

Oct.20

PrimeEnergía

**“Potencia de Suficiencia en el Marco  
del debate sobre Flexibilidad”**

Inkia Energy  
Prime Energía

# ¿Por qué se justifica el cargo por potencia?

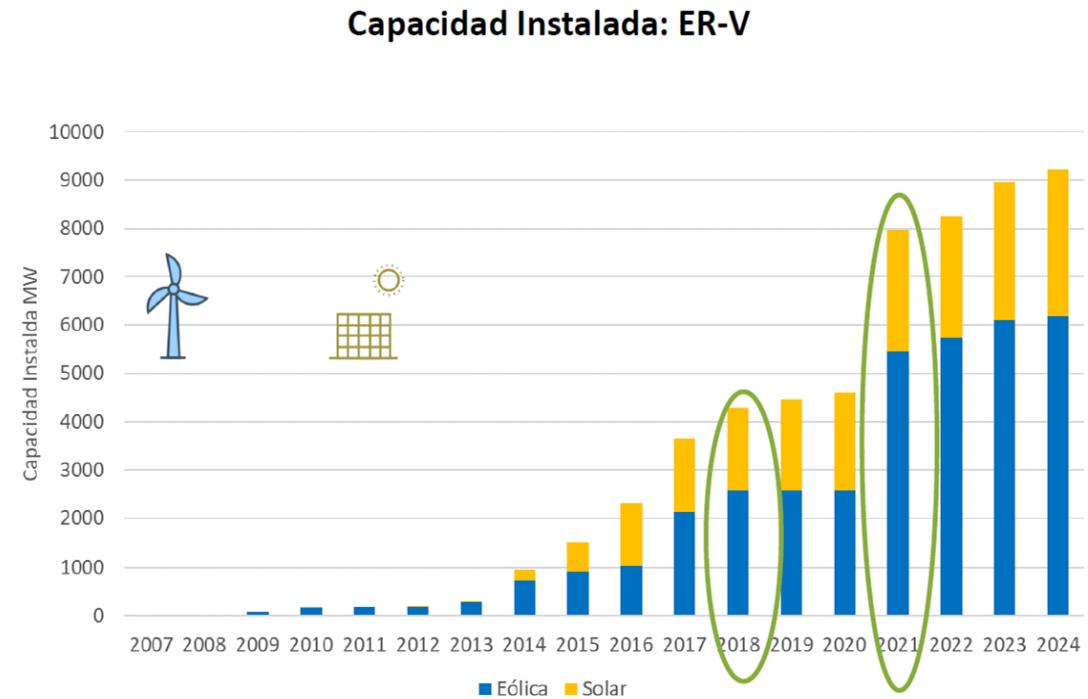


- *Dar incentivos a las inversiones para una matriz diversa.*
- *Proporciona seguridad de suministro al sistema.*
- *Depende de las políticas propias de cada país como estructurarlo.*
- *En mercados sometidos a alta variabilidad se hace aún más importante la existencia de centrales de respaldo.*

# Crecimiento de las ERV en Chile

La capacidad instalada de ERV se doblaría entre 2018 y 2021

- Los mercados de potencia y servicios complementarios dan flexibilidad, permitiendo que la energía renovable siga creciendo sin sacrificar la confiabilidad y costo de operación del sistema.*



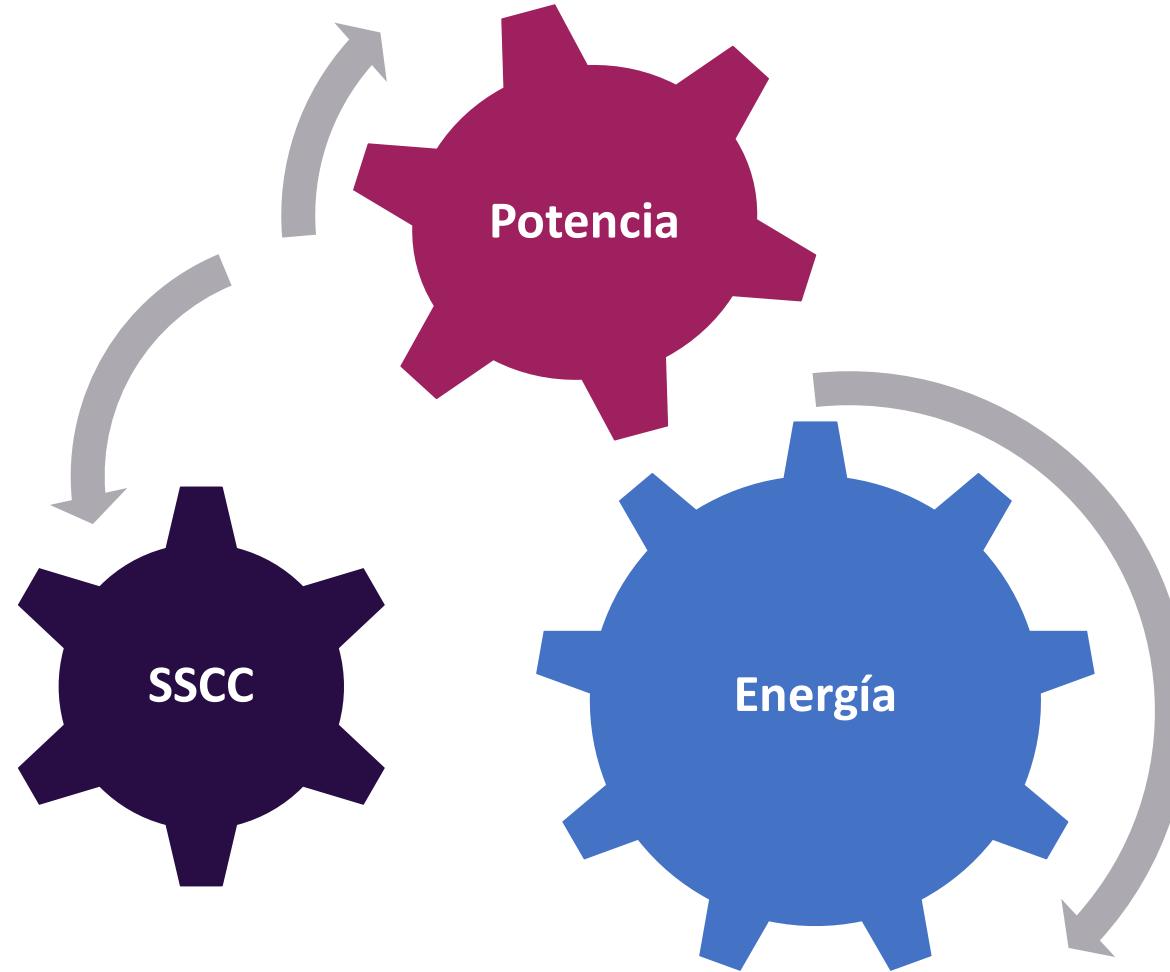
Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

