

Estudio del Tratamiento General de la Potencia para Clientes Finales en el Sistema Eléctrico Nacional

Experiencia Internacional + Diagnóstico

Matias Negrete Pincetic
Departamento de Ingeniería Eléctrica UC
Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI)

Presentación preparada para Mesa de Potencia
12 de Noviembre de 2020

Por encargo de:



Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad Nuclear

de la República Federal de Alemania

Agenda

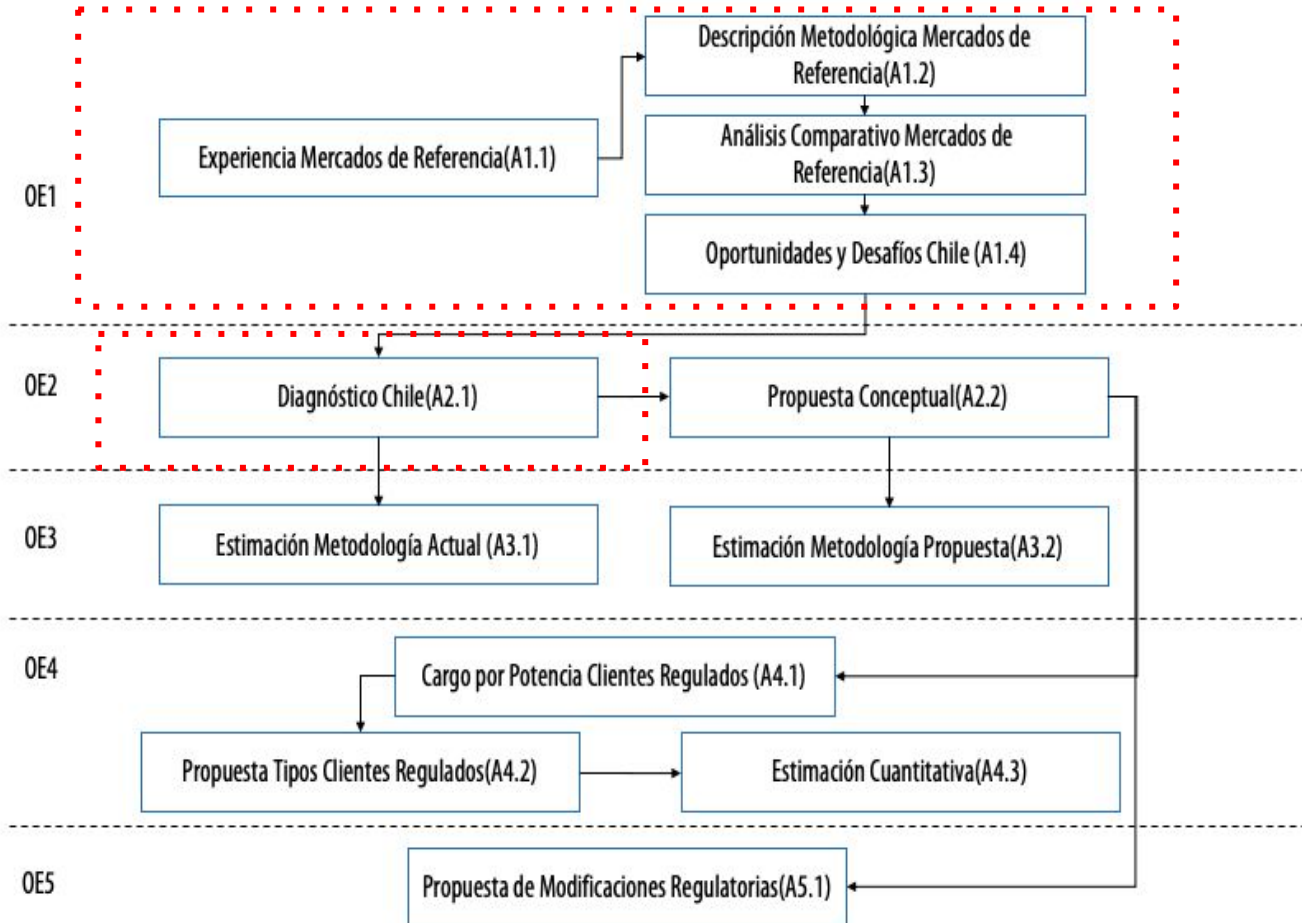
- Introducción
- Experiencia Mercados de Referencia
- Revisión Diagnóstico Chile
- Conclusiones

Introducción

Objetivo General

Revisar y proponer modificaciones a la **metodología** de asignación del pago de la demanda, tanto para clientes libres como regulados, de los **requerimientos de suficiencia del sistema**, a efectos de reconocer las características del atributo, entregar una señal económica que genere un comportamiento **eficiente y sostenible** de la demanda en la operación del SEN; y que a su vez permita el **desarrollo** del mercado eléctrico.

