

# Mercado y Sistemas Eléctricos



**Samuel Jerardino Etchevery**

Junio 2019

# Índice

* Introducción	3
* Tarificación de Potencia y Energía	4
* Servicios Complementarios	7
* El Precio Estabilizado y la definición de PMG-PMGD	8
* Tarificación Sistemas de Trasmisión Nacional y Zonal	11
* Operación y Planificación del Sistema Generación-Trasmisión	13
* Evolución Precio Energía y Descarbonización	16
* Conclusiones y Comentarios	27

# Mercado y Sistemas Eléctricos

## Introducción

- \* El objetivo de esta charla es motivar la discusión en el sector de la electricidad, mostrando la relación indisoluble existente, en la tarificación de Electricidad, entre los aspectos económicos y técnicos.
- \* Una relación no armónica de lo económico y lo técnico, como también una relación entre la operación y una planificación simplificada del sistema eléctrico, puede conducir a señales económicas inconsistentes con los aspectos técnicos, construyendo barreras de entrada al mercado y especulación no deseadas, evitando la correcta competencia en este mercado.

# Mercado y Sistemas Eléctricos

## Tarificación de Potencia y Energía

- \* La tarificación del mercado eléctrico deriva de la demostración que en un sistema con inversiones óptimas en generación, se debe tarificar en dos partes: **Potencia y Energía.**

# Mercado y Sistemas Eléctricos

## Tarificación de Potencia y Energía

**La potencia:** se tarifica al costo de inversión unitario de la componente del mercado que aporta el ultimo MW requerido, en el escenario (hora e hidrología) de mayor demanda de potencia del sistema.

### Consideraciones:

- \* ¿Es esta potencia de punta aportada por el último consumo restringido en su abastecimiento, a costo de falla de corta duración, o es la última turbina que realizó su aporte al sistema al mayor costo variable?
- \* Para definir las horas de punta ¿se debe descontar de esta base la energía de las centrales de pasada en términos horarios?
- \* La potencia de suficiencia se relaciona con la energía media que aporta una central en un año de estrés de suministro o al tarificar la energía solamente a CMg de larga duración ésta se relaciona con la capacidad de aportar a la seguridad de abastecimiento de corta duración?
- \* Se debe incorporar una señal que relacione los escenarios de mayor demanda de potencia y la capacidad de aporte de potencia en relación al cambio del riesgo de la suficiencia. Incorporando aspectos como la correlación existente entre todas las potencias agregadas disponibles del sistema y la Oportunidad de aporte de potencia de la central que se agrega al sistema y eliminado otros aspectos discrecionales que no tienen relación con la potencia de suficiencia.

# Mercado y Sistemas Eléctricos

## Tarificación de Potencia y Energía

**La Energía:** se tarifica al costo variable unitario de la última unidad que aporta energía en el periodo de tarificación (hora, media hora, etc.)

### Consideraciones:

- \* Al incorporar variables mixtas en la operación y la planificación, el CMg de la energía queda indefinido en el modelo de tarificación en dos partes, la solución dual de problema de optimización de la operación no está definido. Como se enfrenta este problema? Obviando aspectos como los mínimos técnicos, o existe otra solución?
- \* Las imperfecciones del mercado del modelo marginalista se deben corregir mediante mecanismos que eviten la aparición de señales económicamente perversas, tanto en la operación como en la planificación y además se debe mantener la necesaria consistencia entre la operación (planificación de corto y mediano plazo) y la planificación de inversiones (planificación de largo plazo).

# Mercado y Sistemas Eléctricos

## Servicios Complementarios

Para aquellos aspectos que no son posibles de incorporar, ya sea producto de limitaciones en los mismos de los modelos de planificación, o su imposibilidad de modelación, se debe considerar su tarificación como **Servicios Complementarios**.

Consideraciones:

- \* Lo anterior no impide que los modelos de Planificación de Inversiones o de la Operación incorporen restricciones simplificadas, como reserva en giro, pronta, etc.) en la determinación del CMg de la energía, siempre que no generen señales perversas a la operación o inversiones futuras.

# Mercado y Sistemas Eléctricos

## El Precio Estabilizado y la definición de PMG-PMGD

El **Precio Estabilizado** y la Existencia de una Regulación especial para PMG y PMGD, se debe principalmente a:

- \* La imposibilidad de los PMG-PMGD de acceder al mercado de los PPA (contratos de suministro), debido a los costos de transacción propios de este mercado y la necesidad de estabilizar los flujos de caja para efectos de la financiación del proyecto.
- \* La necesidad de la apertura de un mercado significativo de PMG-PMGD para atomizar el mercado de la generación.

# Mercado y Sistemas Eléctricos

## El Precio Estabilizado y la definición de PMG-PMGD

### Problemas:

- \* **El Precio Estabilizado** de la energía, al ser independiente de mercado spot, genera un subsidio cruzado entre los PMG-PMGD y el resto de los generadores que deben asumir el riesgo por ellos en el mercado spot. Adicionalmente, este PPA virtual es un precio con riesgo, al ser determinado mediante el **PNd de CP** ajustado al mercado.
- \* Un precio estabilizado que refleje las condiciones del mercado, pero rompiendo las barreras de entrada de los PMG-PMGD, debe ser un precio que recoja la señal de mercado, es decir el **PNd de LP**. Dejando en las licitaciones un porcentaje definido para los PMG-PMGD, que se acojan a este precio como alternativa al precio del mercado spot. Evitando el subsidio cruzado e incorporando a los PMG-PMGD al balance del mercado spot como cualquier otro generador.

