



Propuesta de Expansión del Sistema de Transmisión 2018

Gerencia de Planificación de la Transmisión

Deninson Fuentes del Campo



16 de Abril de 2018

Agenda

**CRONOGRAMA
PLANIFICACIÓN DE LA
TRANSMISIÓN 2017 Y
2018**

**PROCESO GENERAL
Y ANTECEDENTES**

METODOLOGÍAS

**DIAGNÓSTICOS Y
ANÁLISIS**

**RECOMENDACIONES
TRANSMISIÓN
NACIONAL Y ZONAL**

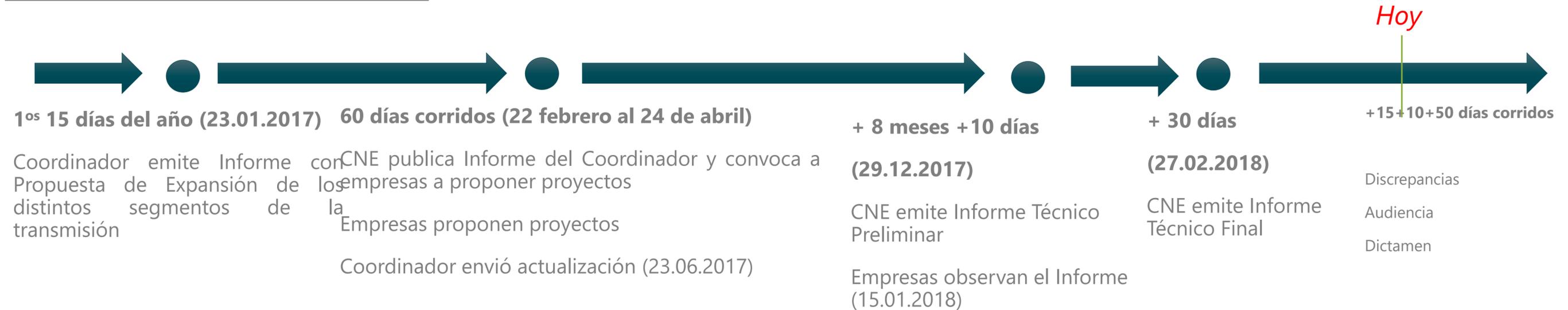
**DIAGNÓSTICO
CARGABILIDAD AT/MT
Y ANÁLISIS DE
ALMACENAMIENTO**



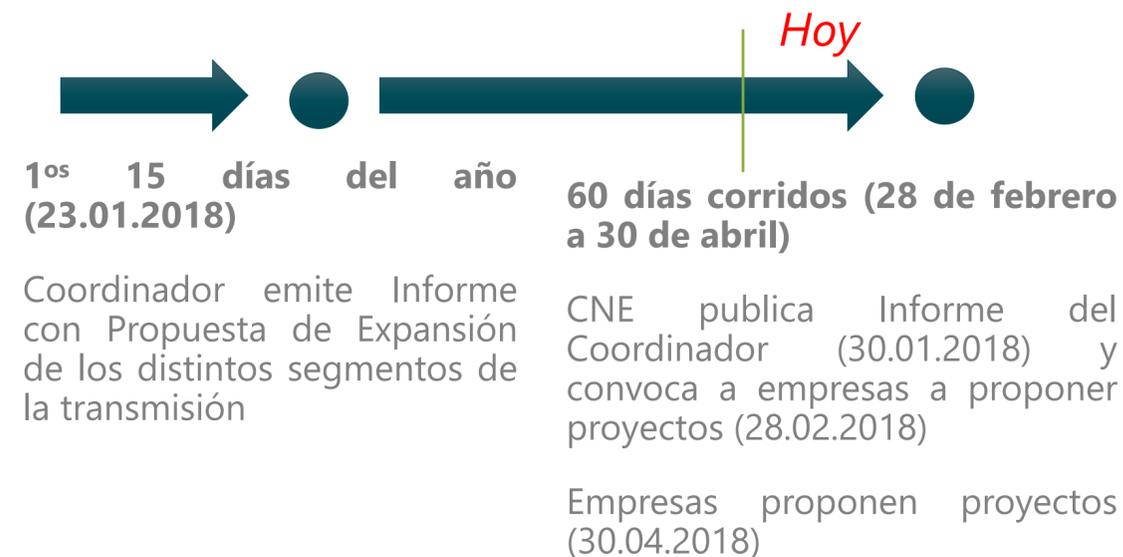
↓
CRONOGRAMA PLANIFICACIÓN
DE LA TRANSMISIÓN 2017 Y 2018

CRONOGRAMA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN 2017 Y 2018

Planificación de la Transmisión 2017



Planificación de la Transmisión 2018





PROCESO GENERAL
Y ANTECEDENTES

PROCESO GENERAL

Estimación de consumos

Plan de obras de Generación

Red eléctrica

• Diagnóstico utilización esperada sistema de Tx (Global, Máximas)

• Generación de alternativas

• Evaluación de alternativas (técnico-económicas)

• Propuestas de expansión

Cumplimiento estándares de suficiencia, seguridad, holguras y redundancias

ANTECEDENTES

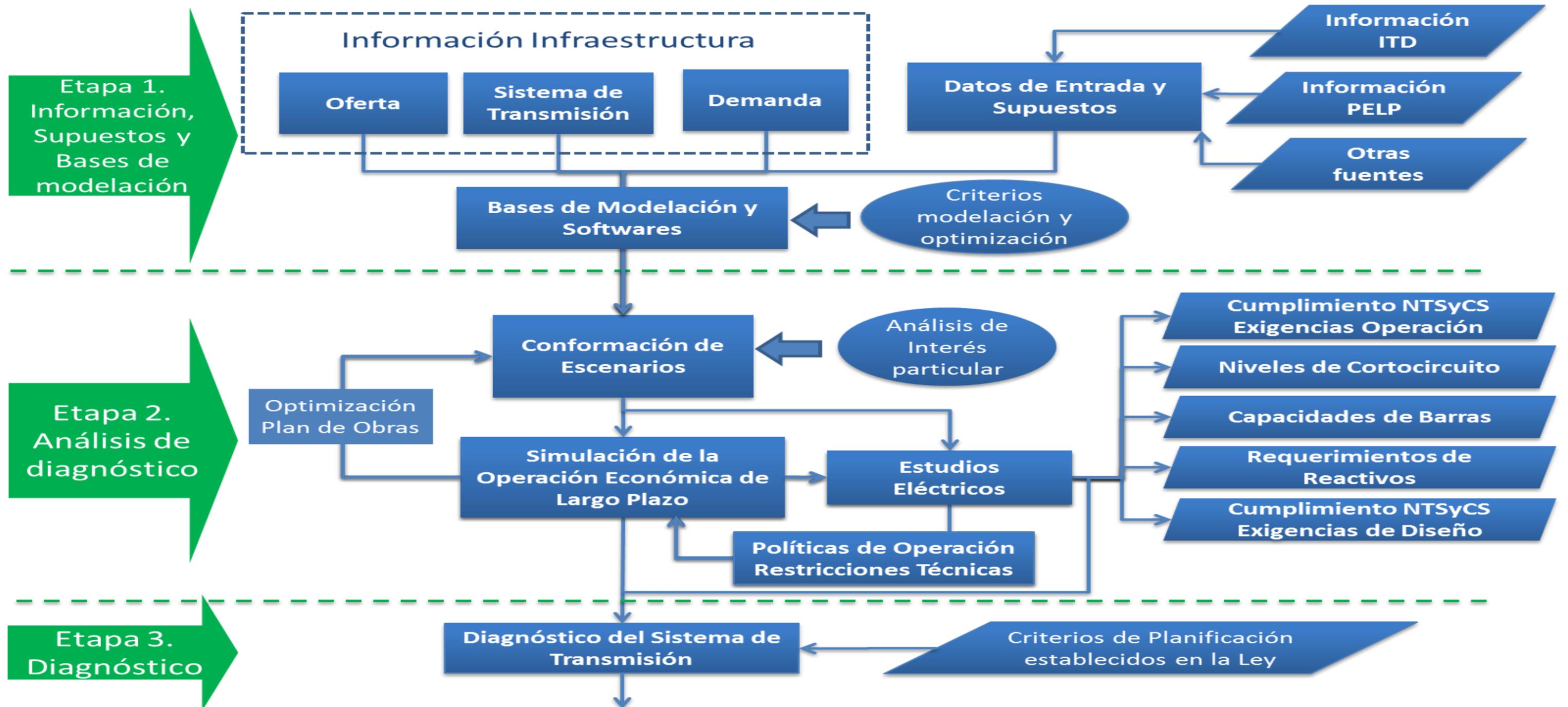
Los principales antecedentes utilizados en los análisis fueron los siguientes:

- ✓ Decretos de obras de transmisión vigentes
- ✓ Criterios de definición de escenarios y valores de inversión en desarrollo de generación PELP
- ✓ Información histórica y de encuestas de consumos de clientes libres y regulados
- ✓ Resoluciones de declaración en construcción de instalaciones de generación-transmisión
- ✓ Propuestas de obras de transmisión de empresas presentadas al Coordinador
- ✓ Nuevos criterios de la ley (inclusión de criterio de holguras y redundancias)

