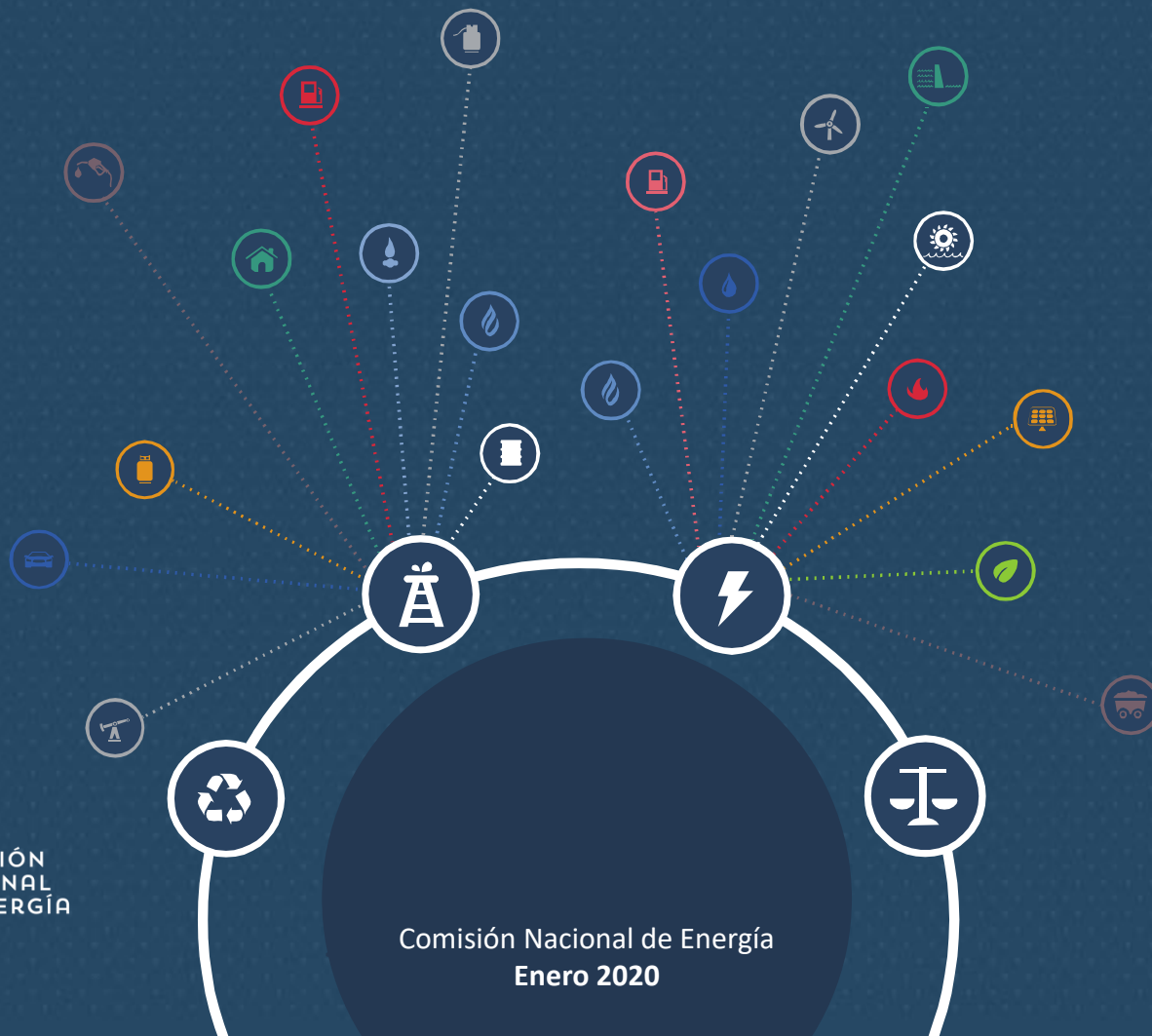
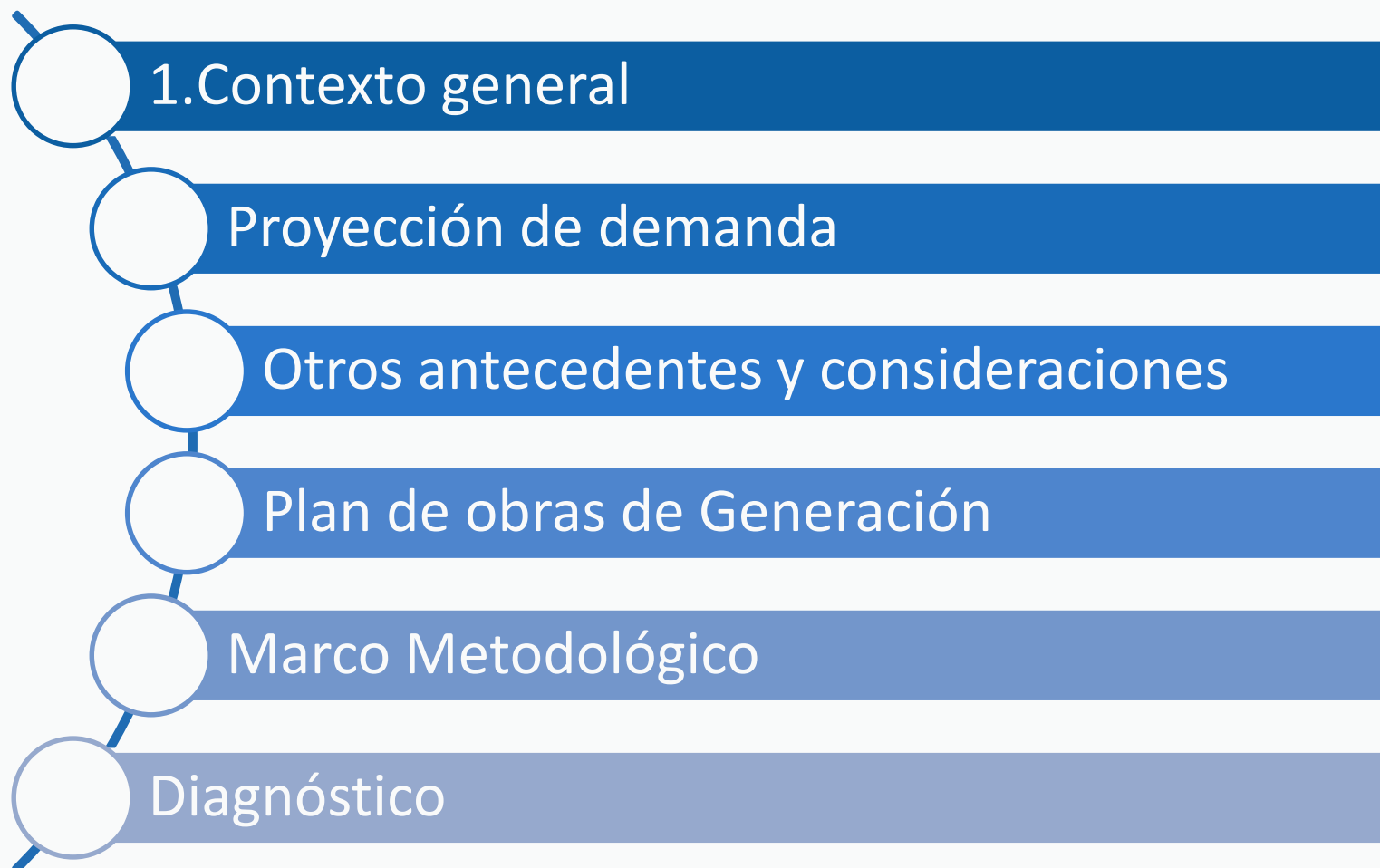


PLAN DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN 2019

Metodología y Antecedentes





1. CONTEXTO GENERAL

Plan de expansión de la Transmisión 2019

1. Contexto General

Ley 20.936

Desarrollo de la Tx
sigue al desarrollo de la
Gx

Calificación de
instalaciones de
transmisión residual

Tarificación de
instalaciones
nacionales se regía por
AIC 80/20 + No AIC

Tarificación STx

Previo Ley 20.936



No posibilita el
desarrollo de la
competencia

Mirada más de
Mediano Plazo c/r
una de Largo Plazo

Sistema poco
robusto

Nuevas definiciones de
los sistemas de Tx

Propende en el TxN al
Mercado Eléctrico
Común

Tx da señales a la Gx
para su desarrollo

Mayor robustez

Participación ciudadana

VAT + PELP + Franjas

Con Ley 20.936

1. Contexto General

Segmentos de la Transmisión

La definición de los sistemas de transmisión y de cada uno de los segmentos que la componen se encuentra contenida en la LGSE (art 73° - art 78°). Los diversos sistemas de transmisión se encuentran compuestos por líneas y subestaciones.

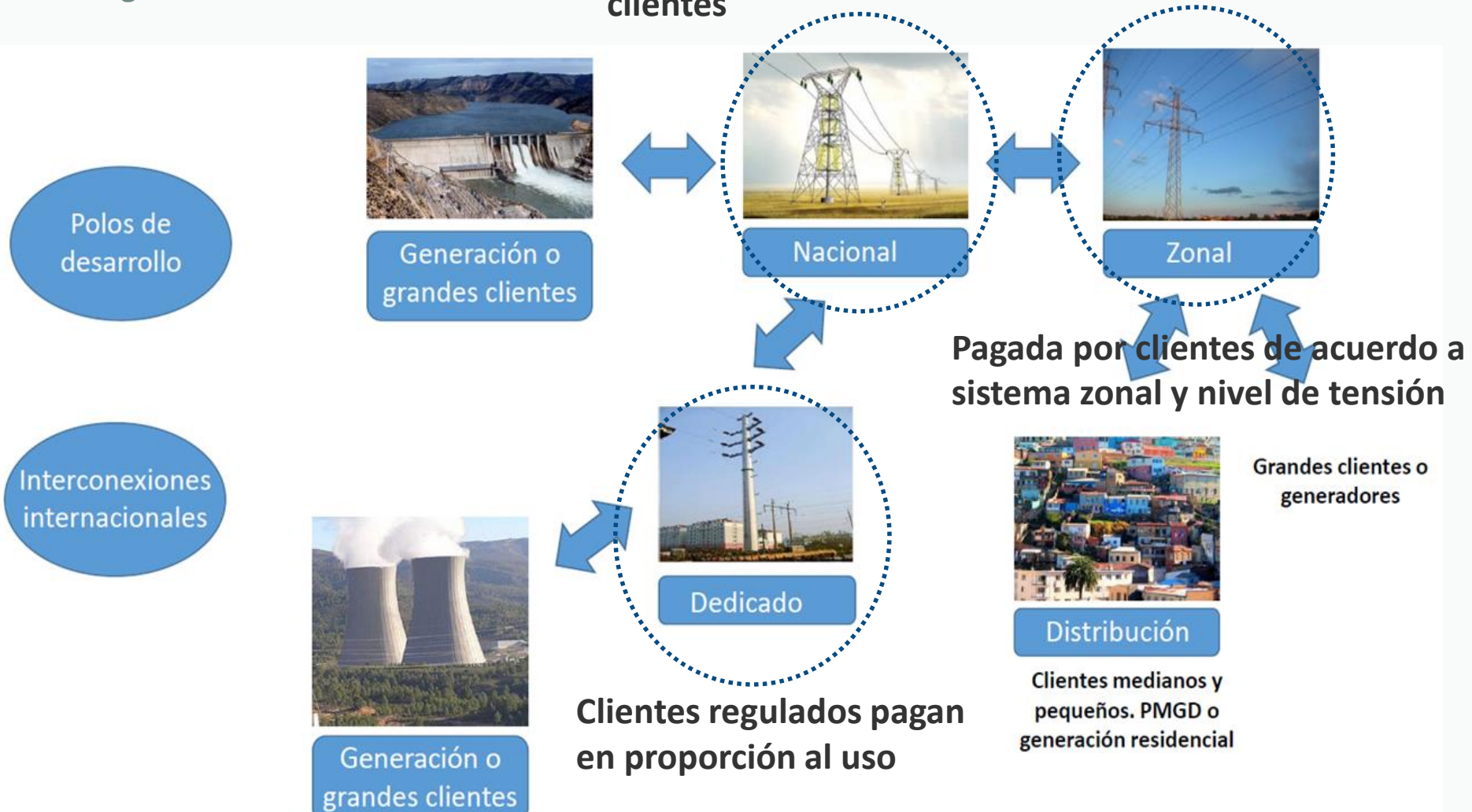
A modo de resumen se presenta un pequeño esquema:



1. Contexto General

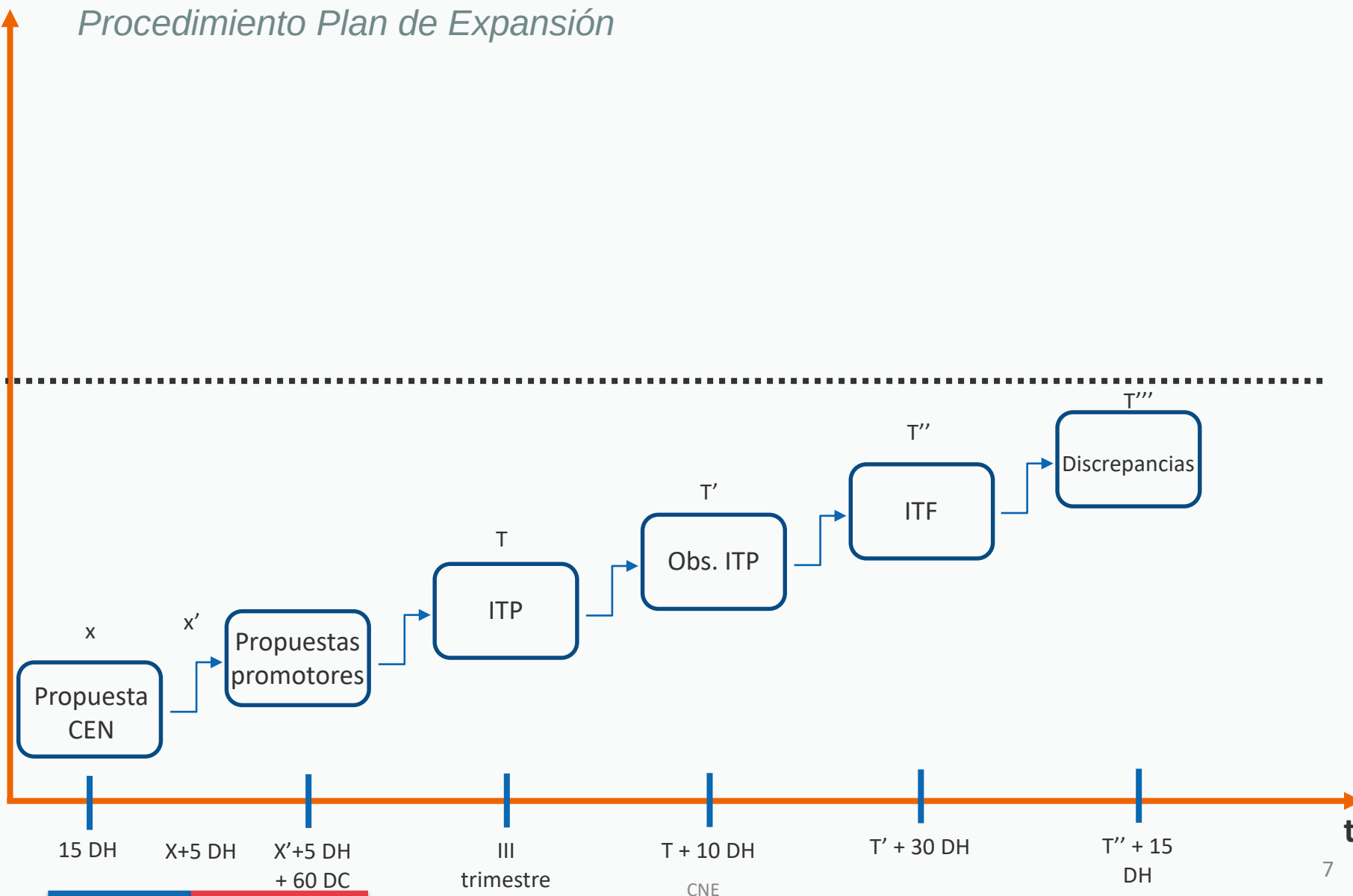
Segmentos de la Transmisión

Pagada por todos los clientes



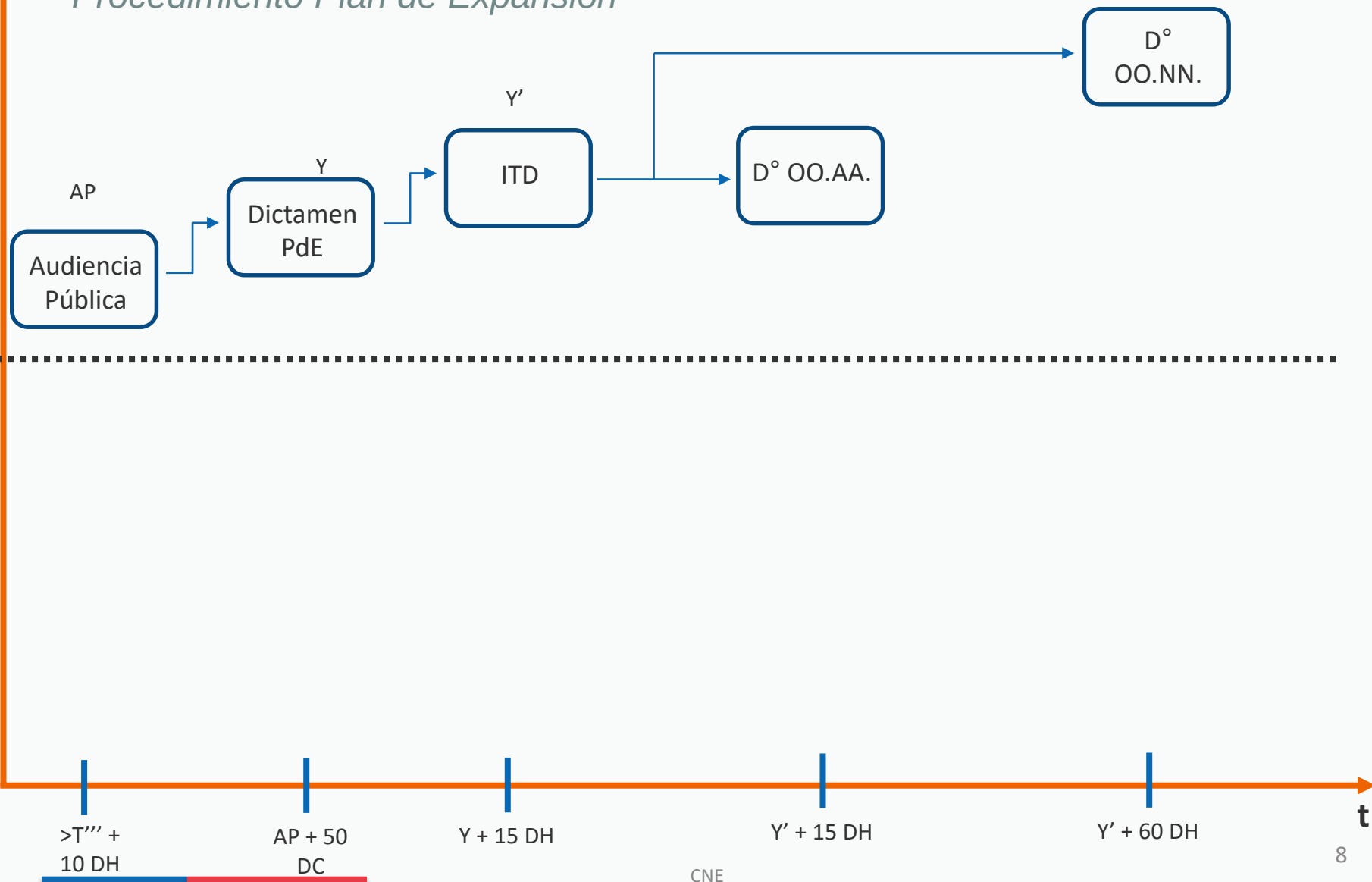
1. Contexto General

Procedimiento Plan de Expansión



1. Contexto General

Procedimiento Plan de Expansión



1. Contexto General

Proyectos promotores

- **Proyectos recibidos: 161**
 - Transmisión Nacional: 35
 - Transmisión Zonal: 126
- En relación a los proyectos recibidos. se resumen a continuación los análisis de expansión de la transmisión que utilizará esta Comisión en cada proyecto:

Motivo	Total	Nacional	Zonal
Seguridad	40%	4	61
Suficiencia	34%	0	54
Eficiencia operacional	16%	23	2
Inyección Centrales	9%	5	10
Inyección PMGD	9%	0	14
Calidad de Servicio	7%	2	9
Normalización	6%	3	6

32 proyectos poseen 2 motivos para ser analizados. de los cuales 2 proyectos son obras nacionales.

1. Contexto General

Proyectos CEN

Propuesta de Expansión de Transmisión 2019 (Enviada por el Coordinador a la CNE. el 22 de enero de 2019).

Sistema	Obras de Ampliación		Obras Nuevas	
	N° Obras	VI (MMUSD)	N° Obras	VI (MMUSD)
Transmisión Nacional	3	26	1	40
Transmisión Zonal	42	94	1	50
Sub Total	45	120	2	90
Total MMUSD				210

Complemento a la Propuesta de Expansión de Transmisión 2019 (Enviada por el Coordinador a la CNE. el 22 de mayo de 2019).

