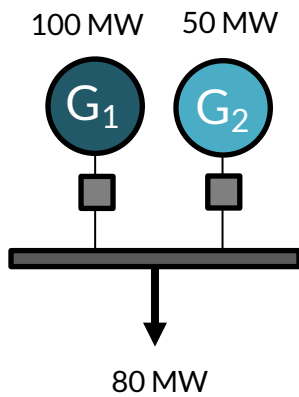




Análisis cualitativo metodologías para el cálculo de potencia inicial

ELCC y ECP

Contexto – Loss of Load Probability (LOLP)



Considere 2 generadores (G_1 y G_2) con tasa de indisponibilidad forzada (IFOR) de 5% para suministrar una demanda de 80 MW.

¿Cuál es la probabilidad de pérdida de carga?

Corresponde a la probabilidad que la generación disponible sea menor a 80 MW

$$LOLP = P(G_i < D_i)$$

ESTADO 1	ESTADO 2	ESTADO 3	ESTADO 4
100 MW 50 MW	100 MW 50 MW	100 MW 50 MW	100 MW 50 MW
$(1-0,05) \times (1-0,05) = 0,9025$	$(0,05) \times (1-0,05) = 0,0475$	$(1-0,05) \times (0,05) = 0,0475$	$(0,05) \times (0,05) = 0,0025$
Potencia disponible 150 MW > 80 MW	Potencia disponible 50 MW < 80 MW	Potencia disponible 100 MW > 80 MW	Potencia disponible 0 MW < 80 MW



Un concepto fundamental a ser considerado para el desarrollo de las distintas metodologías para la determinación de la potencia de suficiencia de una unidad y/o tecnología corresponde al indicador de confiabilidad *Loss of Load Expectation* (LOLE).

De esta manera, el indicador LOLE para un período de T horas de duración corresponde a:

$$LOLE = \sum_{i=1}^T P(G_i < D_i)$$

Así, el **LOLE** puede representa la probabilidad de pérdida de carga esperada expresada como **horas por duración del periodo de análisis**.

Ejemplo en el uso del LOLE como estándar de suficiencia, destacan Francia (3 horas LOLE por año), Bélgica (3 horas con interconexión y 16 horas sin interconexión), Irlanda (8 horas), Portugal (<8 horas), entre otros.

Equivalent Conventional Power (ECP)

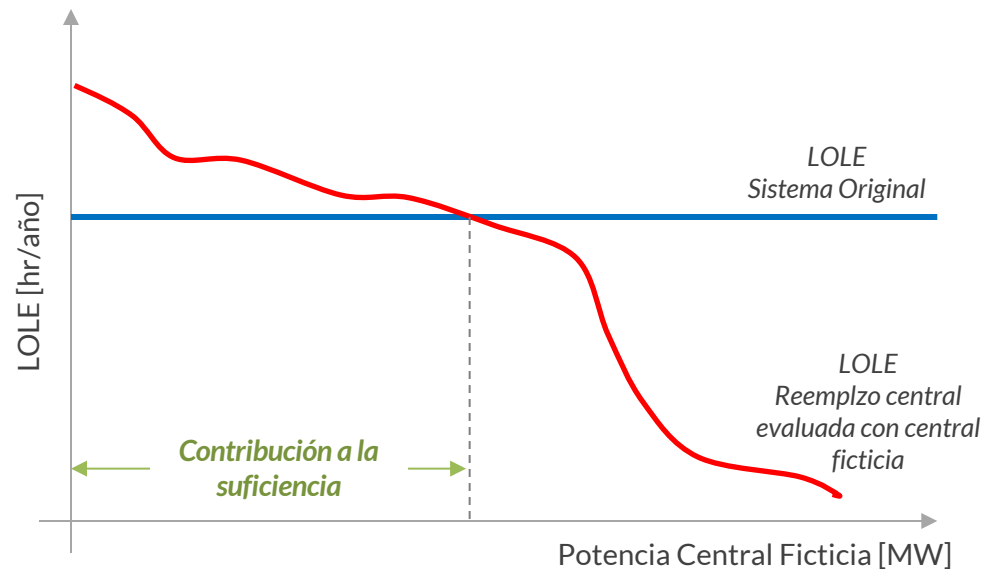


Equivalent Conventional Power (ECP) corresponde a una metodología ampliamente aceptada para la determinación de la potencia de suficiencia de una unidad o tecnología. El ECP de una unidad o tecnología corresponde a la capacidad de una unidad ficticia que permite mantener los mismo niveles de confiabilidad entregados por la unidad o tecnología bajo análisis.

Para esto, se calcula el LOLE del parque generador existente en consideración de la unidad o tecnología que se desea analizar:

$$LOLE_0 = \sum_{i=1}^T P(G_i + U_i < D_i)$$

Donde,
 U_i : Corresponde a la generación de la unidad que se desea analizar en el instante i .



**Notar que central ficticia puede considerar el IFOR preestablecido.*

Effective Load Carrying Capability (ELCC)



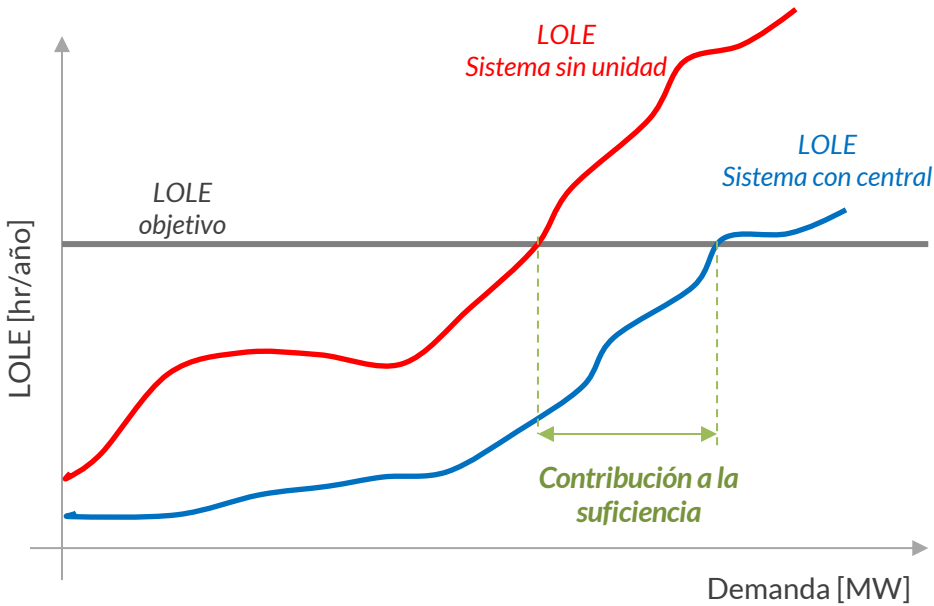
Effective Load Carrying Capability (ELCC) corresponde a otra metodología ampliamente aceptada, tanto en la industria como en la literatura internacional, para la determinación de la potencia de suficiencia de una unidad o tecnología. El ELCC de una unidad o tecnología corresponde al monto en que la demanda del sistema debe ser aumentada de manera de mantener los mismo niveles de confiabilidad entregados por la unidad o tecnología bajo análisis.