# ¿Qué otros servicios se requieren?



- *La existencia de las dos componentes (energía y potencia) y según cada mercado permite la existencia de una serie de servicios que son resultado natural de la tecnología que se instale.*
- *Sin embargo, si no existe algún servicio que el sistema lo requiere se justifican los servicios complementarios.*
- *Ejemplo: SING regulación de frecuencia y reserva primaria y secundaria.*

# Tres mercados que coexisten



- En Chile históricamente ha existido el mercado de Energía y el de Potencia.
- El Mercado de los SSCC se dilató, pero no era urgente (al menos en el SIC) dado que las unidades existentes tenían atributos suficientes
- Los SSCC se pagaron aparte compensando los costos de operación, pero se evitó llamarlos SSCC.

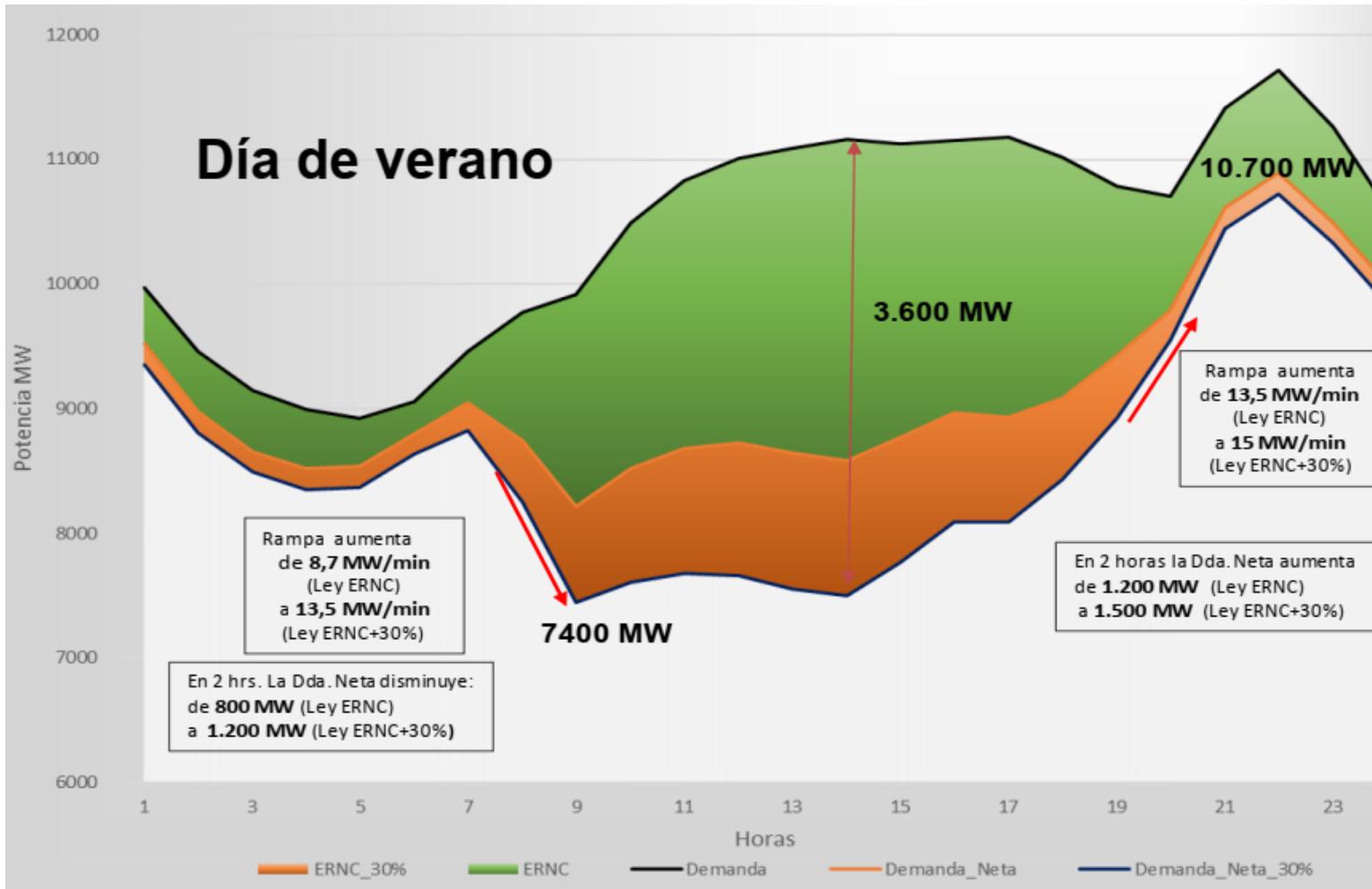
¿Quienes entregan y qué flexibilidad se requiere?