Sistema	Obras de Ampliación		Obras Nuevas	
	N° Obras	VI (MMUSD)	N° Obras	VI (MMUSD)
Transmisión Nacional	4	37	0	0
Transmisión Zonal	1	4	0	0
Sub Total	5	41	0	0
Total MMUSD				41

2. PROYECCIÓN DE DEMANDA

Plan de expansión de la Transmisión 2019

2. Proyección de demanda

Introducción

- Con el objetivo de proyectar la demanda, son necesarios dos insumos:
 - Caracterización de la demanda horaria del año base.
 - Proyección de la energía demandada (o tasa de crecimiento de la energía) para el horizonte de evaluación.
- Caracterización de la demanda horaria registrada en el año base se realiza utilizando dos fuentes de información, ambas procedentes del CEN:
 - Medidores físicos
 - Facturación
- Ambas fuentes de información cuentan con resolución horaria, y se complementan mostrando diferentes características.
- La proyección de energía demandada se realiza en base al “Informe de Previsión de Demanda”, realizado por la CNE en base a información entregada por las empresas eléctricas.

2. Proyección de demanda

Caracterización de la demanda del año base: medidores

- Es posible caracterizar la demanda del año base a partir de la información de medidores publicada por el Coordinador.
- Se registra la energía activa (kWh) y reactiva (kVArh) transmitida por varios de los paños del sistema eléctrico, tanto en dirección directa como en reversa.
- La información tiene resolución horaria, por lo tanto se puede interpretar como potencia activa y reactiva media transmitida por un paño del sistema, tanto en dirección directa como en reversa.
- Al ser un registro físico, la información de los medidores no separa la demanda de la generación interna que influye sobre un paño determinado (por ejemplo, PMGD en paños de alimentadores), por lo que suele ser necesario un tratamiento adicional de los datos.
- En muchos casos los registros están diferenciados para cada paño de los transformadores AT/MT en las SS/EE Primarias de Distribución (SPD).

2. Proyección de demanda

Caracterización de la demanda del año base: medidores

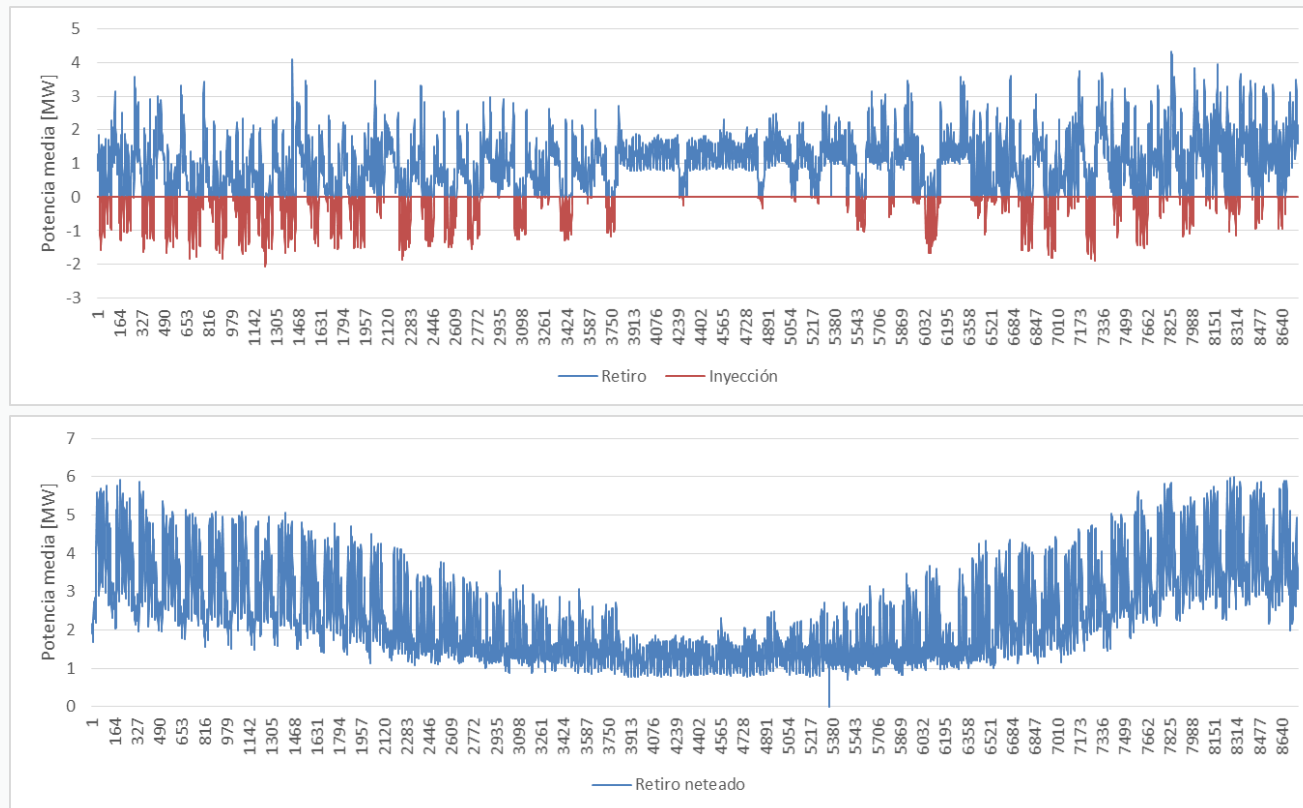
- La información entregada por el CEN cuenta con la siguiente estructura (en el ejemplo, se muestra el medidor del paño CT1 12 kV de la S/E Lord Cochrane):

Punto de medida	LDCCRANE_012_CT1_CHL			
Coordinado	ENEL DISTRIBUCION			
Serie Medidor	PT0810A58201_0100			
Subestación	LORD COCHRANE			
Fecha Ultima Lectura	31-01-2019 23:45:00			
Principal/Respaldo	PRINCIPAL			
Fecha	Ret. P (kWhD)	Iny. P (kWhR)	Ret. Q (kVarhD)	Iny. Q (kVarhR)
01/01/2018 00:00	9308,68	0	421,64	0
01/01/2018 01:00	9257,99	0	406,71	0
...	...	...	...	...
01/01/2018 22:00	10350,28	0	0	2948,57
01/01/2018 23:00	9680,70	0	0	3144,32

2. Proyección de demanda

Caracterización de la demanda del año base: medidores

- Ejemplo de bidireccionalidad en el medidor CT1 13,2 kV en la S/E Monte Patria (efecto de la generación del PMGD La Paloma) y demanda estimada en esa barra, descontando la generación del PMGD.



2. Proyección de demanda

Caracterización de la demanda del año base: facturación

- La caracterización de la demanda del año base también considera la información de facturación publicada por el Coordinador.
- La facturación representa compras y ventas de energía en ciertas barras del sistema eléctrico. Estas barras suelen coincidir con las barras de consumo o inyección física del cliente, pero esto no necesariamente es así.
- La información tiene resolución horaria, por lo tanto se puede interpretar como potencia activa comprada y vendida en una barra determinada.
- Al ser un registro comercial, la información de facturación separa la compra de la venta de energía, desacoplando de esta manera la demanda de la generación interna en una barra determinada.
- La facturación distingue, entre otros detalles, la razón social y RUT del suministrador y del cliente, además del tipo de contrato del cliente (Regulado o Libre) para cada registro comercial.

2. Proyección de demanda

Caracterización de la demanda del año base: facturación

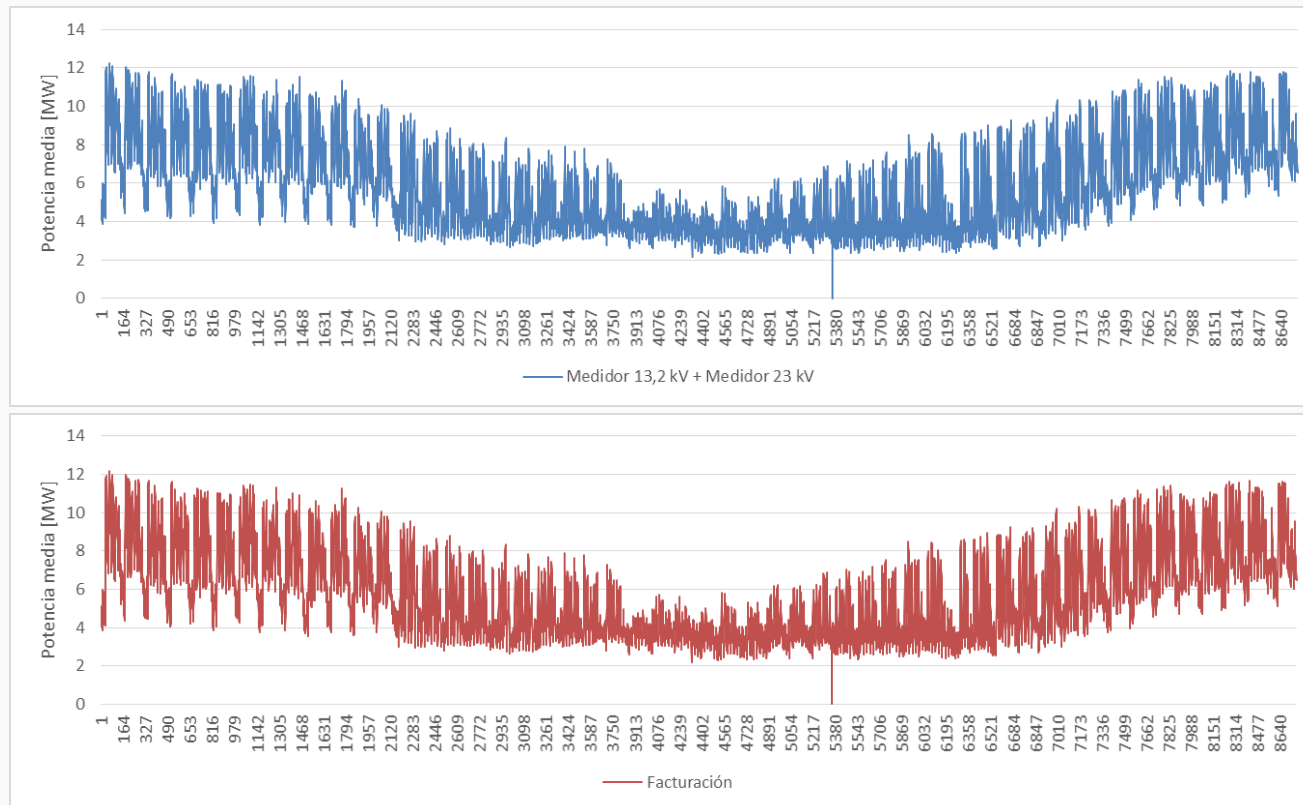
- La información contenida en la facturación cuenta con la siguiente estructura (en el ejemplo, se muestra la compra de energía por parte de Enel Distribución a la empresa Acciona Energía Chile Holdings S.A. en la barra Lord Cochrane 012):

Razón Social Suministrador	ACCIONA ENERGÍA CHILE HOLDINGS S.A.
RUT Suministrador	76437712-5
Razón Social Cliente	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.
RUT Cliente	96800570-7
CODPuntoConexion	SIC-0522
PuntoConexion	Lord Cochrane 012
Tipo Cliente	REGULADO
Fecha	01/01/2018 00:00
Día Semana	MARTES
Tipo Dia	NO HABIL
Retiro [MWh]	0,070314337

2. Proyección de demanda

Caracterización de la demanda del año base: facturación

- Ejemplo de desacople de compra y venta de energía en las barras de 13,2 kV y 23 kV en la S/E Monte Patria. La facturación, al ser un balance comercial, no distingue el uso de los transformadores AT/MT.



2. Proyección de demanda

Caracterización de la demanda del año base

- Como resultado de la caracterización de demanda, se asigna un perfil horario a cada barra del sistema que cuente con retiros físicos de clientes libres y/o regulados.
- En general, se adoptan las barras informadas en la Facturación. Esto tiene como consecuencia que, en principio, se toma el supuesto que todas las barras en una subestación que compartan nivel de tensión operan en paralelo.
- Este supuesto se refina en etapas posteriores del análisis, pudiendo separar la demanda en varias barras desacopladas (por ejemplo, separar la demanda de la S/E Lord Cochrane en dos barras, Lord Cochrane B1 12 kV y Lord Cochrane B2 12 kV).

2. Proyección de demanda

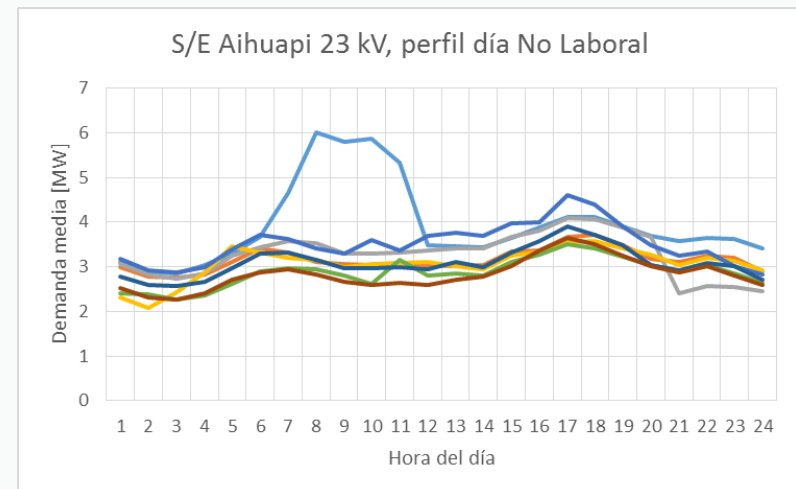
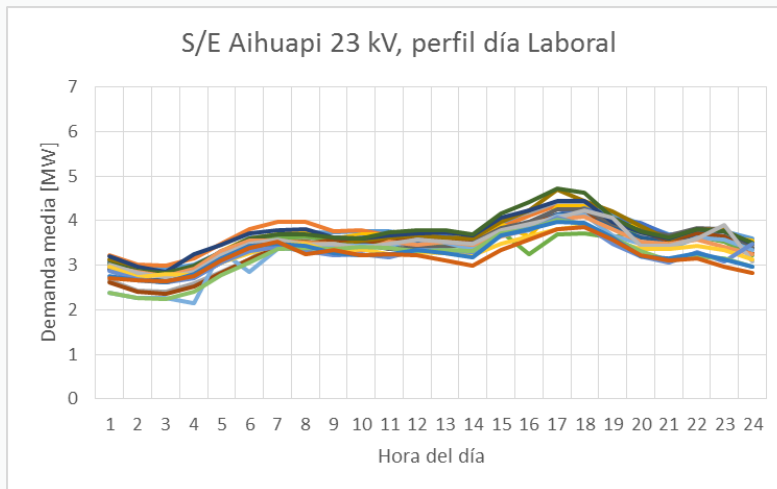
Acondicionamiento de la demanda del año base

- Los registros de facturación y los medidores tienen su origen en la operación del sistema y en información suministrada por equipos de medición. Por este motivo, es posible que los datos con los cuales se caracteriza la demanda contengan operaciones no habituales (traspasos de alimentadores entre SPD cercanas, cortes de suministro) o errores de medición, los cuales deben ser tratados con el objetivo de no incluir fenómenos puntuales en la proyección de demanda.
- Para el Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 se incluyó un análisis estadístico de la demanda caracterizada en cada una de las barras del sistema. El análisis se basa en diagramas de caja (boxplot), el cual agrupa la demanda por mes, hora del día y tipo de día (laboral o no laboral).

2. Proyección de demanda

Acondicionamiento de la demanda del año base

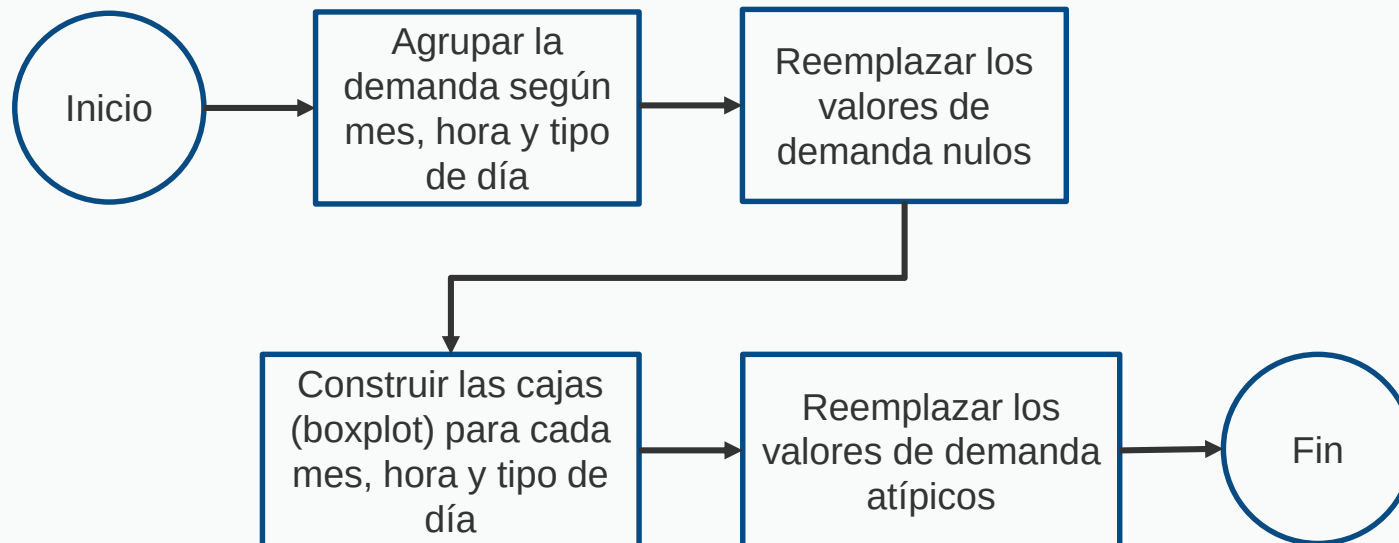
- La agrupación de los datos de acuerdo al mes, a la hora del día y tipo de día permite recoger la estacionalidad anual y diaria de las diferentes demandas en las barras.
- En el ejemplo, se muestra el perfil de demanda en la barra de 23 kV en la S/E Aihuapi, para el mes de febrero de 2018.
- En caso de encontrar un valor atípico, este se reemplazará por un valor que considere los datos en torno al dato que se quiere sustituir.



2. Proyección de demanda

Acondicionamiento de la demanda del año base

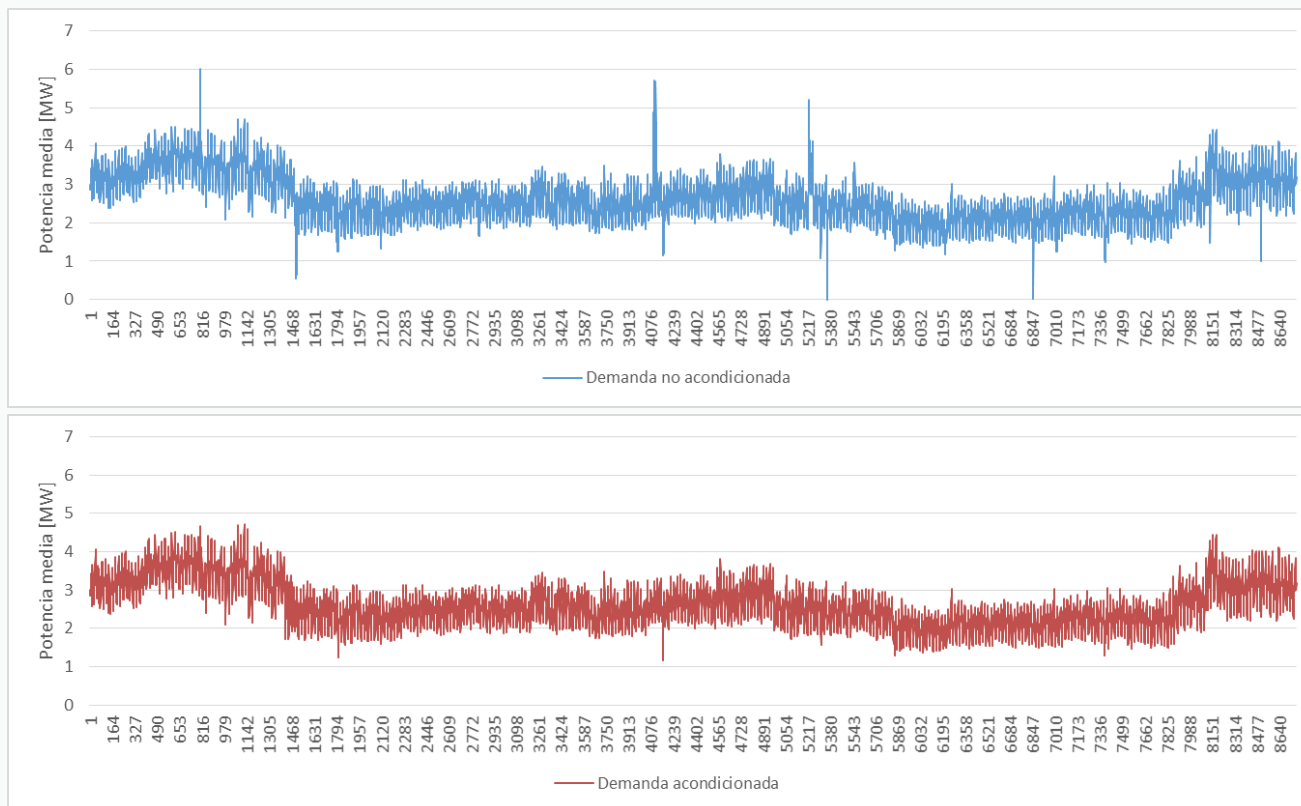
- El algoritmo planteado para el acondicionamiento de la demanda del año base se representa por el siguiente diagrama de flujo:



2. Proyección de demanda

Acondicionamiento de la demanda del año base

- Ejemplo de acondicionamiento de la demanda del año base, para la barra de 23 kV en la S/E Aihuapi.



2. Proyección de demanda

Introducción a la proyección de demanda

- La proyección de la demanda considera dos insumos:
 - Traspaso de demanda desde Subestaciones Primarias de Distribución existentes a las futuras SPD decretadas en el Decreto Exento 418 exento del año 2017, tal como fue informado por las empresas eléctricas, o en los planes de expansiones posteriores.
 - Demanda energética mensual proyectada por las empresas, de acuerdo con la información contenida en el Informe de Previsión de Demanda, publicado por la CNE.