# Mercado y Sistemas Eléctricos

## El Precio Estabilizado y la definición de PMG-PMGD

### Problemas:

- \* Actualmente, la definición de PMG-PMGD:
  - \* Se relaciona con su tamaño el punto de conexión y los mecanismos para evitar la existencia de clúster, lo que resulta confuso y discrecional, generando barreras de entrada e ineficiencia en la inversión, tanto privada como social;
  - \* Reduce la competencia, sin evitar la concentración del mercado de los PMG-PMGD, al no estar restringida la propiedad sino la ubicación;
  - \* Es contradictorio con el modelo ambiental, que prohíbe la división de los proyectos, con independencia del punto de conexión.
- \* Se debe implementar un modelo que limite la concentración de la propiedad de los PMG-PMGD. No es necesario evitar la existencia de clúster y la independencia de el punto de conexión, sino que por lo contrario se debería incentivar ya que son privadamente y socialmente óptimos.

# Mercado y Sistemas Eléctricos

## Tarificación Sistema Trasmisión Nacional y Zonal

Actualmente:

- \* Se aplica un sistema de estampillado que tiene la ventaja de ser simple de aplicar, pero no se corresponde con la realidad del mercado y la definición de Nacional Zonal o Dedicado es discrecional.
- \* Este sistema genera señales perversas y pagos incorrectos, un ejemplo es el sistema Quillota-Pelambre que, de ser un sistema de uso Dedicado y por lo tanto de costo de la Minera Pelambre, pasa a ser un sistema pagado por todo los consumidores del SEN, al ser incorporado por la planificación centralizada como un Sistema Nacional.
- \* No se resuelve la participación en su pago de demandas e inyecciones provenientes de otros sistema de países vecinos.

# Mercado y Sistemas Eléctricos

## Tarificación Sistema Trasmisión Nacional y Zonal

Actualmente:

- \* Al no poder los generadores acceder a Ingresos Tarifarios asociados a la transmisión, se pierde la consistencia económica del balance de Inyección y retiros a CMg del mercado spot.
- \* Adicionalmente, se fomenta la existencia de poder de mercado en términos de ubicación eléctrica (por ejemplo geográfico) y la existencia de señales perversas a la inversión frente a congestiones o desacoples económicos, que generan ingresos adicionales a algunos agentes en desmedro de otros, promoviendo la existencia de mercados locales o cotos de caza, que atentan contra la sana competencia. Lo que introduce un riesgo relevante a generadores no diversificados tecnológica y geográficamente que posean un PPA diversificado geográficamente, pero una generación concentrada, introduciendo un riesgo alto al flujo de caja.
- \* Obliga a regulaciones discrecionales y que no generan señales de estabilidad, como por ejemplo las compensaciones a generadores por atraso de líneas, no existiendo la compensación en el caso de una demanda afectada, configurando un mecanismo poco claro para un inversionista.

# Mercado y Sistemas Eléctricos

## Operación y Planificación del Sistema Generación-Trasmisión

### Actualmente:

- \* Existe una necesidad del mercado de tener modelos de planificación que agreguen mayor nivel detalles a nivel de variable de decisión enteras (inversión, mínimos técnicos, etc.); sacrificando otros aspectos y simplificando otras modelaciones.
- \* Por ejemplo se reduce la muestra hidrológica y se simplifica el modelo de decisiones (no por cambio climático), sino para poder reducir los tiempos computacionales de forma de incorporar otras variable de decisión a la planificación y la operación. Estas simplificaciones deben ser armónicas y controladas, de forma de evitar que la solución con la incorporación deseada de nuevas variables de decisión, producto de las simplificaciones, se alejen del óptimo teórico, desconociéndose cuanto lejos o cerca están de él, si es una cota superior o inferior.

# Mercado y Sistemas Eléctricos

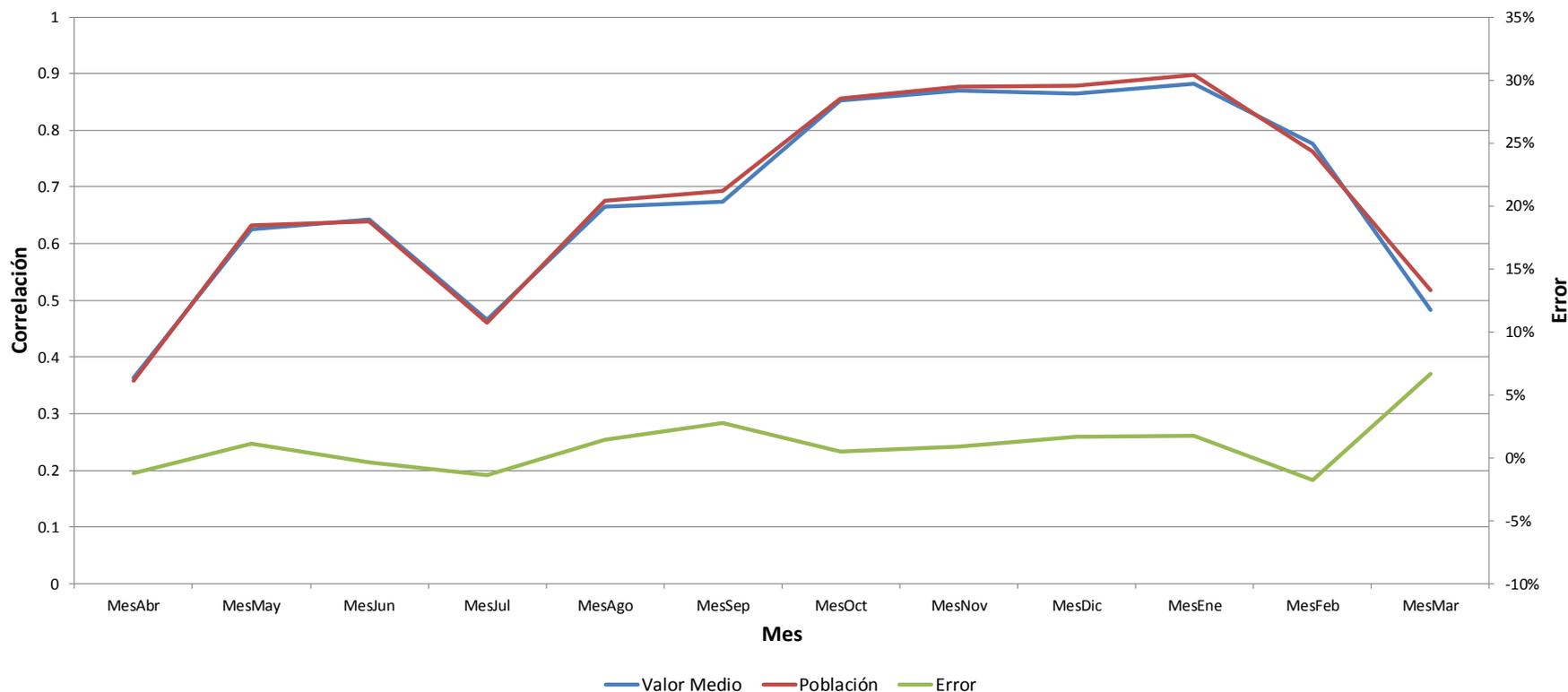
## Operación y Planificación del Sistema Generación-Trasmisión