Etapas del Estudio



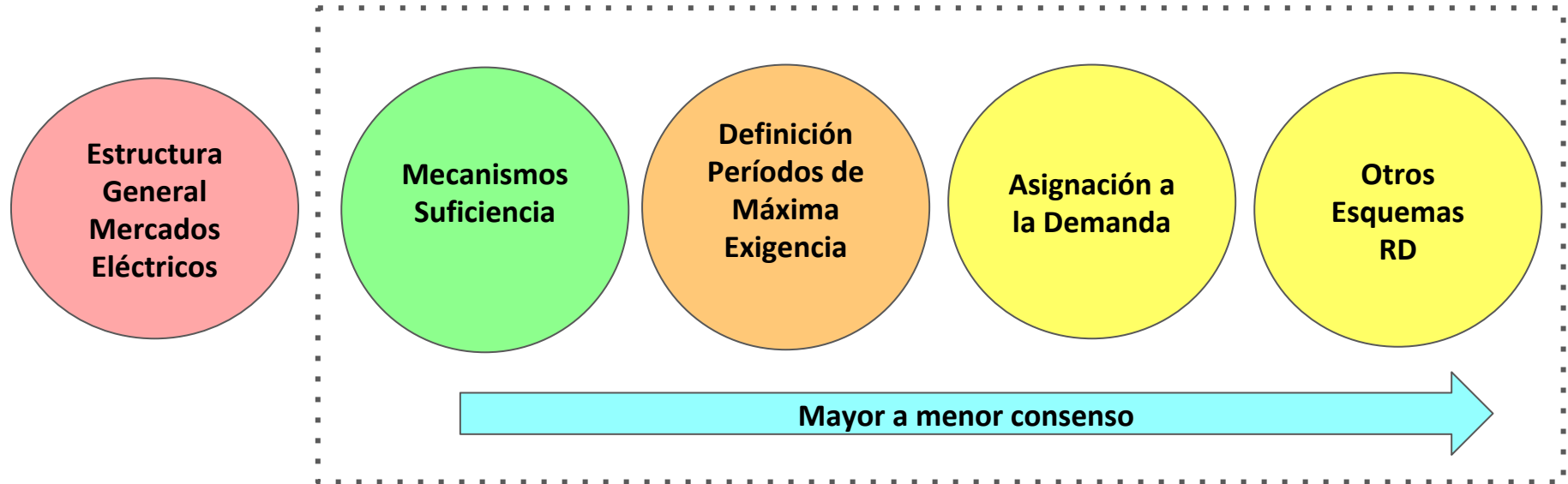
Experiencia Internacional

Experiencia Internacional

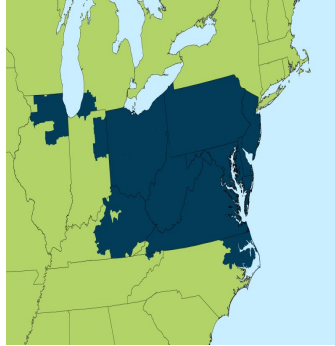
- Diseño e implementación de mercados eléctricos es altamente dependiente de características técnicas, regulatorias y económicas de cada sistema: **no existen dos sistemas con diseños similares, no existen soluciones universales (incluso a nivel de investigación) y luego no es posible importar soluciones.**
- Revisión internacional permite **apreciar** variedad de necesidades y soluciones, **categorizar** iniciativas y encontrar elementos en **común** que servirán de **insumo** para la generación de propuestas asociadas a cargos por suficiencia en Chile.

Experiencia Internacional

Dimensiones Consideradas



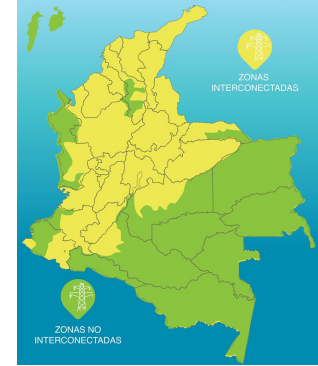
Sistemas Internacionales Revisados



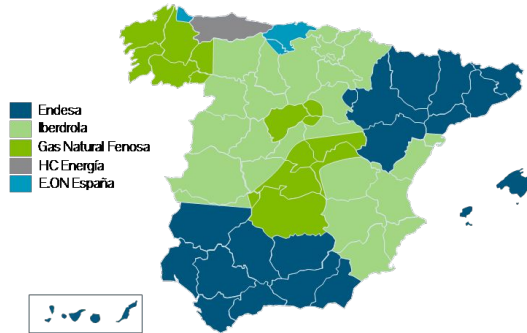
PJM



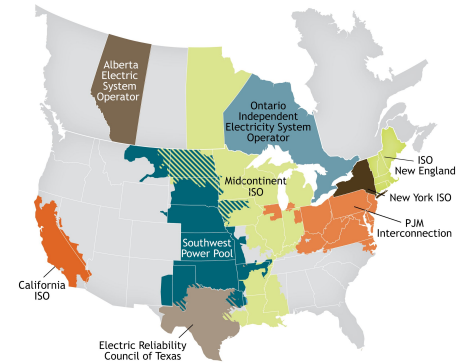
UK



Colombia



España



Canadá Ontario/Alberta

Principales Elementos Generales

- En general, existe una **amplia** diversidad de esquemas y mecanismos implementados en los sistemas revisados.
- Elementos **comunes** a sistemas revisados:
 - Existencia mecanismos de capacidad, mayoritariamente a través de **mercados de capacidad** donde la **demanda entrega servicio de suficiencia**.
 - Cálculo de suficiencia basados en **métricas de confiabilidad**.
 - Traspaso a clientes define períodos de mayor exigencia (de manera usualmente general) y puede considerar atributos de horas/períodos del año (usualmente pocas horas).
- Principales **diferencias** entre sistemas revisados incluyen:
 - Detalles en definición de periodos de mayor exigencia a usuarios.
 - Nivel de participación de la demanda en diversos segmentos del mercado.
 - Relación entre **complejidad de esquemas de traspaso a clientes** y existencia de otros mecanismos de respuesta de demanda.