2. Proyección de demanda

Traspaso de demanda entre SPD

- En el contexto del Informe de Instalaciones de Transmisión Zonal de Ejecución Obligatoria, publicado en el año 2017 en el contexto del Artículo 13 transitorio de la Ley 20.936, las empresas eléctricas declararon en construcción varias Subestaciones Primarias de Distribución, las cuales tenían por objetivo asumir demanda regulada desde varias SPD existentes, aliviando así la cargabilidad de los transformadores AT/MT.
- Por ejemplo, se presenta el traspaso de demanda informada entre las SS/EE Centro, La Portada y Antofagasta, hacia la nueva S/E Guardia Marina.

Barra receptora	Fecha PES	Barra donante	Tasa donante
Guardia Marina 023	Feb 2021	Centro 023	28%
Guardia Marina 023	Feb 2021	La Portada 023	25%
Guardia Marina 13.8	Feb 2021	Centro 13.8	49%
Guardia Marina 13.8	Feb 2021	Antofagasta 13.8	49%

2. Proyección de demanda

Tasa de crecimiento

- El Informe de Previsión de Demanda contiene la proyección de demanda energética mensual, individualizada por suministrador, cliente y tipo de cliente (Regulado o Libre).
- Esta proyección de demanda está referida a una barra del sistema eléctrico, la cual se puede interpretar como el punto de compra de la energía por parte de algún cliente, de manera similar a como se informa la Facturación.

2. Proyección de demanda

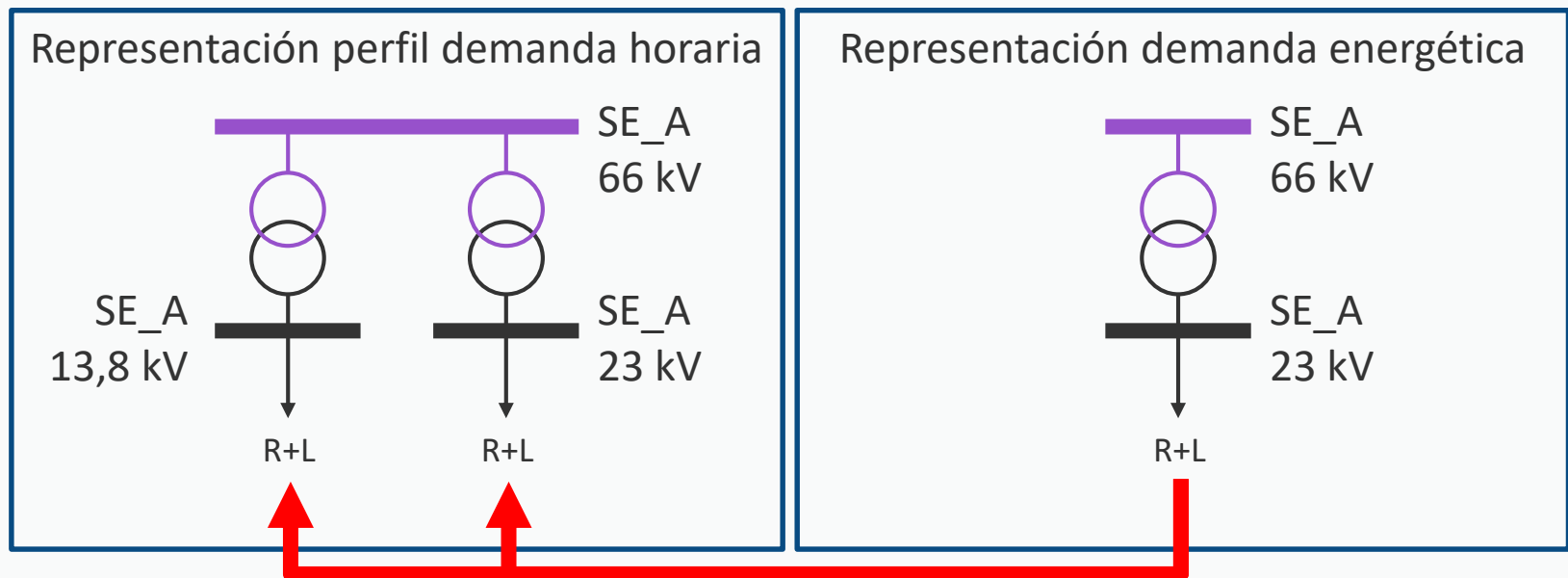
Tasa de crecimiento

- En base a esta información, se calcula una tasa de crecimiento anual equivalente para la energía de clientes Regulados o Libres, para cada barra informada en el Informe de Previsión de Demanda.
- Finalmente, se toma el supuesto que la tasa de crecimiento de la demanda en las barras del sistema, tal como fue caracterizada para el año base, es igual a la tasa de crecimiento de la energía para la barra y tipo de cliente adecuado.

2. Proyección de demanda

Tasa de crecimiento

- En el caso que existan diferencias en el detalle de la topología de una subestación entre las representaciones del perfil de demanda horaria y la proyección de demanda energética mensual, se homologa a nivel de subestación.



Se supone la misma tasa de crecimiento para las barras 13,8 kV y 23 kV

Preguntas

Plan de expansión de la Transmisión 2019

3. OTROS ANTECEDENTES Y CONSIDERACIONES

Plan de expansión de la Transmisión 2019

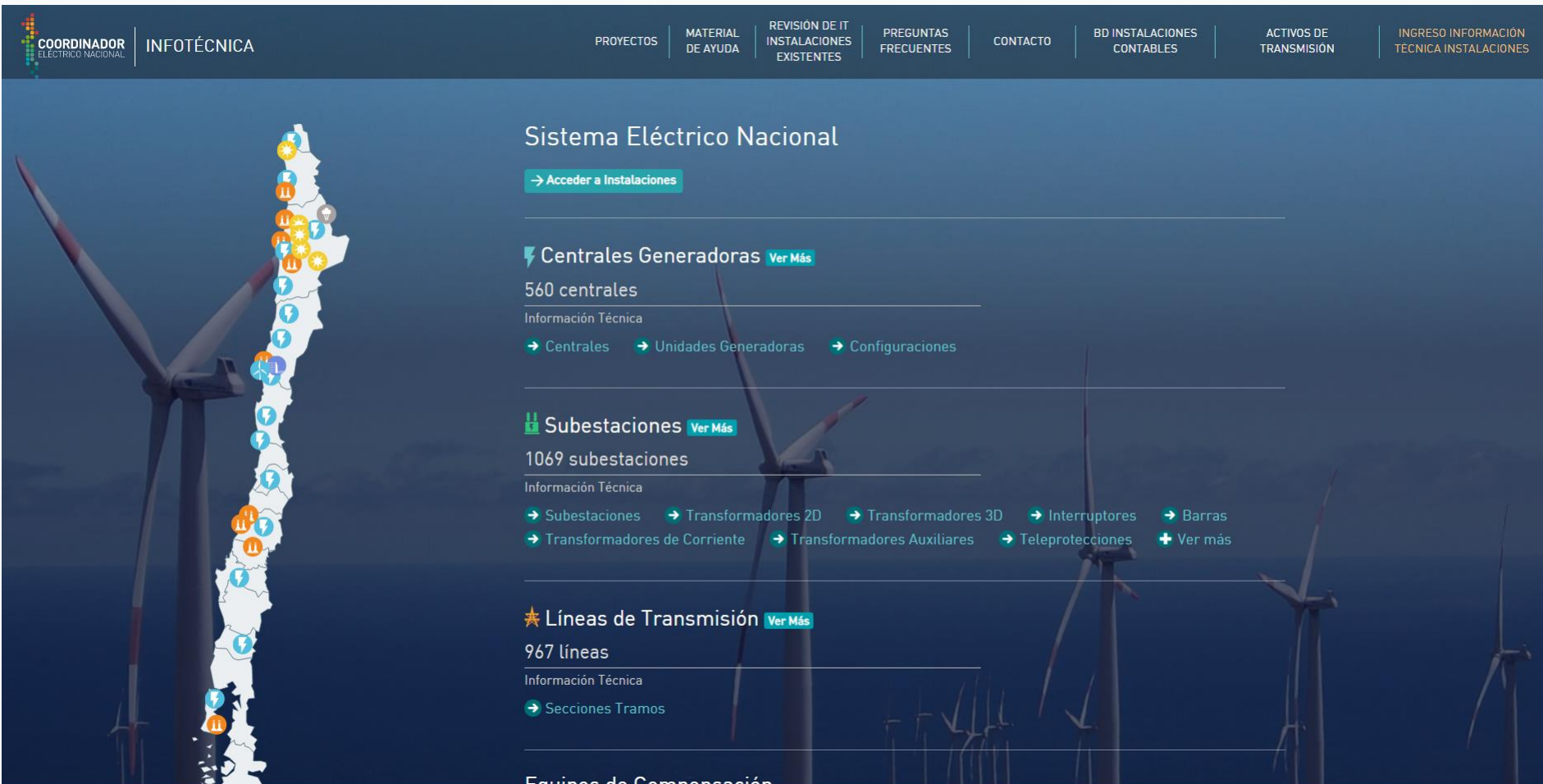
3. Otros antecedentes y consideraciones

Esquema general



3. Otros antecedentes y consideraciones

Infotécnica



COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL | **INFOTÉCNICA**

PROYECTOS | MATERIAL DE AYUDA | REVISIÓN DE IT INSTALACIONES EXISTENTES | PREGUNTAS FRECUENTES | CONTACTO | BD INSTALACIONES CONTABLES | ACTIVOS DE TRANSMISIÓN | INGRESO INFORMACIÓN TÉCNICA INSTALACIONES

Sistema Eléctrico Nacional

[→ Acceder a Instalaciones](#)

⚡ Centrales Generadoras [Ver Más](#)

560 centrales

Información Técnica

[→ Centrales](#) [→ Unidades Generadoras](#) [→ Configuraciones](#)

🏠 Subestaciones [Ver Más](#)

1069 subestaciones

Información Técnica

[→ Subestaciones](#) [→ Transformadores 2D](#) [→ Transformadores 3D](#) [→ Interruptores](#) [→ Barras](#)
[→ Transformadores de Corriente](#) [→ Transformadores Auxiliares](#) [→ Teleprotecciones](#) [+ Ver más](#)

⚡ Líneas de Transmisión [Ver Más](#)

967 líneas

Información Técnica

[→ Secciones Tramos](#)

Equipo de Compensación

3. Otros antecedentes y consideraciones

Estadísticas y políticas de operación

- Estadísticas de fallas SEC
 - Revisión consistencia de la información
 - Distinción entre los tramos de transporte de línea y subestación
 - Homologación del nombre de los tramos
 - Incorporación de la calificación de la instalación, y sistema zonal al que pertenece
- Políticas de operación CEN
 - Se refiere a tener en consideración las instalaciones que por ejemplo, operan normalmente abiertas.
 - Se deben tener como referencias estas políticas en el caso base.
 - Las obras de expansión ya decretadas o propuestas, pueden modificar las políticas de operación del CEN.

3. Otros antecedentes y consideraciones

Información de centrales con PPA

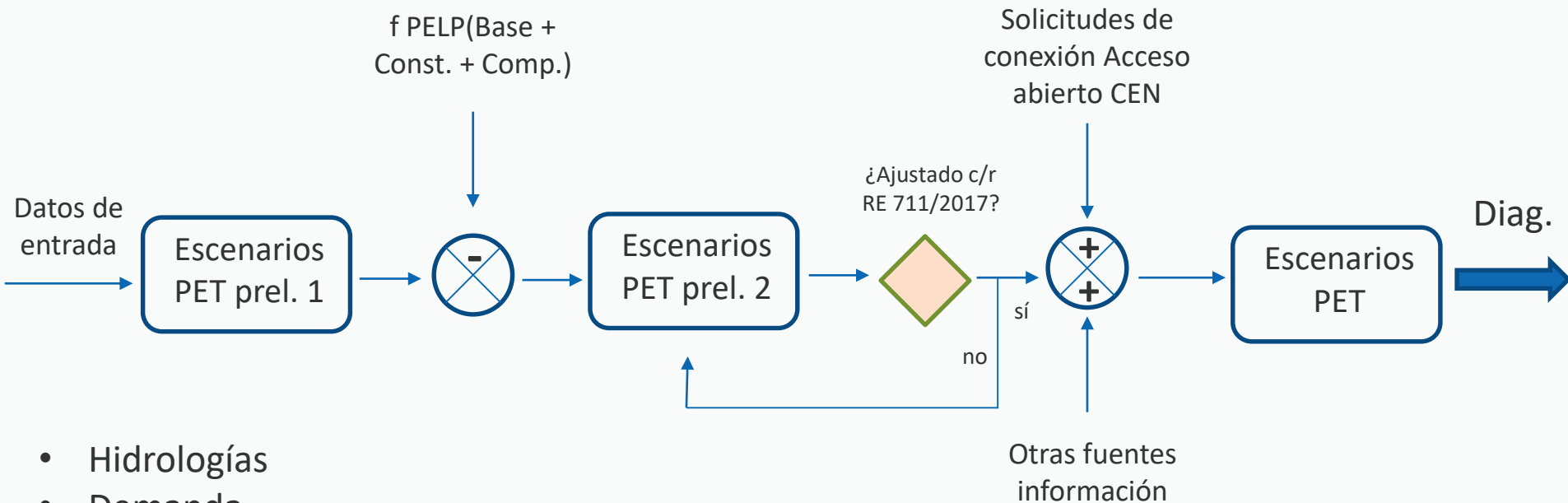
- Centrales con PPA y Centrales Comprometidas
 - Importancia de acreditar a tiempo estas obras para tenerlas contempladas en el Plan de Expansión.
 - Actualización de antecedentes de fecha de entrada en operación y barra en la cual se conectará.

4. PLAN DE OBRAS DE GENERACIÓN

Plan de expansión de la Transmisión 2019

4. Plan de Obras de Generación

Esquema elaboración Plan de Obras de Generación



- Hidrologías
- Demanda
- Reducción sistema Tx
- Modelamiento recurso primario
- Combustibles
- Centrales existentes

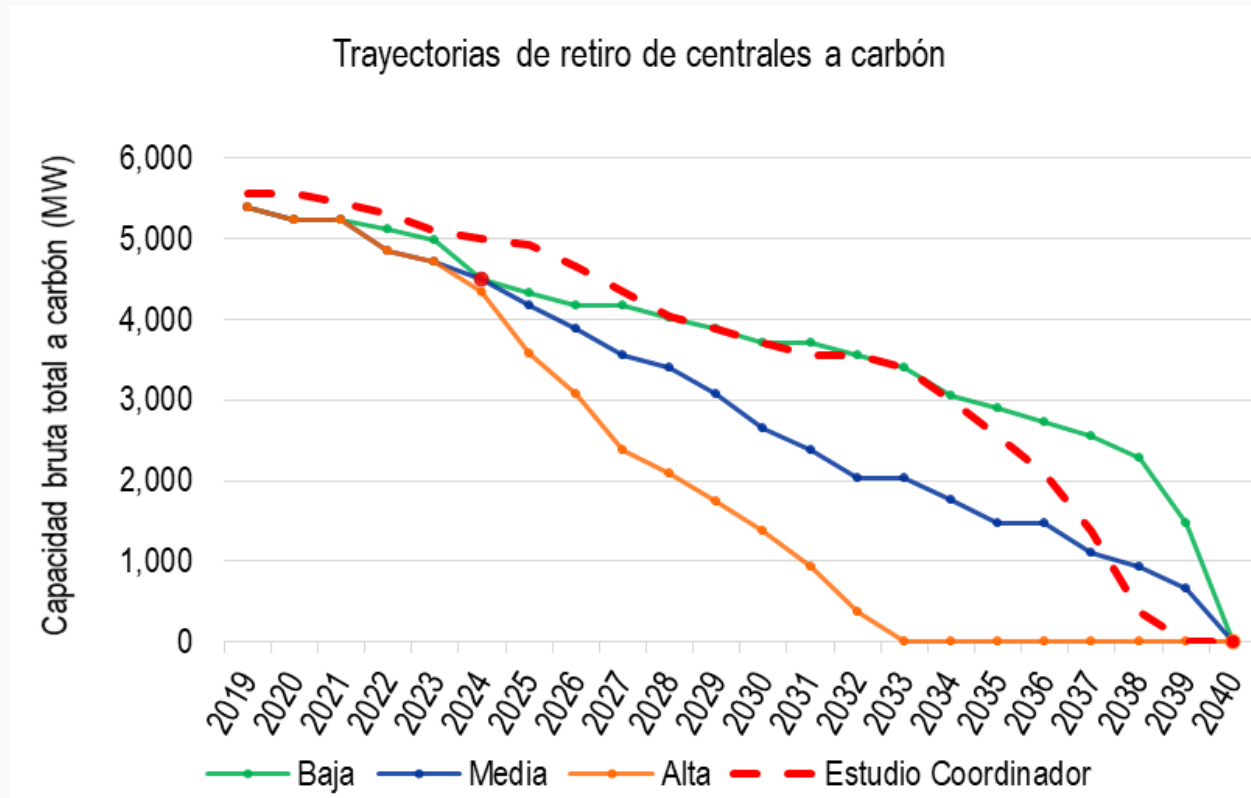
4. Plan de Obras de Generación

Escenarios PELP

Factores	Escenario A	Escenario B	Escenario C	Escenario D	Escenario E
1) Disposición social para proyectos	+ Costo y con carbón CCS	Libre	+ Costo y con carbón CCS	+ Costo	+ Costo
2) Demanda energética	Baja	Alta	Media	Baja	Alta
3) Cambio tecnológico en almacenamiento en baterías	Alto	Bajo	Medio	Medio	Alto
4) Costos de externalidades ambientales	Actual	+Alto	Actual	Actual	+Alto
5) Costos de inversión de tecnologías renovables	Bajo	Bajo	Medio	Alto	Bajo
6) Precio de combustibles fósiles	Medio	Alto	Bajo	Bajo	Alto
	Alta	Baja	Alta	Media	Media

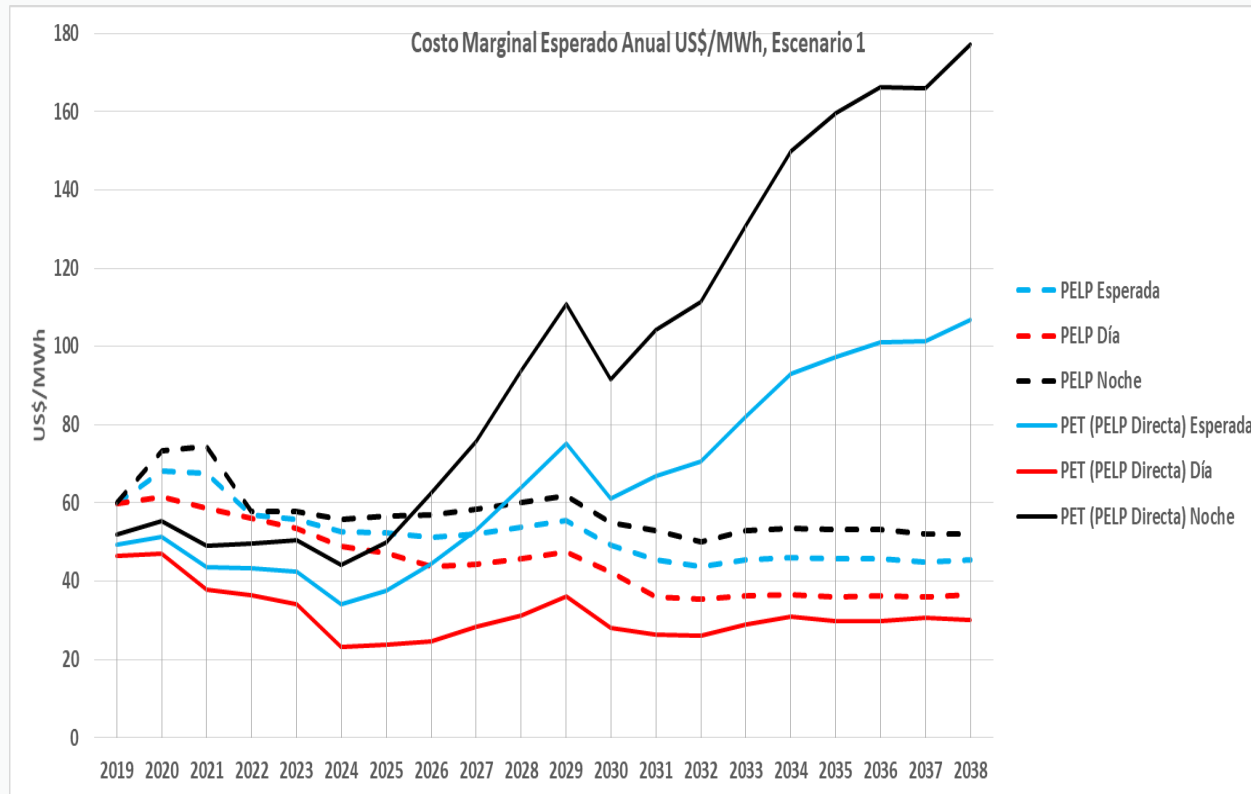
4. Plan de Obras de Generación

Descarbonización incorporada en Actualización PELP 2019



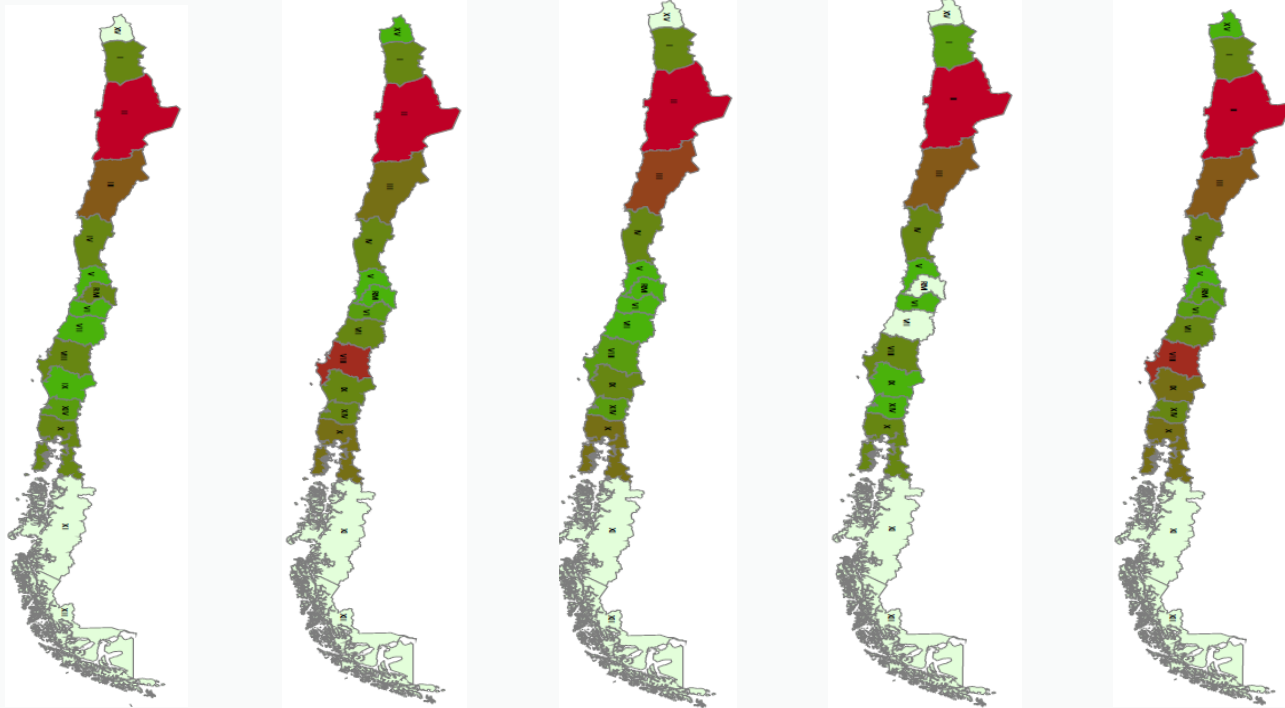
4. Plan de Obras de Generación

Ejemplo necesidades de ajuste Plan de Obras



4. Plan de Obras de Generación

Resumen escenarios PET



Escenario	Eólica	Solar	Pasada	Bateria	Solar CSP	Bombeo	GNL	Total
1	11.766	7.767	340	900	2.040	-	-	22.813
2	16.065	10.044	1.512	0	2.842	1.000	-	31.463
3	12.214	8.279	104	299	-	-	3.281	24.177
4	9.549	5.974	-	-	-	-	2.150	17.673
5	15.902	11.594	816	900	-	543	-	29.755