- La flexibilidad puede estar presente en todos los mercados.
- La existencia de embalses que se financian por Energía y Potencia dan flexibilidad al SEN.
- En el caso de las Turbinas/Gensets que su principal ingreso es por Potencia, también aportan flexibilidad al Sistema.
- Qué flexibilidad se requiere? → una que compense la variabilidad e incertidumbre que tienen algunas tecnologías renovables.
- Particularmente **tiempo de partida** y de **toma de carga**.

# Perfil horario Demanda Neta 2020-2021

Demand Bruta – Gen. ERV

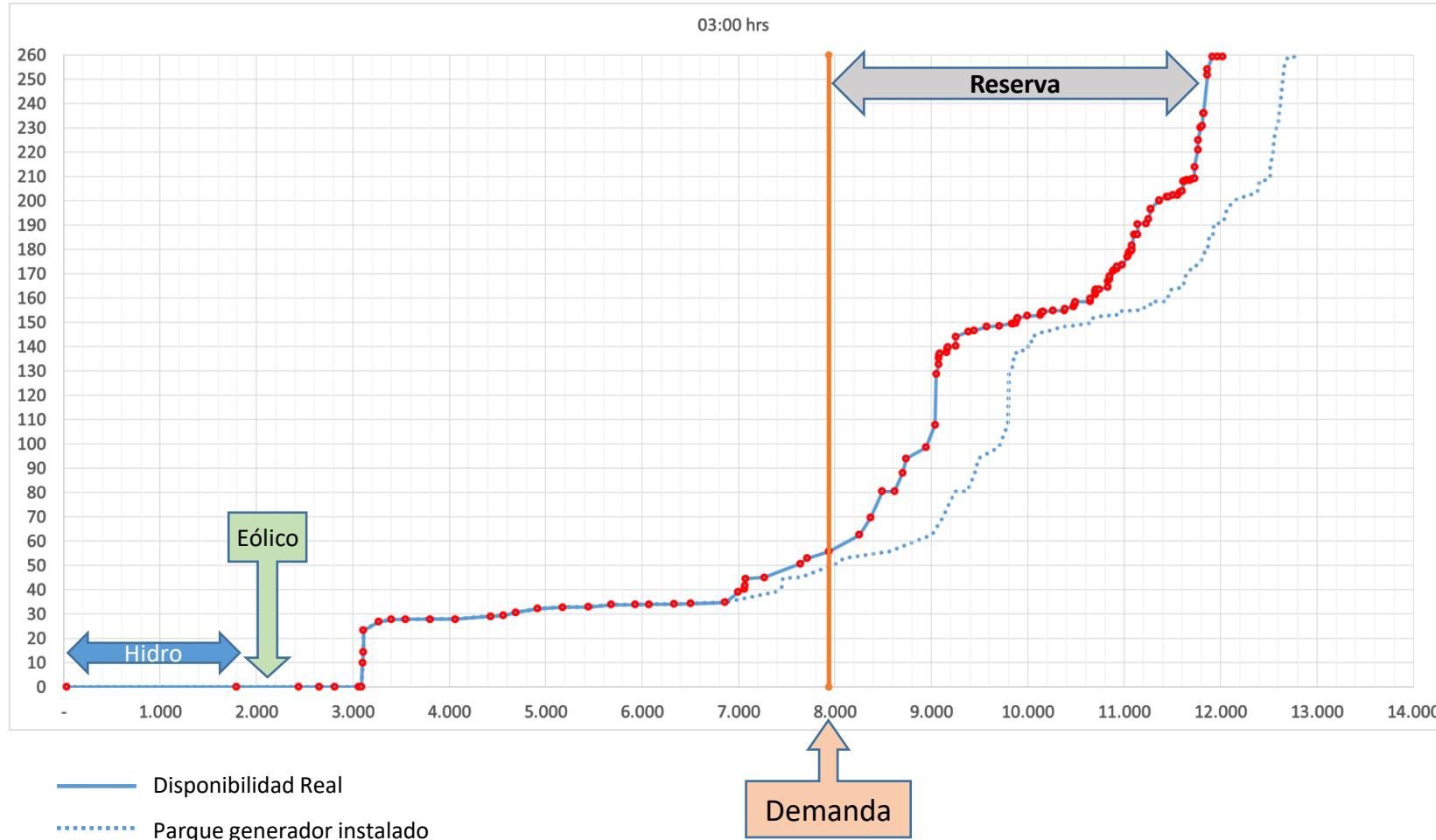


Fuente: D.O. CEN

- Se requiere de flexibilidad con un alto grado de certidumbre para compensar variaciones no esperadas e intermitencia de las ERV, que sólo pueden entregar centrales convencionales y sistemas de almacenamiento.