Principales Elementos: Resumen Sistemas

	PJM Interconnection	Reino Unido	España	Colombia	Canadá: Alberta	Canadá: Ontario
Capacidad Instalada	Capacidad Total 186.8 GW: Gas (41%), Carbón (29.8%), Nuclear (17.9%), Hidro (4.8%), Diesel (4.6%), Eólica (0.6%) , Solar-PV (0.4%) , Otras renovables (0.8%).	Capacidad Total 82.9 GW: Vapor Convencional (18.9%), Ciclos Combinados (38.9%), Nuclear (11.2%), Turbinas de Gas y Motores Diésel (2.8%), Hidro (2%), Hidro de Bombeo (3.3%), Eólica (11.3%) , Solar (2.7%) , Otras Renovables (8.9%).	Capacidad Total 110.4 GW: Hidráulica (15.5%), Eólica (23.4%) , Solar-PV (8.1%) , Solar-Térmica (2.1%), Otras Renovables (1.1%), Nuclear (6.4%), Carbón (8.8%), Fuel/Gas (26%), Otras No Renovables (8.6%).	Capacidad Total 17.5 GW: Carbón (11.2%), Gas (9.3%), Diesel (8.7%), Biomasa (0.8%), Hidráulica (68.2%), Eólica (0.1%) , Solar (0.1%) .	Capacidad Total 16.52 GW: Gas (46.2%), Carbón (34.7%), Eólica (10.1%) , Hidro (5.5%), Biocombustible (2.5%), Solar (0.1%) , Otros (0.8%).	Capacidad Total 38.6 GW: Nuclear (33.7%), Gas/Oil (29.2%), Hidro (23.5%), Eólica (11.6%) , Solar (1.2%) , Biofuel (0.8%). Capacidad Dx 3475 MW: Solar (62%) , Eólica (17%) , Hidro (8%), Gas (9%), Biofuel (4%)
Mix de Generación	Generación Total 829.2 TWh (In-State): Gas (36.4%), Carbón (23.8%), Nuclear (33.6%), Hidro (2.0%), Diesel (0.2%), Eólica (2.9%) , Solar-PV (0.3%) , Otras renovables (0.7%).	Generación Total 327.76 TWh: Carbón (2.7%), Gas (39.6%), Nuclear (15.3%), Eólica (23.3%) , Bioenergía (9.4%), Otros (3.8%) , e Importaciones Netas (6%).	Generación Total: 264.64 TWh: Hidráulica (9.3%), Eólica (20.5%) , Solar-PV (3.5%) , Solar-Térmica (2%), Otras renovables (1.7%), Nuclear (21.1%), Carbón (4.8%), Fuel/Gas (23%), Otras No Renovables (12.7%), Otros Balances (1.4%).	Generación Total: 70.11 TWh: Fósil (21.1 %), Biomasa (1.0%), Hidráulica (77.6%), Eólica (0.1%) , Solar (0.2%) .	Generación Total 84.89 TWh (In-State): Gas (55.1%), Carbón (34.8%), Eólica (4.9%) , Hidro (2.4%), Biocombustible (2.4%), Solar (0.02%) , Otros (0.4%).	Generación Total 148.4 TWh: Nuclear (60.9%), Hidro (24.5%), Eólica (7.4%) , Gas/Oil (6.4%), Solar (0.5%) , Biofuel (0.3%)
Meta Renovable	Metas independientes por cada estado.	Carbono neutralidad a 2050.	70% de la energía generada a 2030.	Desplazamiento de ERV de 9 MtCO2 a 2030. Carbono neutralidad al 2050.	30% de la energía generada a 2030.	20 GW de capacidad instalada renovable a 2025