- \* A modo de ejemplo, al reducir la muestra hidrológica - eólica sistémica del SEN de 60 valores a muestras cercanas o mayores 15 valores, se permite mantener la correlación sistémica entre meses en valores estadísticamente idénticos, ahora, si esta muestra se reduce a 5 la correlación cambia significativamente, en el límite de 2 valores de muestra la correlación 1.0 ó -1.0, dependiendo de la naturaleza de la población.
- \* Al tomar 5 o menores valores de la muestra se está reduciendo la aleatoriedad del sistema hidrológico, eólico, etc., lo que implica que la decisión de planificación de inversiones y/o de operación, si fueses el caso, se está haciendo determinística. Esto reduce el nivel de inversiones en generación y transmisión en forma incorrecta, saliéndose del óptimo (siendo una cota inferior), subestimado la inversión y los costos de operación, al tomar la decisión de optimización ya no en forma estocástica, sino que conociendo el futuro con alta certidumbre.
- \* Se debe utilizar clúster de forma de rescatar la probabilidad en la marca de clase y un número de marcas de clase que permita mantener los parámetros estadísticos de la población dentro de un intervalo de confianza adecuado y no hidrologías representativas equiprobables.

# Mercado y Sistemas Eléctricos

## Operación y Planificación del Sistema Generación-Trasmisión

Correlación temporal mensual (16 hidrologías)



Ejemplo: XVIII ERIAC, PROPUESTA DE TIPOS DE ANÁLISIS PARA MEJORAR LOS PROCESOS DE PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL EN CHILE, Ivan Saavedra, Rodrigo Marambio, Samuel Jerardino.

# Mercado y Sistemas Eléctricos

## Evolución Precio Energía y Descarbonización

Hoy día enfrentamos desafíos relevantes como sociedad, por ello debemos ser capaces de realizar una discusión abierta sobre lo que deseamos en relación a nuestro entorno, e incorporar en nuestro desarrollo la metas para revertir el calentamiento global y ser solidarios con quienes padecen hoy el duro efecto de los contaminantes locales.

Para ello, debemos ser capaces de enfrentar y conversar los diferentes aspectos que esto involucra y estar conscientes de la existencia de paradigmas, además de ser capaces de aceptar la existencia de los propios y derribarlos.

Ya no podemos esperar más, se requiere tomar decisiones hoy en relación a las inversiones necesarias en generación transmisión, para enfrentar adecuadamente los desafíos de las décadas venideras.

# Mercado y Sistemas Eléctricos

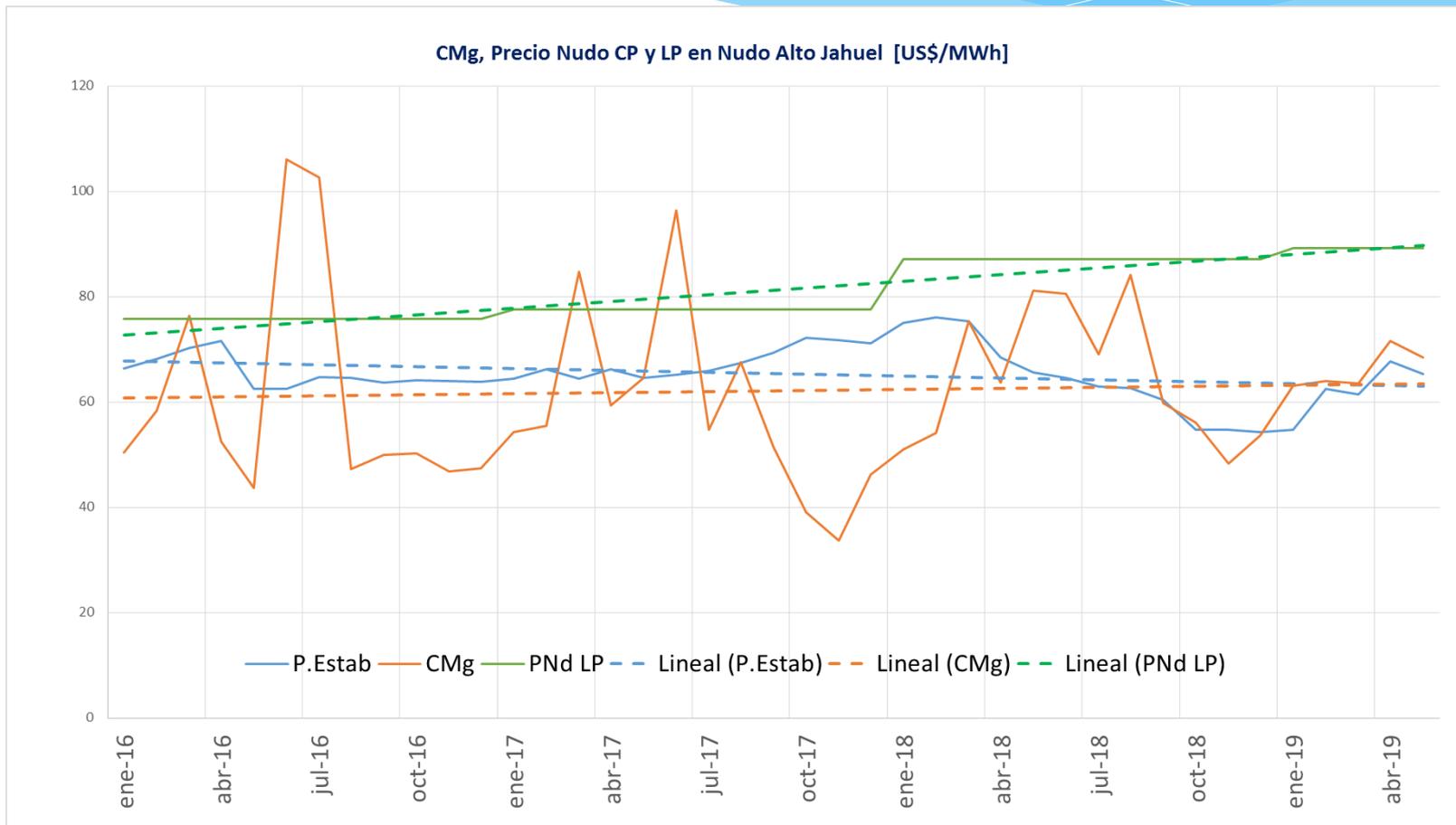
## Evolución Precio Energía y Descarbonización