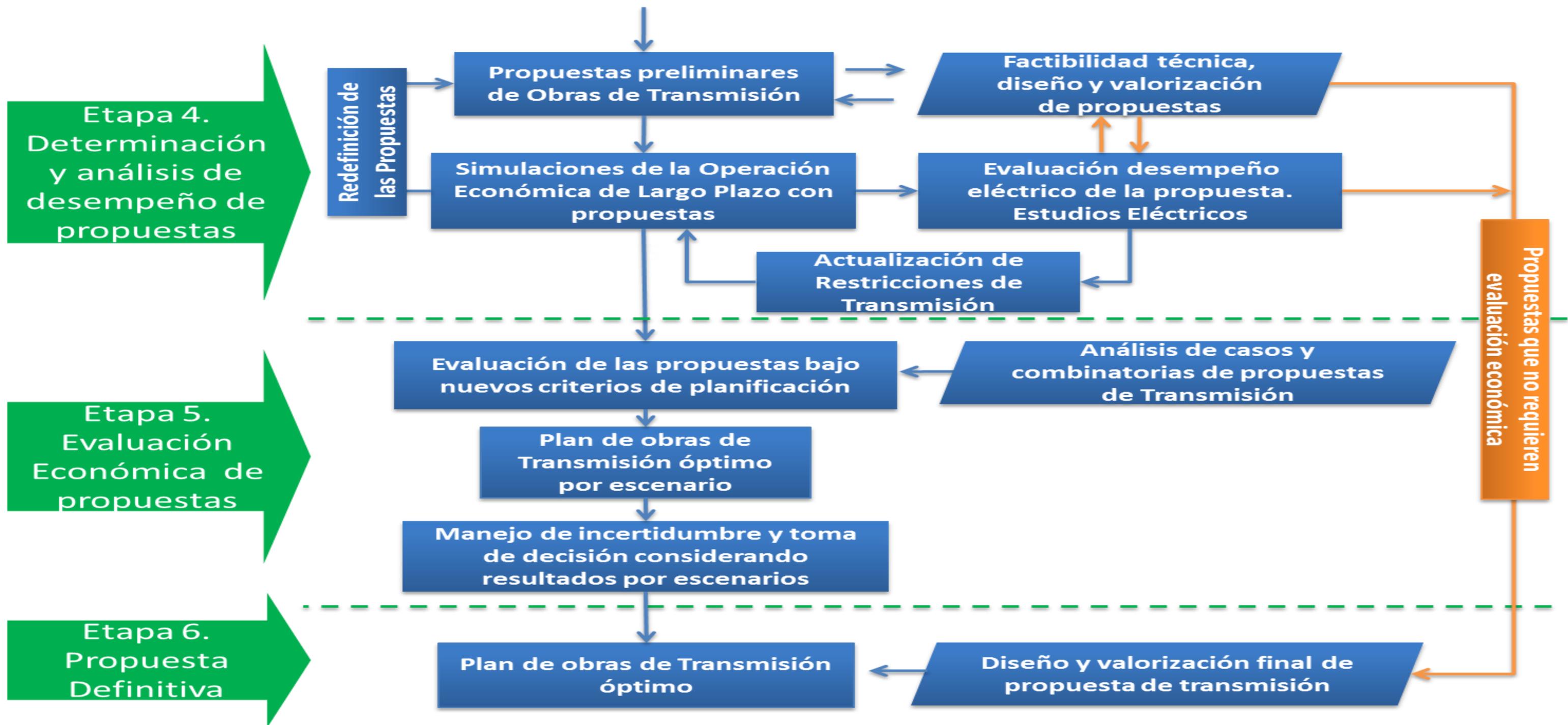


METODOLOGÍAS

METODOLOGÍA GENERAL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE FLUJO DE ENERGÍA INTER ÁREAS (NACIONAL)

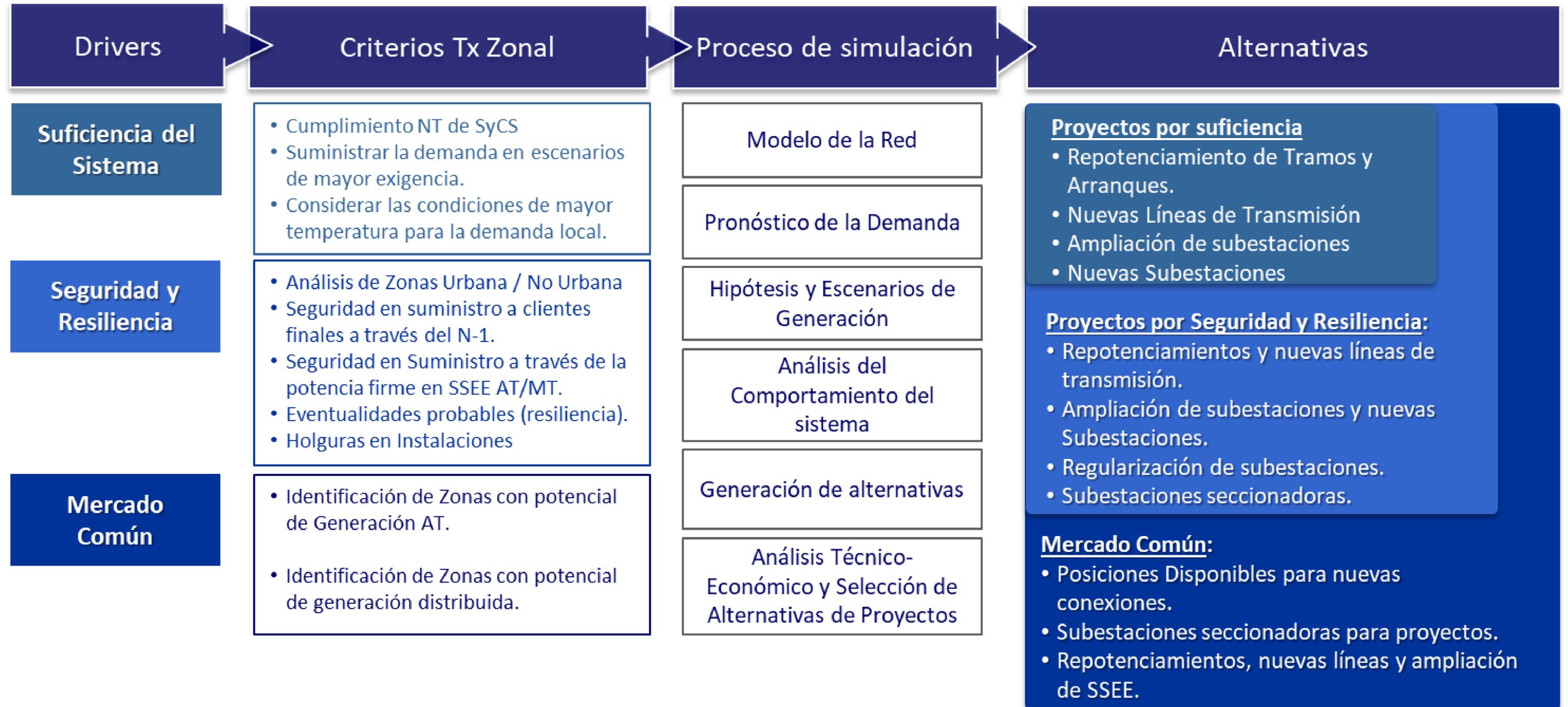


METODOLOGÍA GENERAL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE FLUJO DE ENERGÍA INTER ÁREAS (NACIONAL) Cont.

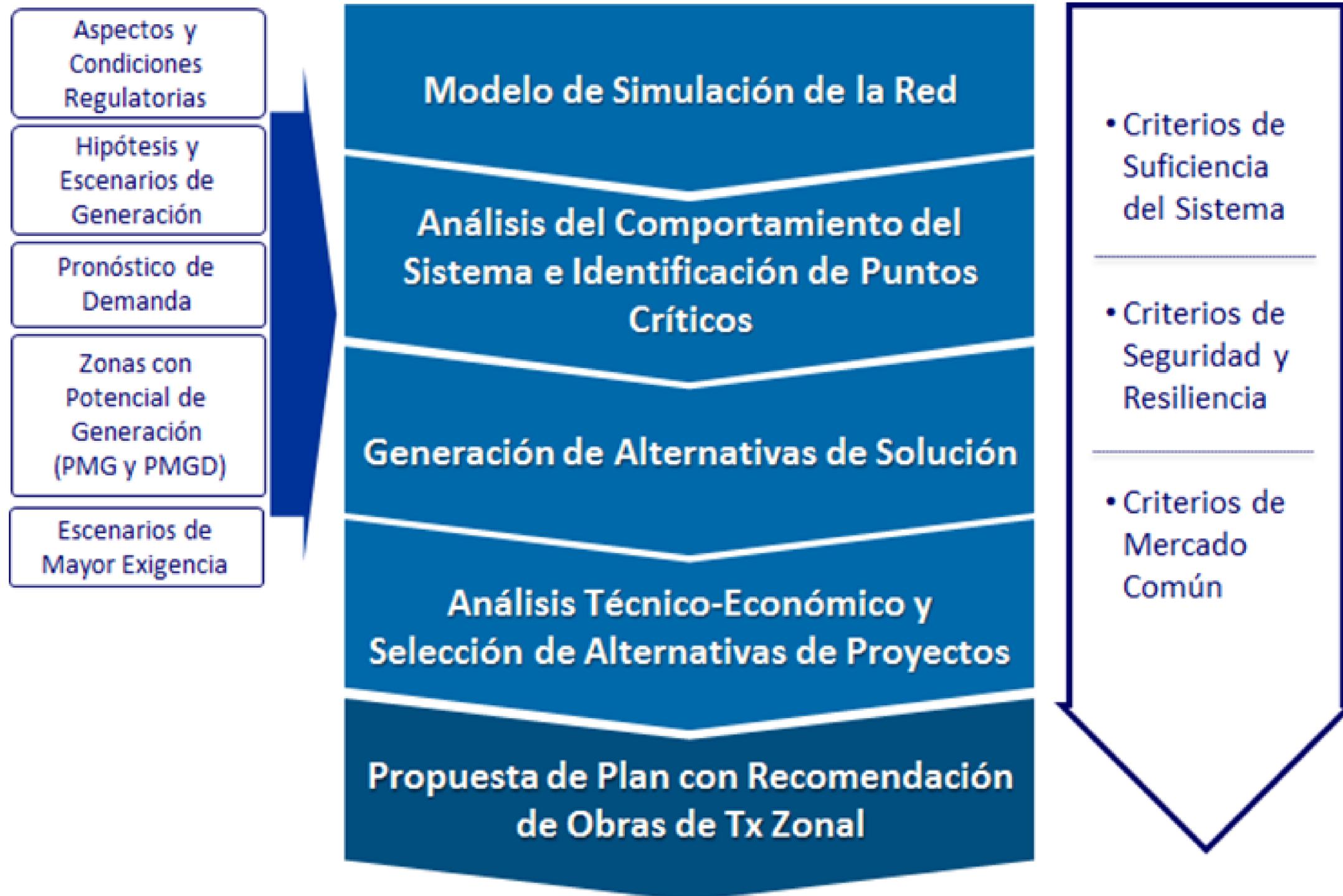


METODOLOGÍA GENERAL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE FLUJO DE ENERGÍA INTRA ÁREA (Zonal)