4. Plan de Obras de Generación

Ubicación de centrales en barras PET

- Localización centrales PET

- La PELP contiene centrales solares, eólicas, hidroeléctricas de pasada, GNL y sistemas de almacenamiento distribuidas en las siguientes barras:

1 Lagunas220	→	CSP01_Collahuasi
2 Kimal500	→	FV_Laberinto
3 NuevaZaldivar220	→	Eolica_Chquicamata
4 Parinas500		
5 NuevaCardones500		
6 NuevaMaitencillo500		
7 NuevaPandeAzucar500		
8 Polpaico500		
9 AltoJahuel500		
10 NuevaCharrua500		
11 RioMalleco500		
12 Pichirropulli500		
13 Ancud500		

Se realizó un catastro de las solicitudes de conexión, teniendo en consideración:

- Barra conexión
- Tecnología
- Entrada en operación
- Potencia de la central

Hasta el año 2030, se fueron distribuyeron las centrales de la PELP de acuerdo a las solicitudes de conexión, y subestaciones en construcción, considerando las limitaciones de la zona y factibilidad de conexión.

Posterior al año 2030, la distribución, no considera las limitaciones de la zona.

Preguntas

Plan de expansión de la Transmisión 2019

5. Marco Metodológico

Plan de expansión de la Transmisión 2019

5. Marco Metodológico

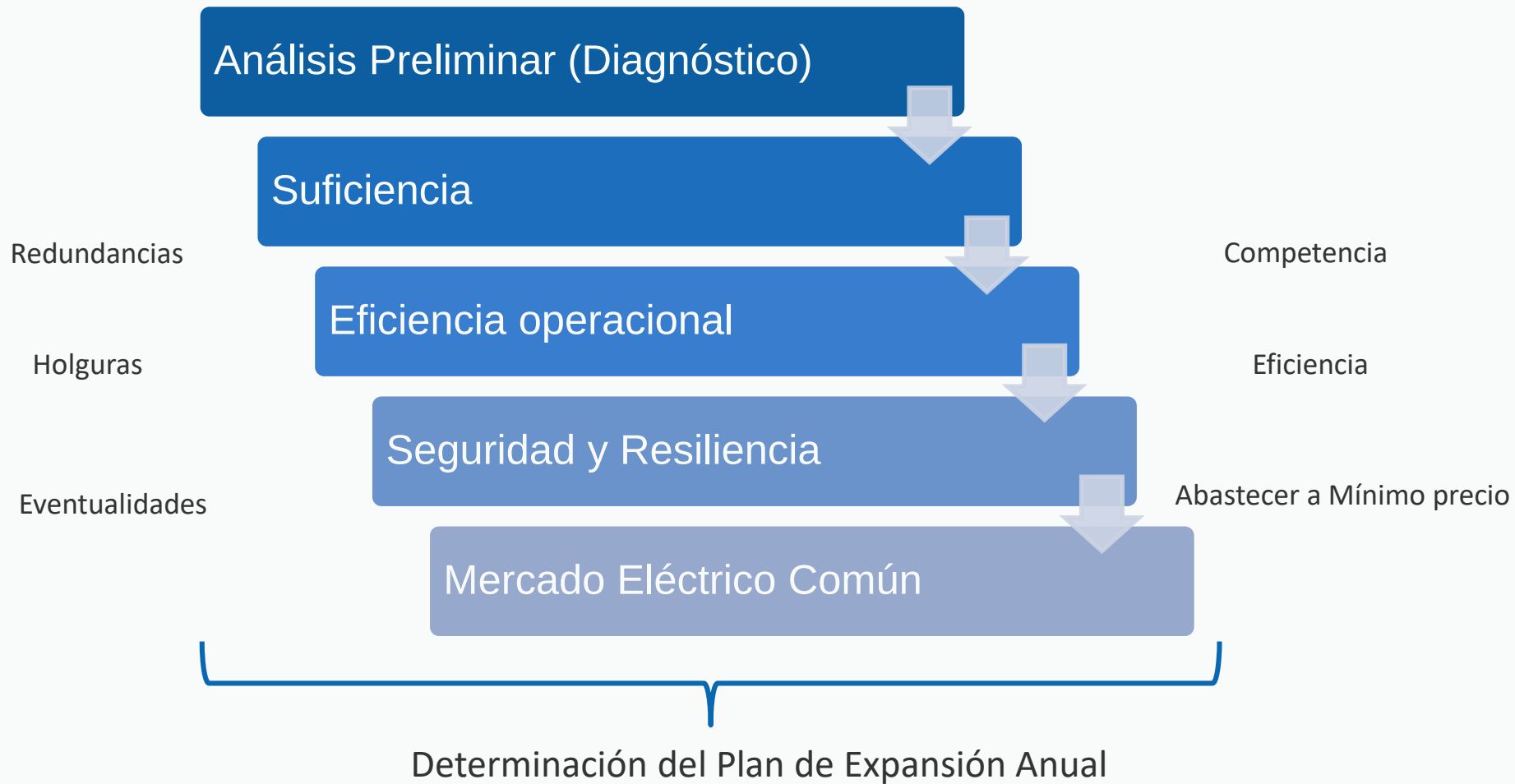
Etapas reconocidas en RE 711/2017

De acuerdo a la resolución se reconocen seis grandes hitos, los cuales son listados a continuación:

1. Análisis preliminar
2. Análisis de suficiencia
3. Análisis de seguridad y resiliencia
4. Análisis de mercado eléctrico común
5. Análisis Técnico Económico de los Proyectos de Expansión
6. Conformación del Plan de Expansión Anual de la Transmisión

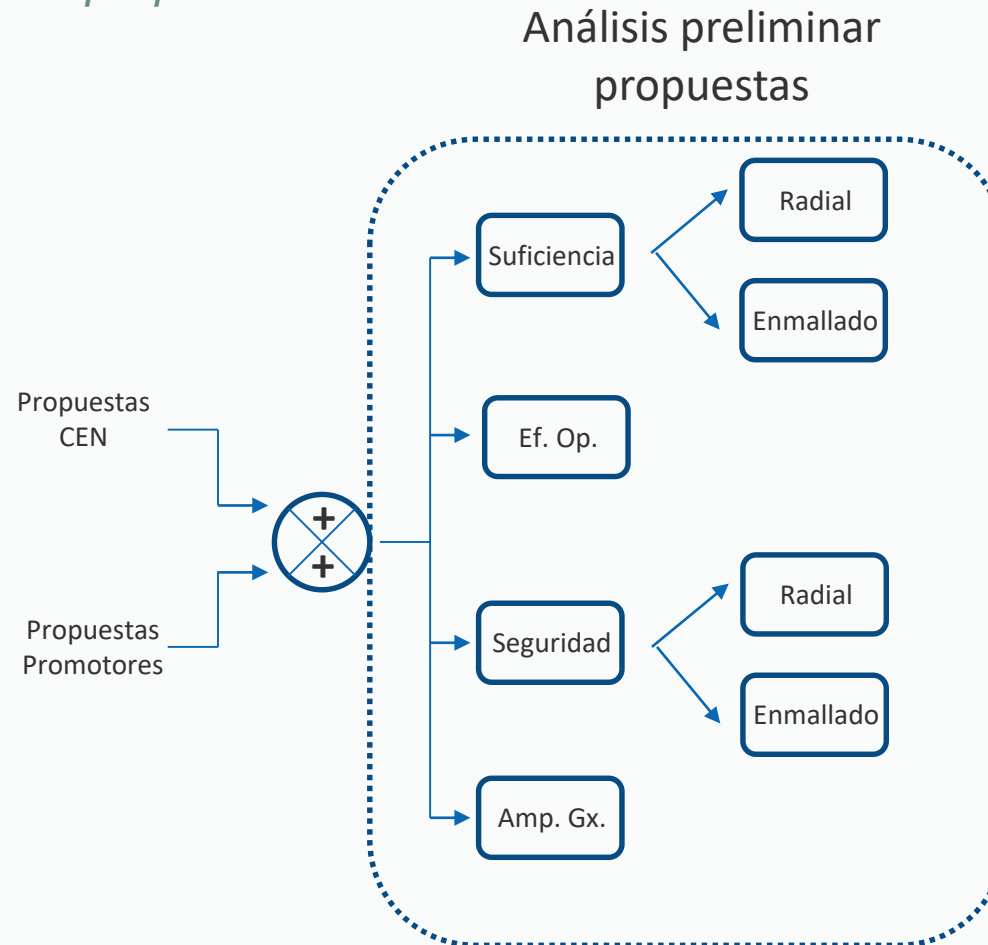
5. Marco Metodológico

Etapas reconocidas en RE 711/2017



5. Marco Metodológico

Análisis preliminar propuestas



Análisis de Suficiencia: Contexto Normativo (RE 711/2017)

Art. 18.- Análisis de Suficiencia

- *“Esta etapa consiste en identificar las necesidades de obras de transmisión que permitan incorporar oferta que mejore los costos de operación y falla en el SEN y/o que permitan **cumplir con el abastecimiento de la demanda**, ante los distintos escenarios de oferta y demanda.”*
- *“...Pasarán directamente a la etapa de evaluación económica los equipamientos de transformación de las subestaciones de distribución, siempre que, calculado los respectivos plazos constructivos, se exceda un 90% de la cargabilidad máxima de los equipos de transformación existentes (criterio de holgura).”*

Lo descrito anteriormente, sugiere que se analice la suficiencia del **sistema de transmisión zonal**, separados los siguientes segmentos:

- Subestaciones Primarias de Distribución (SPD)
- Líneas de Transmisión Zonales

5. Marco Metodológico

Análisis de Suficiencia: Subestaciones Primarias de Distribución (SPD)

Modelación de la SPD

Proyección de demanda del transformador AT/MT

Factor de utilización de la SPD en el horizonte de estudio

Definir proyecto de mejora

- Número total de transformadores AT/MT por SPD
 - Considerar aquellos en servicio y en reserva.
- Recopilar información técnica de las unidades de transformación desde Infotécnica del Coordinador
 - Capacidades nominales de cada unidad
 - Impedancias de cada unidad de transformación
 - Operación en paralelo de transformadores AT/MT o independiente
 - Unidades en servicio y/o en reserva

Nombre Propietario	CHIGUAYANTE 66/15KV 16.6MVA 2
Fila	79
ID	93
Nombre Subestación	S/E CHIGUAYANTE
Nemotecnico	ET02T005SE03ST005
Capacidad nominal AT [MVA]	10
Capacidad maxima con refrigeracion forzada AT [MVA]	13.3
Capacidad maxima con refrigeracion forzada [MVA]	16.6
tipo de Refrigeración (ONAN-ONAF etc.)	ONAN - ONAF I - ONAF II
Tensión Nominal AT (f-f) [kV]	66
Tensión Nominal BT (f-f) [kV]	14.8
Corriente Nominal AT (f-f) [kA]	0.116344827
Corriente Nominal BT (f-f) [kA]	0.518835039
Zbase [ohm]	435.6
2.8 Impedancia de secuencia positiva Tap máxima tensión [%]	1.4

5. Marco Metodológico

Análisis de Suficiencia: Subestaciones Primarias de Distribución (SPD)

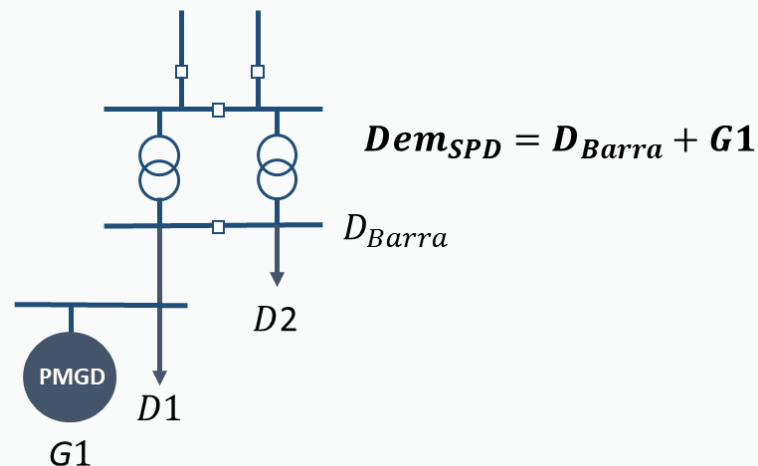
Modelación de la SPD

Proyección de demanda del transformador AT/MT

Factor de utilización de la SPD en el horizonte de estudio

Definir proyecto de mejora

- Utilizando las demandas y tasas de crecimiento informadas por las empresas, se proyecta la demanda de las SPD en el horizonte de estudio.
 - Inicialmente, se considera la demanda totalizada para una SPD.
- Se agrega la generación de los PMGD a la demanda en cabecera
- Se consideran eventuales traspasos de demanda entre subestaciones de acuerdo a los proyectos de expansión que se hayan propuesto.



5. Marco Metodológico

Análisis de Suficiencia: Subestaciones Primarias de Distribución (SPD)

Modelación de la SPD

Proyección de demanda
del transformador AT/MT

Factor de utilización de
la SPD en el horizonte
de estudio

Definir proyecto de
mejora

- En la primera iteración, se simulan los flujos de potencia considerando la operación de todos los transformadores AT/MT en paralelo
 - El objetivo es poder dar un diagnóstico inicial de las SPD en la condición ideal de balance perfecto de las cargas.
- Se obtienen los factores de utilización de cada unidad de transformación de la SE.
 - Los flujos de potencia a través de cada unidad de transformación dependerá de la impedancia de cada equipo.
 - Esto nos permite detectar aquellas SPD que puedan tener problemas de suficiencia, sin importar la demanda que suministre cada unidad de transformación
- En una segunda iteración, se detectan aquellas SPD en donde no sea factible equilibrarlas y se determinan las demandas por cada unidad para la siguiente iteración del problema.

5. Marco Metodológico

Análisis de Suficiencia: Subestaciones Primarias de Distribución (SPD)

Modelación de la SPD

Proyección de demanda
del transformador AT/MT

Factor de utilización de
la SPD en el horizonte
de estudio

Definir proyecto de
mejora

- Para los casos en donde el factor de utilización sea mayor al 90%, considerando los periodos constructivos de un proyecto, se puede definir lo siguiente:
 1. Estudiar opción de descarga a través del Sistema de Distribución.
 - La información del **Sistema de Distribución** que las empresas entregan respecto de los proyectos es muy importantes para entregar una solución óptima al problema.
 2. Habilitación de una unidad de respaldo
 3. Aumento de Capacidad en SE (Nueva unidad o reemplazo de una existente).
 4. Construcción de una nueva SPD

5. Marco Metodológico

Análisis de Suficiencia: Líneas de Transmisión

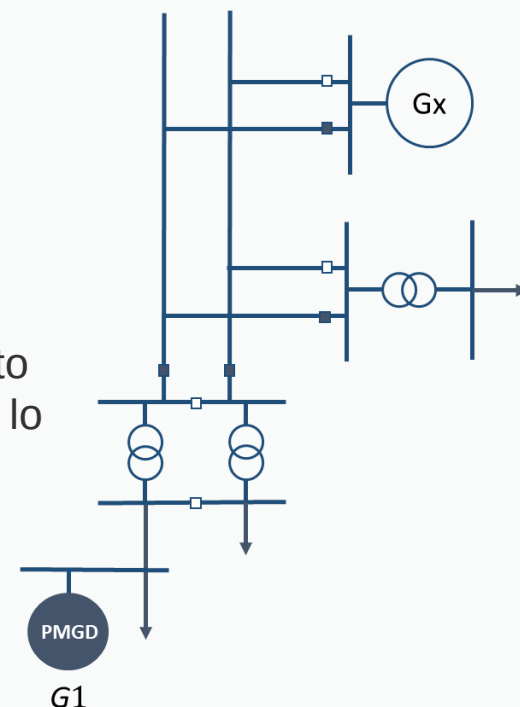
Modelación de la carga y las LLTT zonales

Definir escenarios de demanda y generación

Factor de utilización de las LLTT zonales

Definir proyecto de mejora

- Se utiliza la modelación de las SPD del punto anterior
- Se modelan generadores conectados en AT y la generación distribuida (PMGD).
- Se modelan las LLTT zonales (tanto radiales como enmalladas), según lo descrito en Infotecnica del Coordinador.
 - Acá se considera la topología y las condiciones operacionales actualizadas a la fecha del estudio.
 - Se consideran las variaciones de las capacidades de los conductores según la temperatura ambiente.



5. Marco Metodológico

Análisis de Suficiencia: Líneas de Transmisión

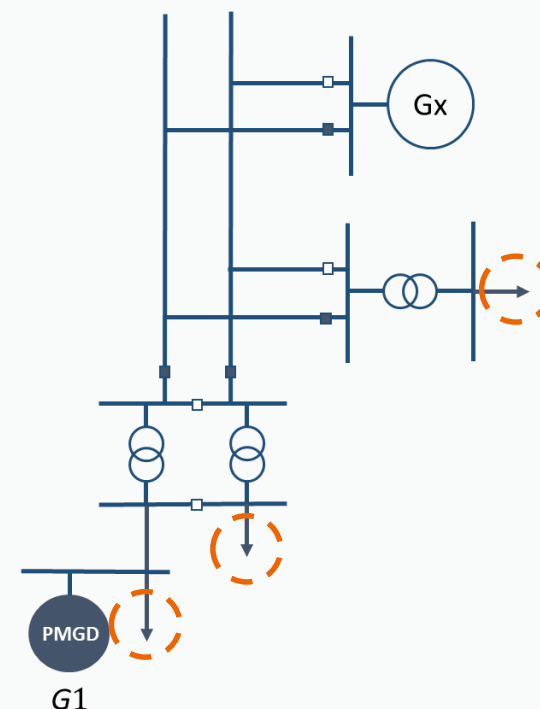
Modelación de la carga y las LLTT zonales

Definir escenarios de demanda y generación

Factor de utilización de las LLTT zonales

Definir proyecto de mejora

- Se realiza el estudio en los siguientes escenarios:
 - Demanda (invierno/verano), Máxima Generación Máxima
 - Demanda (invierno/verano), Máxima Generación Mínima
- La demanda a considerar es la máxima coincidente del sistema a analizar.
 - Esto aplica tanto para los sistemas enmallados zonales como los sistemas radiales.



5. Marco Metodológico

Análisis de Suficiencia: Líneas de Transmisión

Modelación de la carga y las LLTT zonales

Definir escenarios de demanda y generación

Factor de utilización de las LLTT zonales

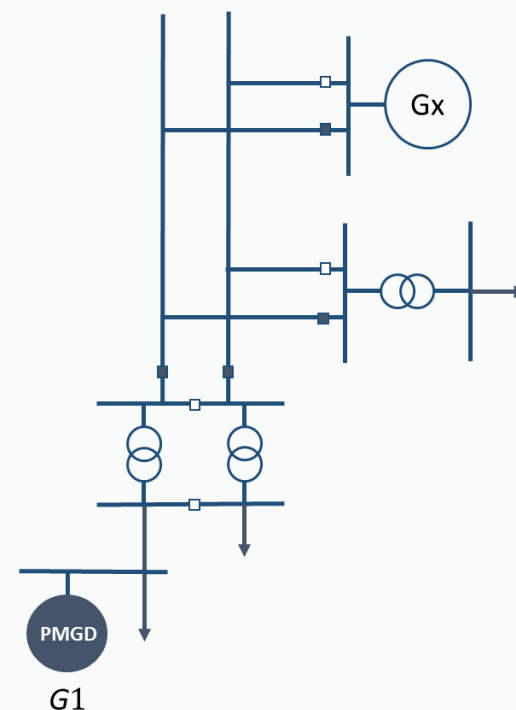
Definir proyecto de mejora

Sistemas de Transmisión zonales Enmallados

- Se simulan flujos de potencia para invierno y verano.
- Se determinan los factores de utilización de las LLTT zonales en todos los escenarios de simulación

Sistemas de Transmisión zonales Radiales

- Se simulan flujos de potencia desde aguas abajo hasta que se termina el sistema radial, actualizando sus demandas coincidentes.
 - Esto es para los casos de invierno y verano.
- Se determinan los factores de utilización de las LLTT zonales para cada todas las simulaciones en cada tramos del sistema.