La descarbonización completa la matriz del sector de generación de energía eléctrica al año 2030, es un desafío de orden **técnico, económico, regulatorio y ético**.

En materia de costos de inversión, adelantar la descarbonización es adelantar inversiones, que de igual forma se deberán realizar, en su gran mayoría en los años que vienen. Por lo anterior, a la descarbonización **solamente se debe imputar el costo financiero del adelanto o atraso** de las inversiones, para la mayoría de las cuales hay consenso de que son inevitables y sólo existe una diferencia en la oportunidad de su ocurrencia.

# Mercado y Sistemas Eléctricos

## Evolución Precio Energía y Descarbonización



# Mercado y Sistemas Eléctricos

## Evolución Precio Energía y Descarbonización

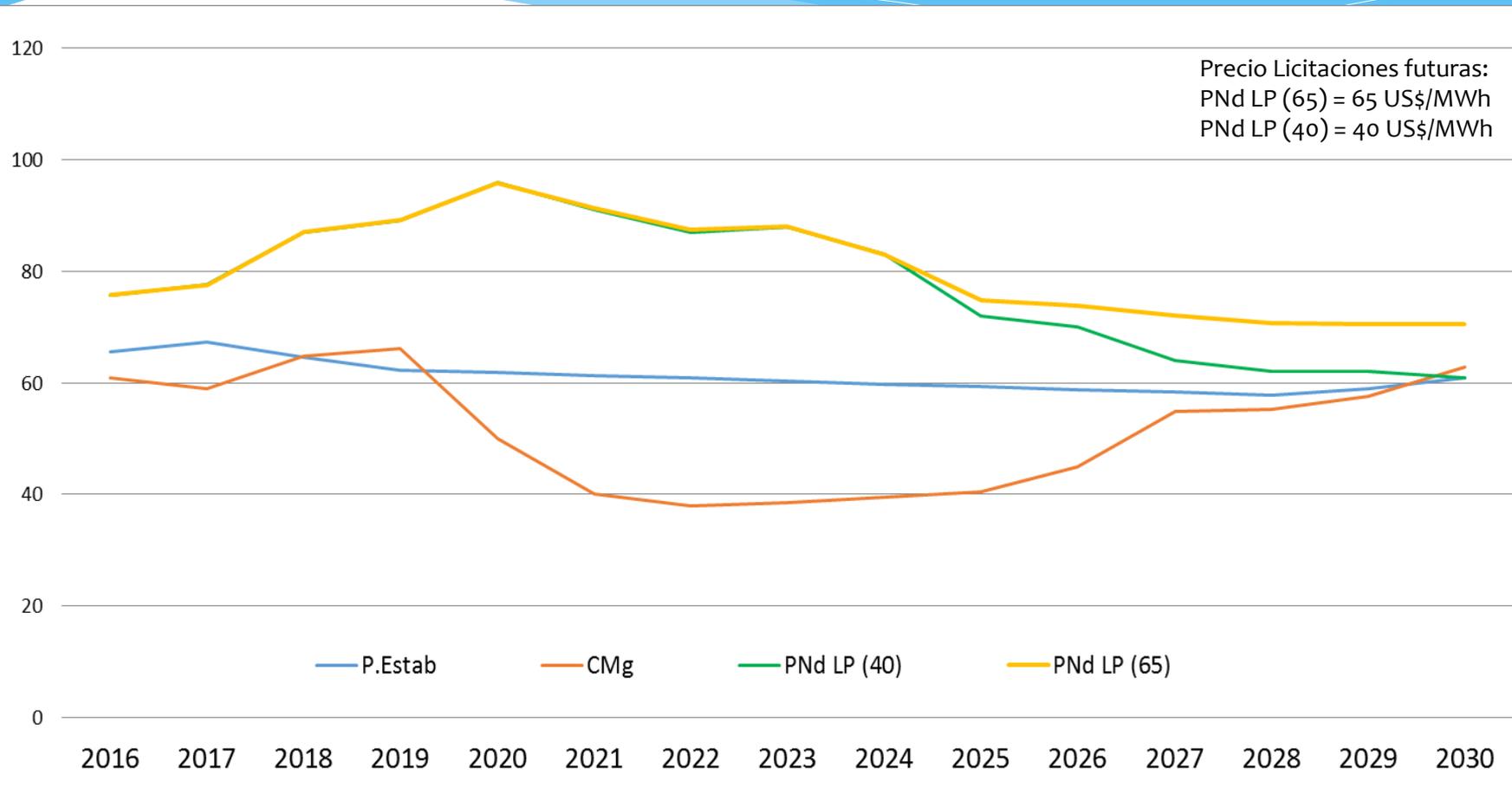
Tecnología	Costos Unitarios [USD/MWh]			C. Total [USD/MWh]
	CAPEX	OPEX	Combustible	
Fotovoltaico	25.3	3	0	28.3
Eólico	33.7	7	0	40.7
Termosolar	57.4	10	0	67.4
Geotermia	52.2	10	0	62.2
Carbón	27.6	5	45	77.6