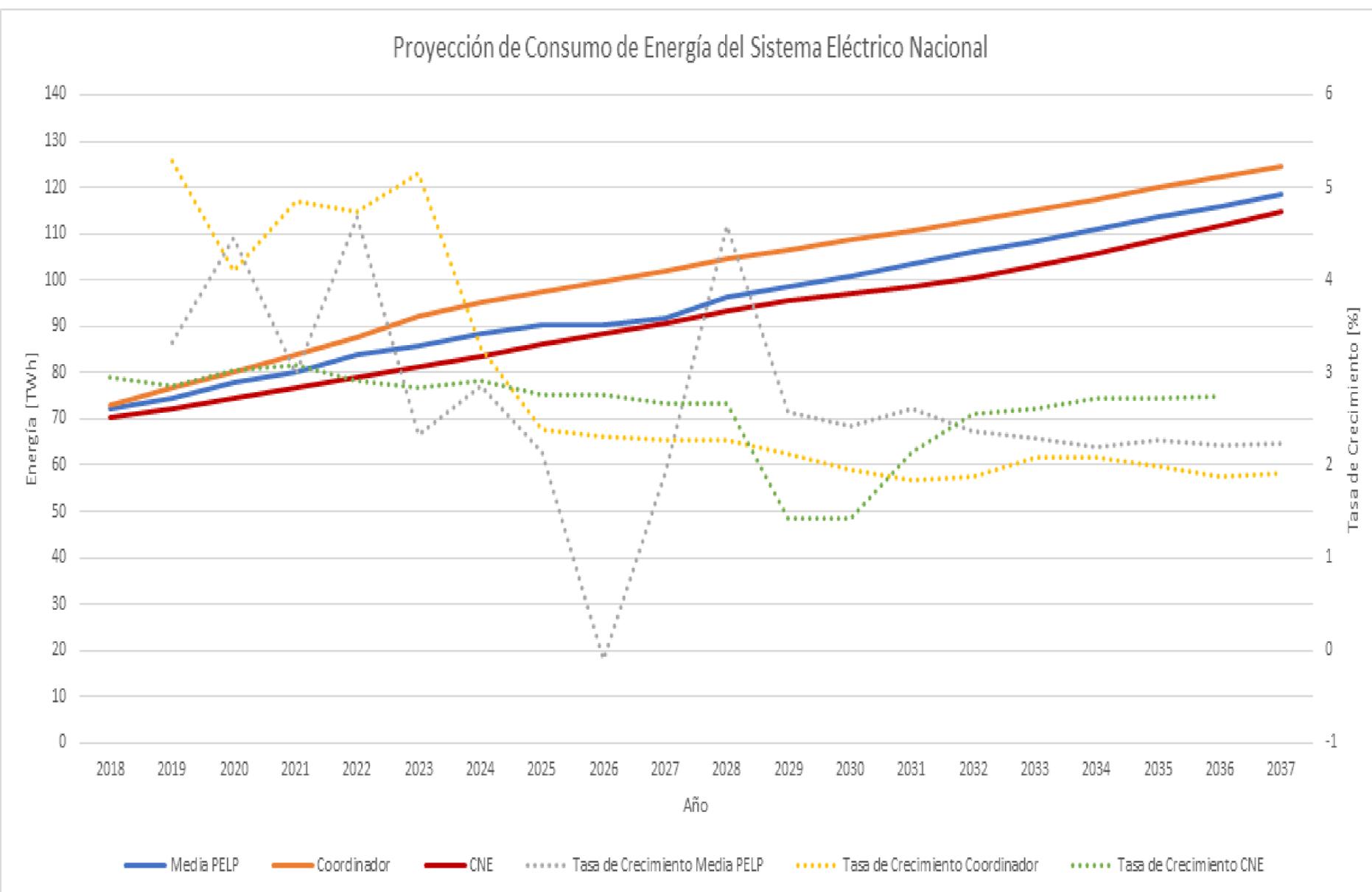
Propuesta conceptual



METODOLOGÍA GENERAL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE FLUJO DE ENERGÍA INTRA ÁREA (Zonal)



METODOLOGÍA ESTIMACIÓN DEL CONSUMO



- Tipos de Clientes: Regulados, Industriales medianos/pequeños, Grandes Clientes
- Metodología combinada Top-down, Bottom-up
- Top-Down: Panel de países/evolución de elasticidades PIB pc-GWh pc
- Bottom-Up: Encuestas a grandes clientes
- Empalme Top-down-Bottom-up al octavo año
- Distribución espacial histórica.
- Comportamiento diario/mensual histórico.
- Demandas máximas (coincidentes) a partir de SCADA (invierno-verano)

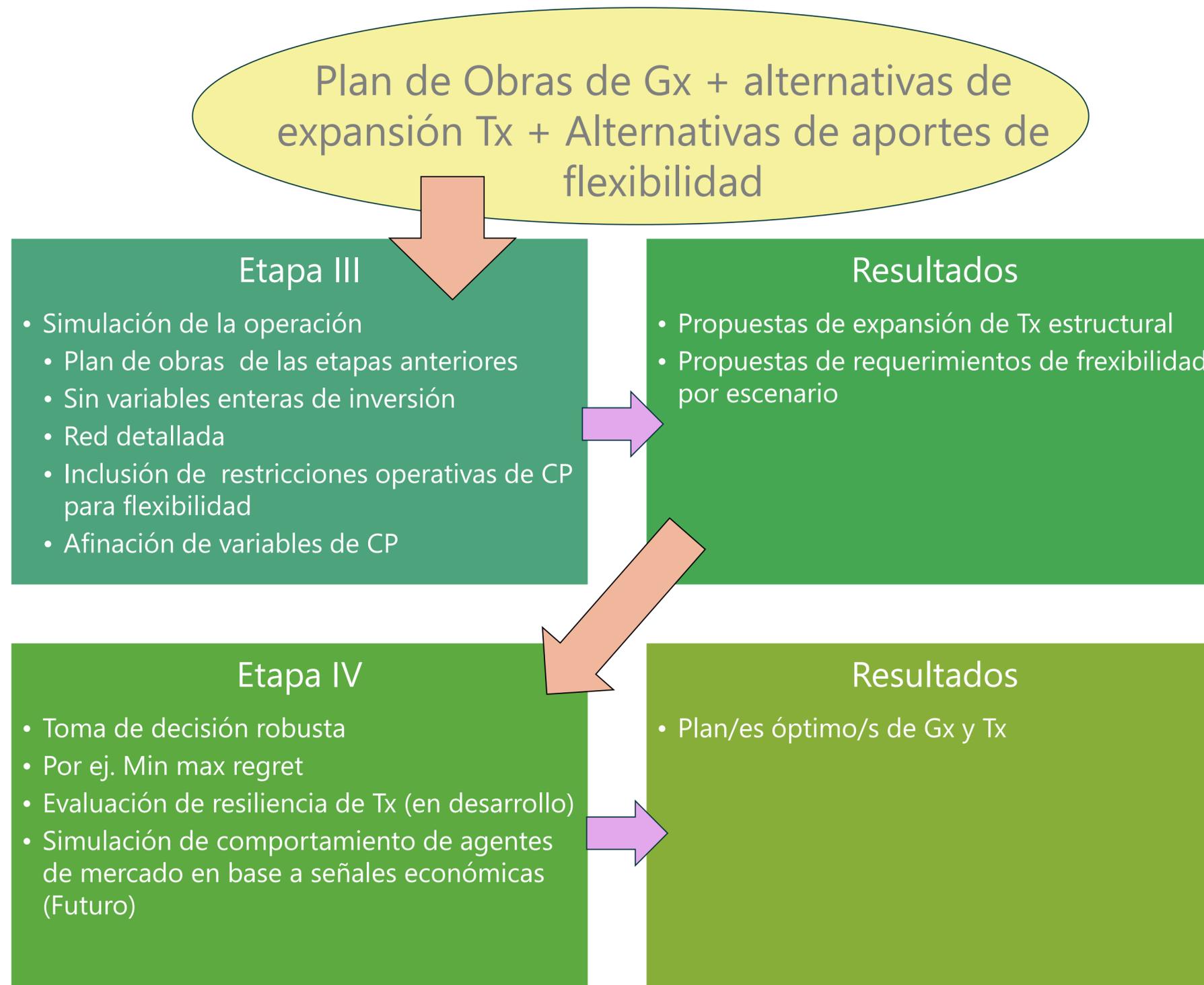
METODOLOGÍA PLAN DE OBRAS DE GENERACIÓN

- Reconocimiento de la necesidad de desarrollar modelo de co-optimización Generación/Transmisión (Transmisión antes de Gx, pero objetivo de mínimos precios implica necesidad de eficiencia en ambos segmentos).
- Por baja en costos de desarrollo ERV, se requiere incorporar requerimientos de flexibilidad para lograr mantener estándares de seguridad asociados a la regulación de frecuencia del Sistema Eléctrico
- Utilización de información PELP: Costos de desarrollo y potenciales de generación a partir de escenarios.
- Utilización de resultados estudios de interconexión (respuestas de frecuencia)
- Definición de escenarios que generaran diferentes exigencias de la red de Tx