5. Marco Metodológico

Análisis de Suficiencia: Líneas de Transmisión

Modelación de la carga
y las LLTT zonales

Definir escenarios de
demanda y generación

Factor de utilización de
las LLTT zonales

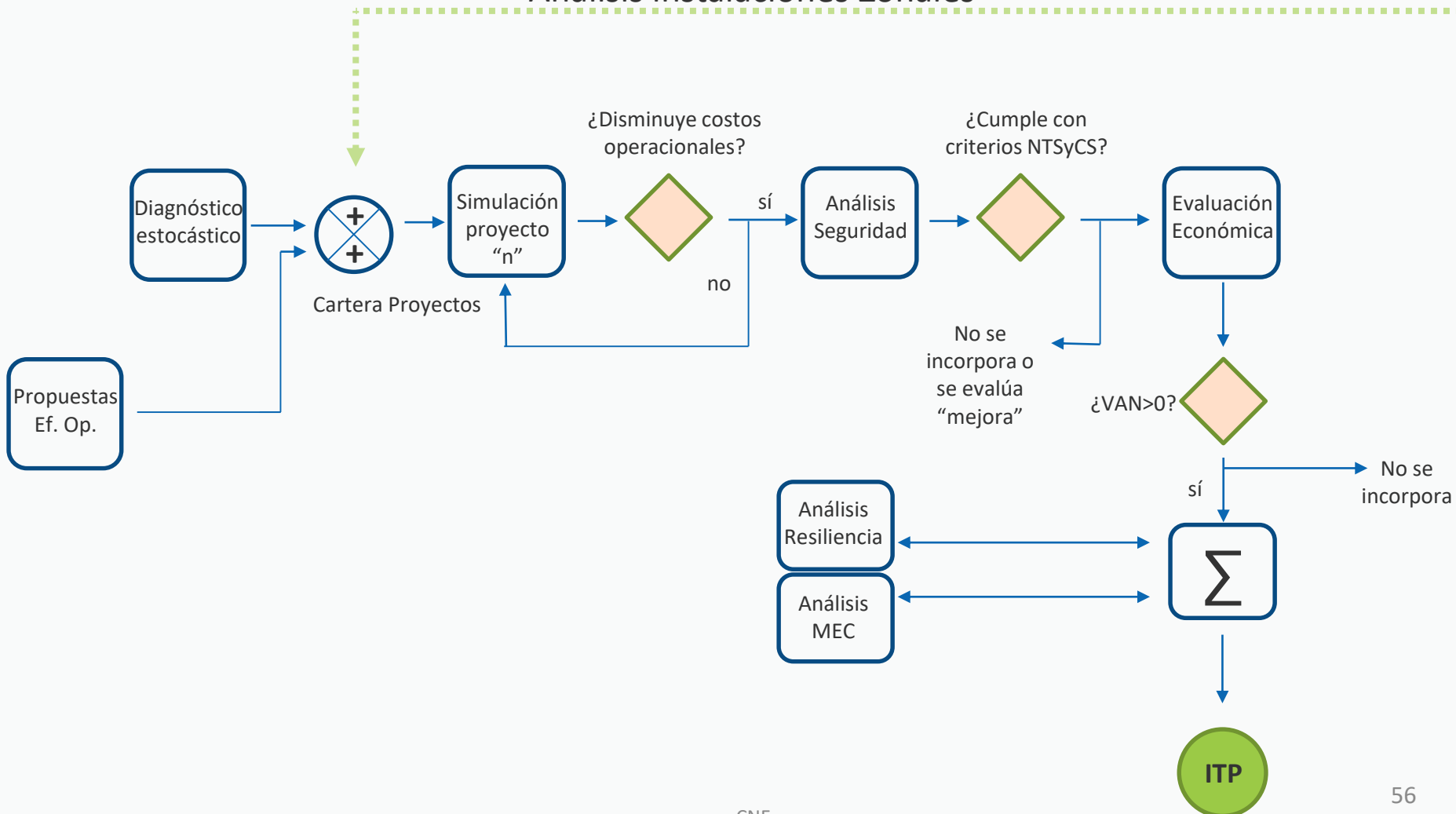
Definir proyecto de
mejora

- Para los casos en donde el factor de utilización sea mayor al 90%, considerando los periodos constructivos de un proyecto, se puede definir lo siguiente:
 1. De ser posible, mitigar la sobrecarga con medidas operacionales en el Sistema de Transmisión a estudiar.
 2. Aumento de Capacidad de la LLTT zonal
 1. Incorporar un segundo circuito
 2. Reforzar el tramo existente
 3. Construcción de una nueva LLTT zonal con el objetivo de enmallar la zona.
 4. Si la cargabilidad sobre el 90% es por generación, se debe hacer la evaluación de eficiencia operacional del sistema. De ese modo, se puede determinar si es necesaria una obra.

5. Marco Metodológico

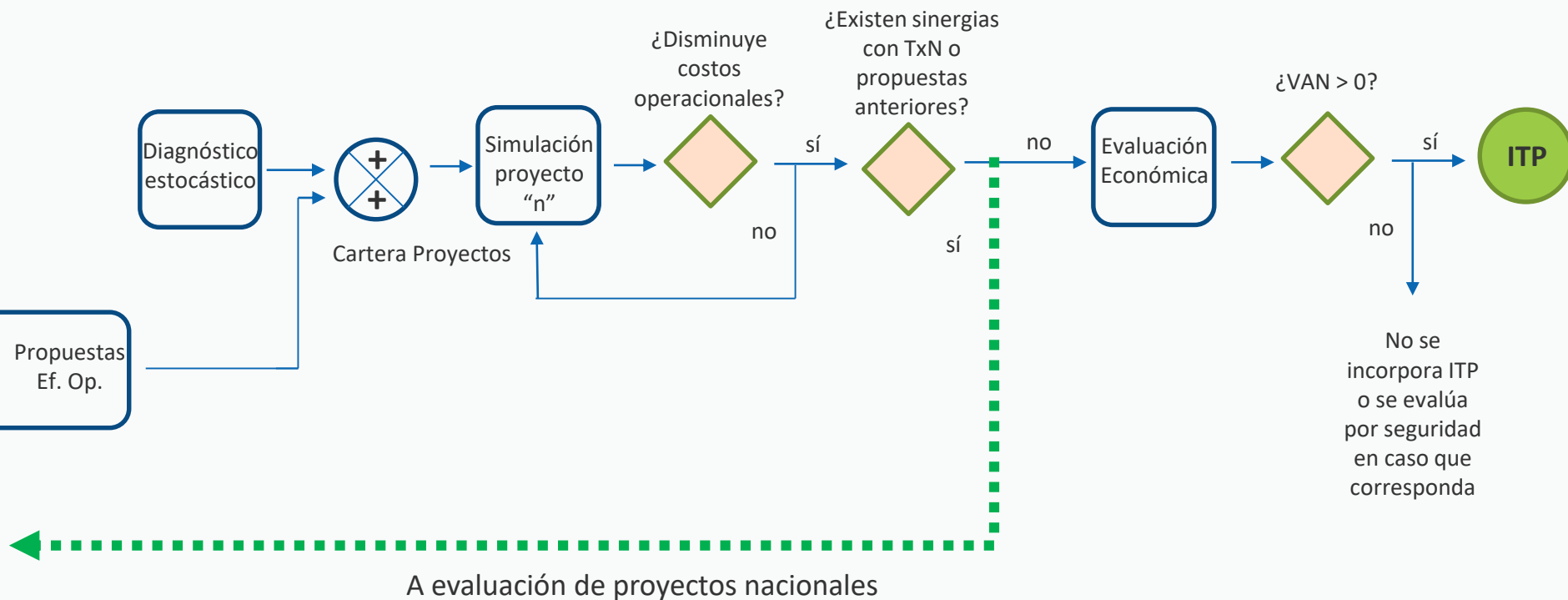
Análisis instalaciones nacionales

Análisis instalaciones Zonales



5. Marco Metodológico

Análisis instalaciones zonales



5. Marco Metodológico

Análisis de seguridad y resiliencia

- Consiste en determinar las necesidades de transmisión que permitan otorgar seguridad al abastecimiento de la demanda de los clientes finales frente a contingencias.
- Análisis de Seguridad:
 - Transmisión Nacional: Permite asegurar el abastecimiento de la demanda frente a las contingencias que establece la normativa técnica.
 - Transmisión Zonal: Permite asegurar el abastecimiento de la demanda frente a la salida intempestiva de la rama de instalación bajo análisis, ya fuera una línea o un equipo de transformación, mediante la evaluación económica considerando la energía no suministrada (ENS) y el Costo de Falla de Corta Duración (CFCD).
- Análisis de Resiliencia:
 - El objetivo de este análisis consiste en determinar la capacidad de adaptación del sistema frente a situaciones extremas, o perturbaciones que alteren las condiciones originales, que permitan el abastecimiento de la demanda, cuantificando el aporte que le dan al sistema los proyectos de transmisión en análisis.
 - El ITP analiza el comportamiento frente a: (i) maremotos, (ii) shock de precios de combustibles y (iii) hidrologías extremas.

5. Marco Metodológico

Análisis de seguridad: CFCD

- Se determinan las necesidades para asegurar el abastecimiento de la demanda si ante la salida intempestiva de la rama de la instalación de Tx bajo análisis, ya sea ésta una línea o un equipo de transformación, se genera Energía No Suministrada (ENS). La ENS es valorizada a CFCD.

$$\text{Beneficio Anual} = P_{falla} \cdot CFCD \cdot \frac{\text{Tiempo Reposición}}{24} \cdot ENS_{diaria} \cdot \text{Factor tasa desc}$$

- Para efectos de calcular la ENS se determina, para cada caso, un día promedio, utilizando los registros horarios de los retiros de energía. Con lo anterior, se aplica la tasa de crecimiento de la demanda, para efectos de cuantificar su evolución en el tiempo.
- Luego se estima el tiempo de indisponibilidad esperado para la salida del elemento bajo análisis.
- Posteriormente, se debe determinar la correspondiente ENS por efecto del tramo bajo análisis. Para instalaciones radiales, la ENS corresponde a la porción de demanda que no sería posible abastecer a partir de la curva de demanda del día característico. Para instalaciones enmalladas, se determina mediante simulación PowerFactory.

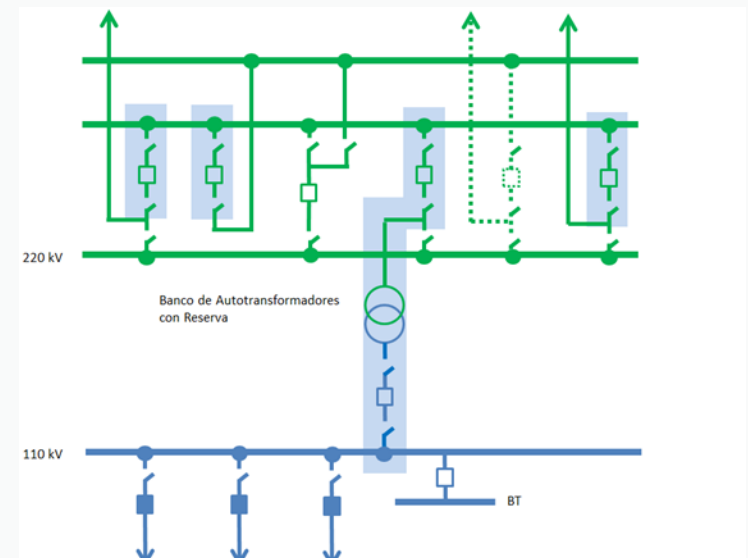
5. Marco Metodológico

Análisis de seguridad: CFCD

- El análisis puede ser dividido en:
 - Instalaciones dentro de subestación
 - Líneas Radiales
 - Instalaciones enmalladas

Instalaciones dentro de subestación

- Considera contingencia en Transformadores AT/MT, barras, entre otros.
- Los tiempos de indisponibilidad utilizados corresponden a lo establecido en la normativa vigente.
- Se consideran tasas de salida de los elementos que conforman la rama: transformadores, interruptores, desconectadores, TTCC y TTPP, que provocarían la salida intempestiva de la rama o generarían cortocircuitos en ella.



5. Marco Metodológico

Análisis de seguridad: CFCD

- El análisis puede ser dividido en:
 - Instalaciones dentro de subestación
 - Líneas Radiales
 - Instalaciones enmalladas

Líneas Radiales

- Para determinar la ENS, se utilizan registros históricos de falla o salidas intempestivas de la línea bajo análisis.
- La frecuencia y duración de la falla es obtenida, para cada línea, a partir de los datos del Estudio de Análisis de Falla entregado por la SEC, considerando una ventana móvil de 5 años.

5. Marco Metodológico

Análisis de seguridad: CFCD

- El análisis puede ser dividido en:
 - Instalaciones dentro de subestación
 - Líneas Radiales
 - Instalaciones enmalladas

Instalaciones enmalladas

- La frecuencia y duración de la falla es obtenida, para cada línea, a partir de los datos promedios obtenidos del Estudio de Análisis de Falla entregado por la SEC.
- Para determinar la ENS del día promedio, debido a que la afectación puede ser en varias SE, se realiza una contingencia en DigSilent para la máxima transferencia sobre el elemento bajo análisis, determinando de este modo los porcentajes de ENS en cada SE afectada, y de este modo, con la tasa de crecimiento de demanda, se determina la ENS para todo el horizonte de análisis.

5. Marco Metodológico

Análisis de resiliencia

- Consiste en determinar la capacidad de adaptación del sistema frente a situaciones extremas, o perturbaciones que alteren las condiciones originales con las cuales se realizan los análisis de la planificación de la transmisión, y cuantificar el aporte que le dan al sistema los proyectos de transmisión analizados frente a estos hechos, permitiendo el abastecimiento de la demanda y que no se degraden las condiciones normales de operación técnica y económica del sistema eléctrico.
- Se compara el comportamiento del sistema frente a una contingencia entre los casos con y sin los proyectos de expansión que resultaron de los análisis de las etapas previas.

5. Marco Metodológico

Análisis de resiliencia

Maremotos

- Se estudia el riesgo de un eventual tsunami, el cual puede dejar indisponible cuatro grupos de centrales cercanos a la costa:
 - Zona Tocopilla (Tocopilla y Norgener)
 - Zona Mejillones (Gas Atacama, Mejillones, Chocrane, Angamos, Kelar y la futura central I.E.M)
 - Zona Huasco (Guacolda)
 - Zona Coronel (Bocamina, Bocamina 2 y Santa María)
- Se verifica el cumplimiento de la NTSyCS para el estado de operación normal, incluyendo el criterio N-1 para el Sistema de Transmisión Nacional.
- Se considera la demanda máxima coincidente proyectada en la totalidad del SEN para el año 2023.

5. Marco Metodológico

Análisis de resiliencia

Shock de Precios

- Se aplica una variación de precios de combustible en las simulaciones estocásticas, examinando de manera independiente la reacción de cada proyecto de transmisión candidato.
- Se disminuyen los precios del GNL, de manera tal de cambiar el orden de mérito de las centrales GNL, de acuerdo al despacho económico definido por el Coordinador.
- Se debe considerar que la inercia propia del sistema eléctrico y su operación.
- Análisis:

Sistema	Con Proyecto	Sin Proyecto	Beneficio
Base	(i)	(ii)	B1=(i) vs (ii)
Shock Precios	(iii)	(iv)	B2=(iii) vs (iv)

Beneficio Neto = B1 vs B2

5. Marco Metodológico

Análisis de resiliencia

Hidrologías Extremas

- La evaluación consiste en comparar los efectos económicos a partir de la modelación de la operación para los siguientes 20 años entre las situaciones sin proyectos y con proyectos. En dicha comparación, se utiliza la serie hidrológica extrema seca, es decir, aquella que contiene las cinco hidrologías más secas, y la serie hidrológica extrema húmeda, que contiene las cinco hidrologías más húmedas.

5. Marco Metodológico

Análisis de Mercado Eléctrico Común

- Consiste en determinar las necesidades de expansión que promuevan las condiciones de oferta y faciliten la competencia, para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo y del suministro a mínimo precio, analizando el aporte de las obras de expansión resultantes de las etapas anteriores, en cuanto reduzcan las eventuales diferencias de costos marginales esperados entre barras del sistema.
- Se comparan los perfiles de costos marginales esperados por barra entre los escenarios con expansión y sin expansión, por medio de simulaciones de despacho económico.
- Se calcula un indicador representativo de los niveles de diferencia o congestión que existen entre las inyecciones y retiros de energía en el sistema, calculando precios equivalentes de cada uno de éstos, en función de la valorización de la producción esperada para cada central de generación y el consumo esperado de cada retiro.

5. Marco Metodológico

Análisis de Mercado Eléctrico Común

- Se consideraron agrupaciones de unidades de generación, en base a criterios tales como, propiedad o ubicación en el sistema, con el fin de representar el precio equivalente de producción de aquellas agrupaciones:

$$\text{PMIP: Precio medio de inyección del productor} = \frac{\sum_i^n \sum_j^{12} \sum_k^{16} CMg_{iny_{i,j,k}} \cdot Iny_{i,j,k}}{\sum_i^n \sum_j^{12} \sum_k^{16} Iny_{i,j,k}} \left(\frac{USD}{MWh} \right)$$

- El precio equivalente para cada barra de retiro, se comparó respecto del precio de cada agrupación de unidades de generación, en valor absoluto, valorizándose esta diferencia con el nivel de consumo esperado de la barra, luego de lo cual se obtuvo el valor promedio de todas las comparaciones, conformándose el indicador para cada barra de retiro del sistema:

$$\text{PMRC: Precio medio de retiro por consumidor} = \frac{\sum_i^n \sum_j^{12} \sum_k^{16} CMg_{ret_{i,j,k}} \cdot Ret_{i,j,k}}{\sum_i^n \sum_j^{12} \sum_k^{16} Ret_{i,j,k}} \left(\frac{USD}{MWh} \right)$$

Donde:

i: Consumo aguas debajo de la barra de retiro

j: Mes del año

K: Bloque del mes

5. Marco Metodológico

Análisis de Mercado Eléctrico Común

- El efecto económico que tiene el Plan de Expansión propuesto se evalúa mediante el Riesgo de la Transmisión, el cual se evalúa con la siguiente expresión:

$$RT_c = \frac{\sum_{l=1}^n |(PMIP_l - PMRC_l)| \cdot Ret}{Cantidad\ de\ Productores\ Activos} (USD)$$

Donde:

RTc: Riesgo de transmisión de un consumidor c.

PMIP: Precio medio de inyección del productor en un año.

PMRC: Precio medio de retiro de un consumidor

l: Productor activo en el año de análisis (Se entenderá por productor activo aquella empresa que tenga inyecciones de energía distintas de cero en el periodo de análisis).

5. Marco Metodológico

Evaluación Económica

- Consiste en determinar la conveniencia económica de las necesidades de expansión que han resultado de las etapas de análisis anteriores.
- Tasa de Actualización (r): Corresponde a la tasa social de descuento establecida por el Ministerio de Desarrollo Social. De acuerdo al Informe “Precios Sociales 2018” la tasa social de descuento es equivalente al 6%.
- V.A.T.T: Valor Anual de la transmisión, considerando la suma de la Anualidad del Valor de Inversión de la obra (A.V.I.), los Costos de Operación, Mantenimiento y Administración (C.O.M.A.) y el ajuste por efecto de impuesto a la renta.
- El A.V.I. se determina considerando el Valor de Inversión (V.I.) estimado de la obra, la vida útil de cada tipo de instalación y la tasa de descuento.
- En el caso de las obras de ampliación, se considera la tasa de descuento establecida en el Informe Técnico Definitivo “que fija la tasa de descuento a que se refiere el artículo 119° de la Ley General de Servicios Eléctricos – Cuadrienio 2020-2023”, equivalente a un 7%. En el caso de obras nuevas, de acuerdo al Informe Técnico, la tasa a utilizar equivale a un 5%.

5. Marco Metodológico

Evaluación Económica

- En los proyectos de transmisión zonal analizados por seguridad, se compara el V.A.T.T. del proyectos, incorporando la inversión desde su ingreso en operación esperada, con la ENS respectiva, ambas a valor presente, y considerando como plazo máximo el horizonte de planificación del proceso respectivo. Incorporándose al Plan de Expansión aquellos proyectos que presenten beneficios netos positivos.
- Aquellos proyectos, analizados por resiliencia, suficiencia y mercado eléctrico común, que presenten beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios de generación, se incorporan en el Plan de Expansión.
- Adicionalmente, aquellos proyectos analizados por resiliencia, y que se requieren para el cumplimiento de la normativa vigente o hayan presentado beneficios netos positivos, llevados a valor presente, serán incluidos en el Plan de Expansión.