# Análisis Reserva en Horas con y sin Sol

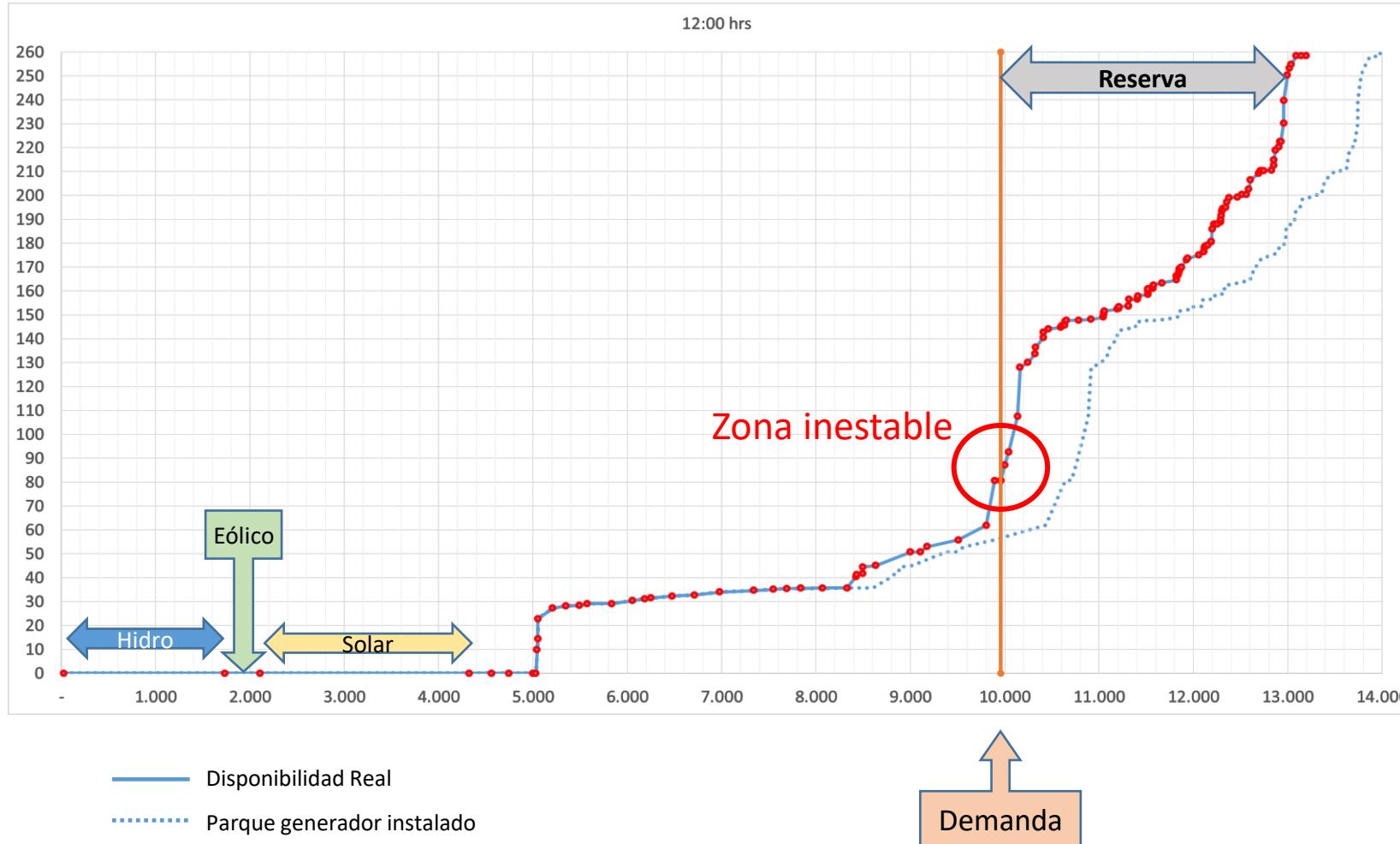
Operación SEN 03:00 hrs , 5 de Marzo-2020



- Eventos 5-Marzo-2020:
  - Fuera de servicio CT Bocamina 1 y Bocamina 2.
  - Falla de la U16 (GN)
  - Entra a mantenimiento programado Central Kellar
  - Falla en unidades de Quintero
  - Cortes de Gas Argentino.
- Pese a la menor disponibilidad los niveles de reserva son buenos entre dado que existen varias centrales disponibles sin operar, aunque de mayor costo variable.