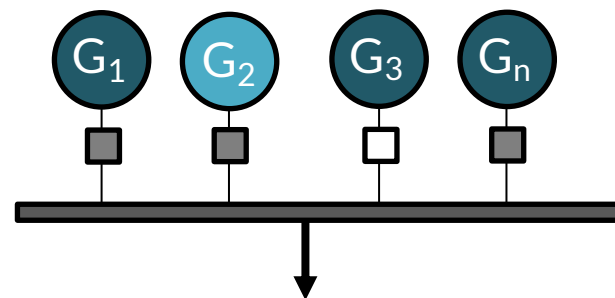
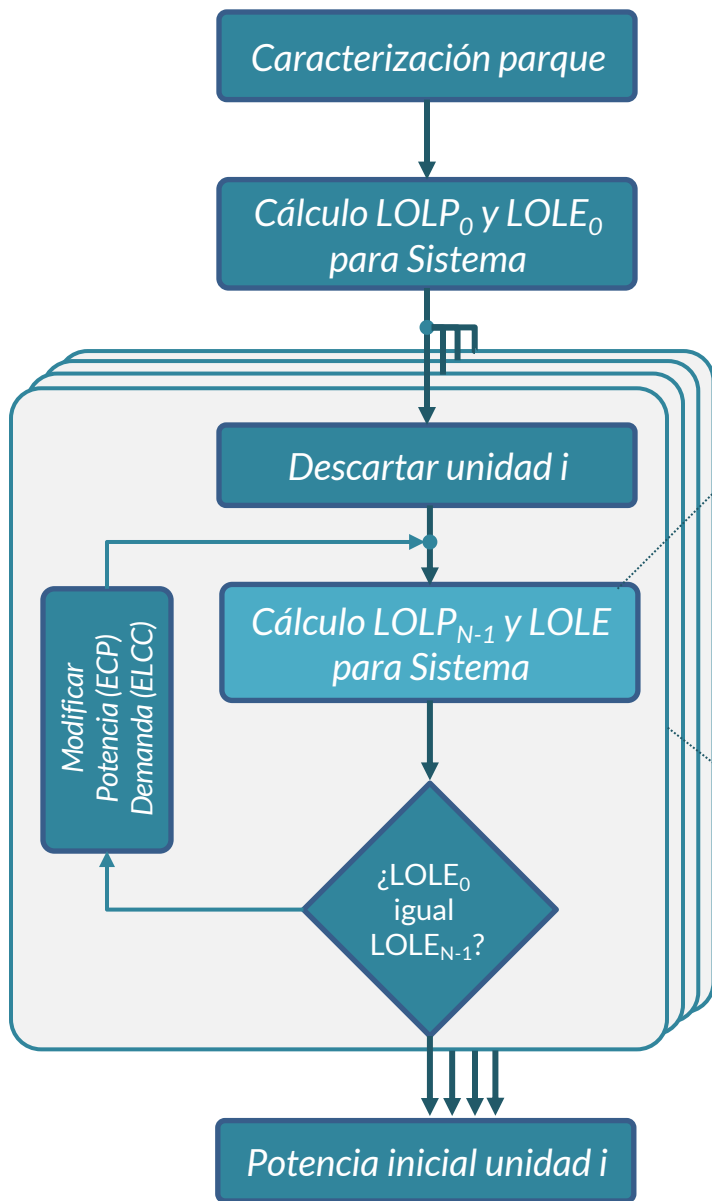
Para esto, se calcula el LOLE del parque generador existente en consideración de la demanda a agregar:

$$LOLE_d = \sum_{i=1}^T P(G_i < D_i + D_e)$$

Donde,
 D_e : Corresponde a la demanda agregada.

Así, el valor de D_e que permita mantener los niveles de confiabilidad del sistema en relación a la unidad o tecnología bajo análisis (i.e. $LOLE_0 = LOLE_d$), corresponderá al ELCC de la unidad o tecnología bajo análisis.



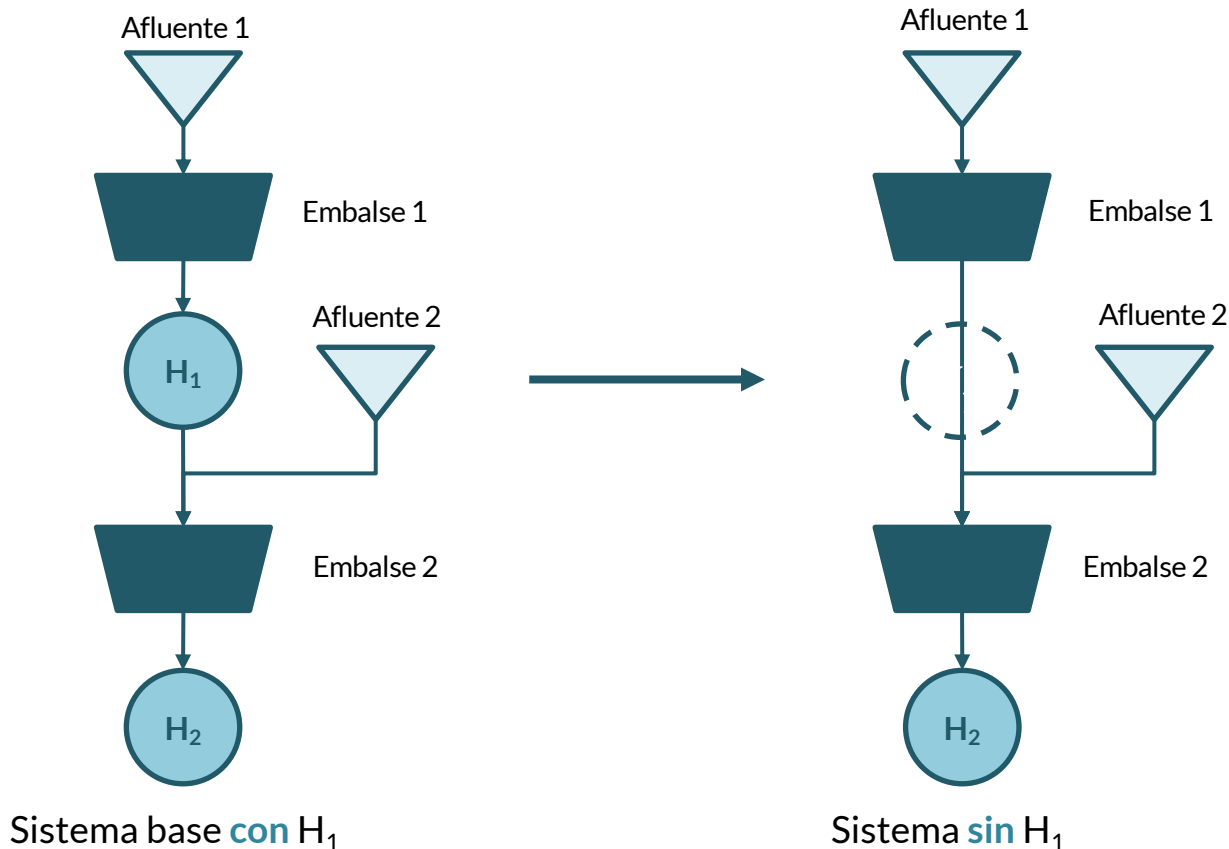


Para cada instante t , la determinación del LOLP involucra 2^N eventos. Eventualmente requerirá del desarrollo de heurísticas para acelerar el proceso de cálculo

El procedimiento requiere de al menos $2^N \times 8760 \times (N + 1)$ cálculos en el caso de estudiar 1 año de operación ante sólo incertidumbre de disponibilidad de activos.