Preguntas

Plan de expansión de la Transmisión 2019

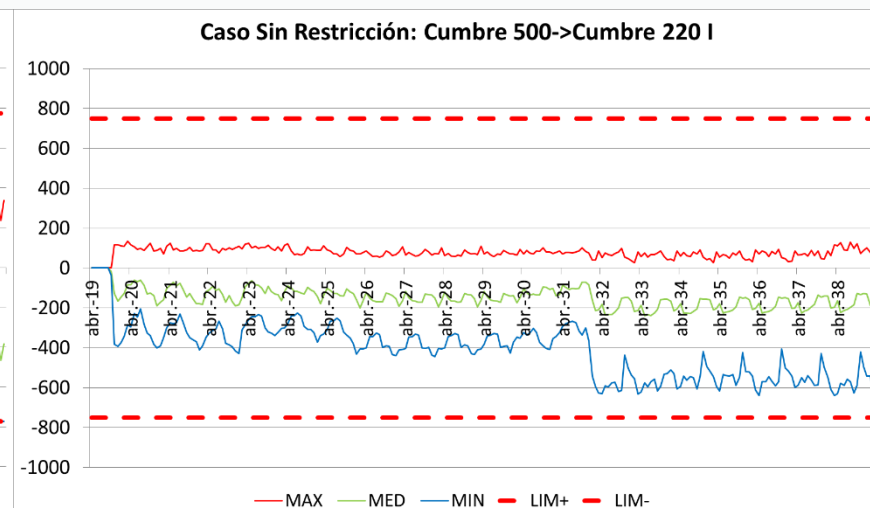
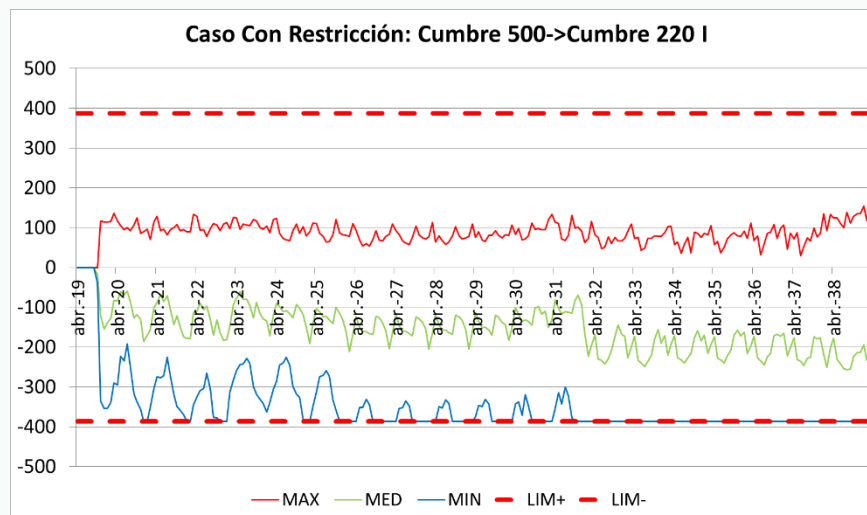
6. Diagnóstico

6. Diagnóstico

Sistema de Transmisión Nacional

- Se realiza el diagnóstico observando los flujos e Ingresos Tarifarios (IT), de cada línea de transmisión nacional, durante el periodo 2019-2039, en todos los escenarios de la PELP, y en los casos con y sin límites de transferencia, para detectar posibles necesidades de expansión.
- Ejemplo: Transformador Cumbre 500/200 kV – Escenario 2

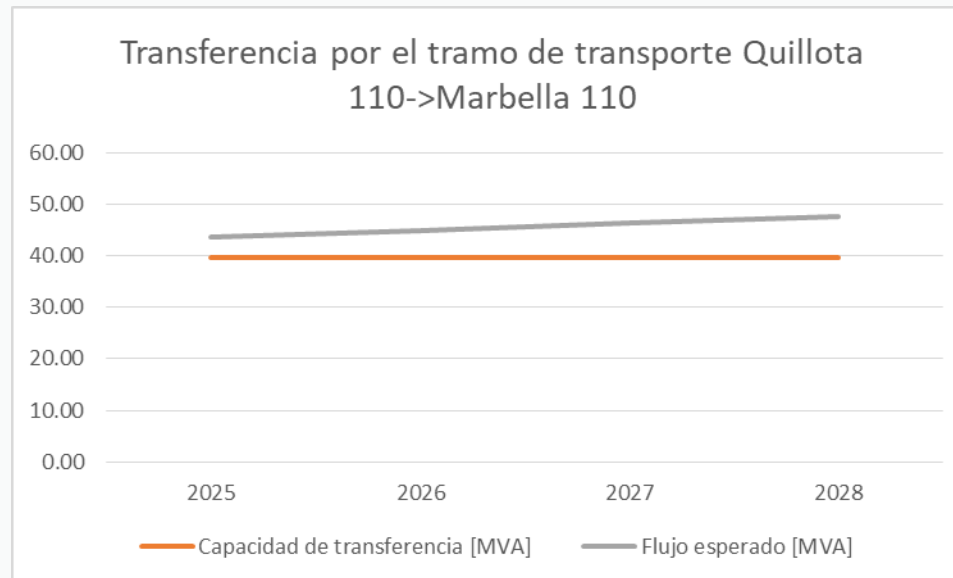
IT	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
ESC 2 - CR	0.03	0.20	0.18	0.43	0.55	0.04	0.05	0.42	0.44	0.29	0.29	0.25	0.08	9.64	10.05	9.43	9.86	10.83	10.65	15.10
ESC 2 - SR	0.03	0.12	0.12	0.14	0.12	0.04	0.04	0.03	0.03	0.03	0.04	0.04	0.03	0.13	0.14	0.14	0.13	0.14	0.14	0.10



6. Diagnóstico

Sistema de Transmisión Zonal

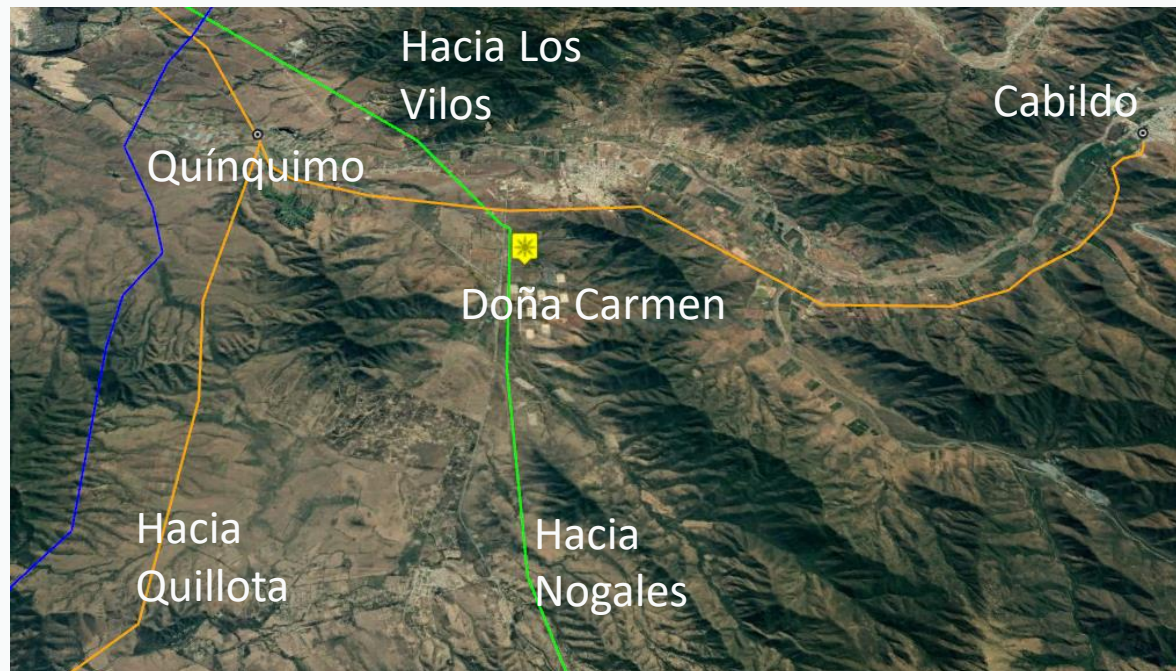
- Se realiza el diagnóstico observando los flujos, Ingresos Tarifarios, de cada línea de transmisión zonal, ENS esperada por barra, durante el periodo 2019-2039, en todos los escenarios PET, y en los casos con y sin límites de transferencia, para detectar posibles necesidades de expansión.
- Ejemplo: Análisis sistema Quillota – Cabildo
 - Sistema radial
 - Sistema 110 kV
 - Quínquimo opera N/A hacia Quillota, de modo tal de ser abastecido desde S/E Choapa



6. Diagnóstico

Sistema de Transmisión Zonal

- Evidentemente se requiere una solución
 - En primera instancia un cambio de conductor de unos pocos metros para aumentar la capacidad completa.
 - En el mediano plazo debe hacerse un cambio de conductor del corredor completo (60 km)
 - Pareciera razonable buscar alternativas al cambio de conductor
 - Utilidad de Google Earth para visualizar instalaciones de la zona



6. Diagnóstico

Digsilent

Determinar los
proyectos a analizar

Determinar demanda y
generación de la zona

Simular escenarios de
estudio

Conclusiones finales

- Dentro de los proyectos que se analizan en Powerfactory se encuentran:
 - Presentados por el Coordinador
 - Presentados por las Empresas
 - Diagnosticados por esta Comisión
- Estos proyectos deben ser aquellos requeridos por suficiencia y/o seguridad
 - Nuevas Subestaciones
 - LLTT
- Se modela la topología de la obra propuesta en powerfactory
- Se determina la zona del SEN a analizar con el fin de acotar los estudios a la zona en particular

6. Diagnóstico

Digsilent

Determinar los
proyectos a analizar

Determinar demanda y
generación de la zona

Simular escenarios de
estudio

Conclusiones finales

- Se seleccionan las cargas involucradas en el estudio
- Se obtienen sus demandas máximas coincidentes a través de una macro en excel
 - Si se necesita, se selecciona la máxima demanda coincidente de invierno o Verano
- Los escenarios de generación son:
 - Despacho económico proveniente de OSE
 - Despacho máximo de las centrales
 - Despacho al 40% de las centrales
- En algunos casos, considerar diferentes topologías de la red y escenarios N-1.
- Para el resto del SEN, se considera la demanda máxima para el periodo en estudio.

6. Diagnóstico

Digsilent

Determinar los proyectos a analizar

Determinar demanda y generación de la zona

Simular escenarios de estudio

Conclusiones finales

- Se simulan todos los escenarios determinados en el punto anterior para obtener el diagnóstico de la zona.
- Para algunos casos, se obtienen los resultados de las simulaciones N-1 del Sistema, con el fin de determinar si la nueva propuesta modifica las condiciones de seguridad previas.
- Los resultados se tabulan y se crea una tabla dinámica con los resultados resumidos.

Verano, Falla Trafo Almendro						
LLTT	G40%			Gmax		
	Caso Base	2do Trafo Almendro	Baja Cordillera	Caso Base	2do Trafo Almendro	Baja Cordillera
Andes - Tap La Reina 110 kV L1	70.10	25.75	110.60	91.55	22.80	134.33
Andes - Tap La Reina 110 kV L2	56.95	38.26	98.28	78.65	33.25	122.09
Baja Cordillera - Florida 110 kV C1	189.33	150.93	79.11	274.78	231.49	107.78
Baja Cordillera - Florida 110 kV C2	162.36	124.40	79.11	247.28	204.43	107.78
Florida - Tap Las Vízcachas 110 kV L1	189.32	150.91	153.80	274.78	231.50	241.35
Florida - Tap Las Vízcachas 110 kV L2	162.35	124.39	124.66	247.28	204.44	211.84
L1 110 kV B.Cordillera-Flo (LaRei-Flo)	120.88	25.55	69.99	142.58	36.80	95.36
L1 110 kV Tap La Reina - SE Oriente	120.89	25.47	161.74	142.57	36.70	186.06
L1 SE Oriente - SE Baja Cordillera 110kV	120.89	25.53	161.73	142.58	36.78	186.05
L2 110 kV B.Cordillera-Flo (LaRei-Flo)	128.37	32.07	69.99	149.96	42.94	95.36
L2 110 kV Tap La Reina - SE Oriente	128.38	32.02	169.96	149.96	42.87	194.21
L2 SE Oriente - SE Baja Cordillera 110kV	128.38	32.05	169.95	149.96	42.93	194.20
San Bernardo - Malloco 110kV	102.48	102.06	102.12	102.54	101.79	102.11
Tap Sta Raquel - Sta Rosa 110kV L1	90.12	63.91	50.86	73.36	42.52	32.34

6. Diagnóstico

Digsilent

Determinar los
proyectos a analizar

Determinar demanda y
generación de la zona

Simular escenarios de
estudio

Conclusiones finales

- Luego, se analizan los resultados en los siguientes aspectos:
 - Verificar si se mitiga la necesidad por suficiencia
 - Verificar como varían las condiciones de seguridad del Sistema con el proyecto
 - Verificar si el Proyecto presenta mejoras en la eficiencia operacional del sistema

Con los antecedentes anteriores, es posible determinar si un proyecto puede ser incluido en el plan de expansión o no.

Preguntas

Plan de expansión de la Transmisión 2019



7. RESULTADOS

Plan de expansión de la Transmisión 2019

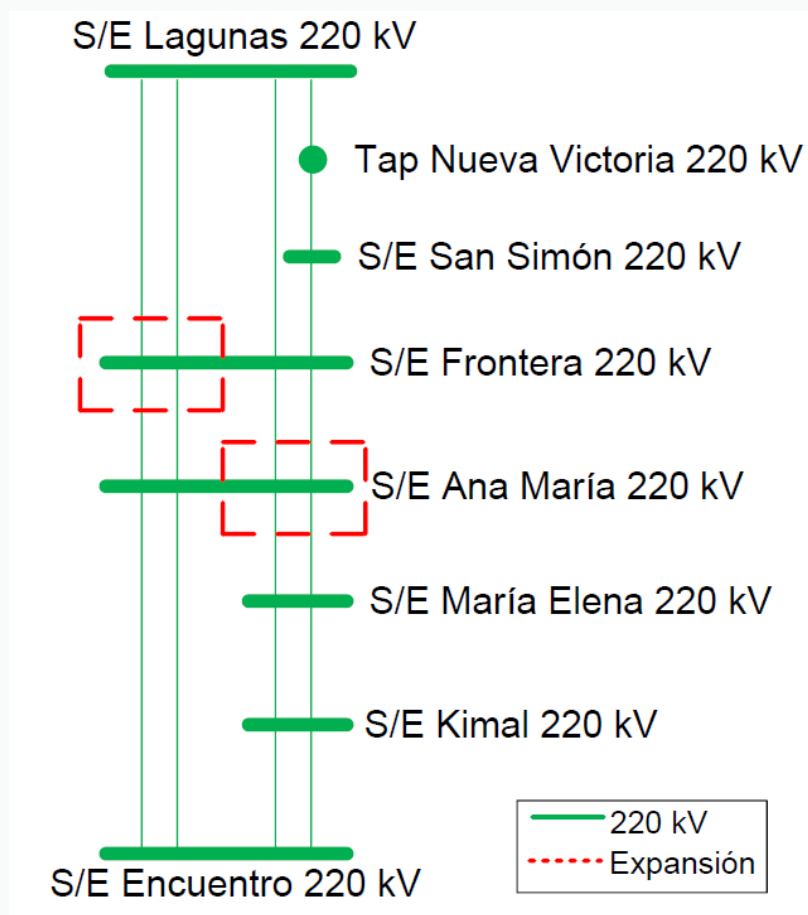
7. Resultados

Resumen

Sistema	Obras de Ampliación		Obras Nuevas	
	N° Obras	VI (MMUSD)	N° Obras	VI (MMUSD)
Transmisión Nacional	25	173	1	7
Transmisión Zonal	33	80	8	138
Sub Total	58	253	9	145
Total MMUSD				398

7. Resultados

Sistema de Transmisión Nacional: Zona Norte Grande



Cambio de conductor LT 2x220 kV
Frontera – M. Elena – Kimal (85 km)
VI: 18.84 MMUSD Plazo: 36 meses

+

Seccionamiento en S/E Ana María
VI: 9.2 MMUSD Plazo: 30 meses

+

Seccionamiento en S/E Frontera LT 2x220
kV Lagunas – Kimal
VI: 9.93 MMUSD 30 meses

7. Resultados

Sistema de Transmisión Nacional: Zona Norte Grande

Tendido de segundo circuito de la línea de transmisión 2x220 kV Nueva Chuquicamata – Calama
VI: 4.98 MMUSD Plazo: 30 meses

1. Proyecto promovido plan de expansión 2019.
2. Se consideran proyectos en construcción de generación y transmisión a una fecha de corte determinado.
3. Con Plan de Obras de Generación PET + (2), se requiere sólo en el caso de una cantidad de generación relevante conectada directa, o indirectamente, a S/E Calama.
4. Al considerar una sensibilidad de proyectos conectados en la zona, a partir de información contemplada resoluciones de proyectos en construcción, se detecta la necesidad de incluir esta obra, debido a que logra eficiencia operacional, sin condicionarla al desarrollo de proyectos.

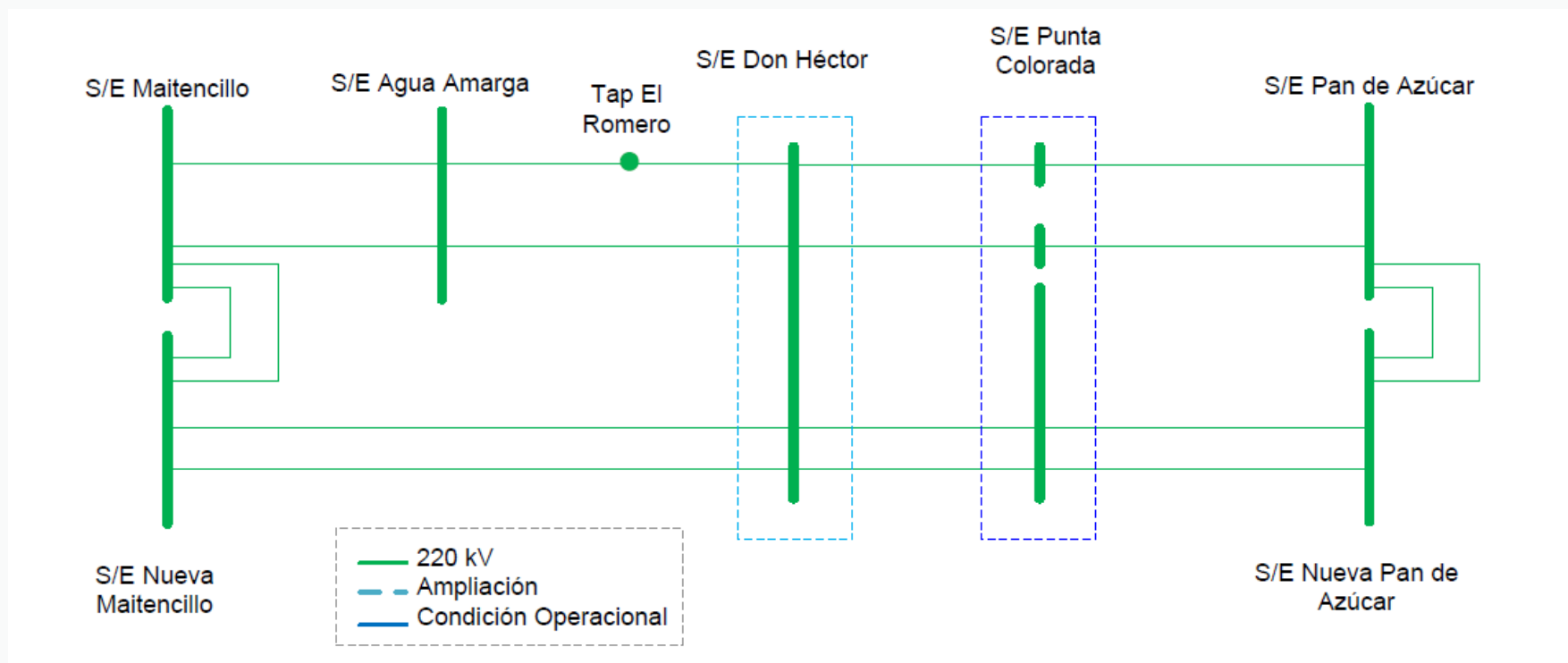
7. Resultados

Sistema de Transmisión Nacional: Zona Norte Chico

Ampliación en S/E Don Héctor y seccionamiento Línea 2x220 kV Nueva Maitencillo Punta Colorada

VI: 12.88 MUSD

Plazo: 30 meses



7. Resultados

Sistema de Transmisión Nacional: Zona Norte Chico

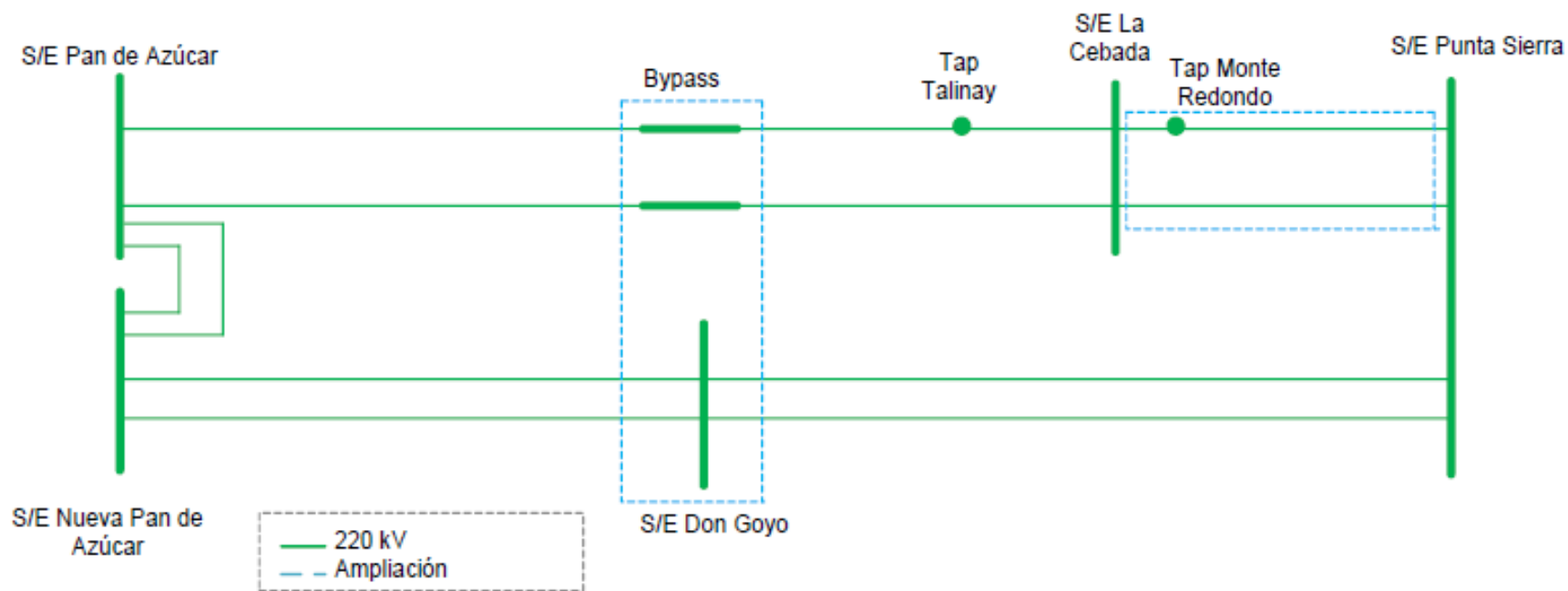
Ampliación en S/E Don Goyo, seccionamiento línea 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra y Bypass línea 2x220 kV Pan de Azúcar – La Cebada