# Análisis Reserva en Horas con y sin Sol

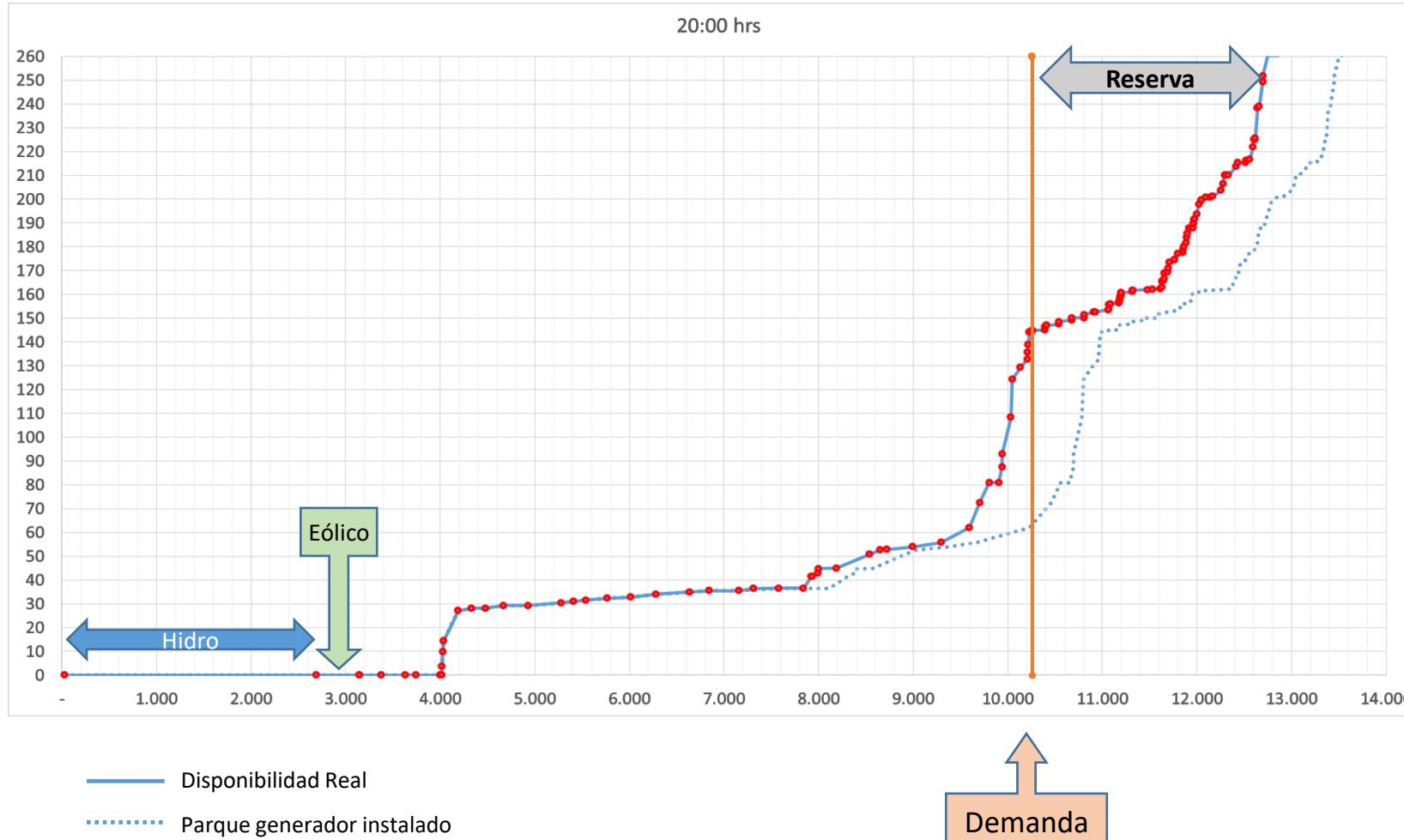
Operación SEN 12:00 hrs , 5 de Marzo-2020



- Eventos 5-Marzo-2020:
  - Fuera de servicio CT Bocamina 1 y Bocamina 2.
  - Falla de la U16 (GN)
  - Entra a mantenimiento programado Central Kellar
  - Falla en unidades de Quintero
  - Cortes de Gas Argentino.
- Cualquier aumento de la demanda produce un fuerte incremento en los costos marginales, ya que estamos en una zona inestable
- Pese a la menor disponibilidad los niveles de reserva son buenos dado que existen varias centrales disponibles sin operar, aunque de mayor costo variable.