METODOLOGÍA PLAN DE OBRAS DE GENERACIÓN

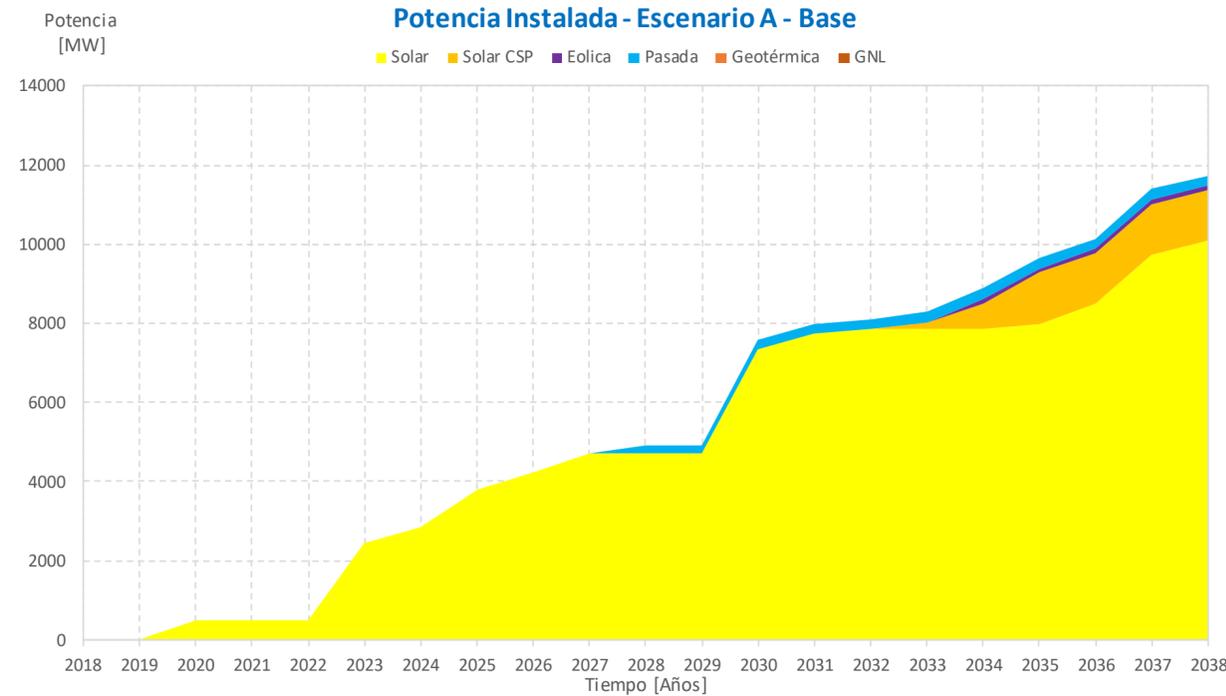


METODOLOGÍA PLAN DE OBRAS DE GENERACIÓN



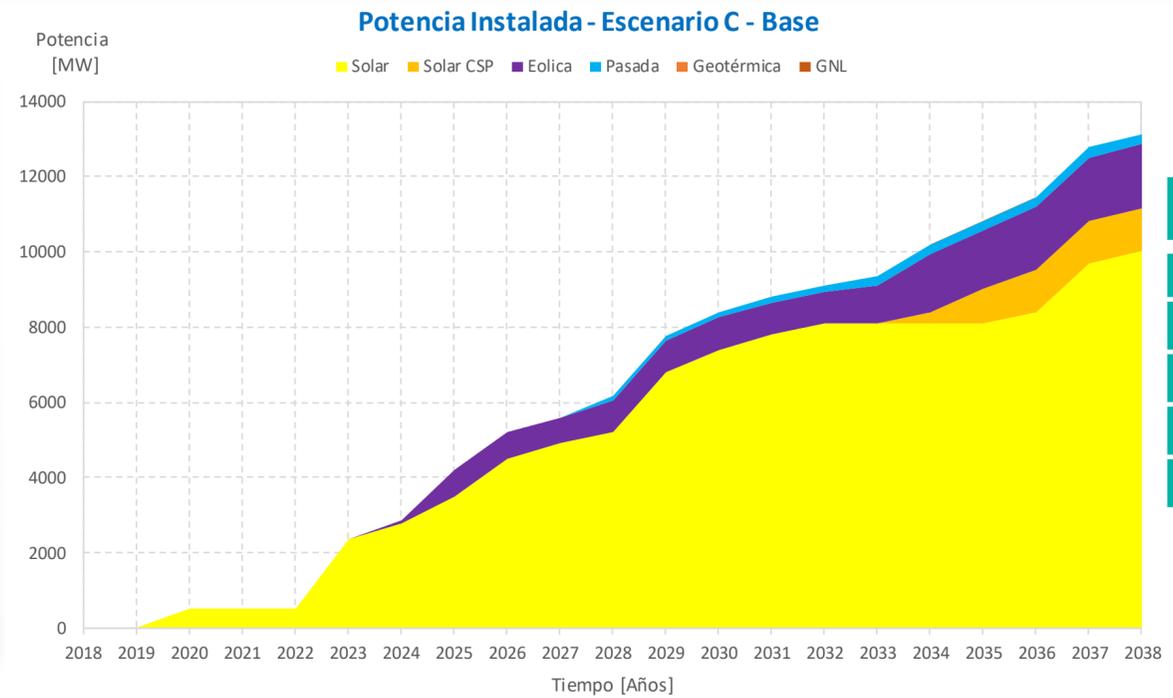
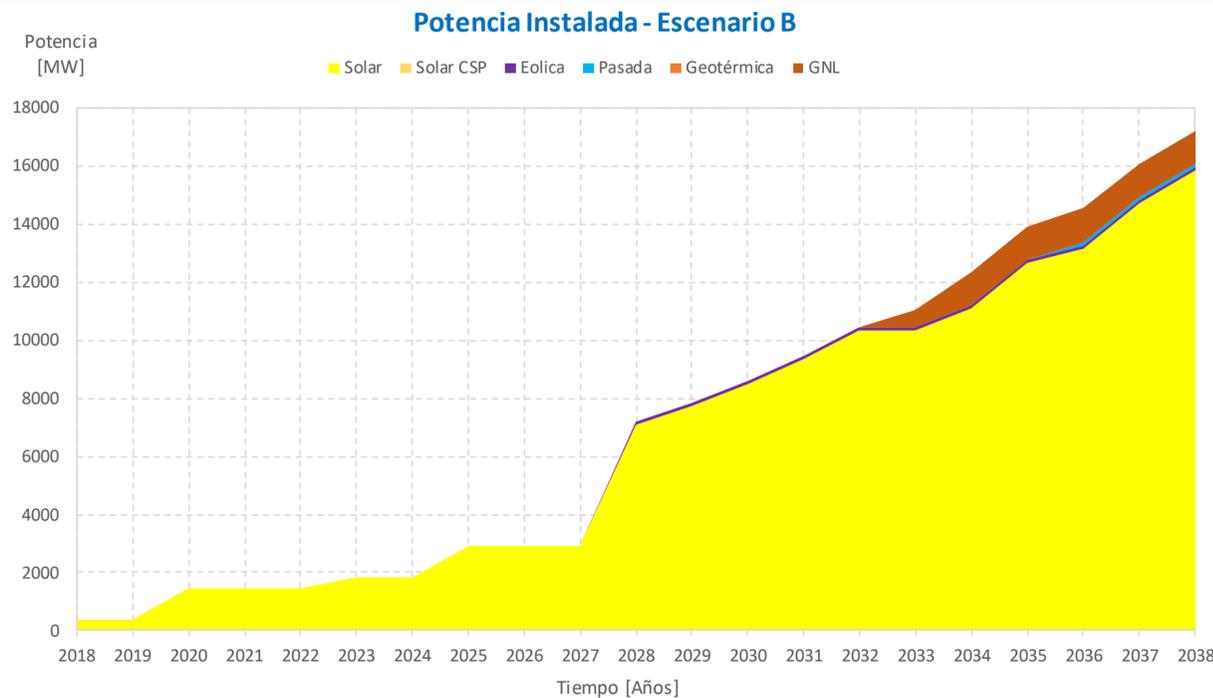
METODOLOGÍA PLAN DE OBRAS DE GENERACIÓN

Costo Inv	Escenario A-Base
CSP	Referencial
Solar	Referencial
Eólico	Referencial
Geotérmica	Referencial
Hidráulica	Referencial



Criterios para definición de escenarios y Costos de Inversión de generación de acuerdo con la PELP.

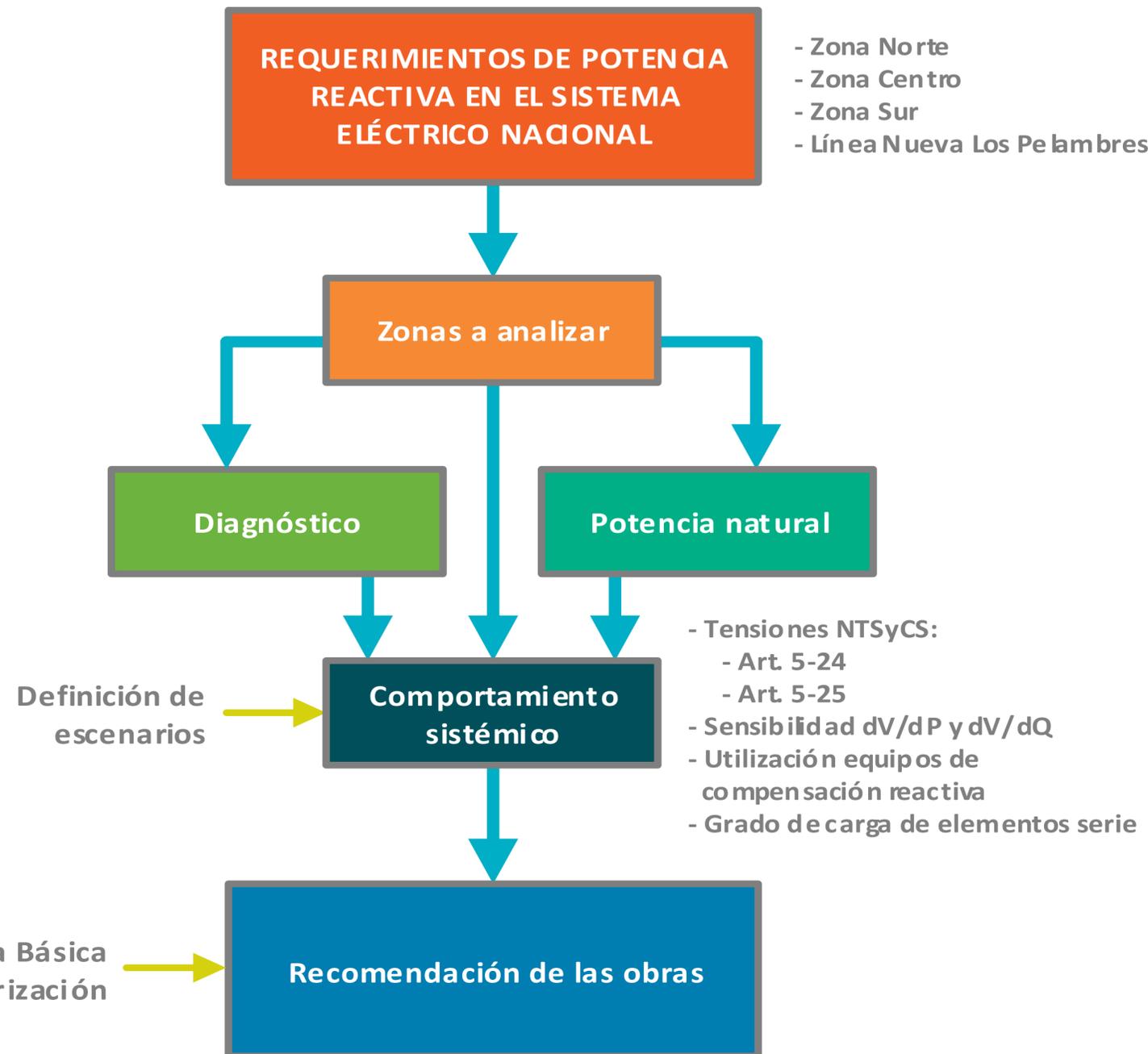
Costo Inv	Escenario B
CSP	Alto
Solar	Bajo
Eólico	Bajo
Geotérmica	Referencial
Hidráulica	Referencial



Costo Inv	Escenario C
CSP	Referencial
Solar	Referencial
Eólico	Bajo
Geotérmica	Referencial
Hidráulica	Referencial

