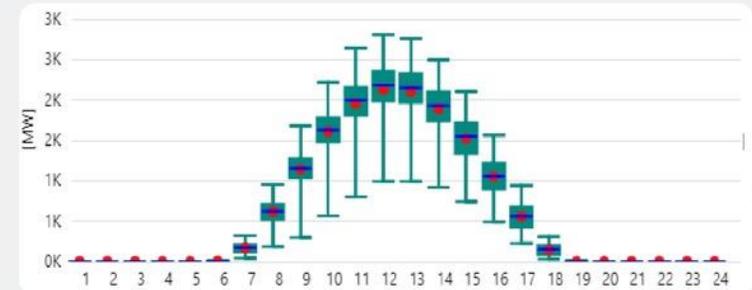
DISTRIBUCIÓN PRODUCCIÓN HORARIA



DISTRIBUCIÓN PRODUCCIÓN HORARIA

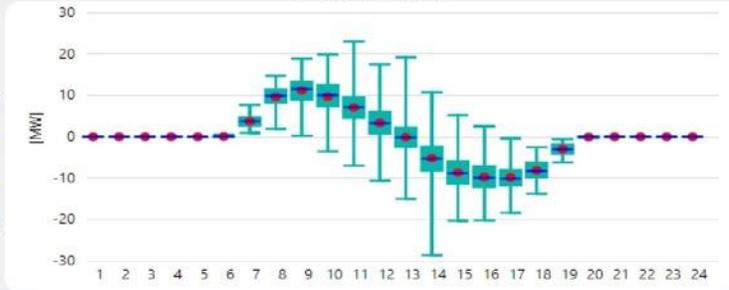


DISTRIBUCIÓN PRODUCCIÓN HORARIA

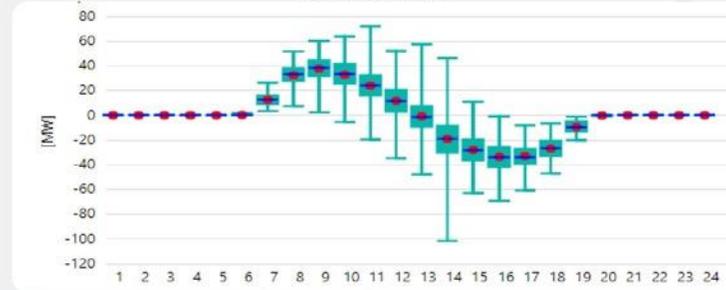


Rampa inter-horaria
(Ph-Ph-1)

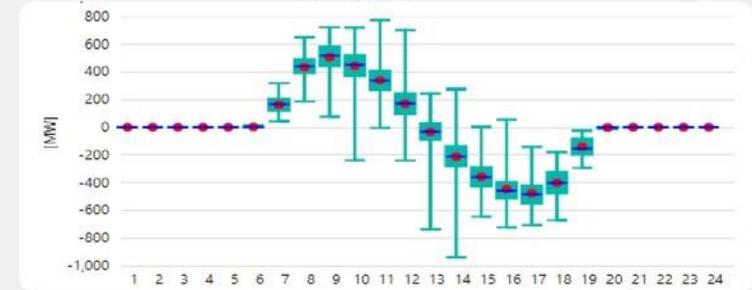
RAMPAS - HORA



RAMPAS - HORA



RAMPAS - HORA



Principales resultados (Variabilidad solar)