Principales Elementos: Resumen Mercados

	PJM Interconnection	Reino Unido	España	Colombia	Canadá: Alberta	Canadá: Ontario
Estructura Mercado	<p>Interconexión regional.</p> <p>Mercado mayorista y competencia en retail.</p> <p>Precios nodales.</p> <p>Mercado del día anterior y en tiempo-real.</p> <p>Mercado de capacidad.</p> <p>Mercado de Servicios Complementarios.</p> <p>Co-optimización de reservas y energía.</p>	<p>Integración regional dentro de los proyectos SDAC y TERRE.</p> <p>Mercado mayorista y competencia en retail.</p> <p>Zona única de precios.</p> <p>Mercado del día-anterior, intradiario y de balance.</p> <p>Mercado de capacidad.</p> <p>Mercado de Servicios Complementarios.</p> <p>Esquema secuencial de reservas y energía.</p>	<p>Interconexión regional.</p> <p>Mercado mayorista y competencia en retail (mercados regulado y no regulado).</p> <p>Zona única de precios.</p> <p>Mercado del día-anterior, intradiario y de balance.</p> <p>Pagos de capacidad.</p> <p>Mercado de Servicios Complementarios.</p> <p>Esquema secuencial de reservas y energía.</p>	<p>Interconexión regional.</p> <p>Mercado mayorista y competencia en retail (mercados regulado y no regulado).</p> <p>Zona única de precios.</p> <p>Mercado del día anterior.</p> <p>Mercado de Confiabilidad.</p> <p>Mercado de Servicios Complementarios (AGC).</p> <p>Esquema secuencial de reservas y energía.</p>	<p>Interconexión regional.</p> <p>Mercado mayorista y competencia en retail (mercados regulado y no regulado).</p> <p>Precio sistémico.</p> <p>Mercado del día anterior.</p> <p>Propuesta de Mercado de Capacidad.</p> <p>Mercado de Servicios Complementarios.</p> <p>Esquema secuencial de reservas y energía.</p>	<p>Interconexión regional</p> <p>Mercado mayorista y competencia en retail (mercados regulado y no regulado).</p> <p>Precio sistémico</p> <p>Mercado del día anterior y en tiempo real (En reforma)</p> <p>Mercado de Capacidad por empezar.</p> <p>Mercado de Servicios Complementarios</p> <p>Co-optimización de reservas y energía</p>

Principales Elementos: Resumen de Metodologías

	PJM Interconnection	Reino Unido	España	Colombia	Canadá: Alberta	Canadá: Ontario
Mecanismo de Suficiencia	Capacity Market: Asegura por medio de subastas de capacidad la seguridad de suministro.	Capacity Market (CM): Asegura por medio de subastas de capacidad la seguridad de suministro.	Pagos por Capacidad: Remunera un Incentivo a la Inversión (II) y un Servicio por Disponibilidad (SD) (En transición).	Cargo por Confiabilidad (CxC): Asigna Obligaciones de Energía Firme (OEF) que operan como opciones financieras.	Se propone Capacity Market: Asegura por medio de subastas de capacidad la seguridad de suministro.	Capacity Market: Inicia en Diciembre 2020. Asegura por medio de subastas de capacidad la seguridad de suministro.
Períodos de Máxima Exigencia	Capacidad objetivo en base a estándar de confiabilidad de un LOLE de 1 ocurrencia en 10 años.	Capacidad objetivo en base a estándar de confiabilidad de 3 horas de LOLE por año.	El II reconoce un 10% estándar de seguridad del 10% de margen de reserva. El SD remunera toda la capacidad disponible gestionable presente.	Demanda Objetivo en base a proyección de demanda (resolución mensual) y margen de seguridad en función del error de estimación.	Capacidad se monitorea con el objetivo de 1 ocurrencia en 10 años. Propuesta aún no definía objetivo pero consideraría modelos probabilísticos	Capacidad objetivo en base a estándar de confiabilidad de 0.1 días de LOLE por año.
Asignación de Costos a la Demanda	Pagada por usuarios a través de comercialización. Anualmente se asigna un Peak Load Contribution, en base a la contribución en la demanda peak durante las 5 horas de mayor demanda durante el verano (Jun. a Sept.)	Transferidos por medio de la comercialización. Se define un Obligation Levy, en función de la participación de mercado durante los períodos de mayor demanda (16 a 19 hrs, de lunes a viernes de Nov. a Feb.).	Transferidos a todos los comercializadores y consumidores directos del mercado. Se establecen precios unitarios por periodos.	Pagadas por usuarios a través de la comercialización. Costo Equivalente Real de Energía (CERE), es calculado e incluido en ofertas de generadores en mercados de bolsa y contratos.	Los usuarios pagan por la capacidad del sistema a través de comercialización. El cargo se calcula mensualmente según la contribución en la demanda peak durante la hora de mayor demanda de cada mes.	Transferidos a todos los comercializadores y consumidores directos del mercado. Anualmente se asigna un Peak Demand Factor, según contribución durante 5 horas de mayor demanda!13

Principales Elementos: Resumen de Metodologías

	PJM Interconnection	Reino Unido	España	Colombia	Canadá: Alberta	Canadá: Ontario
Incentivos Tarifarios	Se busca que usuarios reduzcan consumo en periodos de punta para disminuir su PLC del año entrante.	Se presentan tarifas con y sin discriminación por bloques (7/10 horas). Triads definen cargos por Tx en las 3 mayores demandas.	Según el tipo de usuario (regulado o no) existen tarifas horarias, con y sin discriminación por bloques (punta, valle y supervalle).	Dependiendo del tipo de usuario y nivel de tensión, tarifas difieren en precios y aplicación de bloques horarios (punta y fuera de punta).	Tarifa regulada es volumétrica y se actualiza con resolución mensual. A través de retailer se accede a tarifas fijas o variables.	Cliente grandes ven incentivo a reducir su consumo para disminuir su PDF del año entrante. Para clientes pequeños la tarifa es volumétrica, regulados tienen tarifas por bloque (on peak, mid peak, off peak)
Otros Incentivos	Integración de demanda como recurso en el mercado de capacidad y en servicios complementarios.	Si bien la demanda ha sido integrada en múltiples niveles (servicios de balance y el CM), una compleja estructura de mercado y sobre especificación de productos aún suponen desafíos.	A la fecha principalmente el Servicio de Interrumpibilidad, el cual permite la gestión de demanda de grandes clientes. Avances recientes en la integración a otros mercados del sistema.	Principalmente el programa Demanda Desconectable Voluntaria (DDV), como parte de los Anillos de Seguridad del CxC. Otros esquemas se encuentran en evaluación.	Programa de Micro-generation Regulation para contribuir en horas punta mediante generación distribuida	Integración de demanda como recurso en el mercado de capacidad. Programas de incentivo a la generación distribuida.