Al calcular LOLE sin considerar alguna unidad de regulación hidro (embalse y/o pasadas con capacidad de regulación) que se encuentran en cuencas hidrográficas el generador en cuestión es retirado eléctricamente del sistema, pero aún así el agua puede circular aguas abajo.



Ejemplo de
cálculo





Las metodologías ELCC y ECP explicadas previamente requieren, al menos, de los siguientes datos del sistema:

- Demanda del sistema a analizar.
- Capacidades de los generadores del sistema.
- Indisponibilidad forzada de los generadores del sistema.

Para ejemplificar su uso se resuelve un sistema de prueba compuesto por tres generadores térmicos, una planta fotovoltaica, demanda de un día con resolución horaria. Todos con IFOR de 5%. La planta FV considera un factor de planta de 29%.

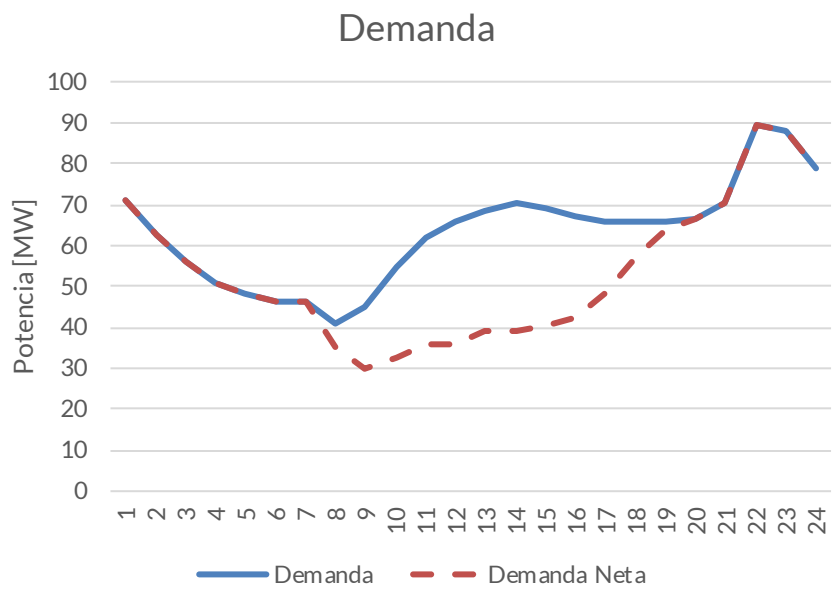
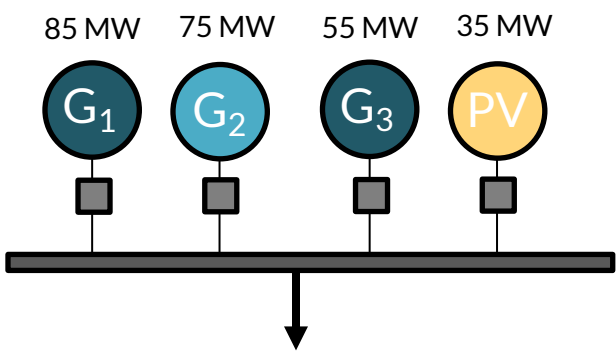




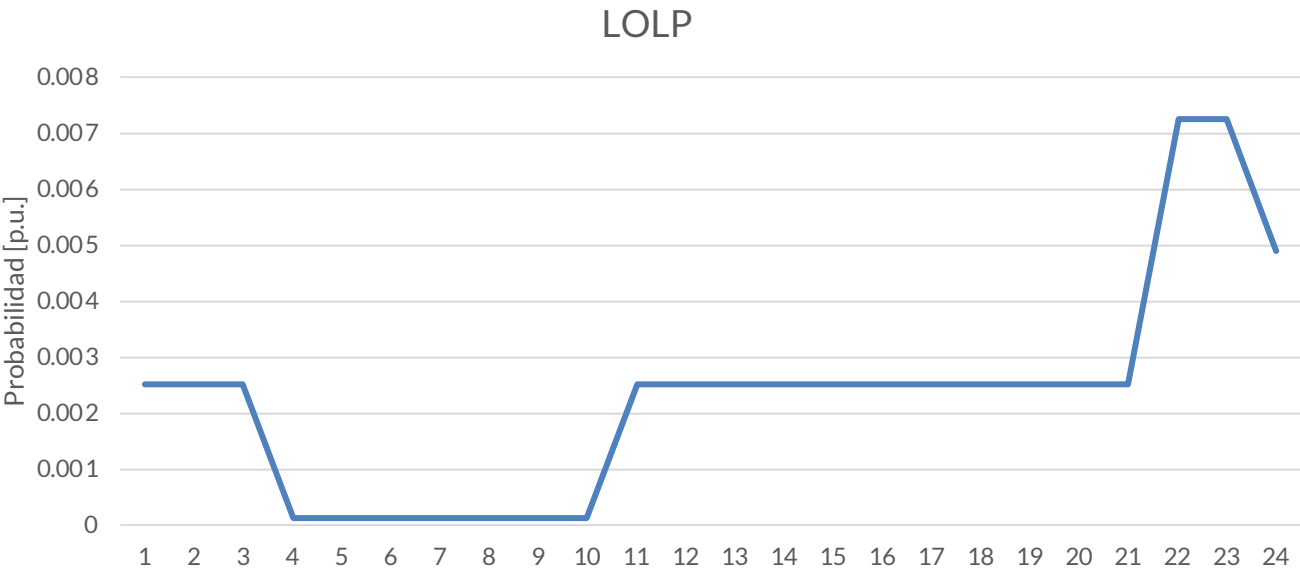
Tabla de estados				Probabilidades				Disponibilidad		
Estado	G1	G2	G3	Estado	G1	G2	G3	Estado	Capacidad disponible	Probabilidad
1	1	1	1	1	0,95	0,95	0,95	1	215	0,857375
2	1	1	0	2	0,95	0,95	0,05	2	160	0,045125
3	1	0	1	3	0,95	0,05	0,95	3	140	0,045125
4	1	0	0	4	0,95	0,05	0,05	4	130	0,045125
5	0	1	1	5	0,05	0,95	0,95	5	85	0,002375
6	0	1	0	6	0,05	0,95	0,05	6	75	0,002375
7	0	0	1	7	0,05	0,05	0,95	7	55	0,002375
8	0	0	0	8	0,05	0,05	0,05	8	0	0,000125

Con la tabla de disponibilidades, se calcula el índice de probabilidad de pérdida de carga para cada hora analizada como $P(G < D_t)$.

Así, por ejemplo si nivel de demanda es 65 MW, existen dos estados para los cuales el sistema es incapaz de abastecer la totalidad de la demanda (Estado 7 y 8), por lo cual la probabilidad de pérdida de carga para dicha hora es $LOLP = 0,0025$.