Hidrología media

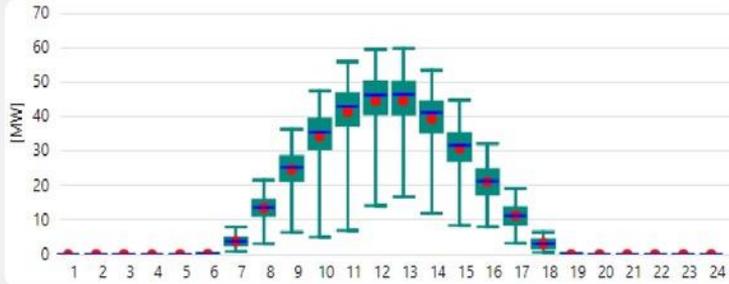
Sin proyectos

OEFs

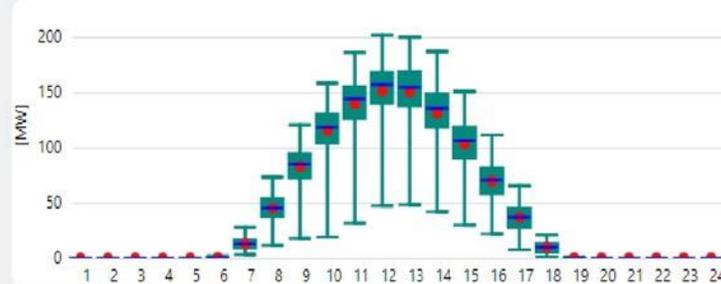
OEFs+UPME

Producción

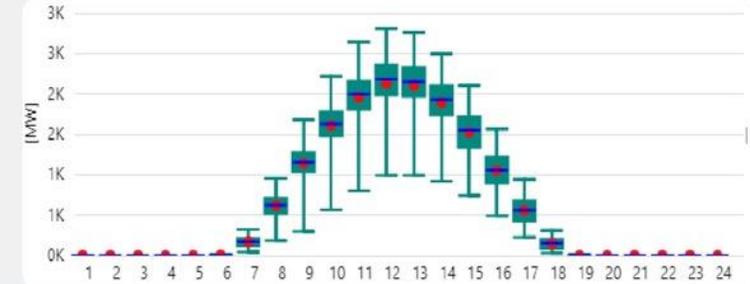
DISTRIBUCIÓN PRODUCCIÓN HORARIA



DISTRIBUCIÓN PRODUCCIÓN HORARIA

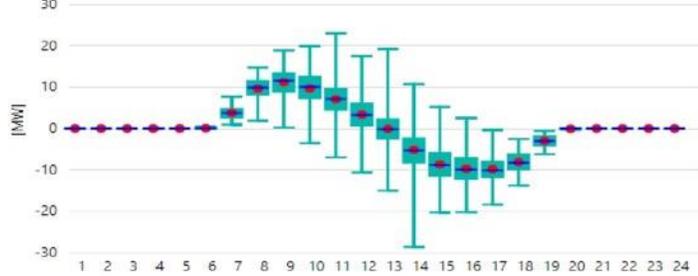


DISTRIBUCIÓN PRODUCCIÓN HORARIA

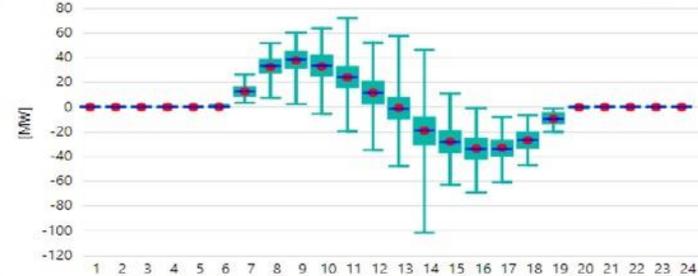


Rampa inter-horaria
(Ph-Ph-1)