+

Aumento de capacidad Línea Punta Sierra – La Cebada

VI: 4.49+3.58 MMUSD

Plazo: 30 meses



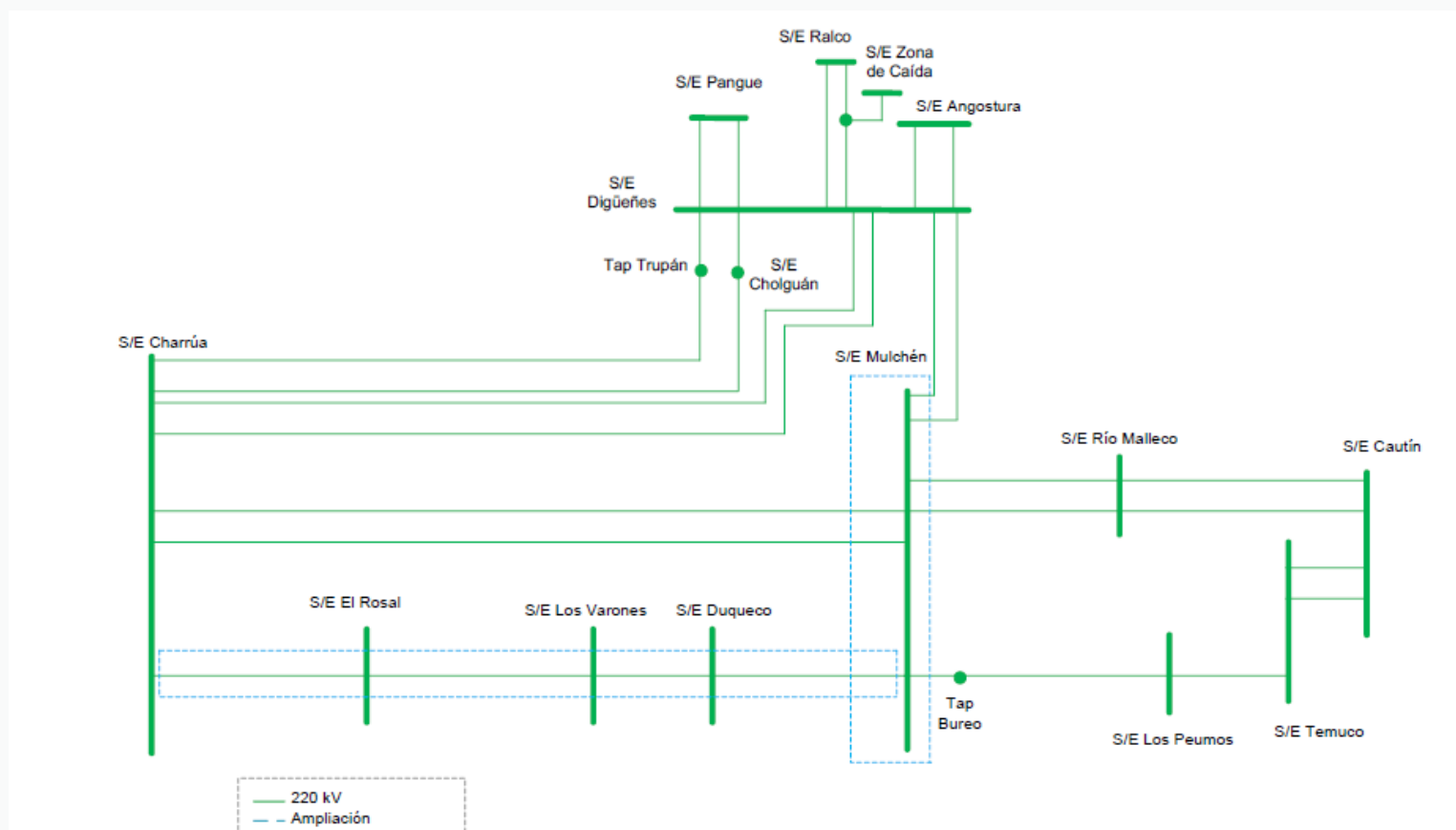
7. Resultados

Sistema de Transmisión Nacional: Zona Sur

Ampliación en S/E Mulchén y seccionamiento línea 1x220 kV Charrúa – Temuco y aumento de capacidad línea 1x220 kV Charrúa – Temuco

VI: 4.72 + 15.98 MMUSD

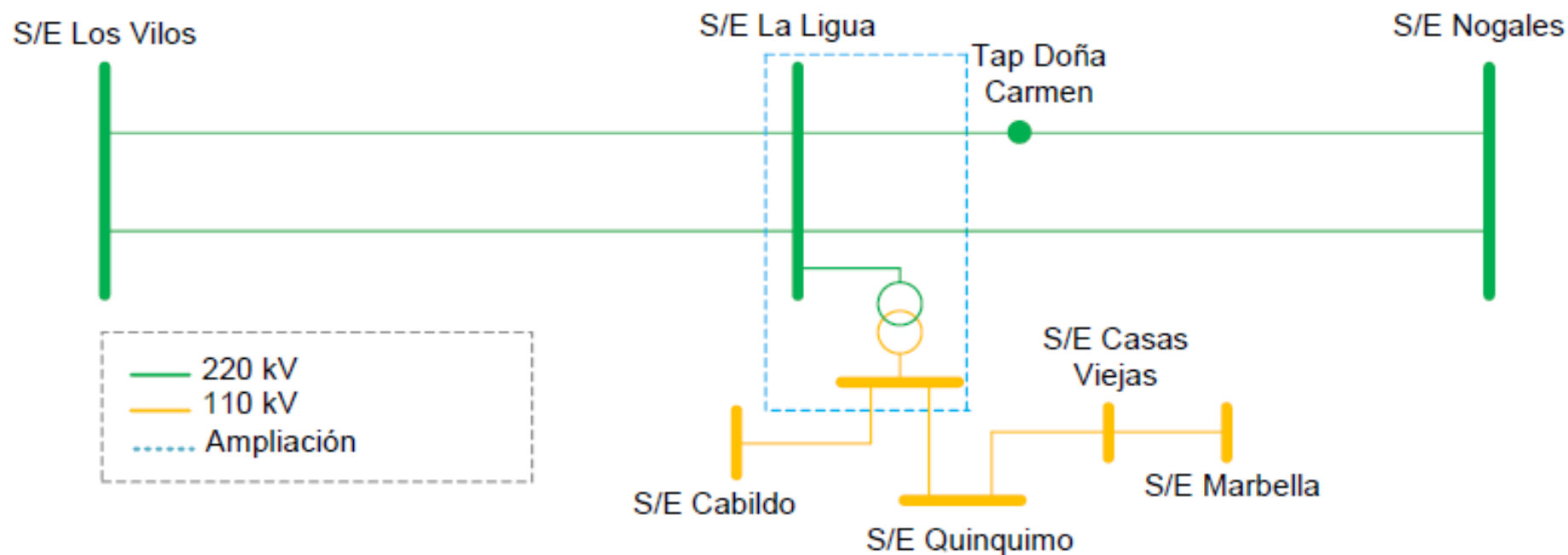
Plazo: 30 y 36 meses



7. Resultados

Sistema de Transmisión Nacional/Zonal: Zona Norte Chico

Nueva S/E La Ligua
VI: 19.83 MMUSD Plazo: 36 meses



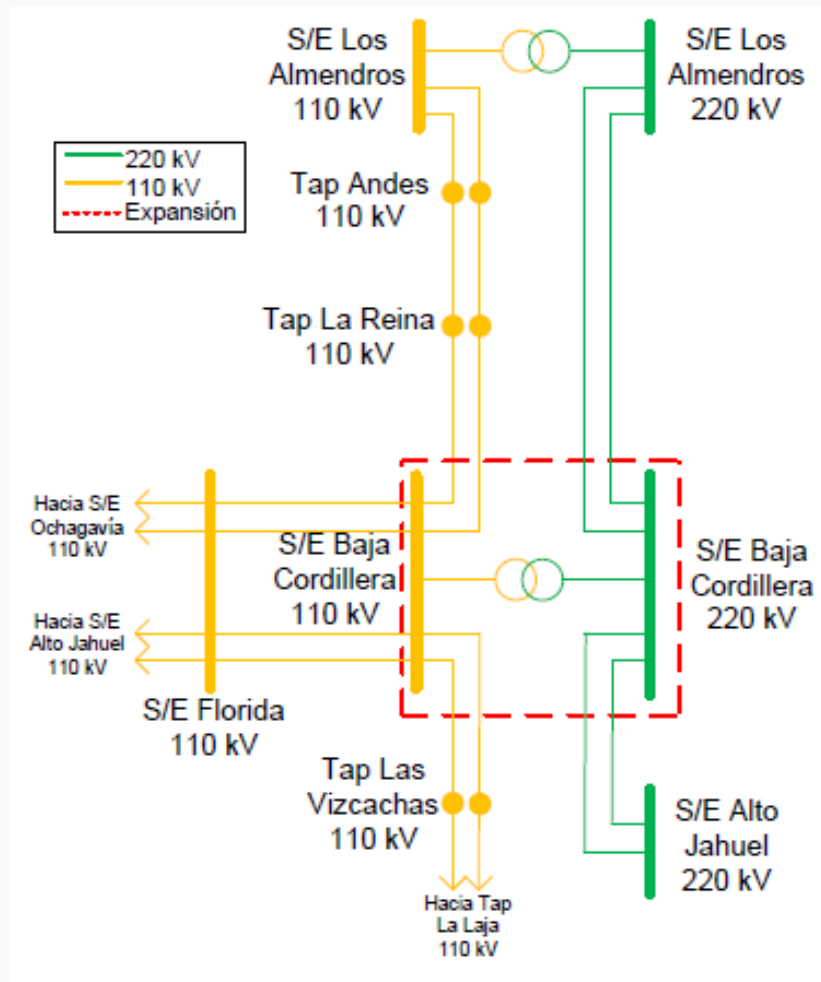
7. Resultados

Sistema de Transmisión Nacional/Zonal: Zona Centro

Nueva S/E Baja Cordillera

26.37 MMUSD

36 meses



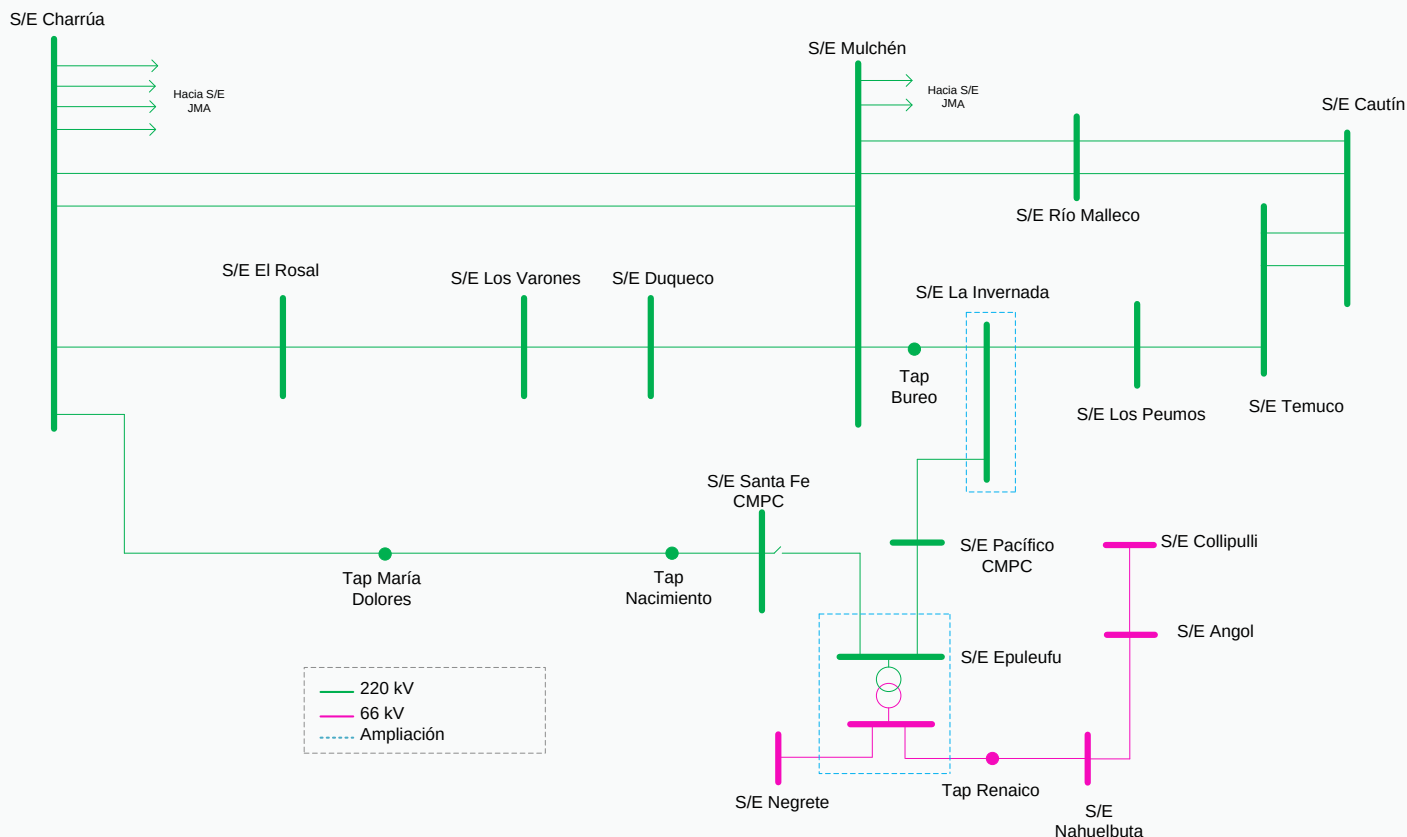
7. Resultados

Sistema de Transmisión Nacional/Zonal: Zona Sur

S/E La Invernada + S/E Las Epuleufu

VI: 6.78 + 13.67 MMUSD

Plazo: 30 y 36 meses



8. Desafíos y perspectivas futuras

Plan de expansión de la Transmisión 2019

8. Desafíos y perspectivas futuras

- Estudio de Metodologías de Expansión de la Transmisión Zonal Considerando Insumos del Sistema de Distribución
- Estudio Consideraciones para el desarrollo de las siguientes etapas del proyecto HVDC Kimal – Lo Aguirre
- Almacenamiento como activo de transmisión
- Visión de Largo Plazo

8. Desafíos y perspectivas futuras

Estudio de Metodologías de Expansión de la Transmisión Zonal Considerando Insumos del Sistema de Distribución

Objetivos principales:

- Desarrollar una metodología que permita definir requerimientos de nuevas SPD
- Realizar un levantamiento de criterios y prácticas utilizadas por empresas transmisoras/distribuidoras para planificar sus redes
- Sistematizar información de los sistemas de transmisión/distribución por zona
 - Cantidad de transformadores por subestación
 - Cantidad de alimentadores / Nivel de tensión
 - Proporción clientes regulados/libres
 - Cargas críticas
 - Particularidades de cada zona: nivel de precipitación anual, temperaturas max/min.

Estado del Estudio:

Entregado el Informe Final => a la espera de observaciones

Siguientes etapas:

Continuación desarrollo de la metodología y aplicación práctica al proceso de planificación

8. Desafíos y perspectivas futuras

Estudio Consideraciones para el desarrollo de las siguientes etapas del proyecto HVDC Kimal – Lo Aguirre

Objetivos principales:

- Levantar a tiempo riesgos, mitigaciones y oportunidades de cara a las siguientes etapas del proyecto
- Énfasis en aspectos no definidos:
 - Nivel de tensión
 - Tecnología (LCC vs VSC)
 - Capacidad del enlace y convertidoras
 - Potencial multiterminal
- Contactar a proveedores de tecnología a nivel mundial para conocer experiencia en evaluación y concepción/dimensionamiento de proyectos HVDC

Estado del Estudio: Entregado el Informe Final => a la espera de observaciones

8. Desafíos y perspectivas futuras

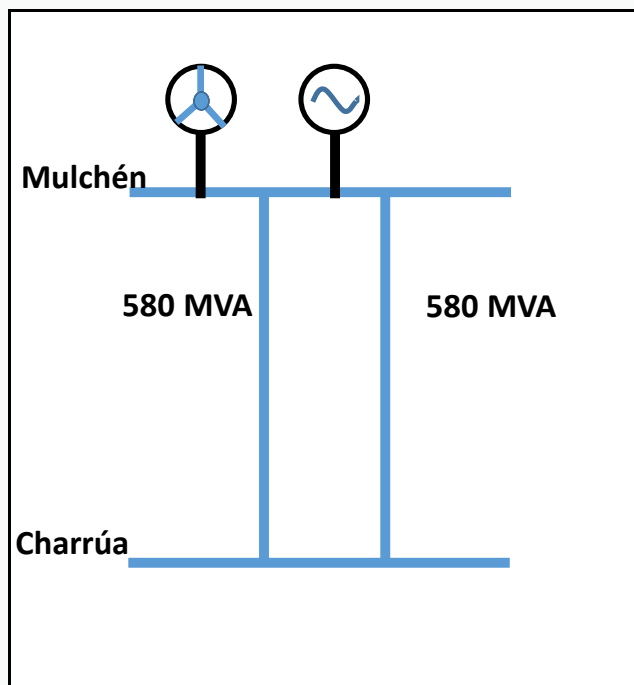
Almacenamiento como activo de transmisión

- Presentación de propuestas al Plan abrió nuevas posibilidades
- Propuestas de AES Gener incorporan baterías de corta duración para ampliar capacidad de transmisión con criterio N-1
- Proyectos fueron propuestos en corredores específicos en donde se proyectan congestiones:
 - Charrúa – Mulchén
 - Maitencillo - Punta Colorada – Pan de Azúcar
- BESS 200 MW/15 min
- Reacción rápida del BESS frente a contingencia en un circuito del tramo de transmisión (N-1)

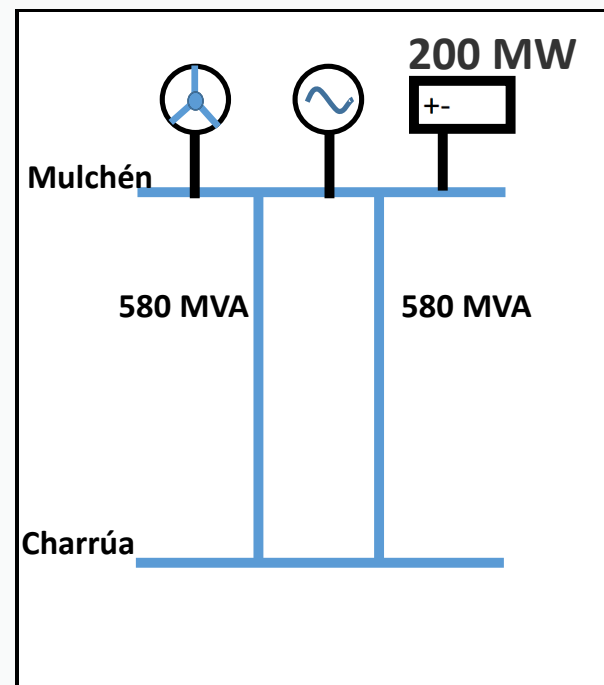
8. Desafíos y perspectivas futuras

Almacenamiento como activo de transmisión

- BESS ubicado en la S/E Mulchén
- Propósito: aumentar límite de transferencia por el tramo Mulchén – Charrúa 220 kV