Horas	Demanda
1	71
2	62
3	56
4	51
5	48
6	47
7	47
8	41
9	45
10	54
11	62
12	66
13	69
14	70
15	69
16	67
17	66
18	66
19	66
20	67
21	70
22	89
23	88
24	79

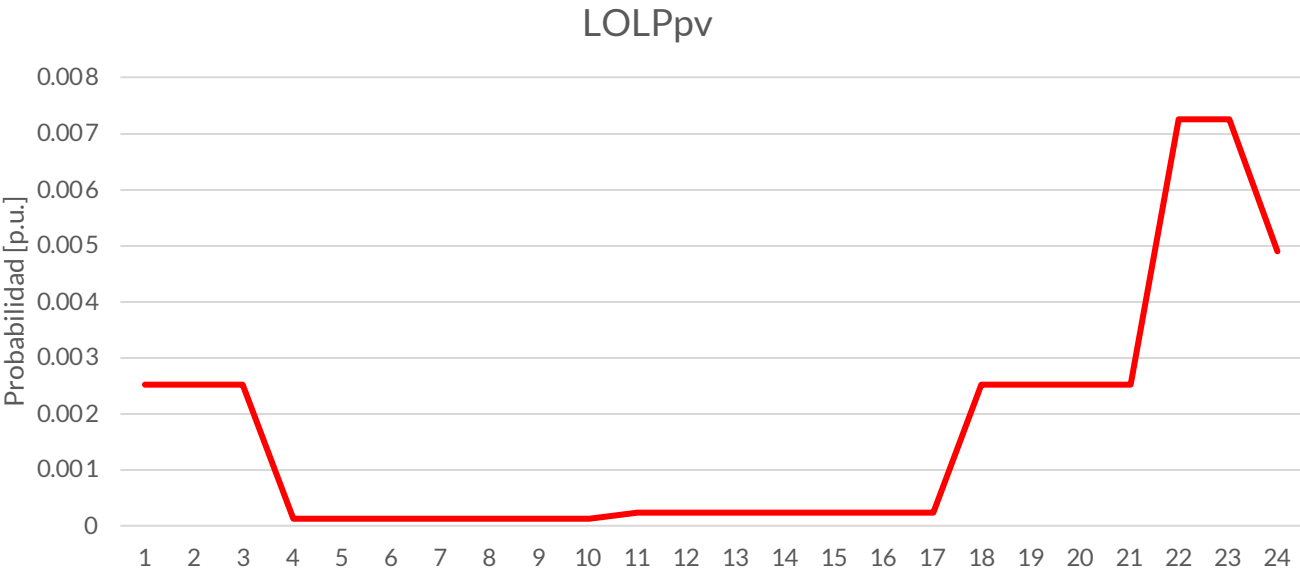


En la hora 1 existen dos estados para los cuales la capacidad disponible es menor a la demanda, cuando $G_1 = 55$ y cuando $G_1 = 0$, por lo que el $LOLP_1$ se calcula como la probabilidad de que ocurra uno u otro estado resultando $LOLP_1 = 0,0025$.

Luego de obtener todos los $LOLP$ se obtiene $LOLE = \sum_{i=1}^T P(G_i < D_i) = 0,05525$ hrs.



Horas	Demanda
1	71
2	62
3	56
4	51
5	48
6	47
7	47
8	41
9	45
10	54
11	62
12	66
13	69
14	70
15	69
16	67
17	66
18	66
19	66
20	67
21	70
22	89
23	88
24	79

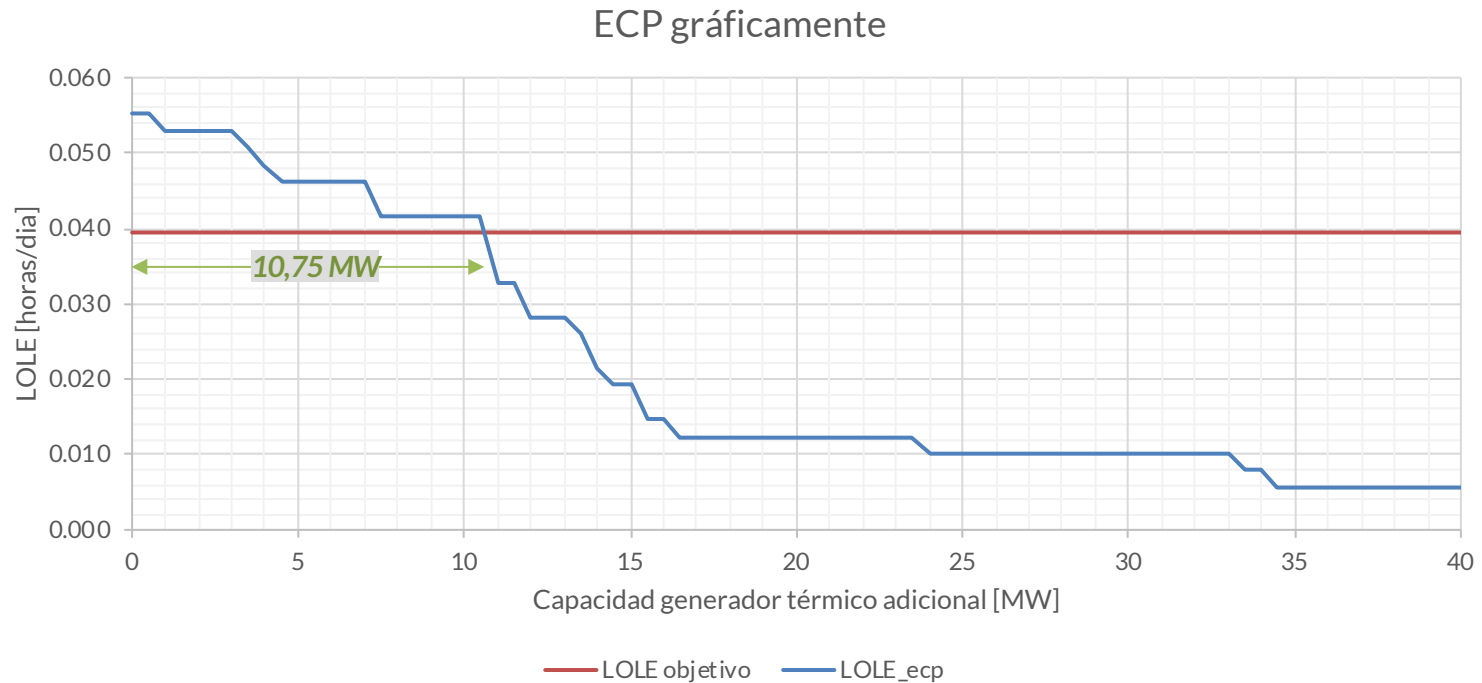


Al incluir el generador PV se obtiene:

$$LOLE_{ficticio} = \sum_{i=1}^T P(G_i + X_i < D_i) = 0,039456 \text{ hrs.}$$



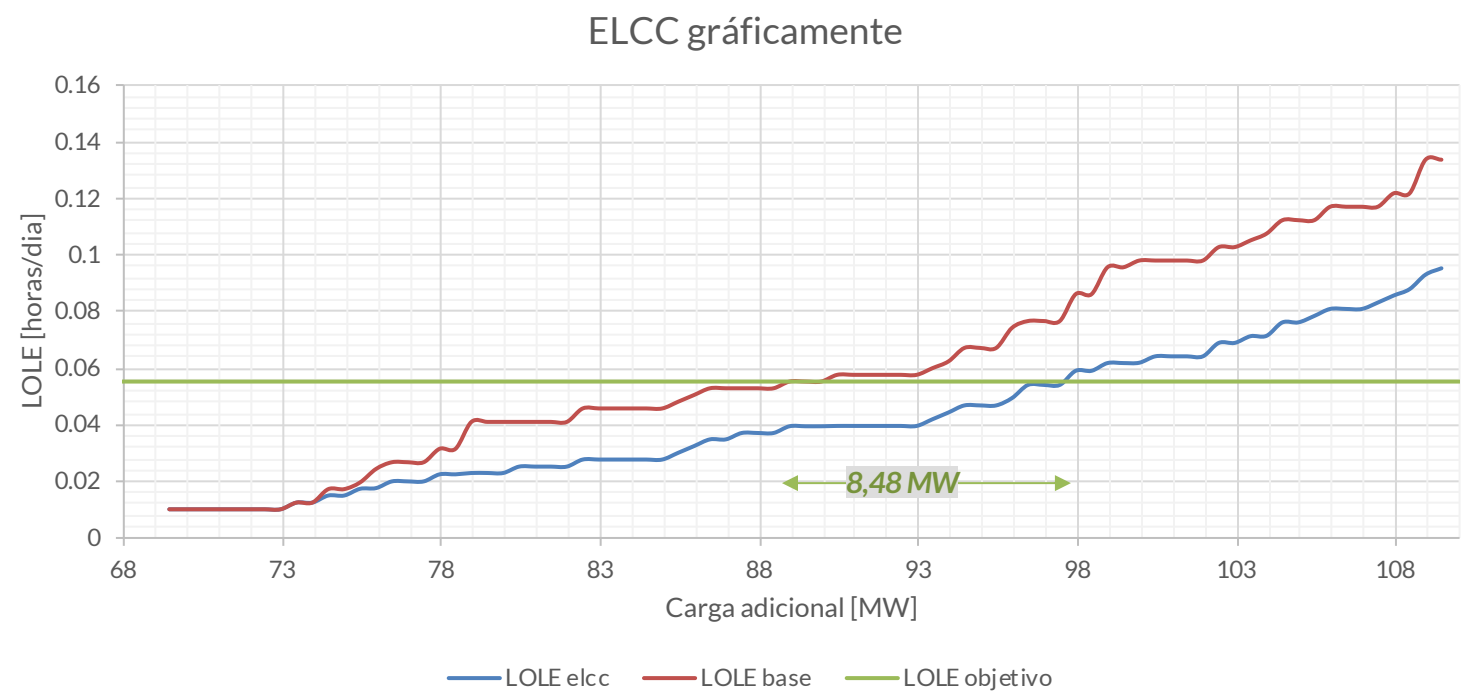
Sin considerar el generador siendo evaluado se incluye un generador convencional con alta disponibilidad y se calcula el $LOLE_{gen}$ con distintos valores de capacidad.



En el momento que el valor de $LOLE_{gen}$ sea igual al $LOLE_0$, el ECP corresponderá al valor de capacidad que alcanza esta igualdad.



Considerando el generador siendo evaluado se agrega una carga constante para todos las horas. El valor de la carga se aumenta iterativamente hasta que $LOLE_d$ sea igual al valor $LOLE$ obtenido inicialmente.



El $ELCC$ corresponderá al valor de demanda que alcanzó la igualdad mencionada.

Cálculo potencias iniciales finales

Del caso anterior, se obtienen las siguientes contribuciones:

Unidad	ECP	ECP/Cap [%]	ELCC	ELCC/Cap [%]	Pmax
G1	78,55	92,4%	68,73	80,6%	85
G2	71,3	95,1%	67,64	90,2%	75
G3	54,45	99,0%	50,58	92,0%	55
PV	10,7	30,6%	8,48	24,2%	35

ECP: Al no contar con la unidad evaluada: ¿Qué máquina térmica necesito para volver al nivel de confiabilidad para el sistema dado?

ELCC: ¿Cuál es la demanda adicional que puedo suministrar con una nueva unidad para un nivel de confiabilidad dado?

Los números acá mostrados son sólo ilustrativos, y han sido calculados utilizando un sistema de prueba sin capacidad de acumulación. El propósito del ejercicio es exclusivamente para ilustrar las metodologías de cálculo. Se muestra el primer valor de ELCC/ECP que logra el LOLE buscado, dada la discretización del caso existen distintas soluciones que hacen alcanzar el 95% de reconocimiento para las térmicas.

Discusión general





Regulación Actual

Norma Técnica de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras

Art. 9-3:

“La Potencia Inicial de centrales solares fotovoltaicas, eólicas y centrales cuya fuente de energía sea renovable no convencional, diferentes a las señaladas en el Artículo 9-2 , será igual al valor resultante de multiplicar su potencia máxima por el mínimo de los siguientes valores:

- Menor factor de planta anual de los últimos 5 años anteriores al año de cálculo.*
- Promedio simple de los factores de planta para cada uno de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema, para el año de cálculo.*

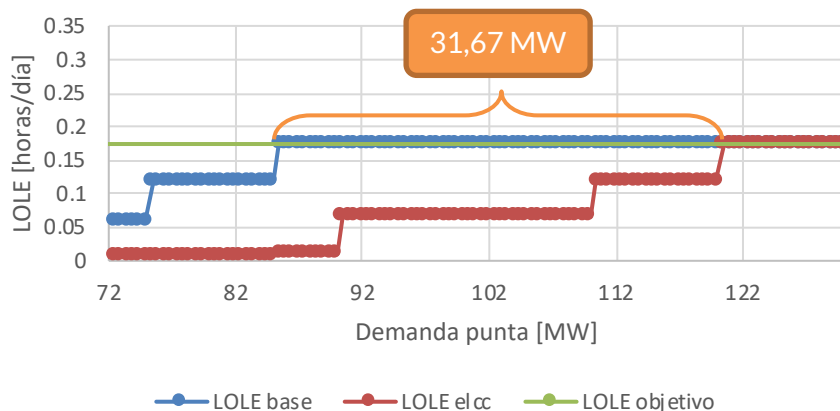
Los factores antes señalados deberán ser determinados considerando los registros de la operación real.

En caso de no disponer del registro de los últimos 5 años, se utilizará la estadística según lo indicado en el Artículo 6-2.”