METODOLOGÍA COMPENSACIÓN REACTIVA

NACIONAL



ZONAL

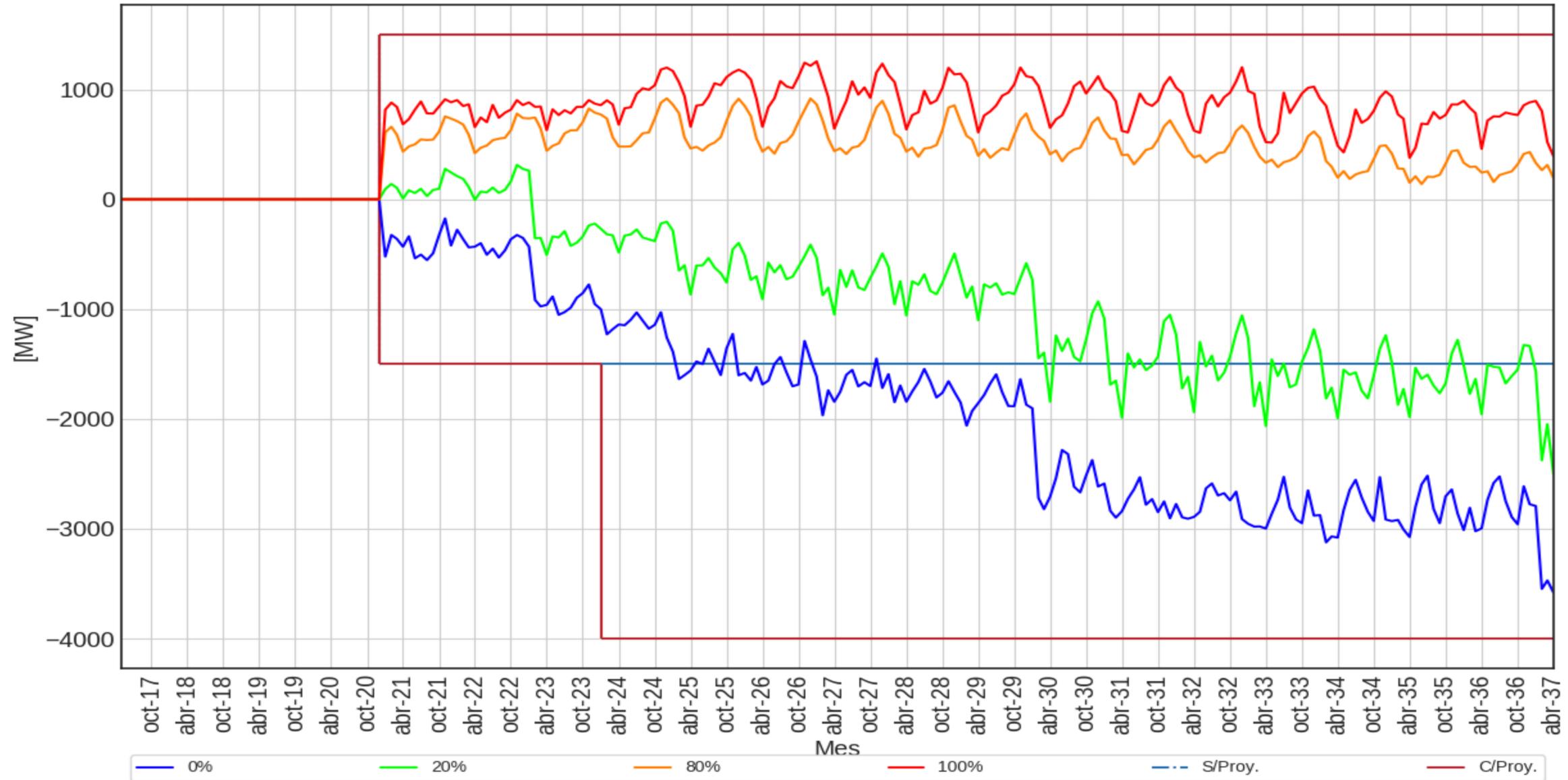




DIAGNÓSTICOS Y ANÁLISIS

DIAGNÓSTICOS

LChangos500->Kimal500



DIAGNÓSTICOS

Diagnóstico Verano - Líneas de Transmisión Zonal

Línea	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Alto Jahuel - Villaseca 154 kV C1	87%	71%	42%	45%	49%	54%	57%	63%	69%	77%	90%
Alto Jahuel - Villaseca 154 kV C2	86%	106%	41%	45%	49%	54%	57%	63%	69%	77%	90%
Charrua - Tap Chillan 154 kV (Monterrico)	121%	91%	98%	36%	39%	43%	26%	28%	30%	33%	36%
Itahue - Los Maquis 66 kV C1	82%	84%	63%	59%	63%	66%	69%	73%	78%	83%	90%
Itahue - Los Maquis 66 kV C2	89%	92%	70%	67%	71%	76%	79%	84%	90%	97%	106%
Itahue - Maule 154 kV	90%	93%	34%	34%	34%	33%	36%	36%	35%	33%	31%
Linares - Chacahuin 66 kV	104%	108%	106%	110%	114%	119%	134%	140%	147%	155%	165%
Maule - San Miguel 66 kV	90%	95%	108%	61%	63%	66%	68%	71%	75%	79%	85%
Maule - Talca 66kV	86%	91%	104%	59%	61%	64%	65%	68%	72%	76%	82%
Maule - Y. Buenas 154 kV	76%	78%	77%	79%	82%	86%	89%	93%	98%	103%	110%
Monterrico - Cocharcas 66 kV	95%	83%	86%	88%	93%	99%	42%	44%	46%	48%	50%
Paine - Tap Hospital 66 kV	72%	75%	76%	80%	85%	91%	96%	103%	111%	122%	141%
Parral - Monterrico 154 kV	78%	71%	74%	75%	79%	85%	60%	62%	64%	66%	69%
Tap Hospital - S. Francisco de Mostazal 66kV	72%	75%	76%	80%	85%	91%	96%	103%	111%	122%	141%
Tap Villa Prat - Villa Prat 66 kV	81%	84%	84%	87%	92%	97%	100%	106%	114%	124%	139%
Tuniche - Punta de Cortes 154 kV C1	1%	1%	39%	39%	38%	38%	37%	36%	35%	35%	34%
Tuniche - Punta de Cortes 154 kV C2	100%	104%	37%	36%	36%	35%	34%	33%	32%	31%	30%

Análisis se realiza para suficiencia para líneas de todas las zonas y frente a contingencias para la zona Alto Jahuel-Charrúa

Análisis se realiza para demanda coincidente máxima verano e invierno

Adicionalmente se realizaron análisis de normalizaciones que mantengan coherencia con estándares de seguridad en 220 kV

DIAGNÓSTICOS

En algunas zonas se realizaron análisis para el desarrollo de transmisión por potencial de generación en el área

Ej: Zona de Casablanca (extensión barra 66 kV)

Otras zonas analizadas:

- Litueche
- Portezuelo-Rapel
- Lebu



MAPA PARA ESTUDIO DE SOLUCIONES

Se realizó el correspondiente diagnóstico de la utilización del sistema de transmisión, concluyéndose la necesidad de estructurar el estudio de soluciones de la siguiente forma:

Nacional

Línea HVDC Norte

Zona 220 kV Lagunas – Pozo Almonte

Enlaces 500/220 kV sistema norte

Energización a 500 kV de líneas en 220 kV sur

Requerimientos compensación reactiva Ancoa-Alto Jahuel y Sistema de 500 (220 kV) sur

Zonales

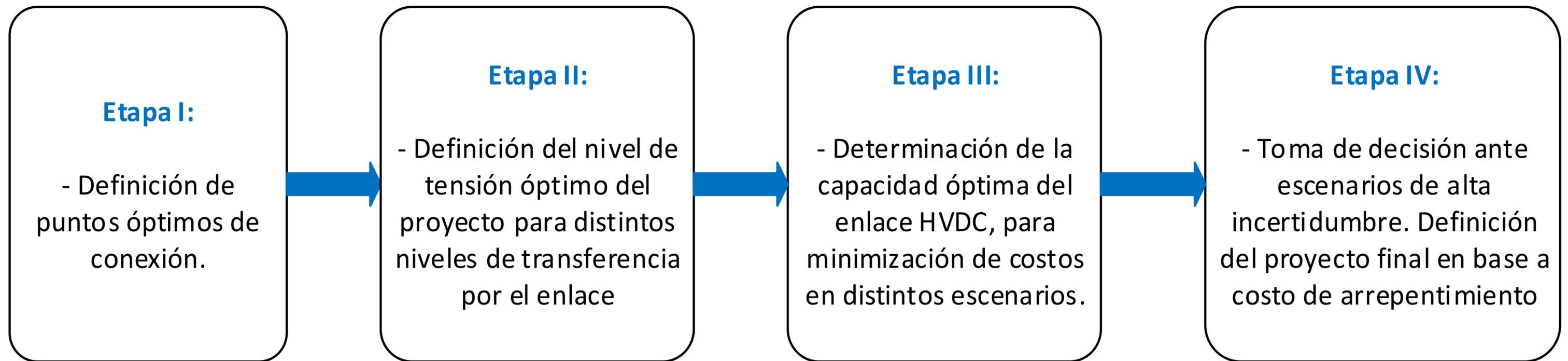
Sistema de 154/66 kV centro

Cargabilidad de líneas en el resto de las zonas (solución preliminar)

Normalización de subestaciones

Cargabilidad de transformadores AT/MT (Diagnóstico)

ANÁLISIS NUEVA LÍNEA HVDC KIMAL – LO AGUIRRE



1. **Nodos de conexión norte (2):** Kimal o Nueva TalTal (Parinas).

1. **Nodos de conexión sur (3):** Alto Jahuel, Lo Aguirre, Polpaico.

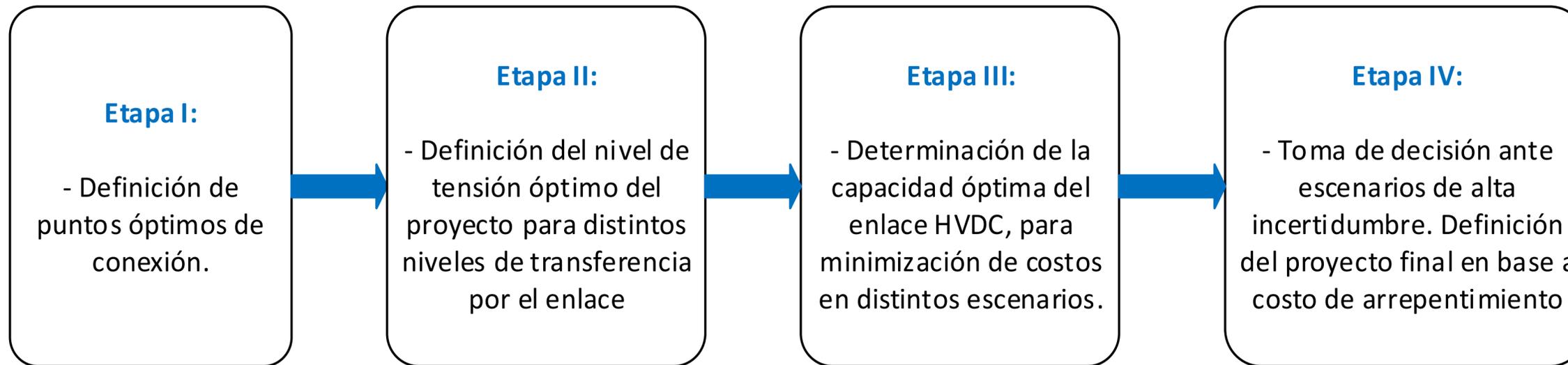
1. **Niveles de transferencia (3):** 2000, 3000 y 4000 MW.

1. **Niveles de tensión (3):** 500, 600 y 800 kV.

MAPA DE LOCALIZACION



ANÁLISIS NUEVA LÍNEA HVDC KIMAL – LO AGUIRRE



Optimización conjunta generación-transmisión sin restricciones operativas-Etapa I de optimización			
	Escenario A	Escenario B	Escenario C
Año	2030	2028	2028
Potencia máxima con N-1 estricto [MW]	2000	4000	2000
Simulaciones de la operación con más bloques y restricciones operativas – Etapa III- Simulación de la operación			
	Escenario A	Escenario B	Escenario C
Año	2029	2027	2029
Potencia máxima con N-1 estricto [MW]	2000	2000	2000

MAPA DE LOCALIZACION



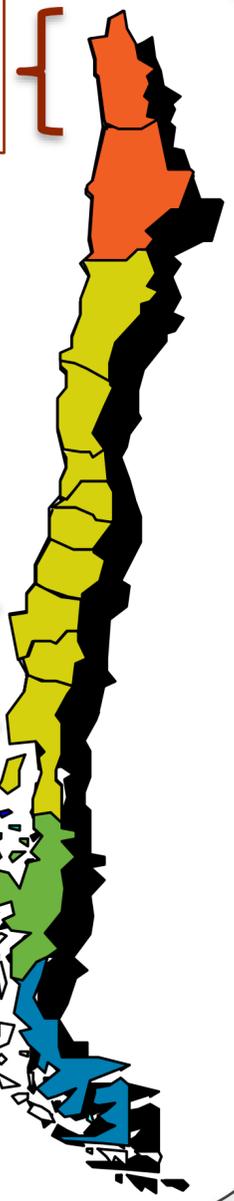
Escenario	Óptimo Escenarios	Arrepentimiento [MMUSD]			
		Escenario A	Escenario B	Escenario C	Máximo arrepentimiento
1	Enlace HVDC 2000 [MW]-Año 2027	26.6	0.0	10.2	26.6 Mínimo
2	Enlace HVDC 2000 [MW]-Año 2028	22.2	96.8	4.1	96.8
3	Enlace HVDC 2000 [MW]-Año 2029	0.0	65.2	0.0	65.2



- Bipolo +- 600 kV
- 3.000 MW/polo (eco escala línea)
- 1.500 MW convertoras. (Holgura)

ANÁLISIS DE REACTIVOS SISTEMA NACIONAL

Zona Norte
Reducir variaciones de tensión.