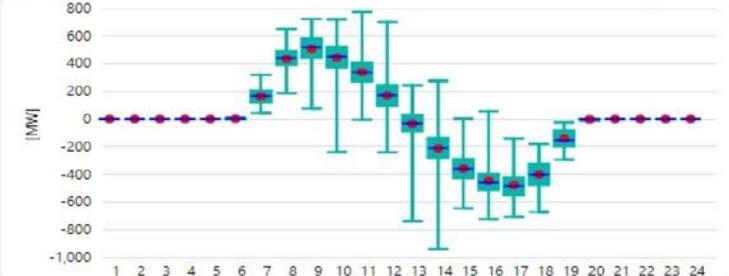
RAMPAS - HORA



RAMPAS - HORA

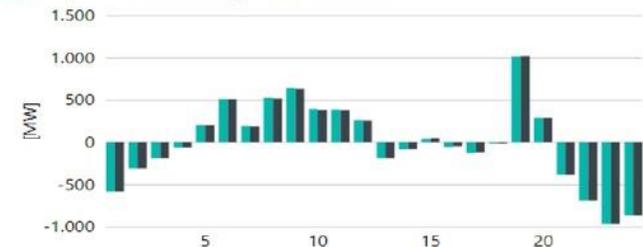


RAMPAS - HORA

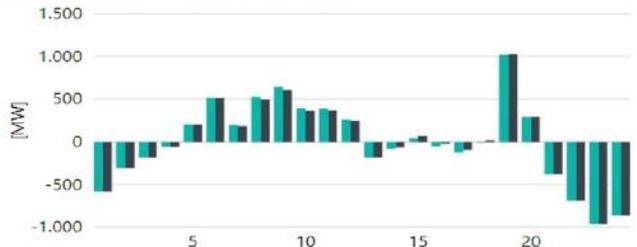


Rampas demanda vs.
Demanda neta*

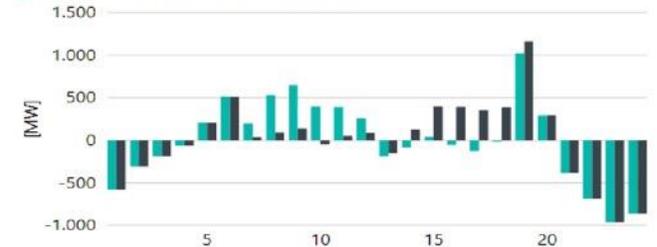
● Rampas demanda ● Rampas demanda neta*



● Rampas demanda ● Rampas demanda neta*



● Rampas demanda ● Rampas demanda neta*

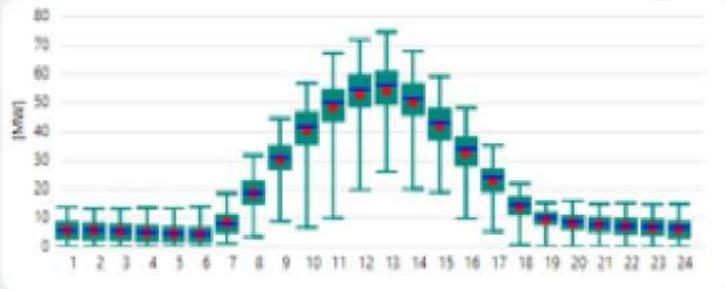


Demanda neta* = Demanda Total - solar

Principales resultados (Producciones)

Sin proyectos

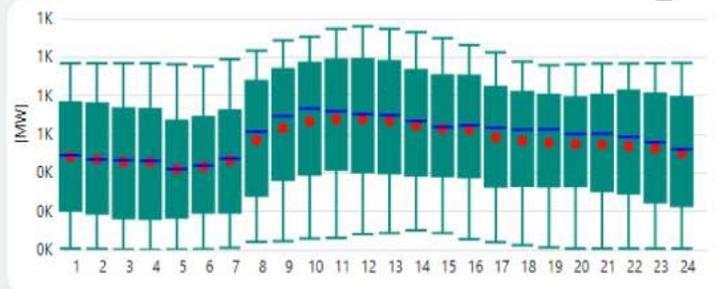
DISTRIBUCIÓN PRODUCCIÓN HORARIA



Hidrología media

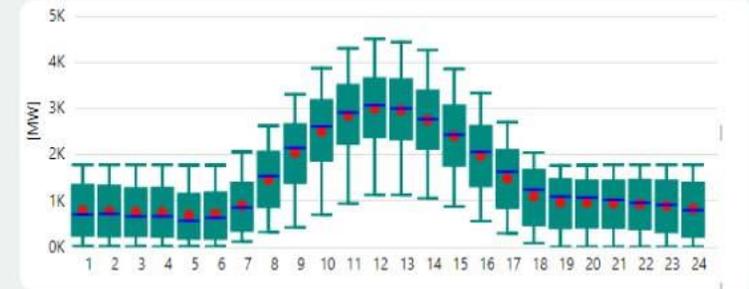
OEFs

DISTRIBUCIÓN PRODUCCIÓN HORARIA



OEFs+UPME

DISTRIBUCIÓN PRODUCCIÓN HORARIA



Producción

Principales resultados (Producciones)

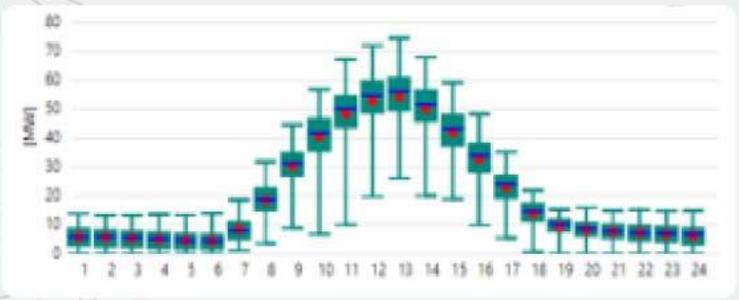
Producción

Rampa inter-horaria
(Ph-Ph-1)