# Análisis Reserva en Horas con y sin Sol

Operación SEN 20:00 hrs , 5 de Marzo-2020

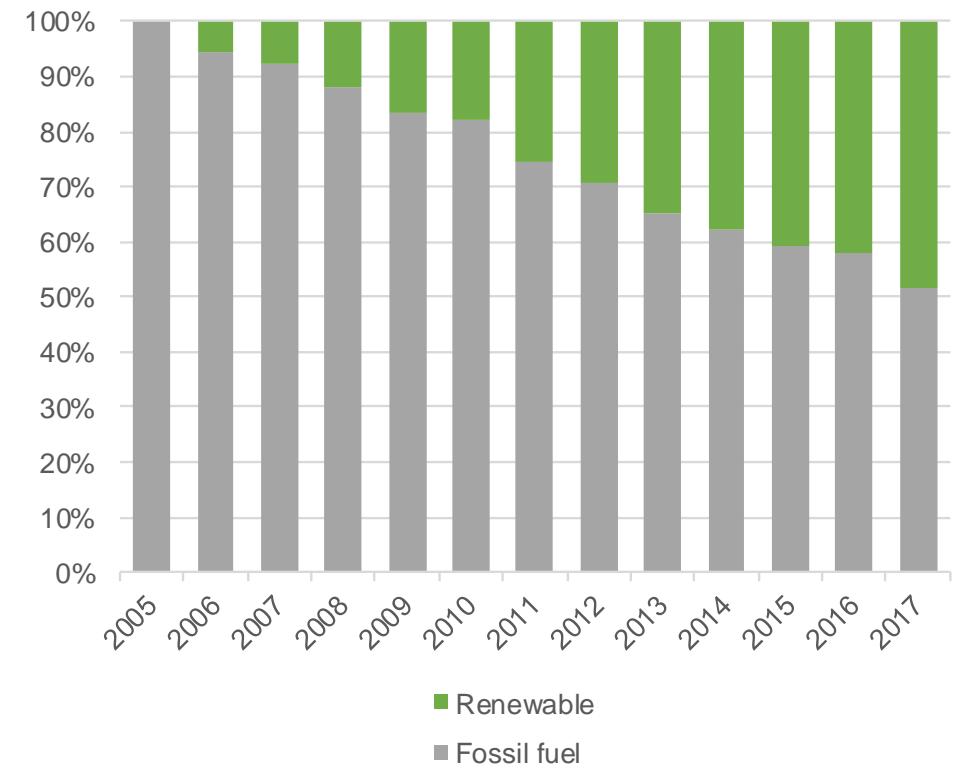


- Eventos 5-Marzo-2020:
  - Fuera de servicio CT Bocamina 1 y Bocamina 2.
  - Falla de la U16 (GN)
  - Entra a mantenimiento programado Central Kellar
  - Falla en unidades de Quintero
  - Cortes de Gas Argentino.
- Se observa que la falta de disponibilidad de centrales produjo una fuerte alza de los costos marginales.
- En el escenario con disponibilidad los costos marginales se podrían mover en torno a 60 y 80 US\$/MWh.
- Sin embargo, en el caso real se mueven en torno a los 140 US\$/MWh
- Los niveles de reserva caen a niveles de 1.500 MW y 2.000 MW.

# Experiencia Internacional

## El Caso de Australia

- Existen muchas similitudes entre los sistemas y mercados chileno y australiano en términos de recurso renovable, infraestructura, geografía y aislamiento de otros sistemas.
- Australia como Chile también implementó un programa de incentivo de renovables similar al 20/20.
- Australia no tiene un mercado de pagos por potencia.
- A medida que las ERV crecieron, la potencia disminuyó un 28% entre 2011-2017 (2)



### Fuentes:

1. South Australian Electricity Report, November 2017. Australian Energy Market Operator.
2. State of the Energy Market, May 2017. Australian Energy Regulator.

# Experiencia Internacional

## El Caso de Australia

- Cortes de suministro en los últimos años y load-shedding.
- Limitación a la generación de las ERV.
- Exigencia a generadores renovables a realizar inversiones de capital no planificadas para instalar potencia adicional y asegurar el sistema.
- Precio de la energía escaló a US\$ 14,000 / MWh.
- Regulador (AER) demandó a generadores por su responsabilidad en los cortes, por no cumplir con estándares de seguridad y confiabilidad.

**The Boston Globe**

FRIDAY, AUGUST 24, 2018

**Australian Prime Minister ousted in dispute over energy policy**

**The Sydney Morning Herald**

BUSINESS COMPANIES ENERGY

**Power giant AGL fights back over wind farm blackout 'failure' claims**



**THE AUSTRALIAN**   
**No reboot without power fix**

**Josh Frydenberg's call for more investment can't succeed if Victoria's energy lunacy isn't dealt with.**

**ENERGY**

**Australia's energy crisis: it doesn't have to be this way**

# Experiencia Internacional

## El Caso de California

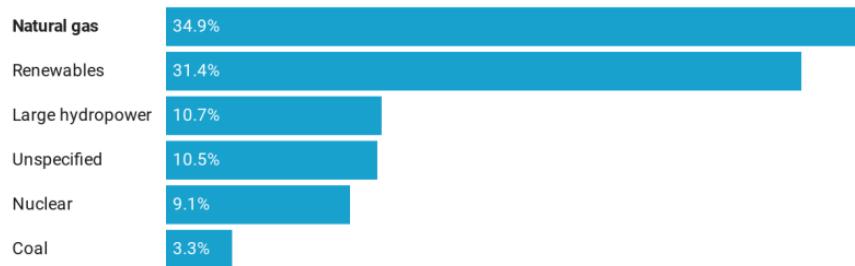
The New York Times

### ***Poor Planning Left California Short of Electricity in a Heat Wave***

Scores of power plants were down or operating below their capacity just as hot weather drove up demand.