Comentarios Experiencia Internacional

- La revisión de la experiencia internacional y literatura especializada entregan una **visión clara**: los **cambios necesarios** para adaptar los mercados eléctricos a las necesidades impuestas por sistemas con alta penetración ERV son **integrales y potencialmente profundos** (dependiendo del estado actual).
- **Integrales** pues se necesitan cambios en **distintas escalas de tiempo**, procesos de operación, mercados de corto plazo y largo plazo.
- **Profundos** pues las necesidades impuestas por sistemas con necesidades de flexibilidad, tecnologías con diversos atributos y estructuras de costos requieren **repensar y actualizar diversos elementos** de la estructura y diseño de los mercados eléctricos.
- Cambios deben sí realizarse de **manera gradual** pero con una visión de mediano y largo plazo con objetivos, etapas e hitos claros, consistentes y con **tiempos adecuados para su planificación y ejecución**.

Comentarios Experiencia Internacional

- En general, existe una **amplia** diversidad de esquemas y mecanismos implementados en los sistemas revisados.
- Sistemas revisados en su mayoría utilizan (proponen) **mercados de capacidad**. Cálculos de suficiencia basados en **métricas de confiabilidad**, definición de horas punta con **distintos niveles** de especificidad.
- Traspaso a clientes define períodos de mayor exigencia (de manera usualmente general) y puede considerar atributos de horas/períodos del año (**usualmente pocas horas**) (e.g., 5 horas de mayor exigencia).
- Incorporación de mecanismos adicionales y de mayor dinamismo a través de esquemas de **respuesta de demanda**.

Revisión Diagnóstico Chile

Control de Punta

- Control de punta: **incentivos** a consumidores a patrones de consumo con **valor sistémico**, **recaudación** de costos suficiencia de manera eficiente (i.e., causalidad de costos), **sustentabilidad** y **confiabilidad** del sistema, entre otros.
- Lo anterior como consecuencia de la **heterogeneidad**, tanto desde el lado de la oferta de generación (estructura de costos de unidades) como de los tipos de consumidores (restricciones de consumo) y la naturaleza mayoritariamente instantánea de los MWs (almacenamiento costoso).
- Conciliar los distintos objetivos del control de punta requiere, idealmente, esquemas de **naturaleza dinámica y de lazo cerrado**.
- Desafío de diseño: debido a restricciones tecnológicas, esquemas son de **naturaleza estática y de lazo abierto**.