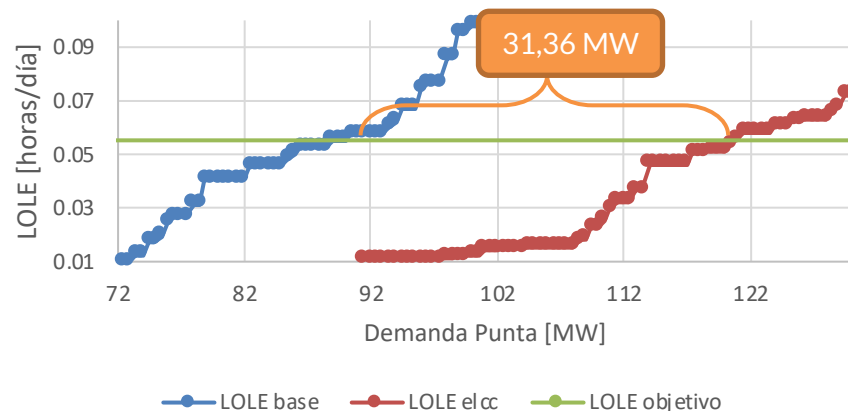


La filosofía detrás de la utilización de las 52 horas de demanda máxima anual corresponde a reconocer el aporte de cada una de las unidades en las horas de demanda máxima del sistema. Esto en función de que para un parque generador enteramente térmico la potencia inicial obtenida en base a las 52 horas de demanda máxima anual se aproxima a la potencia inicial obtenida para 8760 horas.

Representación ELCC demanda punta



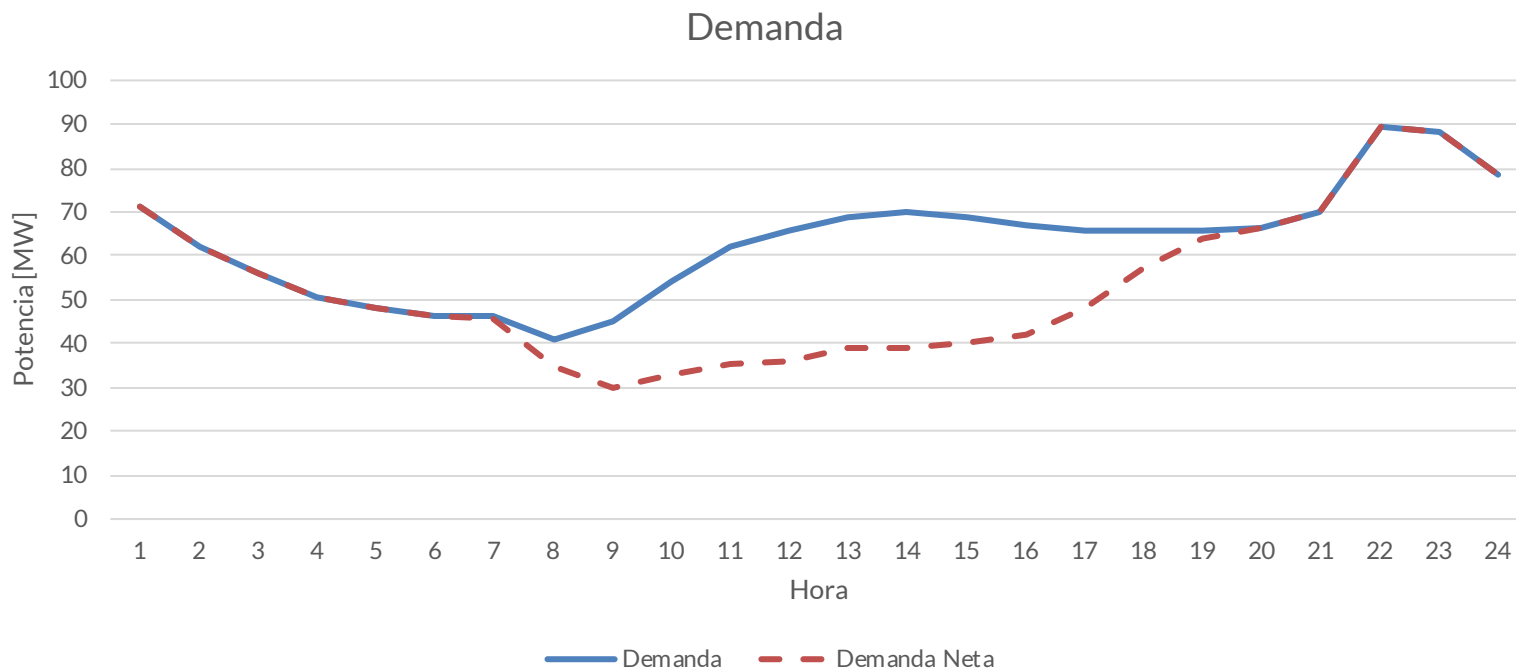
Representación ELCC 8760 horas



$$ELCC_{52 \text{ horas}} \approx ELCC_{8760 \text{ horas}}$$

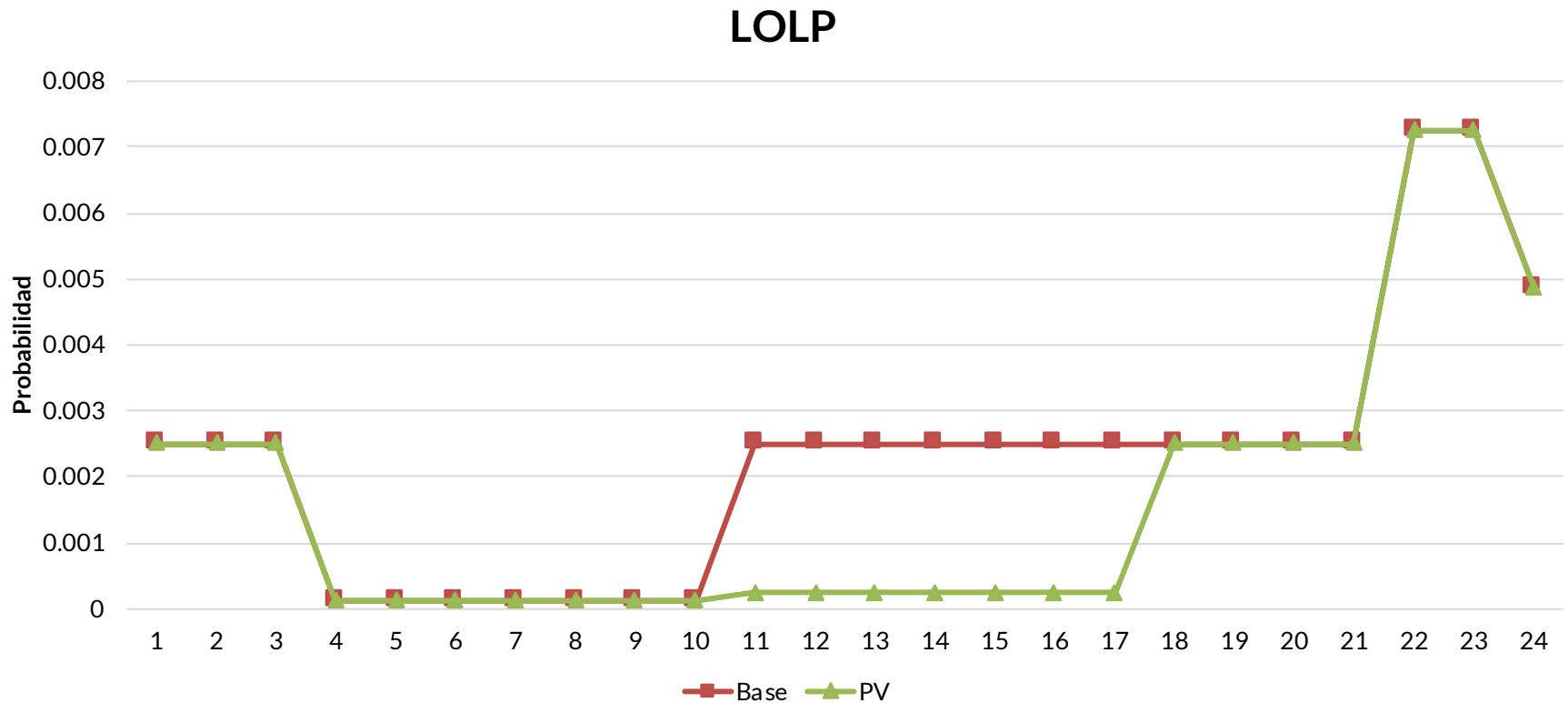


No obstante, si bien las tecnologías de generación variable aportan a la suficiencia del sistema, esta contribución podría no ser capturada dada la disponibilidad del recurso primario de generación durante las horas de demanda máxima del sistema (e.g. Demanda máxima del sistema usualmente se presenta en horas en que la generación solar es casi nula).