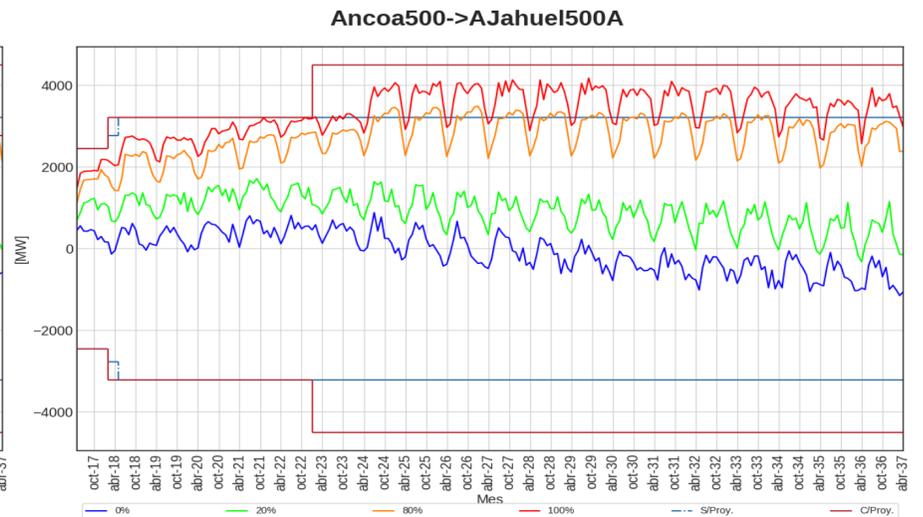
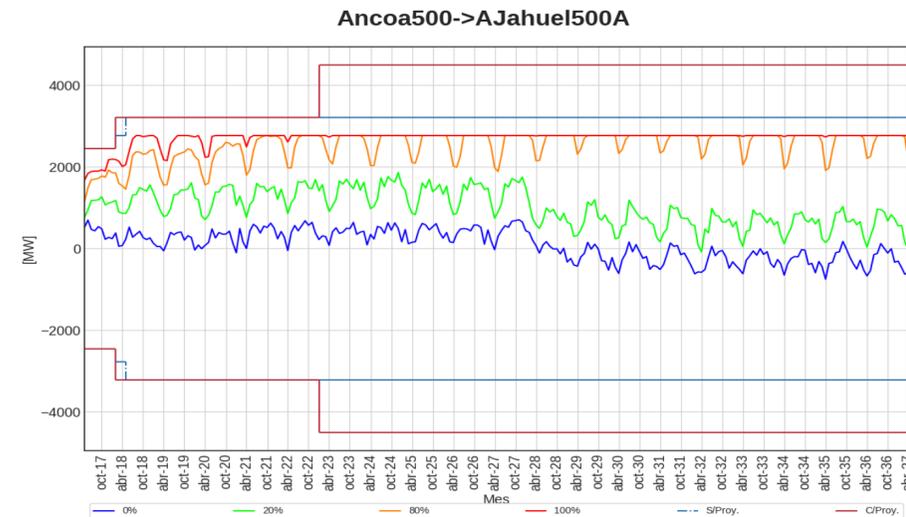
Zona Centro
Liberar o mejorar la restricción técnica del sistema de transmisión en corriente alterna entre Alto Jahuel y Ancoa por regulación de tensión.

Zona Sur
Compensación reactiva de la línea 2x500 kV Entre Ríos-Río Malleco-Ciruelos-Pichirropulli, inicialmente energizada en 220 kV.

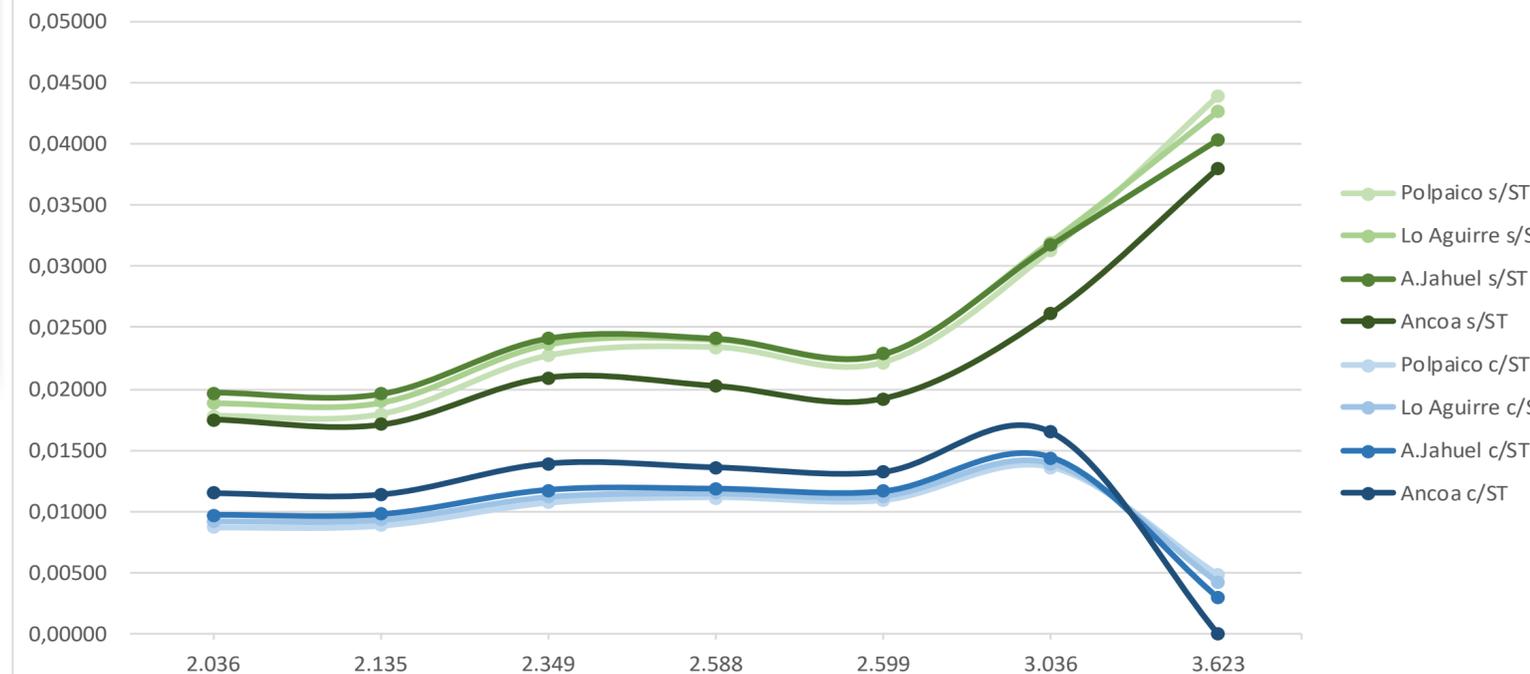
Ancoa – Alto Jahuel

2.750 MW max

4.200 MW max



Sensibilidad dV/dP en barras (kV/MW)



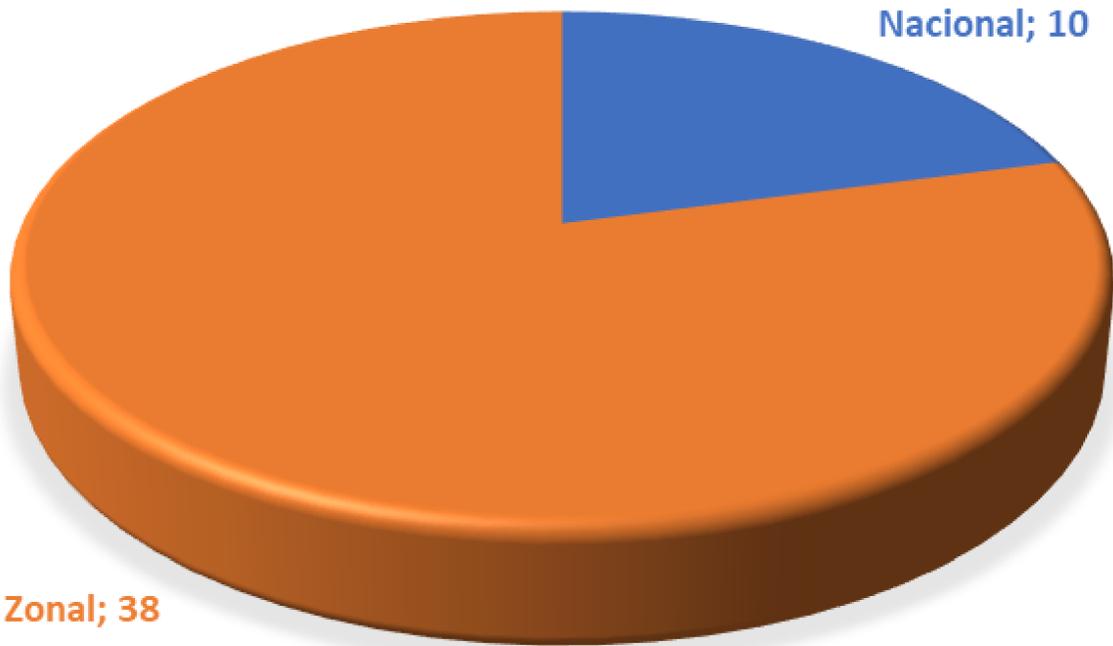
Verde: sin SVC
Azul: Con SVC
-200/+400 MVar