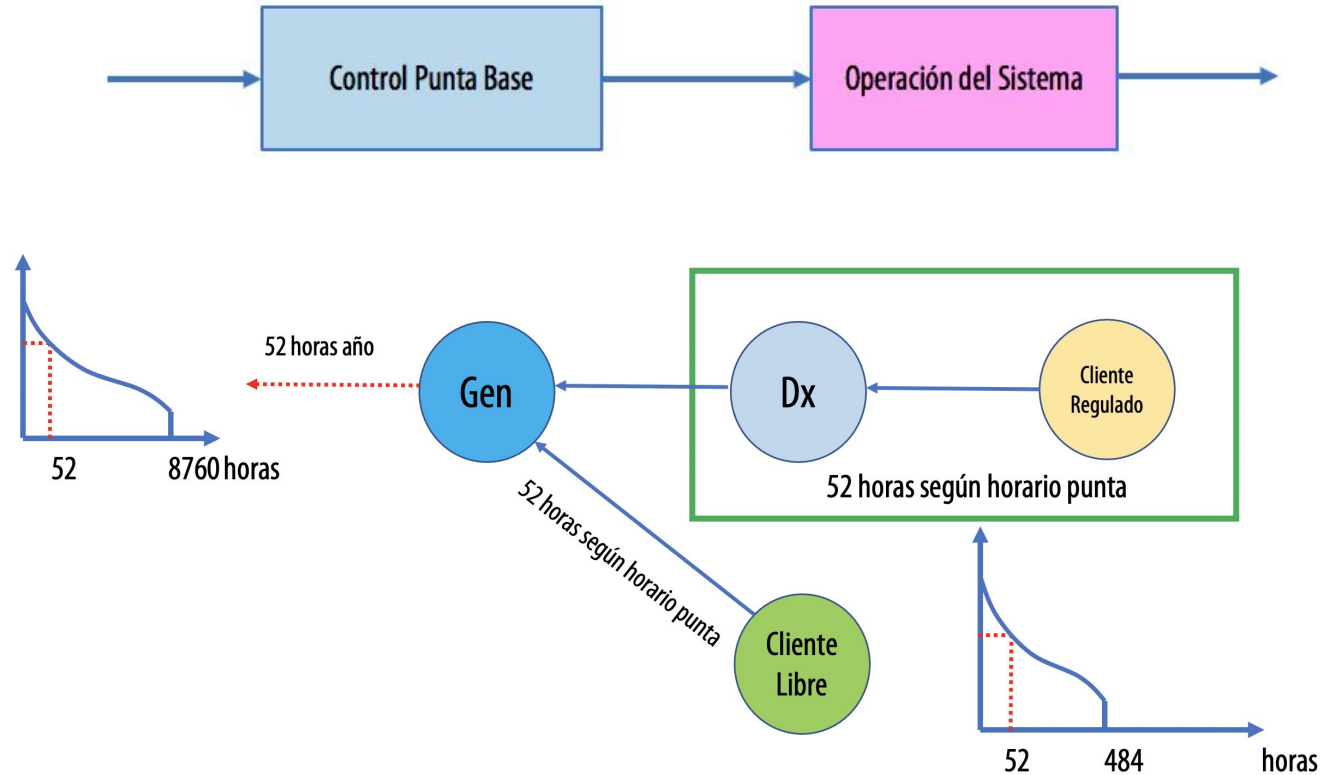
Principios de Diseño

Esquemas deben considerar los siguientes **principios (¿cuáles se cumplen en el mecanismo actual?)**:

- Eficiencia Económica
- Neutralidad de Atributos Tecnológicos
- Transparencia
- Simplicidad
- Causalidad de Beneficios y Costos (desafiante en sistemas eléctricos)

Otros criterios relevantes para el diseño regulatorio y de mercado propuesto incluyen la **estabilidad y consistencia regulatoria**. Es importante destacar que no necesariamente todos estos principios podrán cumplirse simultáneamente. Luego, existen instancias donde será necesario **priorizar** la aplicación de estos principios.

Esquema Actual



Diagnóstico Regulación

- De manera **general**, no existen definiciones unificadas sobre los horarios de punta en la regulación.
- Existen **dos definiciones** asociadas al cálculo de la demanda punta anual asociada al promedio de 52 horas de mayor demanda del año, y la definición de horarios de punta para dar la señal a la demanda, asociada a las 52 horas de mayor demanda en periodos de punta (Junio-Septiembre 18:00 a 22:00).
- Esta diferencia de horarios genera **distorsiones** en las señales con impactos en causalidad de costos, recaudación, entre otros elementos conocidos.

Diagnóstico Regulación

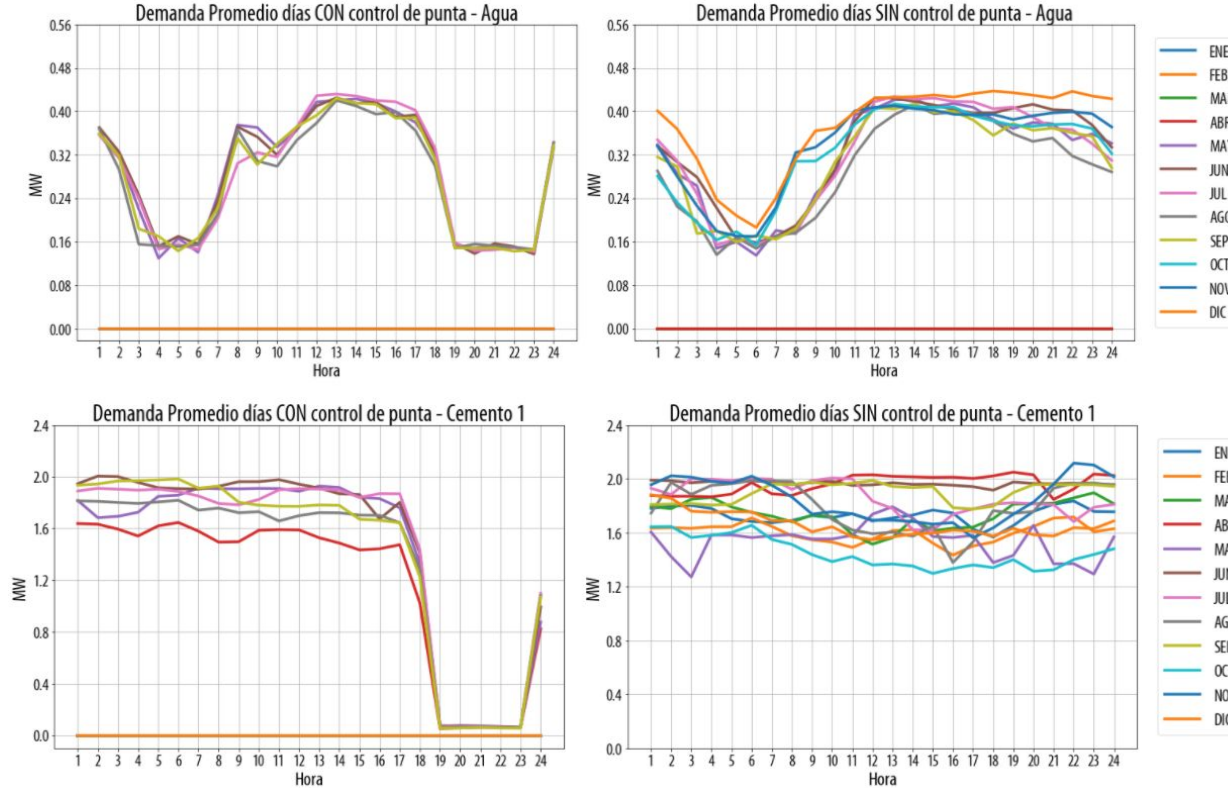
- Foco en horas de **demanda máxima** dentro de período de control lo cual no está necesariamente **alineado** con horas de mayor exigencia.
- Ausencia de señales con **mayor diferenciación y dinamismo** que incentive de manera efectiva a la demanda a flexibilizar consumos.
- No **reconocimiento** de la demanda como proveedor de suficiencia en el sistema eléctrico.
- La **poca participación** de la demanda en otras instancias del mercado eléctrico, lo que impone una relevancia a la definición de los horarios y parámetros asociados a los períodos puntas.