- \* Hoy, el costo de producir un MWh en una central a Carbón es 70 a 75 US\$/MWh (con 5 US\$/MWh de impuesto), lo que se compara o es superior al precio medio actual de desarrollo de tecnologías renovables con almacenamiento.
- \* Lo que nos indica que el CMg para financiar las centrales carboneras en funcionamiento, hundiendo su inversión permite financiar tecnología renovable con almacenamiento. Si éstas no se financian es por que el mercado no es perfectamente competitivo.

Nota: En la tabla en el costo de la generación a carbón no se ha incluido el impuesto a las emisiones

# Mercado y Sistemas Eléctricos

## Evolución Precio Energía y Descarbonización

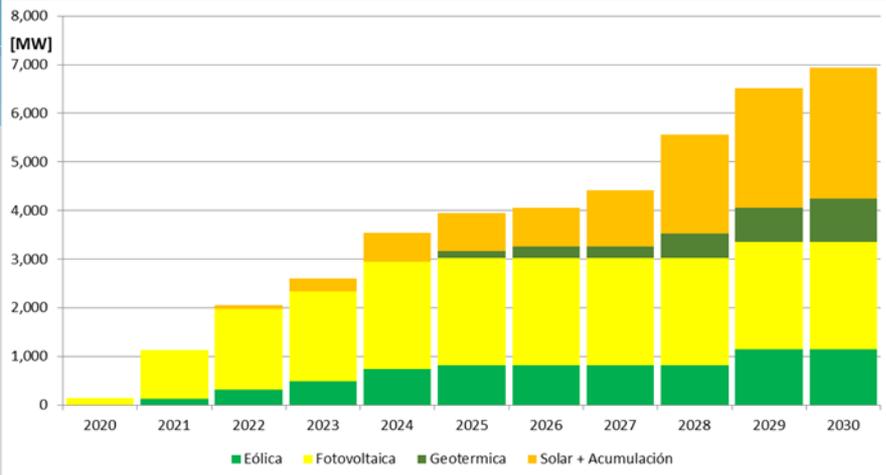
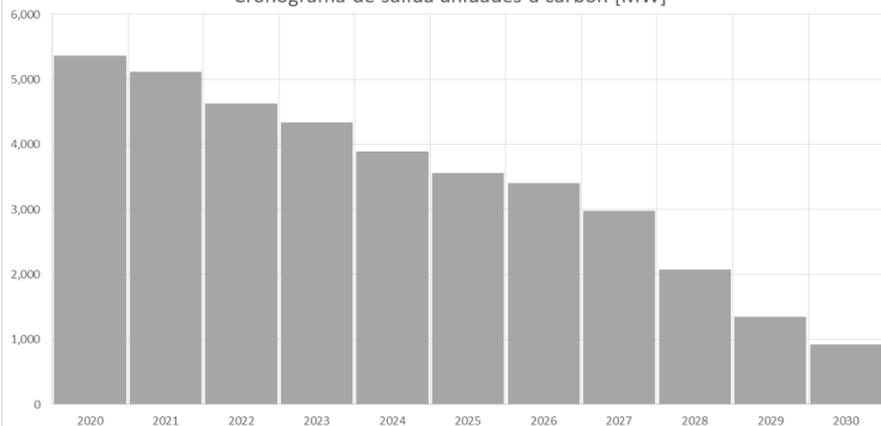


Nota: Referencia Barra Alto Jahuel 220 kV

# Mercado y Sistemas Eléctricos

## Evolución Precio Energía y Descarbonización

Cronograma de salida unidades a carbón [MW]