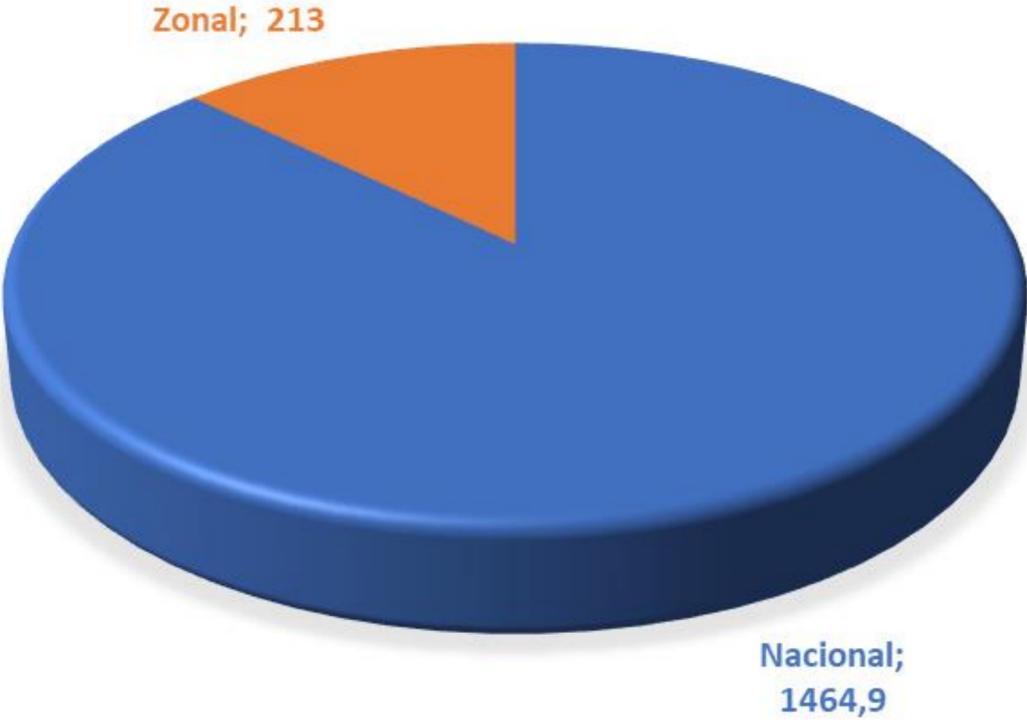
RECOMENDACIONES TRANSMISIÓN NACIONAL Y ZONAL

RESUMEN DE RECOMENDACIONES

NÚMERO DE OBRAS



VI (MMUSD)



RECOMENDACIONES

Sistema de Transmisión Nacional



	Obra	VI ref MMUSD	Justificación
1	Línea Lagunas - Nueva Pozo Almonte 2x220 kV, 290 MVA + Ampliaciones en SS/EE (PES 2022)	20	Abastecimiento seguro y eficiente zona norte
2	Línea HVDC Kimal-Lo Aguirre 3.000 MW/polo, 1.500 MW convertora/polo, +-600 kV (PES 2028)	1.305=(524+781)	Desarrollo generación solar a gran escala en el norte grande
3	Cambio de conductor a alta capacidad Maitencillo - Nueva Maitencillo, y adecuaciones de sus paños en S/E Maitencillo (PES 2021)	4	Congestiones en tramo Maitencillo – Nueva Maitencillo desde el año 2021
4	Nueva Subestación Seccionadora Nueva Rapel (PES 2022)	14,2	Permite conexión de nuevos de generación al sistema.
5	Compensación reactiva zona Ancoa – Polpaico: Primera etapa SVC-200/+400 MVAR en S/E Maipo (PES 2022)	40	Ampliar límite de transmisión Ancoa – Alto Jahuel 500 kV, de 2900 a 3700 MVA
6	Ampliación Patio 220 kV en Subestación Candelaria (PES 2023)	6,5	Evita congestión en nuevo transformador 220/154/69 kV S/E Tinguiririca y mejora confiabilidad en la zona.
7	S/E Seccionadora Nueva Angostura (PES 2022)	18	Congestiones en tramo Mulchén – Charrúa 220 kV en el mediano plazo (2022-2024)
8	SVC Río Malleco +/- 150 MVAR (PES 2022)	14	Requerimientos de compensación reactiva adecuada regulación de tensión en la zona sur.
9	Cambio de conductor línea 2x220 kV Ciruelos – Cautín, 420 MVA. (PES 2022)	40	Ampliar capacidad de transmisión desde el sur de Ciruelos hacia Cautín.
10	Reactor 50 MVAR en Pichirropulli (PES 2022)	3	Requerimientos de compensación reactiva adecuada regulación de tensión en la zona sur.
		1.465	



RECOMENDACIONES

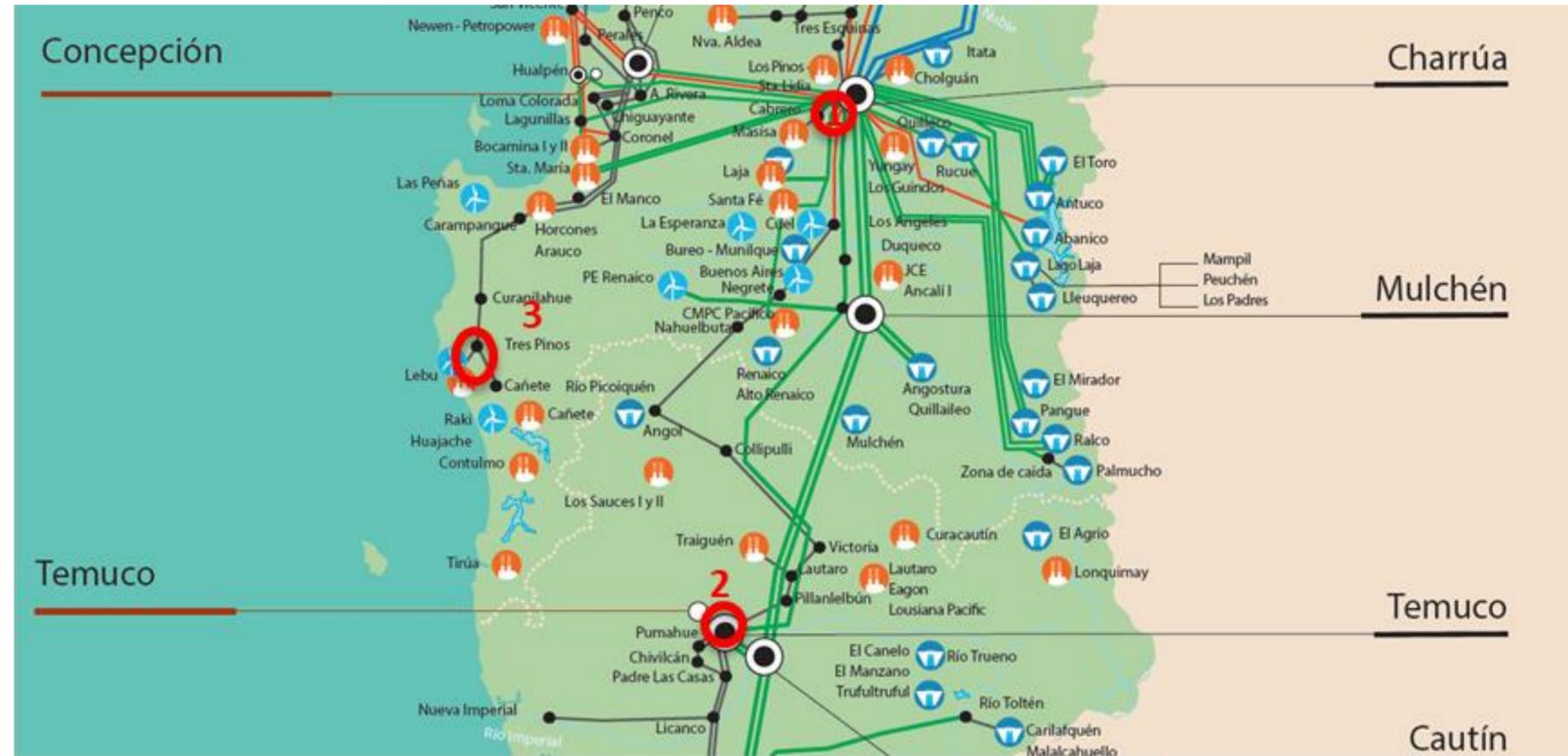
Sistema de Transmisión Zonal Sistema de 154/66 kV centro



	Obras	VI ref MMUSD	Justificación
1	Aumento de Capacidad de Transmisión en 56 MVA a 35°C de la Línea 1x66 kV Linares–Chacahuin	0,1	Suficiencia
2	Nueva Línea de Transmisión 1x66 kV El Manzano–La Esperanza y ampliaciones	11,7	Suficiencia
3	Nueva Línea de Transmisión 2x220 kV Rapel–Portezuelo, ampliaciones y nueva SE Litueche	80,8	Zona de desarrollo de generación
4	Aumento de Capacidad de Transmisión en 56 MVA a 35°C de la Línea 1x66 kV Monterrico–Cocharcas.	1	Suficiencia y seguridad
5	Nueva unidad transformadora de 30 MVA, 66/13,8 kV en S/E San Clemente	3,1	Suficiencia
6	Nueva unidad transformadora de 30 MVA, 66/13,8 kV en S/E Chocalán	3,1	Suficiencia
7	Obras sistema Nirivilo-Nueva Nirivilo-San Javier-Linares Norte	22,6	Suficiencia
8	Nueva unidad transformadora de 30 MVA, 66/13,8 kV en S/E El Monte	3,1	Suficiencia
9	Nueva unidad transformadora de 30 MVA, 66/15 kV en S/E Loreto	3,1	Suficiencia
10	Nueva Línea de Transmisión 2x220 kV Candelaria–Punta de Cortés y ampliaciones	53,8	Suficiencia
11	Aumento de capacidad de Transmisión en 78 MVA a 35°C de la Línea 1x66 kV Malloa–Pelequén–Tap Rengo	1,4	Suficiencia
12	Aumento de Capacidad de Transmisión en 56 MVA a 35°C de la Línea 1x66 kV Paniahue–Lihueimo	0,2	Suficiencia
13	Nueva unidad transformadora de 30 MVA, 66/23 kV en S/E Alhue	3,1	Suficiencia
14	Nueva unidad transformadora de 30 MVA, 66/13,8 kV en S/E Mandinga	3,1	Suficiencia
15	Normalización Patio 154 kV en Subestación Fátima + traslado de transformador de 75 MVA, 154/69/14,8 kV a Fátima proveniente de Paine	10	Suficiencia y seguridad
16	Ampliación barra 66 kV Nueva S/E Casablanca	2,8	Zona de desarrollo de generación
		203	