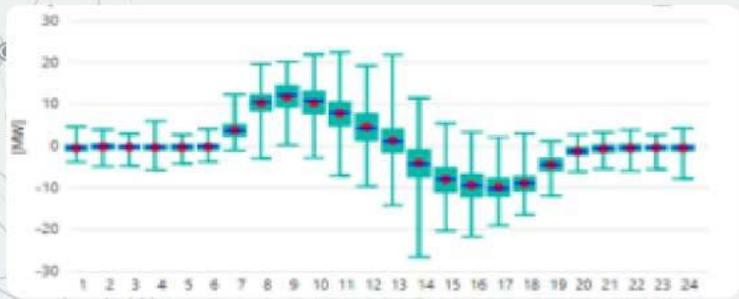
Hidrología media

Sin proyectos

DISTRIBUCIÓN PRODUCCIÓN HORARIA

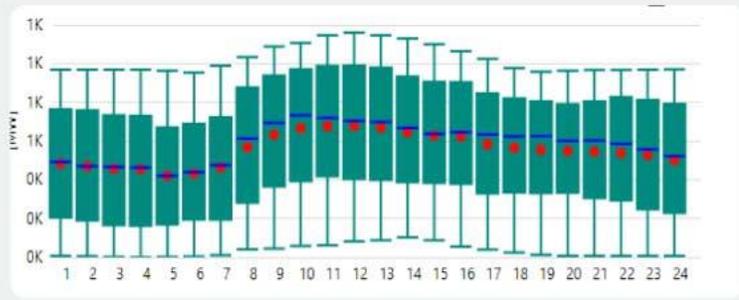


RAMPAS - HORA

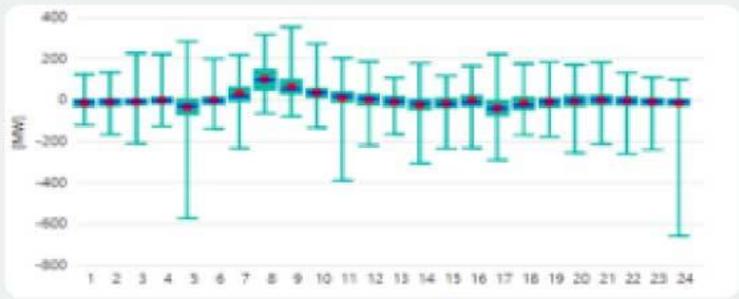


OEFs

DISTRIBUCIÓN PRODUCCIÓN HORARIA

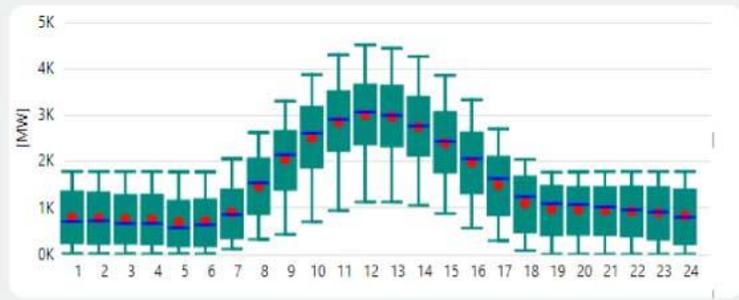


RAMPAS - HORA

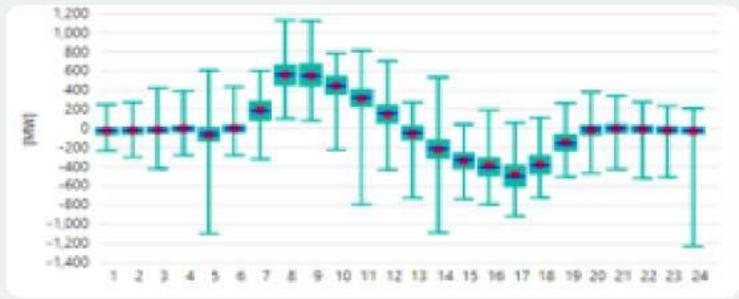


OEFs+UPME

DISTRIBUCIÓN PRODUCCIÓN HORARIA



RAMPAS - HORA



Principales resultados (Producciones)