Capacidad N-1
= 580 MVA

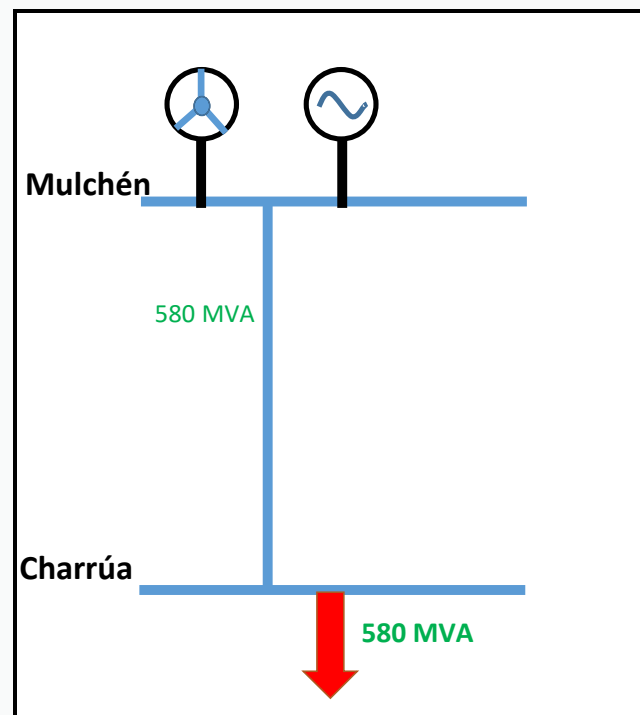
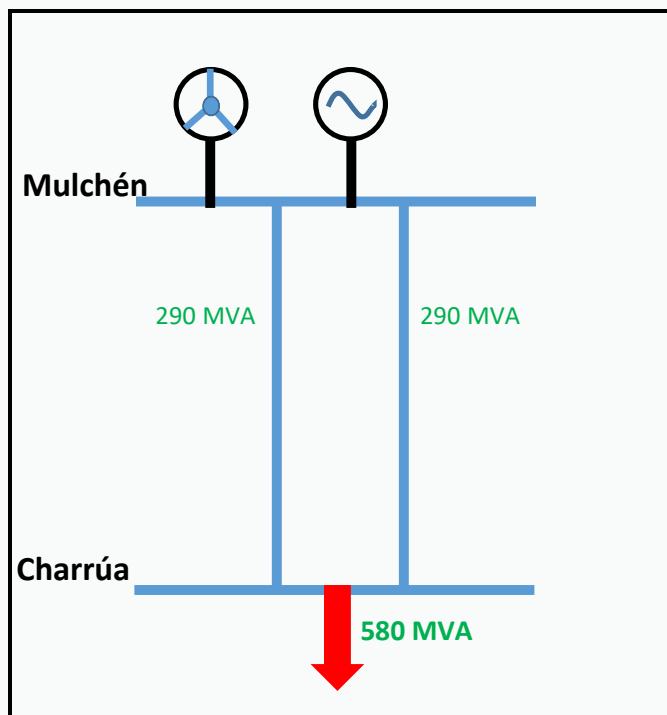


Capacidad N-1 =
 $580 + 200 = 780 \text{ MVA}$

8. Desafíos y perspectivas futuras

Almacenamiento como activo de transmisión

- Sin Proyecto: Límite de transmisión con criterio de seguridad N-1 = 580 MVA
- Cada circuito transporta, como máximo, 290 MVA en régimen permanente
- En caso de salida de un circuito, el otro toma la diferencia



Capacidad N-1
= 580 MVA

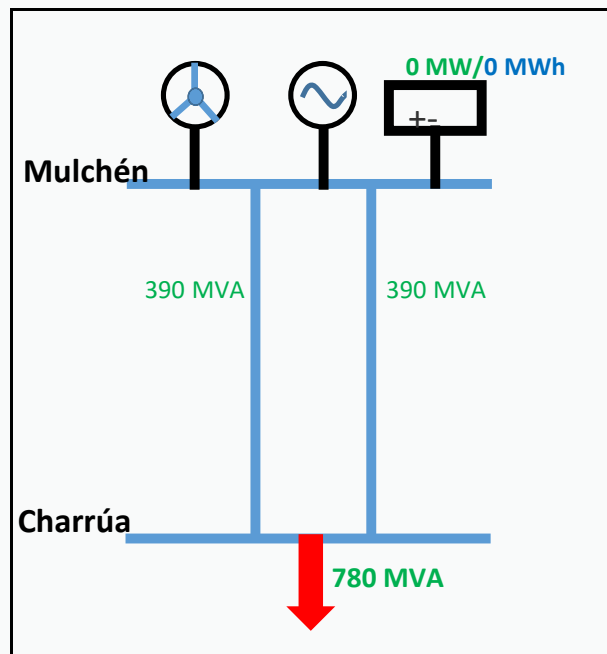
8. Desafíos y perspectivas futuras

Almacenamiento como activo de transmisión

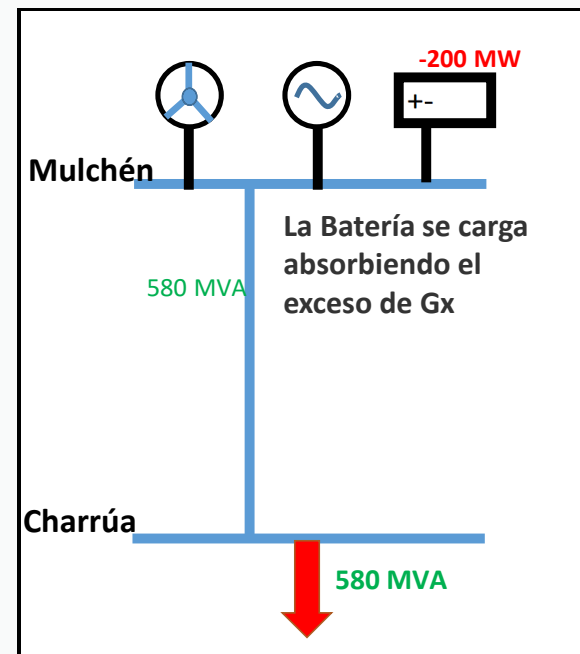
Caso con proyecto:

- Aumento capacidad de transferencia segura en régimen permanente
- Para una batería de 200 MW, el nuevo valor sería la suma aritmética:

$$580 + 200 = 780 \text{ MVA}$$



Flujo inicial = 780 MVA

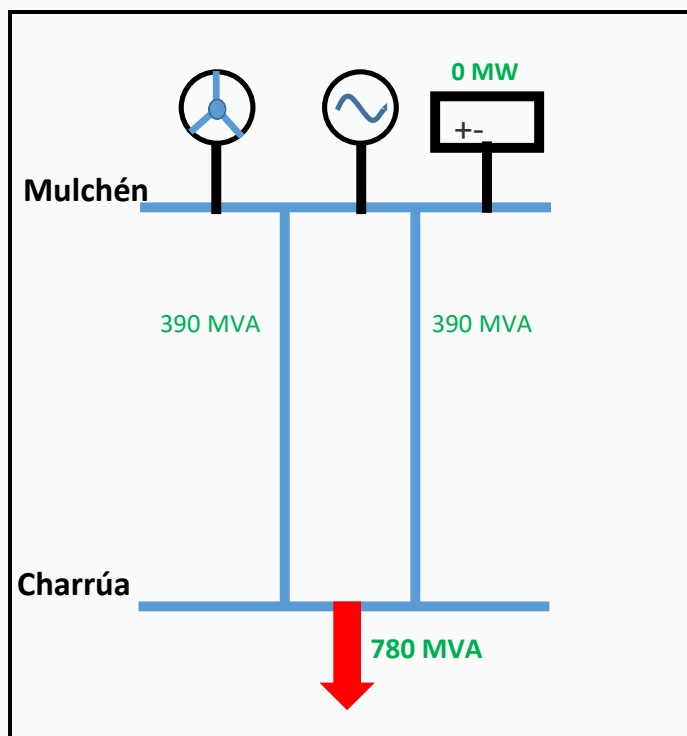


Flujo final = 780 - 200 = 580 MVA

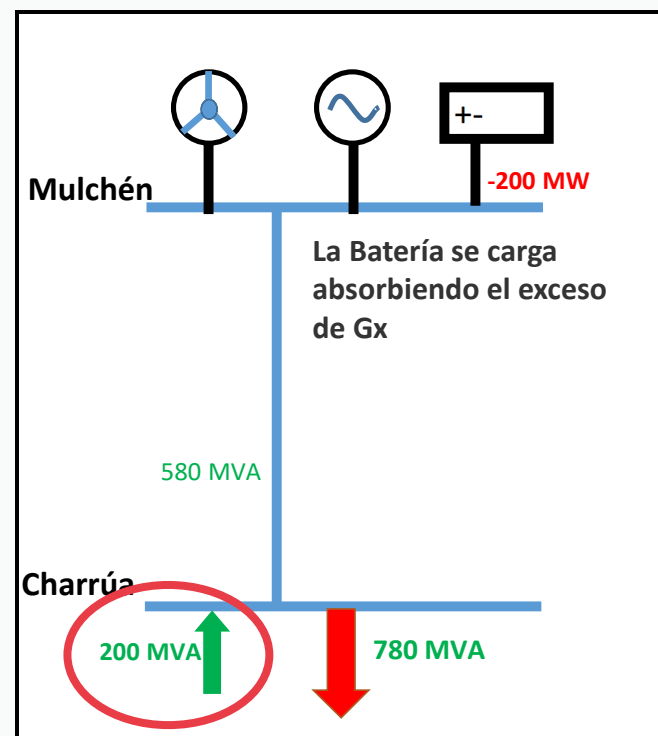
8. Desafíos y perspectivas futuras

Almacenamiento como activo de transmisión

- Interrogante: quién entregó los 200 MW en la barra aguas abajo (Charrúa)
- Batería no sería la responsable directa de entregar la seguridad
- Función de la batería sería almacenar el exceso de energía mientras se supera la contingencia del circuito



Flujo inicial = $2 \times 390 = 780$ MVA

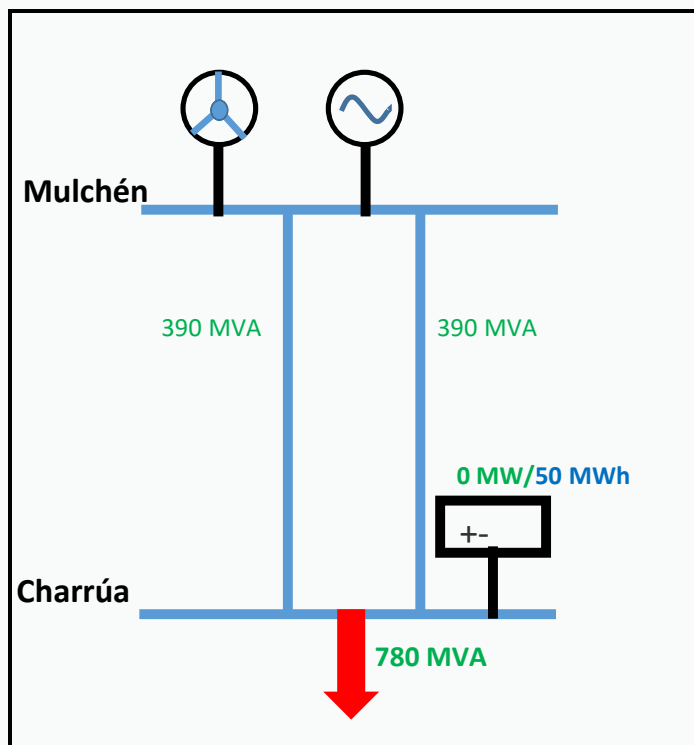


Flujo final = $780 - 200 + 200 = 780$ MVA

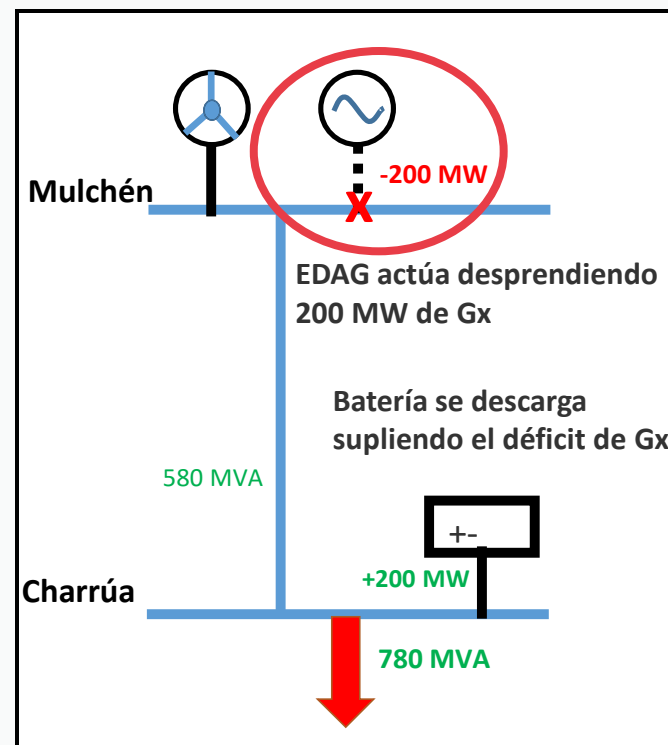
8. Desafíos y perspectivas futuras

Almacenamiento como activo de transmisión

- Alternativa: conectar la batería en el extremo receptor (Charrúa)
- Activación de un EDAG/ERAG (por un monto similar) desde Mulchén al sur
- Lógica es distinta: batería debe estar cargada para entregar la potencia frente a la salida de un circuito



Flujo inicial = 780 MVA



Flujo final = 580 + 200 = 780 MVA

8. Desafíos y perspectivas futuras

Almacenamiento como activo de transmisión

- Problema: se requiere habilitar EDAG/ERAG y generadores dispuestos a ser desconectados.
- Propuesta: generar un SSCC de desconexión de Gx por contingencia específica
- No obstante, NTSyCS impide uso de automatismos en el proceso de planificación
- Garantizar seguridad es un imperativo para un esquema de control de contingencias
- Se requiere análisis en profundidad de efectos y alcances potenciales
 - Redistribución de flujos post contingencia
 - Coordinación con control de frecuencia
- Definición de características impacta fuertemente en estimación de costos
- Baterías de corta duración (C-Rate alto $\Leftrightarrow$ equipos intensivos en potencia) son más costosos
- Podría resultar ineficiente un esquema de baterías que opere sólo para contingencias
- Características, modo de operación impacta en evaluación de beneficios y vida útil
-Definición recursiva

8. Desafíos y perspectivas futuras

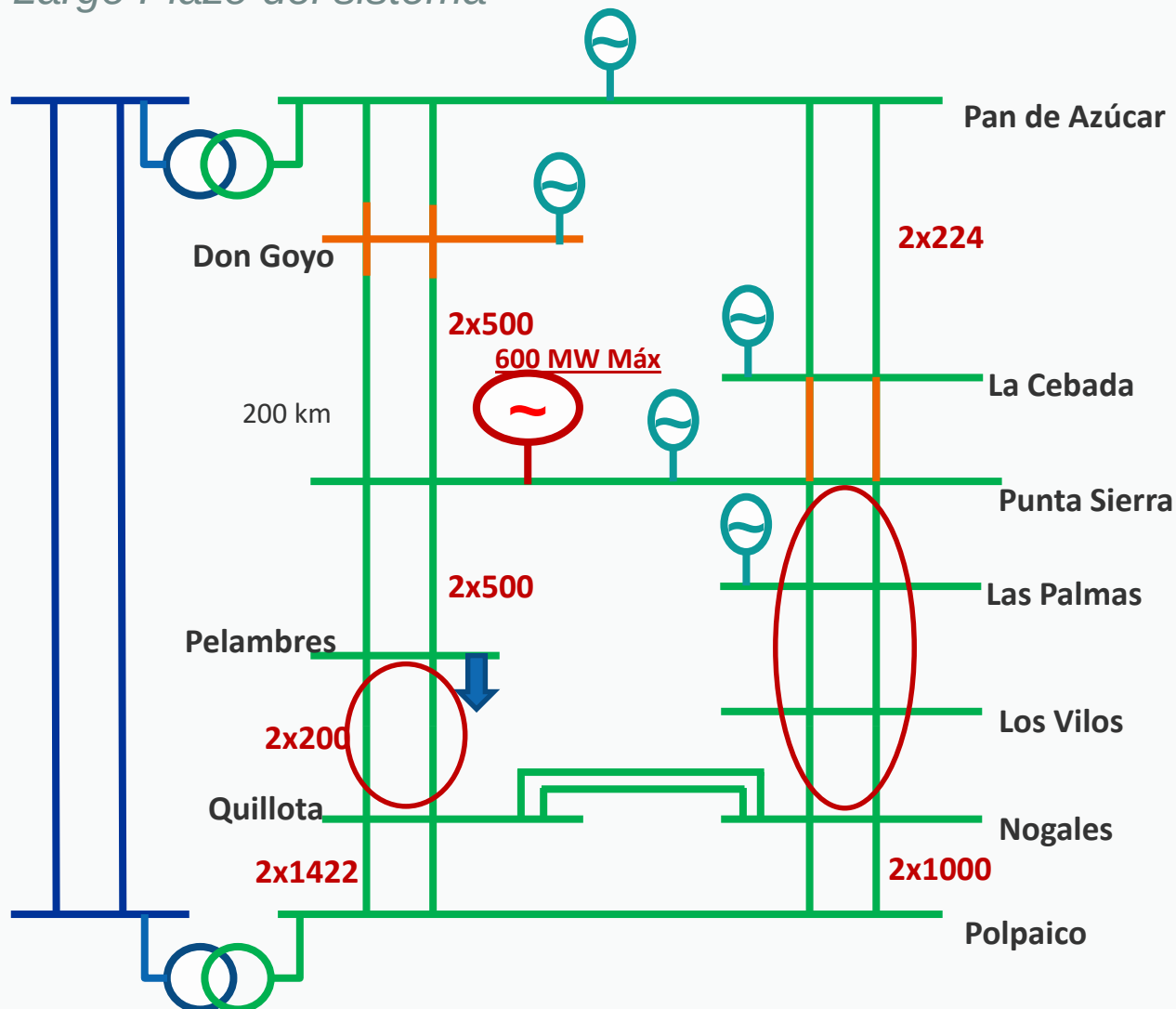
Almacenamiento como activo de transmisión

Ventajas relevantes:

- Plazo de ejecución acotado frente a infraestructura tradicional
- Permite hacer uso eficiente de las instalaciones existentes
- Aporta al control de tensión y frecuencia (multiservicio)
- Alternativa para considerar una mayor capacidad del enlace HVDC futuro

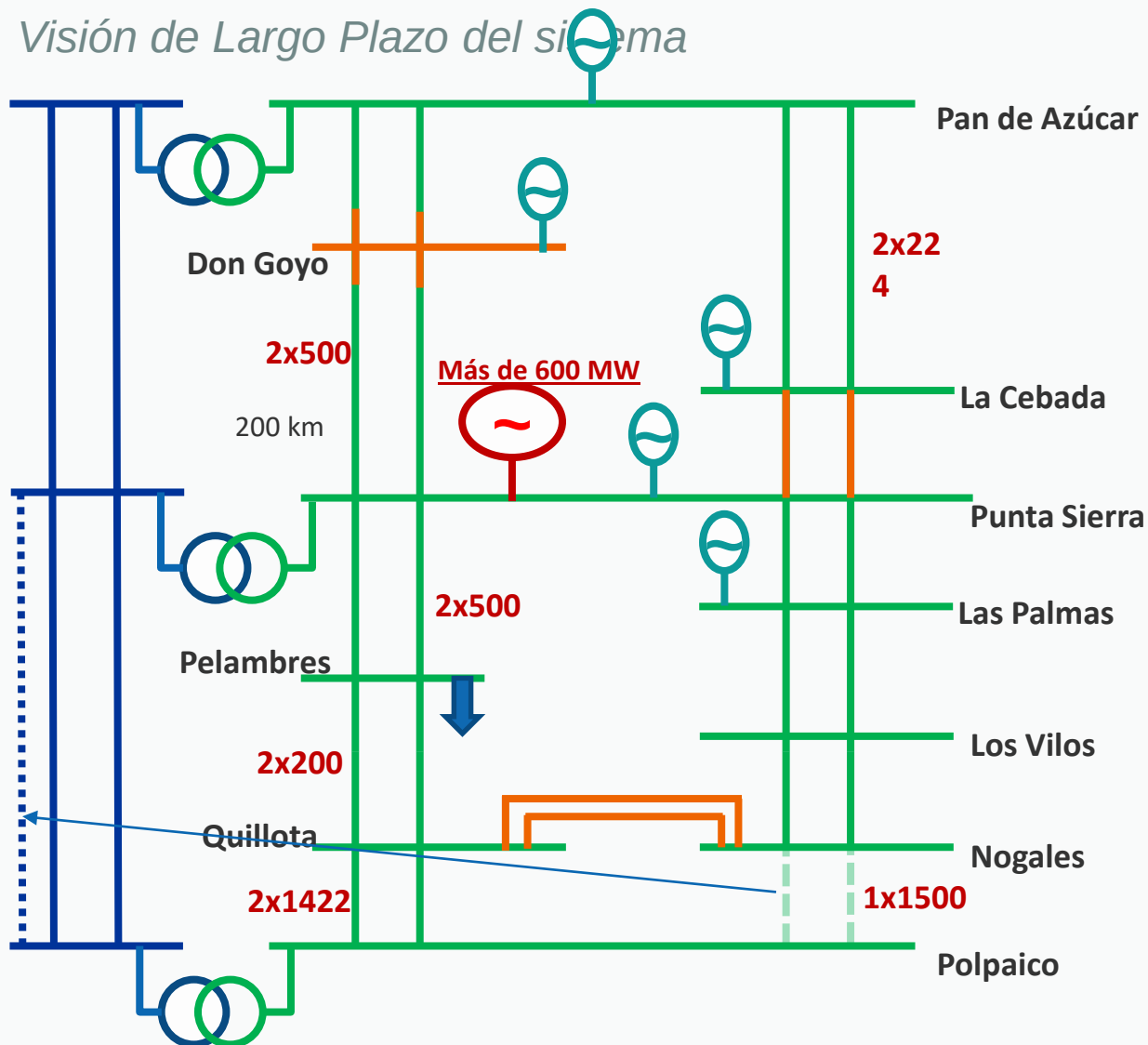
8. Desafíos y perspectivas futuras

Visión de Largo Plazo del sistema



8. Desafíos y perspectivas futuras

Visión de Largo Plazo del sistema



Modificar LT Polpaico – Nogales 2×220 kV a 1×500 kV y extender hasta Nueva S/E Seccionadora 500/220 kV aprox al 50% de LT Polpaico – P. de Azúcar

Además:
Ampliar LT Quillota - Nogales



MUCHAS GRACIAS

Comisión Nacional de Energía

Alameda 1449,, Torre 4, Piso 13

Tel. (2) 2797 2600

Fax. (2) 2797 2627

www.cne.cl

Santiago - Chile