RECOMENDACIONES

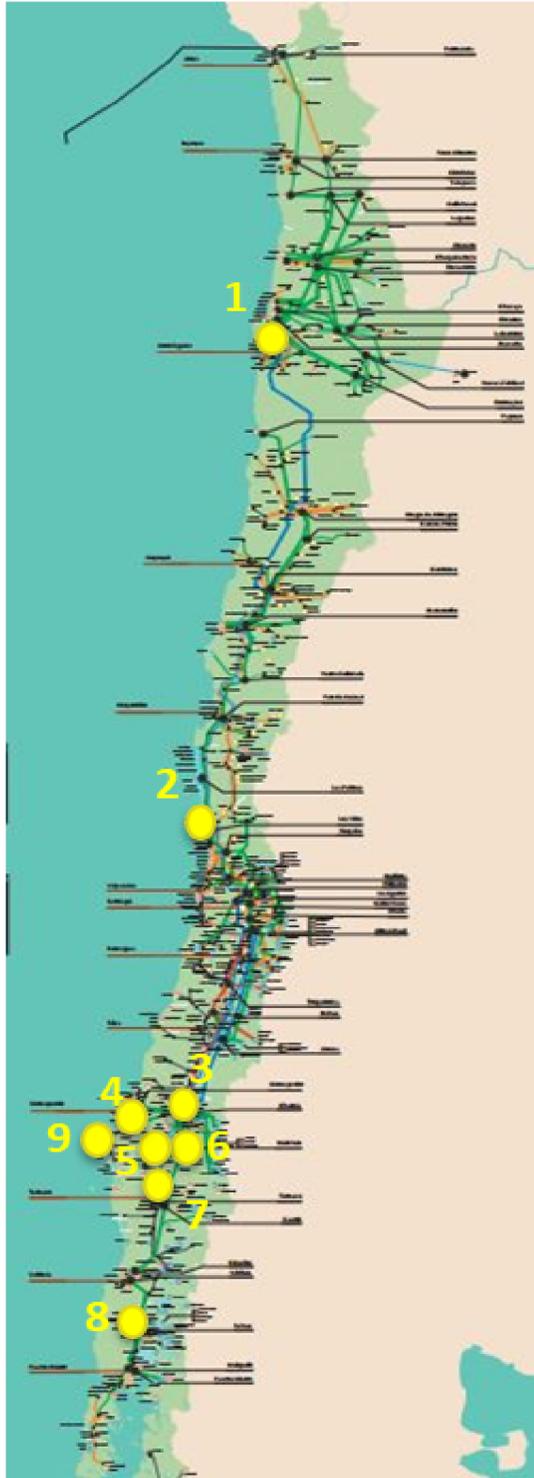
Sistema de Transmisión Zonal, Zonas Concepción, Charrúa, Cautín



	Obra	VI ref MMUSD	Justificación
1	Aumento de capacidad de transmisión de la línea 66 kV de 6,9 km Charrúa - Cabrero	3,5	Suficiencia
2	Aumento de capacidad de transmisión de la línea 66 kV Temuco – Pumahue (200 m)	0,35	Suficiencia
3	Ampliación de barra 66 kV en S/E Lebu	3,1	Zona de desarrollo de generación
		6,95	

RECOMENDACIONES

Sistema de Transmisión Zonal, Normalizaciones de SS/EE



	Obra	VI ref MMUSD	Justificación
1	S/E Esmeralda patio de 110 [kV]	1,9	Seguridad (Cumplimiento severidad 8 y 9)
2	S/E Choapa patios de 220 y 110 [kV]	2,6	Seguridad (Cumplimiento severidad 8 y 9)
3	S/E Charrúa patios de 154 y 66 kV	1,6	Seguridad (Cumplimiento severidad 8 y 9)
4	S/E Coronel patios de 154 y 66 kV	1,1	Seguridad (Cumplimiento severidad 8 y 9)
5	S/E Los Ángeles patio de 66 kV	1,4	Seguridad (Cumplimiento severidad 8 y 9)
6	S/E Duqueco patio de 66 kV	1,1	Seguridad (Cumplimiento severidad 8 y 9)
7	S/E Temuco patio de 66 kV	0,6	Seguridad (Cumplimiento severidad 8 y 9)
8	S/E Pilauco patio de 66 kV y nueva unidad transformadora 120 MVA, 220/66 kV	12	Seguridad (Cumplimiento severidad 8 y 9)
9	S/E Hualpen patio de 220/154 kV	1,9	Seguridad (Cumplimiento severidad 8 y 9)
		24,2	

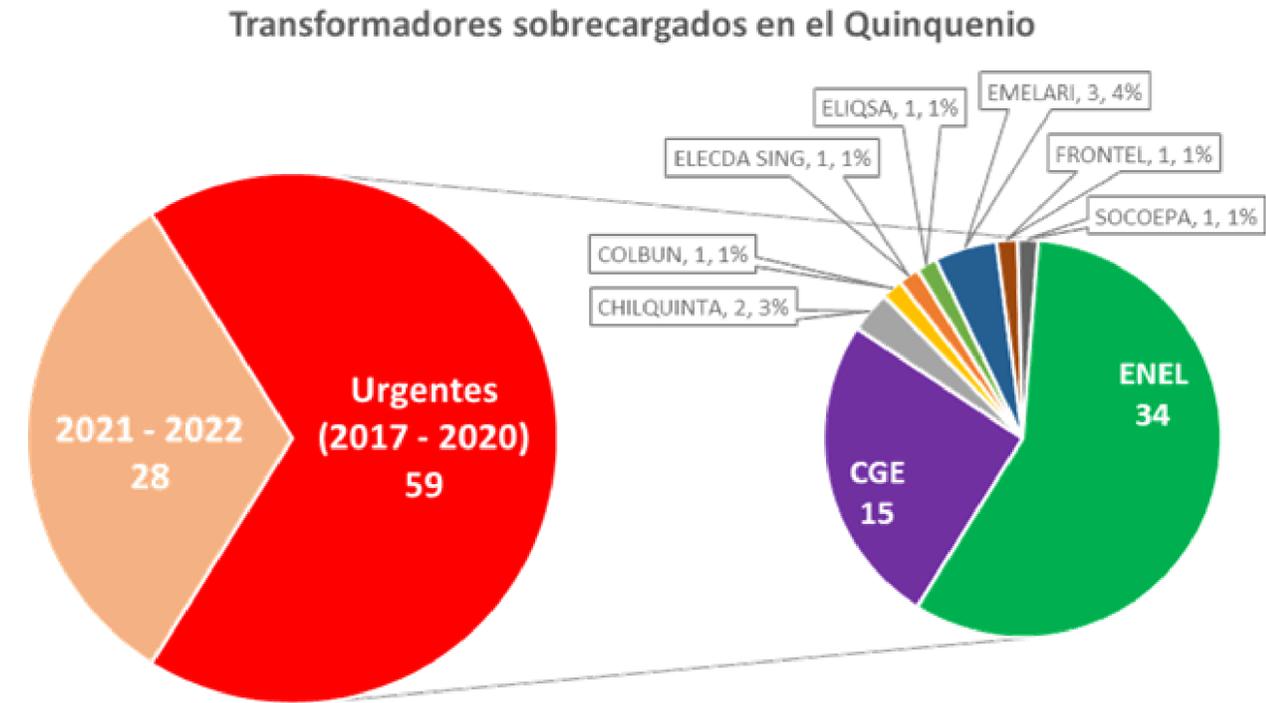
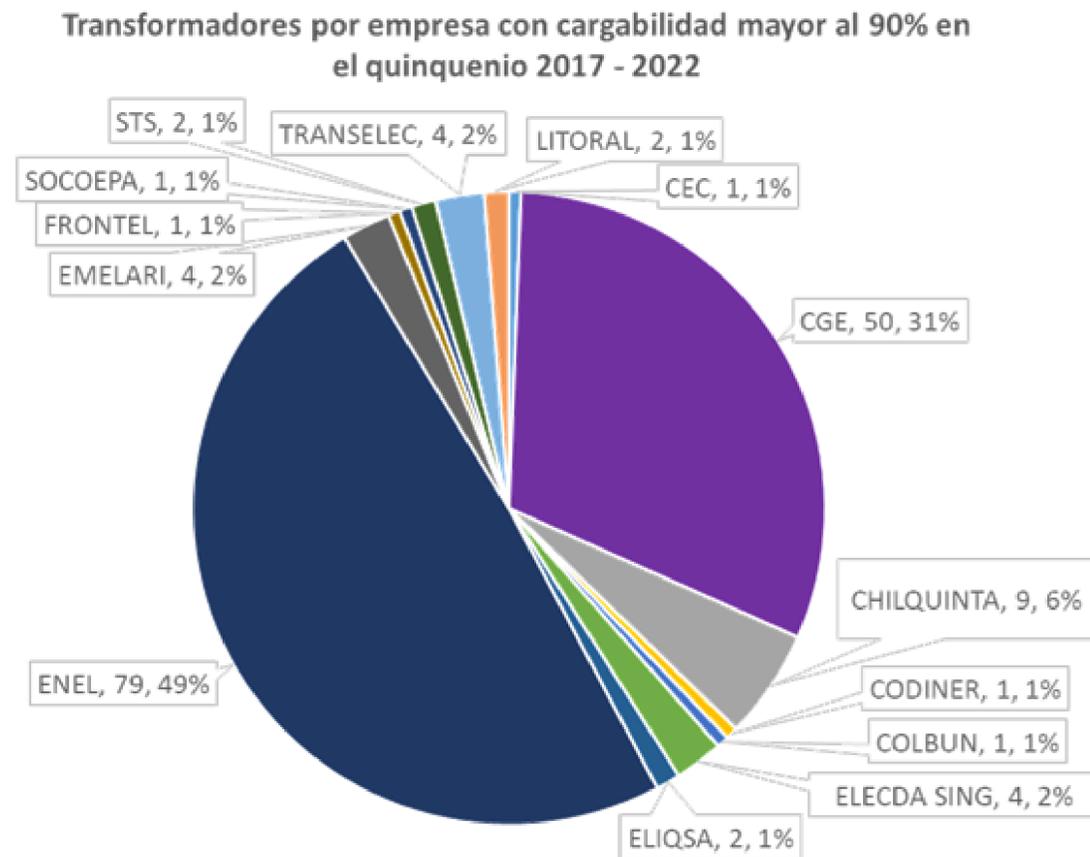




DIAGNÓSTICO CARGABILIDAD AT/MT Y
ANÁLISIS DE ALMACENAMIENTO

DIAGNÓSTICO CARGABILIDAD AT/MT

- Análisis de sobrecarga de los transformadores AT/MT de todo el sistema eléctrico
- A partir de información solicitada a las empresas



- 59 Casos urgentes y 28 en periodo 2021 – 2022

Durante el 2018 se analizará las necesidades de ampliación de capacidad de cada una de las subestaciones respectivas

- 162 transformadores son cargabilidades mayores al 90% en el quinquenio 2017 - 2022

ANÁLISIS DE ALMACENAMIENTO (PRELIMINAR)

- A partir de la co-optimización Gx-Tx para Plan de Obras de Gx, se obtuvieron algunas conclusiones preliminares sobre almacenamiento para proveer servicios de regulación de frecuencia.
- No se observó la necesidad en el horizonte (20 años) de almacenamiento en base a baterías de respuesta rápida y baja autonomía.
- Se evaluó almacenamiento hidráulico de bombeo para 4 sensibilidades del escenario B:
 - Máx ERV sin bombeo
 - 1.100 MW bombeo año 2030
 - 1.100 MW bombeo año 2030, adelantando 300 MW al 2024
 - 1.100 MW bombeo año 2030, adelantando 700 MW al 2024
- Aparece conveniencia económica preliminar de sistemas de almacenamiento en bombeo hidráulico en tren de entrada de 300, 700 y 1.000 MW para los años 2028, 2029 y 2030 respectivamente. No se analizó ubicación óptima en esta ocasión
- Igualmente se evaluó aparte la posible inclusión de baterías , relajando requerimientos de CSF
- Se comienzan a observar beneficios preliminares a partir del año 2028 por montos de 300 MW
- Análisis preliminares indican que modificaciones a los estatismos de las unidades sincrónicas competirían con el aporte de los BESS.



GRACIAS