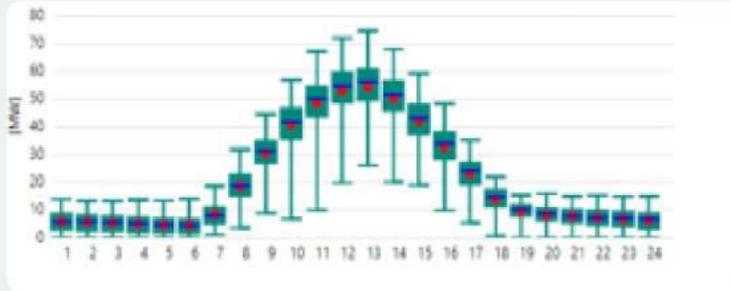
Sin proyectos

Hidrología media

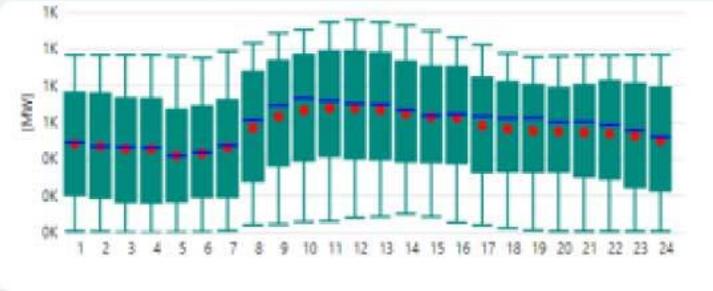
OEFs

OEFs+UPME

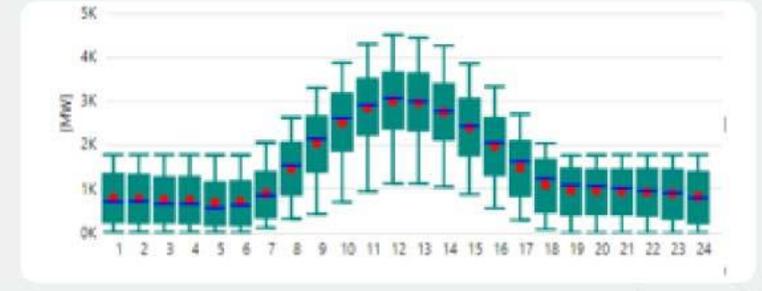
DISTRIBUCIÓN PRODUCCIÓN HORARIA



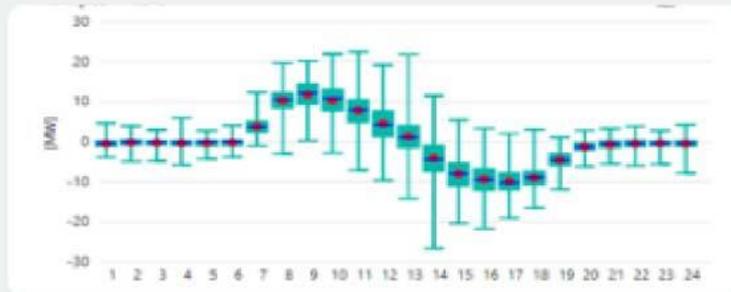
DISTRIBUCIÓN PRODUCCIÓN HORARIA



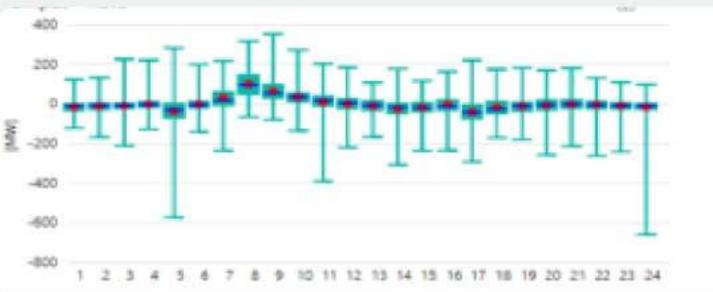
DISTRIBUCIÓN PRODUCCIÓN HORARIA



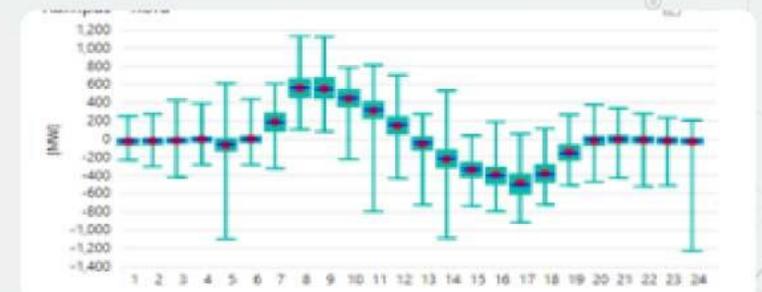
RAMPAS - HORA



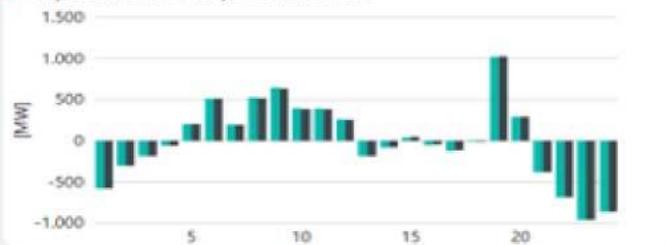
RAMPAS - HORA



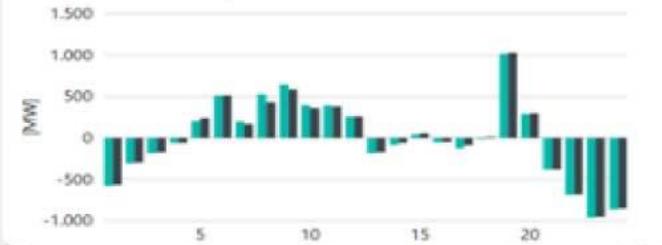
RAMPAS - HORA



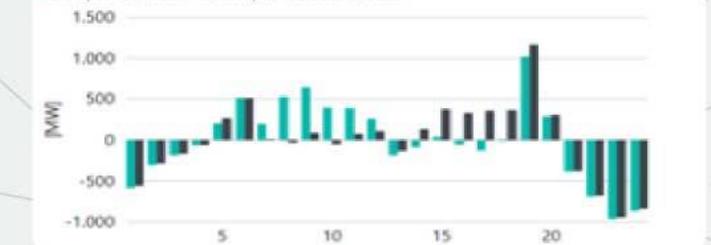
Rampas demanda Rampas demanda neta



Rampas demanda Rampas demanda neta



Rampas demanda Rampas demanda neta



Producción

Rampa inter-horaria (Ph-Ph-1)

Rampas demanda vs. Demanda neta

Principales — resultados

Flexibilidad: Elemento clave para la transformación del sector 



Las rampas inter-horarias en la demanda neta del sistema están fuertemente influenciadas por el aumento en la integración de generación solar.



Los resultados presentados con resolución horaria presentan un comportamiento “plano” de la generación eólica promedio. Sin embargo, es necesario analizar su variabilidad e incertidumbre en horizontes de más corto plazo (minutos).

Principales resultados (Generación síncrona)