En este ejemplo, si se considerara el mismo perfil de demanda para todo el año, el aporte solar a la confiabilidad del sistema en horas punta es nulo. Sin embargo, existe un aporte a la suficiencia del sistema no reconocida en otros momentos del día.



Lecciones
aprendidas





En base a la revisión cualitativa y cuantitativa realizada:

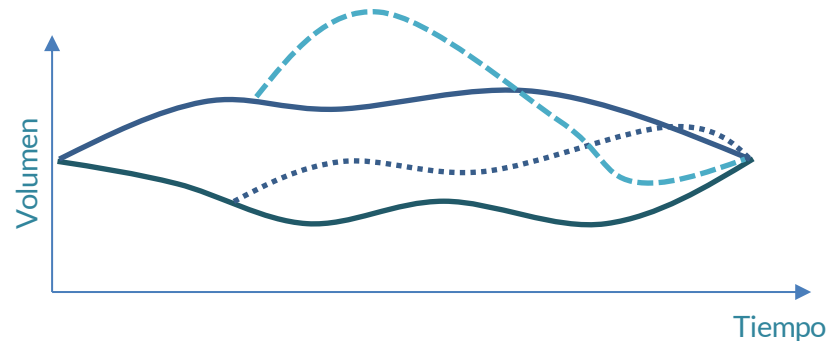
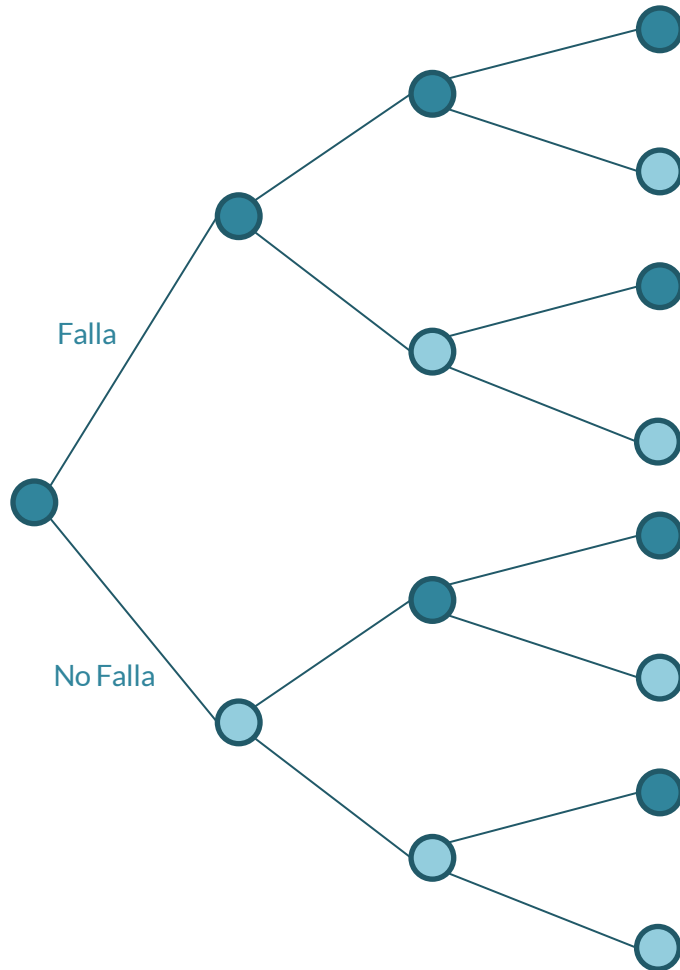
- Si bien las tecnologías de generación variable aportan a la suficiencia del sistema, esta **contribución podría no ser capturada** dada la disponibilidad del recurso primario de generación **fuera de las horas de demanda máxima del sistema** (e.g. por ejemplo, casos de demanda máxima del sistema en horas nocturnas en caso de la generación solar). No obstante, contribuyen a la disminución de LOLP y LOLE (u otra métrica utilizada)
- En este sentido, la **normativa vigente estaría capturando de forma incorrecta la contribución a la confiabilidad por parte de unidades eólicas y solares.**
- **Ampliar horas** consideradas como parte de la demanda máxima, **podría no capturar correctamente el aporte a la confiabilidad** por algunas fuentes renovables.
- **La implementación** de las metodologías propuestas **en el caso chileno** resulta en un **problema de gran escala** que aumenta exponencialmente al agregar generadores/bloques. Potencial necesidad de explorar técnicas de clusterización, reducción de escenarios, heurísticas o requisitos de hardware mínimo para mantener tiempos computacionales prácticos.



- Una implementación tradicional de ELCC y ECP generalmente incluye solo generación térmica y renovable.
- En dicho caso no existe acople temporal, por esto, el cálculo del LOLP se pueden obtener independientemente entre un y otro bloque mediante métodos algebraicos.
- Sistemas de almacenamiento (embalses, baterías, u otros) **son capaces de “trasladar” energía con propósitos de aumentar la confiabilidad de un sistema eléctrico.**
- Esto involucraría resolver un problema de optimización acoplado para que los sistemas de almacenamiento puedan acumular óptimamente la energía durante el periodo de simulación.
- De esta forma, se recoge el efecto que **un sistema con capacidad de almacenamiento puede aumentar la contribución a la confiabilidad de otras fuentes renovables** (respecto del un sistema sin capacidad de acumulación). Situación de “*arbitraje de confiabilidad*”
- Resolver un problema de optimización involucra el proceso de adquirir los datos, formular el modelo de optimización, resolverlo y exportar los datos, aumentando la carga computacional.
- En dicho contexto, hemos explorado tres alternativas:
 1. Modelo estocástico
 2. Modelo determinístico con gestión de almacenamiento
 3. Modelo determinístico sin gestión de almacenamiento (equivalente térmico)