Diagnóstico Consumidores

Diagnóstico Consumidores

- Primer análisis basado en revisión de datos de estudios previos (Narvik, 2018) para investigar impacto en sectores económicos **representativos**: Agua, Alimentos, Cemento, Papel y Celulosa, Industrias Varias, Cobre.
- El análisis permite concluir:
 - El **mecanismo actual** de control de punta es **efectivo** en modificar los perfiles de demanda asociados al sistema eléctrico.
 - Existe una **alta heterogeneidad** del impacto del mecanismo de control de punta en distintos sectores económicos.
 - Se **espera** un impacto relevante del mecanismo de control de punta tanto en **productividad** como en **emisiones**.

Diagnóstico Consumidores

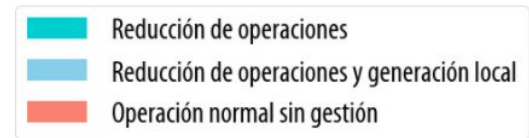
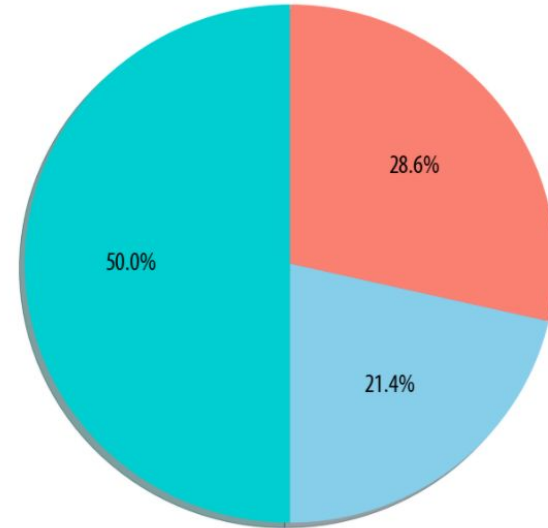
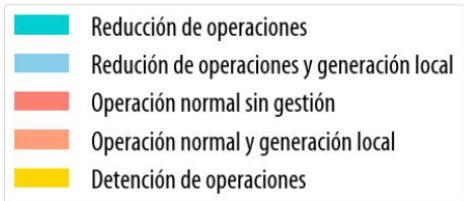
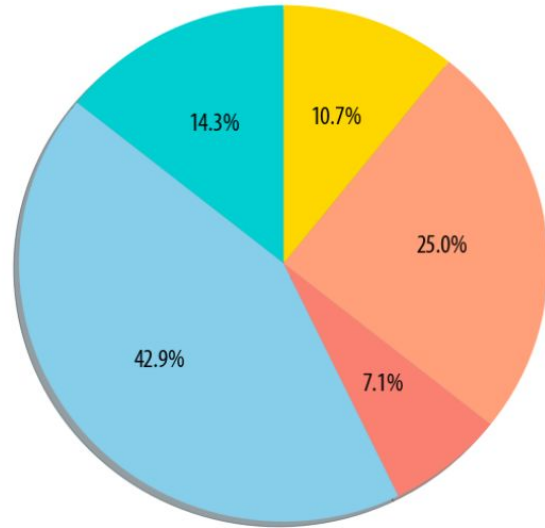


Grupos de consumidores con **flexibilización** y control de punta **todo** el período.