Hidrología media

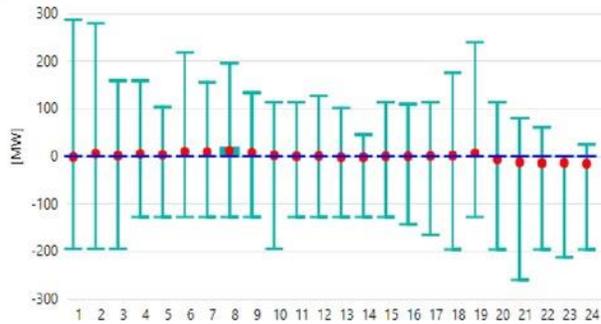
Sin proyectos

OEFs

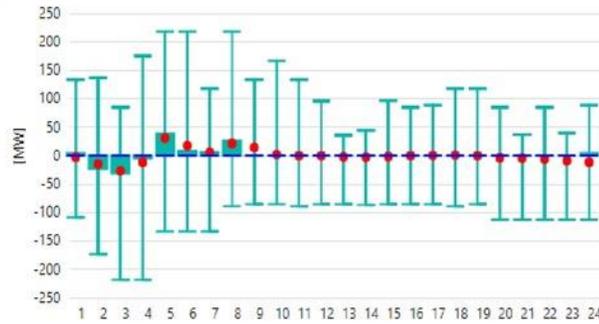
OEFs+UPME

Dispersión rampas
térmica

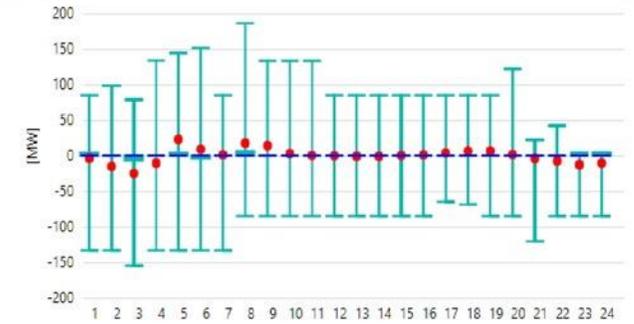
RAMPAS - HORA



RAMPAS - HORA

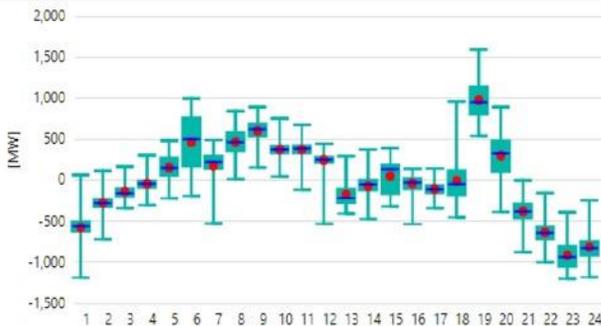


RAMPAS - HORA

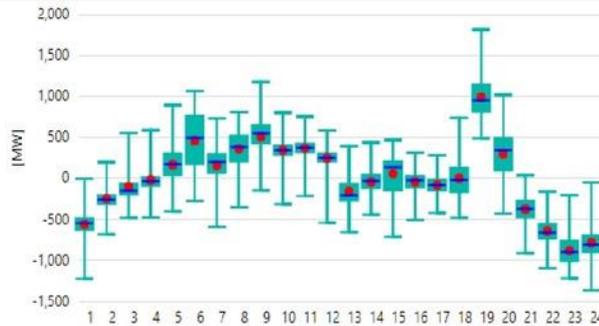


Dispersión rampas
hidráulica

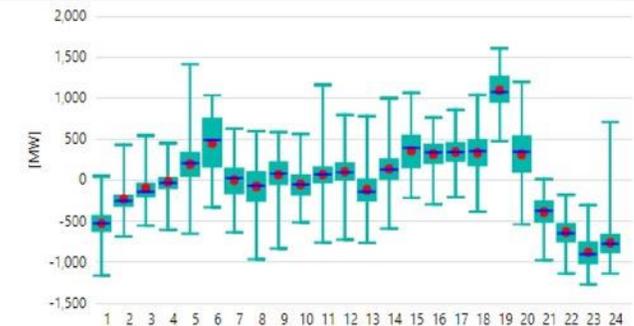
RAMPAS - HORA



RAMPAS - HORA



RAMPAS - HORA



Principales resultados (Generación síncrona)

Hidrología media

Disponibilidad rampas térmicas y uso

Sin proyectos



OEFs

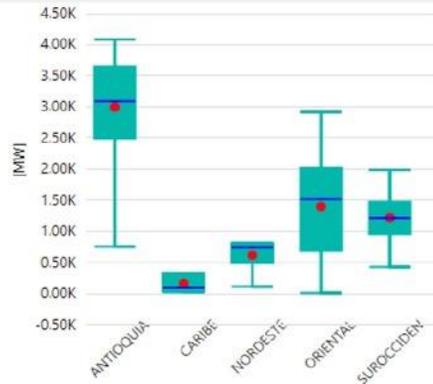


OEFs+UPME

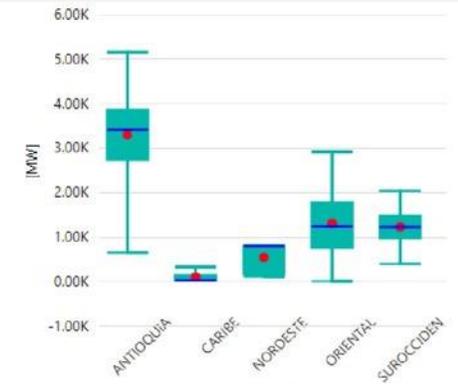
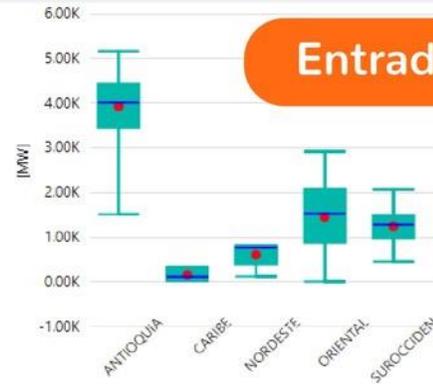


La rampa disponible se calcula como la sumatoria de las rampas de las unidades acopladas.

Rampas demanda vs. Demanda neta*



Entrada de Ituango



Principales — resultados



La producción térmica tendrá un comportamiento base.



La variabilidad de las FRNC la asumirá principalmente la generación hidráulica con embalse



El sistema eléctrico colombiano tiene la flexibilidad suficiente para integrar las FRNC consideradas en este análisis, teniendo presente que, ante condiciones específicas de operación, principalmente escenarios de alta hidrología, pueden presentarse vertimientos puntuales de fuentes primarias.