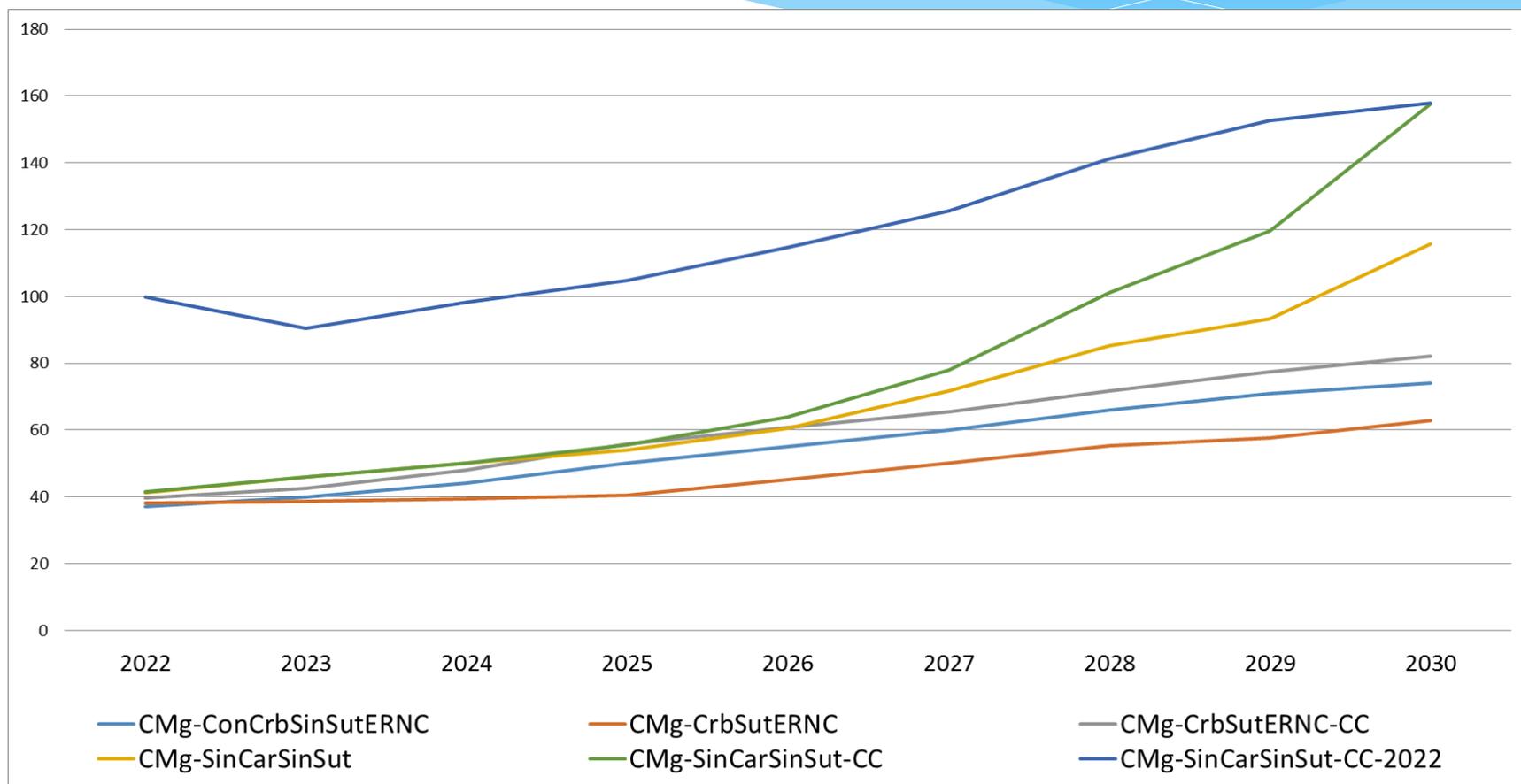
Unidad	Capacidad [MW]	Año Salida
Ventanas 1	120	Abr-2020
Bocamina	130	Abr-2020
Ventanas 2	220	Abr-2021
Tocopilla U12	87	Abr-2019
Tocopilla U13	86	Abr-2019
Tocopilla U14	136	Abr-2021
Tocopilla U15	132	Abr-2021
Norgener NTO1	140	Abr-2022
Guacolda U1	152	Abr-2022
Mejillones CTM1	160	Abr-2023
Guacolda U2	152	Abr-2023
Norgener NTO2	136	Abr-2023
Mejillones CTM2	174	Abr-2024
Tarapacá CCTAR	158	Abr-2024

Unidad	Capacidad [MW]	Año Salida
Guacolda U3	152	Abr-2025
Nueva Ventanas	272	Abr-2026
Guacolda U4	152	Abr-2026
Andina CTA	177	Abr-2027
Angamos ANG1	277	Abr-2027
Angamos ANG2	281	Abr-2027
Hornitos CTH	178	Abr-2027
Santa María	370	Abr-2028
Bocamina II	350	Abr-2028
Campiche	272	Abr-2029
Guacolda U5	152	Abr-2029
Cochrane CCH1	275	Abr-2030
Cochrane CCH2	275	Abr-2030
IEM	375	Abr-2030

Nota: Escenario 3 CNE (2018), adaptando sólo el plan de obras de transmisión a la descarbonización

# Mercado y Sistemas Eléctricos

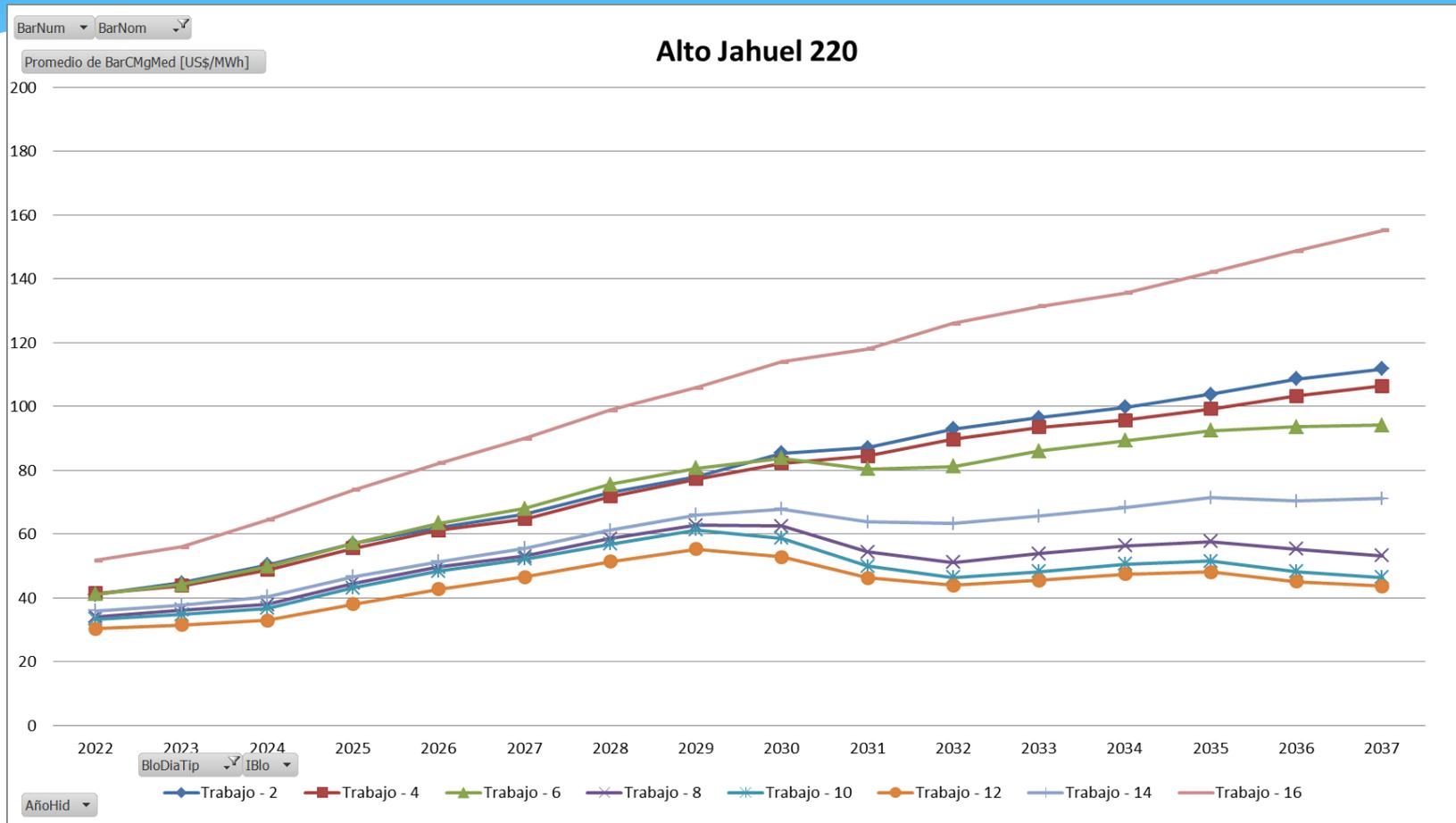
## Evolución Precio Energía y Descarbonización