Published Aug. 20, 2020 Updated Sept. 4, 2020

#### California electricity mix (2018)



"Renewables" includes solar, wind, geothermal, biomass and small hydropower facilities. "Unspecified" refers to energy "not traceable to a specific generating facility, such as electricity traded through open market transactions."

Chart: Sammy Roth / Los Angeles Times • Source: California Energy Commission

All told, power plants with the ability to produce almost 6,000 megawatts, or about 15 percent of the electricity on California's grid, were reported as being offline when temperatures surged last Friday. The shortfall, which experts believe officials should have been able to avoid, forced managers of the grid to order rolling blackouts in the middle of a pandemic and as wildfires across the state were spreading.

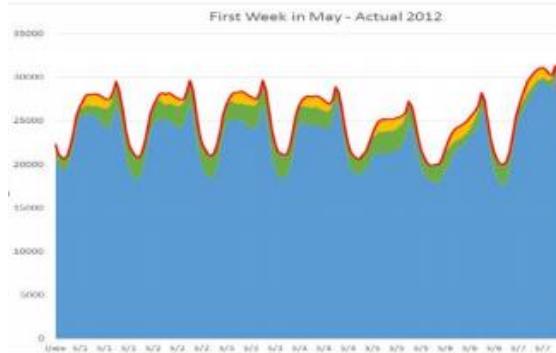
For example, the California Public Utilities Commission had assumed that hydroelectric plants would provide as much as 8,000 megawatts when demand peaked this summer. But that number appears to have failed to take into account low water levels at many dams, including the Big Creek Hydroelectric Project high in the Sierra Nevada. And those plants delivered only 5,514 megawatts last Friday, according to data from the nonprofit that manages the state's grid and maintains records about power plants, the California Independent System Operator.

California's electricity system has been under scrutiny for two decades. After its last energy crisis led to rolling blackouts and skyrocketing electricity prices, the state has worked to end its reliance on fossil fuels and shift to carbon-free energy sources, chiefly solar power. Dozens of power plants have closed because of environmental concerns and competition from cheaper renewable sources of electricity.

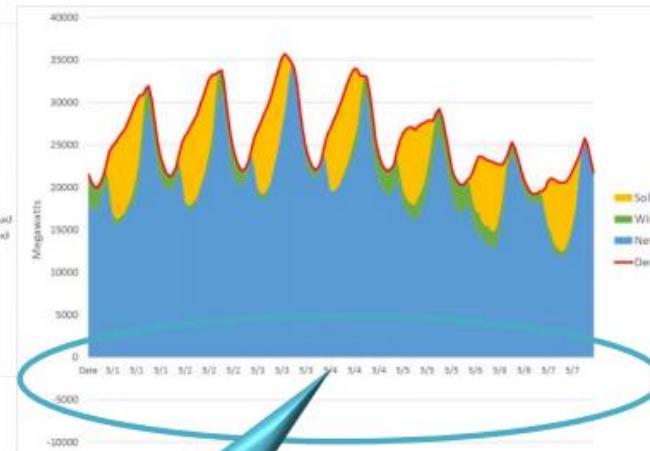
# Experiencia Internacional

## El Caso de California

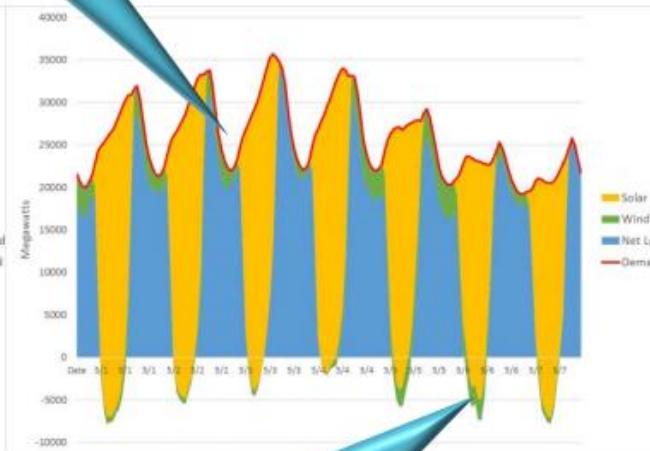
First week of May  
2012 (actual)



First week of May  
2017 (actual)



First week of May  
2030 (modelled)



Huge ramp rates up and down

No more “baseload”

Lots of DR, storage and  
export - or curtailment

# Perfeccionamiento del mecanismo de cálculo de Potencia de Suficiencia **inkia**

Con el enfoque en el índice de indisponibilidad Forzada “IFOR”



- Apropiado considerar un índice de indisponibilidad Forzada.
- Evaluable y perfeccionable un indicador que puede generar impactos económicos irreversibles a una compañía.

## Cálculo indisponibilidad Forzada “IFOR”



### Metodología Actual

La indisponibilidad forzada (IFOR) se calcula de la siguiente relación:

$$\text{IFOR} = \frac{\text{TOFF}}{\text{TOFF} + \text{TON}}$$

En donde TOFF está asociado al estado operativo desconexión forzada (falla, mantenimiento no programado e indisponibilidad de la central o su conexión).

El cálculo de los estados operativos se realiza para una ventana móvil de 5 años.