Conclusiones



— Conclusiones

Bajo los supuestos considerados, el SIN tiene la flexibilidad suficiente para integrar las FRNC.

El aumento del límite de importación del área Caribe es esencial para garantizar la flexibilidad del SIN.

La variabilidad de las FRNC es asumida principalmente por la generación hidráulica convencional.

— Conclusiones

Los niveles de integración solar considerados en este análisis (max. 3830MW) aún no conllevarían a una demanda neta con perfil de “duck curve”.

La integración de FRNC cambia las decisiones operativas que se consideran típicas en el SIN, pasando de horas en donde se disminuía la generación síncrona DC a aumentarla, y viceversa.

La generación térmica se proyecta como generación base en la operación del SIN.



II FOROXM
Por un sector en transformación
para el usuario

Por un sector en
transformación
para el usuario



— Proyectos FRNC

Con OEFs

El Paso (S)	68.00
Windpeshi (E)	195.00
PV Latam Solar La Loma (S)	170.00
Kuisa Tumawind (E)	198.00
Urraichi Chemesky (E)	99.00
Casa Eléctrica (E)	176.00
Parque Eólico Beta (E)	280.00
Parque Eólico Alpha (E)	212.00

Con concepto UPME

Bayunca 1 (S)	3.00
Bosques Solares de los Llanos 2 (S)	20.00
Celsia Solar Espinal (S)	10.00
Prosperidad (S)	20.00
La Iguana (S)	20.00
Solar Guayacan (S)	8.00
La Ceiba (S)	8.00
Parque Solar Los Morrosquillos II (S)	20.00
El Campano (S)	100.00
El Trébol (S)	20.00
Atlántico solar 2 Polo Nuevo (S)	10.00
Atlántico solar 1 Polo Nuevo (S)	19.00
Bosques Solares de los Llanos 1 (S)	20.00
La Cayena (S)	20.00
Parque Solar Zambrano II (S)	16.00
La Filigrana (S)	10.00
El Tamarindo I (S)	10.00
El Tamarindo II (S)	10.00
Pétalo del Córdoba II (S)	10.00
Cordobita (S)	10.00
Parque Solar Portón del Sol (S)	102.00
Parque Solar Fotovoltaico Baranoa (S)	20.00
Guajira I (E)	20.00
Wayúu (E)	12.00
Granja Solar Palmaseca (S)	28.00
Bosques Solares de Bolívar 503 (S)	20.00
Bosques Solares de Bolívar 504 (S)	20.00
Solar La Serpe (S)	20.00
Bosques Solares de los Llanos 3 (S)	20.00
Guayacanes (S)	200.00
Planta menor Awarala (S)	20.00
Pétalo del Cesar (S)	10.00
Bosques Solares de los Llanos 4 (S)	20.00

Parque Solar Los Morrosquillos I (S)	20.00
Generación fotovoltaica CSF San Felipe (S)	90.00
Parque Solar La Unión (S)	100.00
Atlántico I (S)	30.00
Guayepo (S)	400.00
Bosques Solares de los Llanos 5 (S)	18.00
El Colibrí (S)	20.00
Los Ocobos (S)	20.00
CSF Continua Cartago (S)	99.00
Solar Fotovoltaico Fundación (S)	100.00
La Sierra Solar (S)	200.00
Generación Fotovoltaica Codazzi 2 (S)	20.00
Generación Fotovoltaica Codazzi 1 (S)	20.00
Parque Eólico el ahumado (E)	50.00
Atlántico Photovoltaic (S)	200.00
Bosques Solares Bolívar 3x19.9 MW (S)	60.00
Bosques Solares 7x19.9 (S)	139.00
Ubaté PSR1 (S)	28.00
Paipa I (S)	88.00
Paipa II (S)	72.00
Tepuy (S)	83.00
La Mata (S)	80.00
Solar Sabanalarga (S)	200.00
Caracol I (S)	50.00
Acacias 2 (E)	80.00
Pubenza PSR2 (S)	50.00
Plantas Solares Fotovoltaicas Celsia Solar Yanigués (S)	80.00
Yanigués (S)	200.00
Andes Solares (S)	85.00
Irraipá (E)	99.00
E0200i (Ipapure) (E)	201.00
Apotolorrú (E)	75.00
Canizal (E)	195.00
Parque Solar ENR COL I (S)	120.00
Parque eólico Camelias (E)	250.00
Parque Solar Fotovoltaico Wimke (S)	76.00