Nota: Referencia Barra Alto Jahuel 220 kV

# Mercado y Sistemas Eléctricos

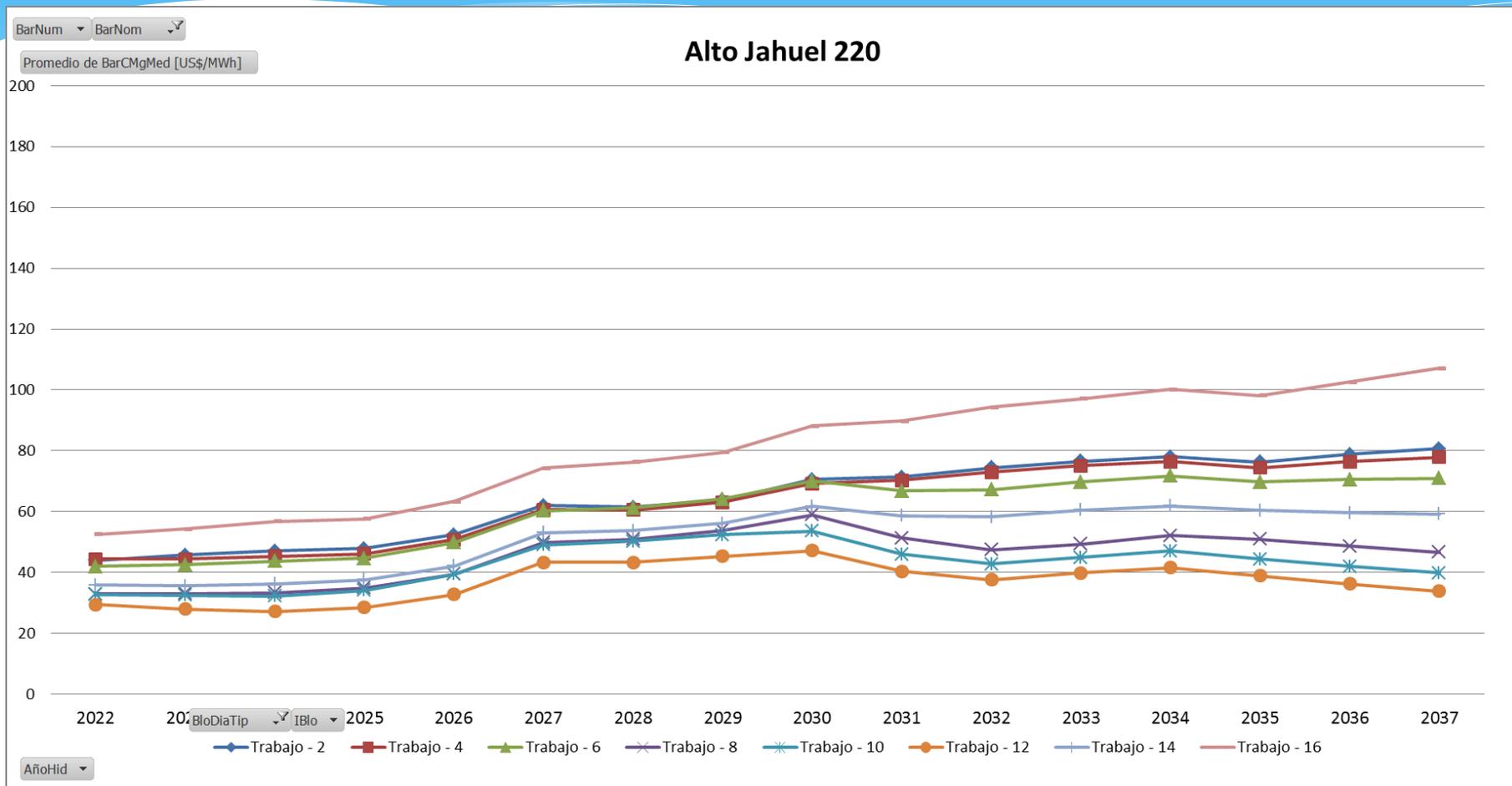
## Evolución Precio Energía y Descarbonización