### Diagnóstico Metodología Vigente

La formula de cálculo del IFOR es la metodología tradicional para centrales que operan en base, y no para centrales con pocas horas de operación al año (centrales de punta).

Dado que las centrales de punta son despachadas en horas de demanda máxima diaria y en ocasiones para las horas de demanda máxima anual, en los casos que se registren fallas durante su operación, su IFOR será penalizado por un largo período de tiempo, dado que tiene pocas oportunidades para mejorar sus estados operativos asociados al TOFF.

## Modelo de 4 estados

El modelo considera las características de operación de las centrales de punta (despacho en pocas horas al año, muchas horas en reserva, etc.)

El modelo considera la contabilización de dos tipos de indisponibilidad: **central necesaria o no necesaria** para suplir la demanda. Adicionalmente se incorporan elementos no considerados en el enfoque tradicional como por ejemplo la probabilidad de falla en el arranque.

La implementación del modelo de los 4 estados necesita previamente de la recopilación de los nuevos estados operativos en un tiempo estadísticamente válido.

# Potencia de Suficiencia

Diferencia modelos de 2 estados vs 4 estados

Forma de cálculo vigente IFOR  
(modelo de 2 estados)

$$IFOR = \frac{T_{off}}{T_{on} + T_{off}}$$

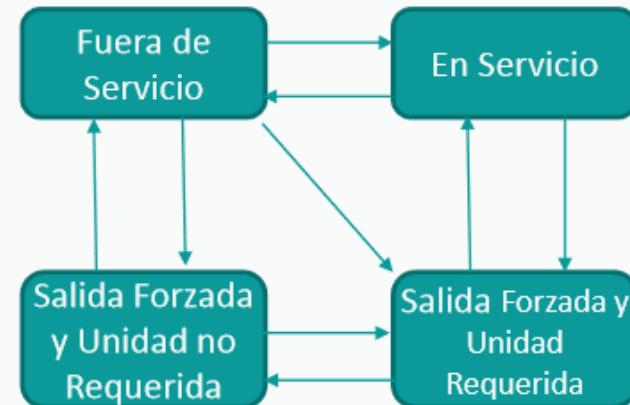


Fuente: CNE

Otras formas de cálculo IFOR  
(modelo de 4 estados) propuesta  
por estudio de Narvik

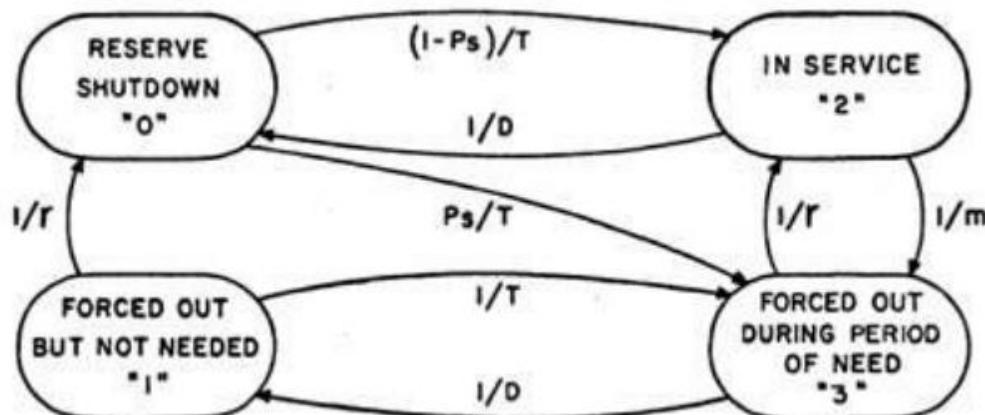
$$IFOR = \frac{f * T_{off}}{T_{on} + f * T_{off}}$$

\* Factor  $f$  representa cuando la unidad se encuentra requerida para la operación. Existen diferentes métodos de cálculo (IEEE, IEEE modificado, IEEE extendido...)



# Potencia de Suficiencia

Modelo de 4 estados de la IEEE



Four-State Model

States of the model are:

- “0” Reserve shutdown
- “1” Forced out but not needed for load
- “2” In service when needed for load
- “3” Forced out during a period of need.

Fuente: A four-state model for estimation of outage risk for units in peaking service, Report of the IEEE Task Group on Models for Peaking Service Units, IEEE Winter Power Meeting, September 1970

**T** : Tiempo promedio que la unidad permanece indisponible entre períodos de necesidad, exclusivo de períodos para mantenimiento u otra indisponibilidad planificada.

**D**: Tiempo promedio en servicio por cada llamado al despacho.

**m**: Tiempo promedio en servicio luego de una salida forzada, excluyendo aquellas salidas forzadas producto de una falla en el proceso de arranque de la unidad.

**r**: Tiempo promedio de reparación luego de una salida forzada.

**Ps**: Probabilidad de falla en el proceso de arranque de la unidad, las cuales resulten en incapacidad de suministrar el nivel de generación que le fue ordenado en el despacho. En el caso que existan repetidos intentos de arranque para el mismo llamado del Coordinador, deben ser contabilizados como una falla.

Oct.20

PrimeEnergía

**“Potencia de Suficiencia en el Marco  
del debate sobre Flexibilidad”**

Inkia Energy  
Prime Energía