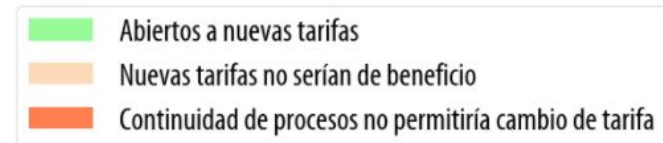
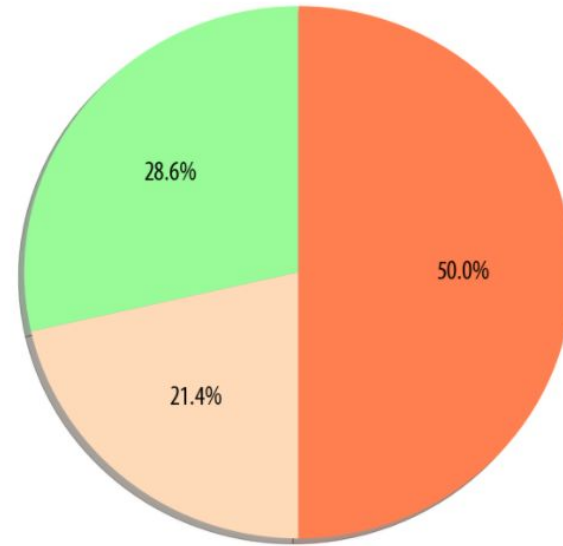
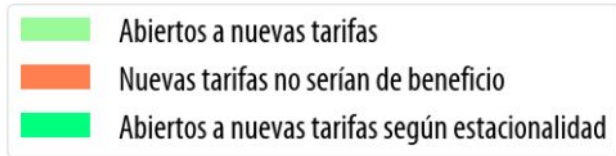
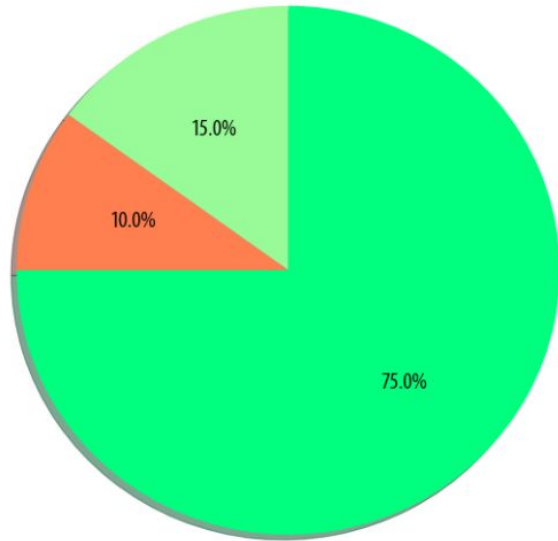
Diagnóstico Consumidores

- Segundo análisis basado en **reuniones y encuestas** de distintos tipos de clientes (trabajo en desarrollo).
- **Heterogeneidad** de clientes y la forma de **reaccionar** a las señales de control de punta, incluso dentro de sector asociado. Por ejemplo, que existen consumidores que **paralizan totalmente** las operaciones durante períodos de punta, y otros que continúan operando de manera normal.
- Un porcentaje relevante utiliza **generación de respaldo Diésel** durante períodos de punta.
- Algunos consumidores **no tienen del todo internalizado** los conceptos y dimensiones del control de punta.

Diagnóstico Consumidores: Estrategias de Gestión



Diagnóstico Consumidores: Disposición a Cambios



Elementos Relevantes Consumidores

- Se observa alta **heterogeneidad** y que existe **preocupación e intención** para gestionar demanda durante horas punta: existe disponibilidad de un recurso para gestionar demanda.
- Clientes gestionan demanda durante **todo** el período de control sin considerar si el período estará o no dentro de las **52 horas** relevantes.
- Se **infiere** de respuestas que algunos clientes no necesariamente **internalizan conceptos y tarifas** en horas punta y otros cargos en su cuenta de energía (información clave).
- La estrategia preferida de gestión de demanda es la utilización de **autogeneración Diésel**.
- El **mecanismo actual** de control de punta es **efectivo** en modificar los perfiles de demanda asociados al sistema eléctrico, pero es relevante estimar impacto en **productividad y emisiones.**

Conclusiones

Conclusiones

- Experiencia Internacional ilustra una **amplia** diversidad de esquemas y mecanismos implementados en los sistemas revisados: proceso de cambios integrales y profundos.
- Sistemas revisados en su mayoría utilizan (proponen) **mercados de capacidad**.
- Cálculos de suficiencia basados en **métricas de confiabilidad**.
- Traspaso a clientes consideran atributos de horas/períodos del año, usualmente **pocas horas** definen asignación.
- Incorporación de mecanismos adicionales y de mayor resolución temporal a través de esquemas de **respuesta de demanda**.

Conclusiones

- Revisión de **regulación** entrega elementos a considerar: definición no explícita de horarios punta, diferencias entre períodos suficiencia y control punta lo que genera **distorsiones**, falta mayor número de opciones.
- Revisión de consumidores muestra una **alta heterogeneidad** de tipos de consumos, e incentivos generados por control de punto: oportunidad de **diferenciación y utilizar este recurso**.
- El **mecanismo actual** de control de punta es **efectivo** en **modificar** los perfiles de demanda asociados al sistema eléctrico pero es **relevante** estimar impacto en **productividad y emisiones**, y su **justificación** dada la motivación de este mecanismo.
- Elementos relevantes a considerar: determinación de **períodos** de mayor exigencia (lazo abierto), incorporación de esquemas **adaptativos** de corto plazo (lazo cerrado) y participación de la **demanda** como proveedor de suficiencia.

Muchas Gracias

Estudio del Tratamiento General de la Potencia para Clientes Finales en el Sistema Eléctrico Nacional

Experiencia Internacional + Diagnóstico

Matias Negrete Pincetic
Departamento de Ingeniería Eléctrica UC
Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI)

Presentación preparada para Mesa de Potencia
12 de Noviembre de 2020

Por encargo de:



Ministerio Federal
de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza
y Seguridad Nuclear

de la República Federal de Alemania