Costos marginales Por Bloque Horario - Día Trabajo  
**Sin Descarbonización**

# Mercado y Sistemas Eléctricos

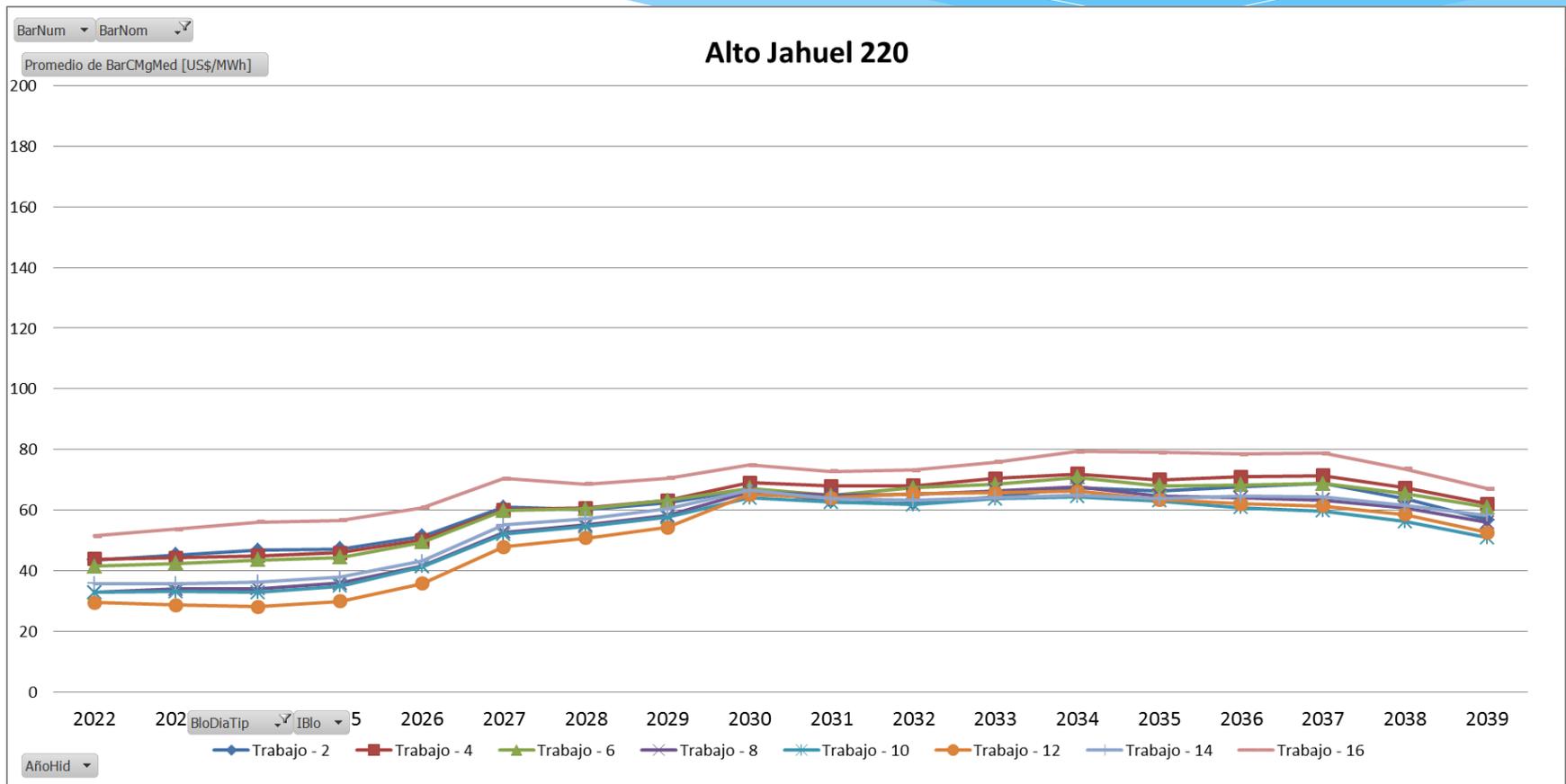
## Evolución Precio Energía y Descarbonización



Costos marginales Por Bloque Horario - Día Trabajo  
**Con Descarbonización**

# Mercado y Sistemas Eléctricos

## Evolución Precio Energía y Descarbonización



Costos Marginales Por Bloque Horario - Día Trabajo  
Con Descarbonización - Regulación Acumulación Centrales Térmicas

# Mercado y Sistemas Eléctricos

## Evolución Precio Energía y Descarbonización

- \* ¿La regulación horaria vía acumulación como se debe remunerar?, es parte de la transmisión o solamente arbitra precios en un mercado de energía horario de generación, aporta a la respuesta dinámica del sistema?, es parte de la reserva en giro?
- \* ¿como se remunera en este sentido lo embalses hidroeléctricos?

# Mercado y Sistemas Eléctricos

## Conclusiones

- \* Para un desarrollo competitivo del mercado de la generación-trasmisión, se deben alinear las variables económicas y técnicas.
- \* Las simplificaciones de modelación deben ser consistentes, controlables y armónicas.
- \* Para reducir el riesgo del mercado spot se debe invertir en sistemas de acumulación, utilizando sales, baterías u otras tecnologías. En esto las centrales a carbón se pueden reconvertir (o reutilizar) y ser parte del sistema de acumulación en términos horarios.

# Mercado y Sistemas Eléctricos

## Conclusiones

- \* Se debe propender hacia un mercado de GN que sea realmente competitivo, de forma que las centrales duales de GN y Diésel sean un respaldo flexible y económico para la transición a la descarbonización, estas centrales incluso con diésel son de menores emisiones globales y locales, que las centrales a carbón.
- \* Existe espacio para desplazar inversiones en generación, de forma de alinear los precios de la energía de corto y largo plazo.

# Mercado y Sistemas Eléctricos

## Conclusiones

- \* Se debe tomar las decisiones de inversión en transmisión a la brevedad, de forma de reducir al mínimo el riesgo de los posibles escenarios futuros de generación. Adelantar estas inversiones unos pocos años (5 a 7) solamente tiene **costo financiero** en la mayoría de los casos, pero limita el riesgo del abastecimiento futuro generando flexibilidad y reduciendo los costos de operación.
- \* Es posible la descarbonización al año 2030 utilizando como respaldo y complemento las centrales de GN de CC y de CA Diésel.