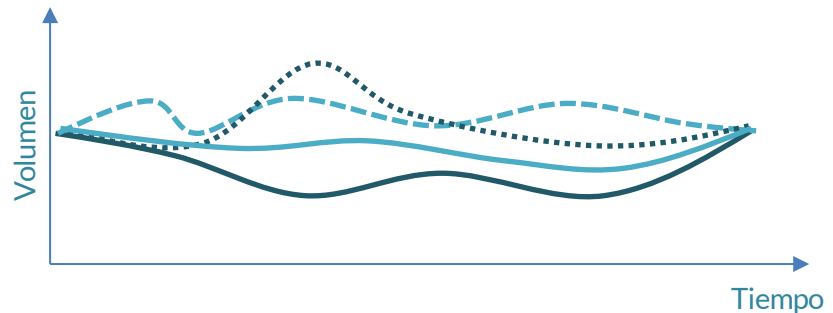
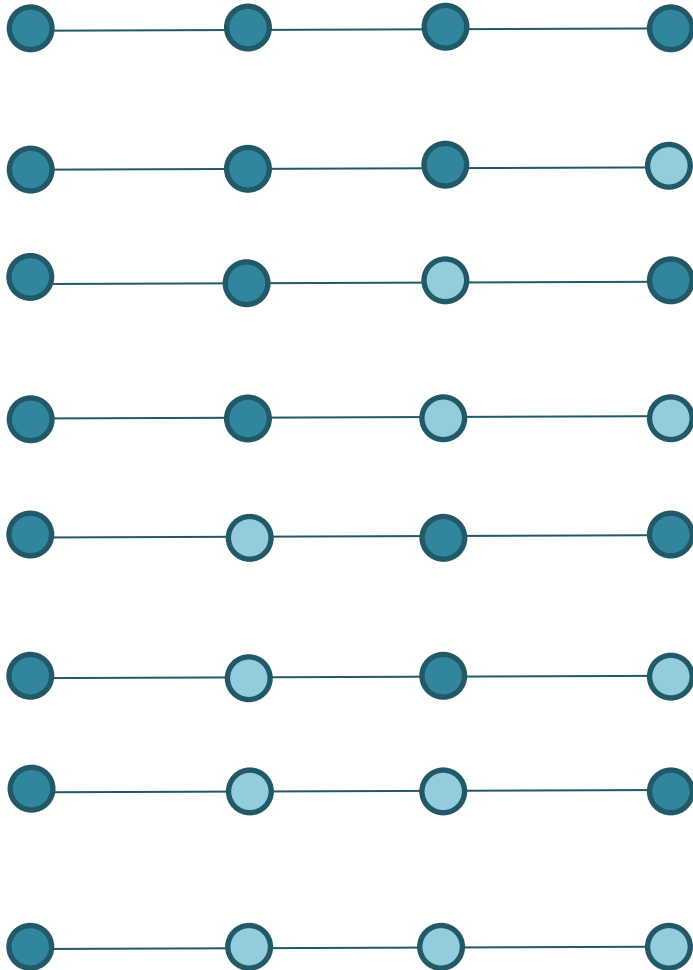
- Una implementación ideal del análisis de confiabilidad en sistemas con capacidad de almacenamiento sugiere considerar el manejo de dicho almacenamiento para minimizar la probabilidad de pérdida de carga (**MODELO ESTOCÁSTICO**).



- El manejo del almacenamiento en dicho caso, es un manejo teórico de la capacidad de acumulación para minimizar la probabilidad de pérdida de carga.
- Existe desacople total con las señales económicas del mercado de energía.
- Es un modelo impracticable pues explota combinatorialmente.



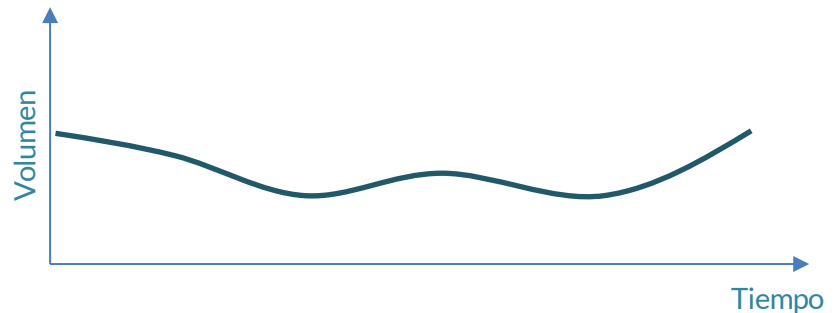
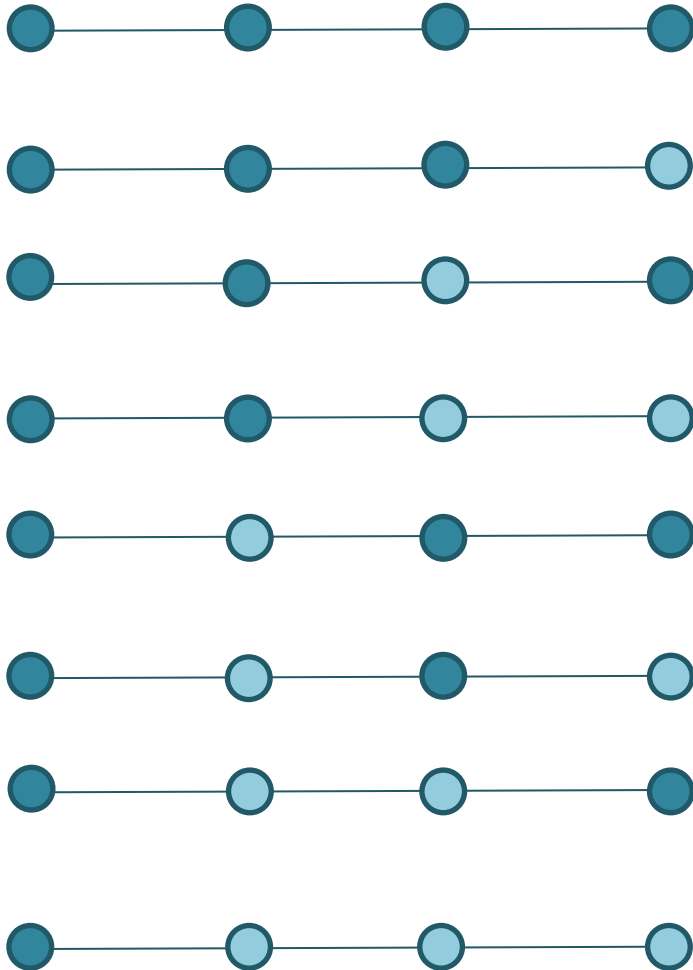
- Una implementación alternativa resulta considerar que el manejo del proceso estocástico puede manejarse de forma independiente por escenarios. (**MODELO DETERMINISTICO CON GESTIÓN**).



- El manejo del almacenamiento en dicho caso, es un manejo teórico de la capacidad de acumulación para minimizar la probabilidad de pérdida de carga **por cada escenario**.
- Existe desacople total con las señales económicas del mercado de energía.
- Existe predicción perfecta de la disponibilidad de las instalaciones.



- Una implementación alternativa resulta considerar que el manejo del proceso estocástico puede manejarse de forma independiente por escenarios. (**MODELO DETERMINISTICO SIN GESTIÓN**).



- El manejo del almacenamiento viene predefinido, se considera interacción con el mercado de energía.
- No reconoce la capacidad del sistema de acumulación para ayudar en condiciones de escasez.
- Equivalente a modelo térmico.



Considerando la modelación por escenarios se implementaron en el lenguaje de programación *Julia* los modelos anteriormente descritos.

- **MODELO 1 - Modelo estocástico**

Se realiza un solo modelo de optimización que resuelve el árbol de escenarios con todas las secuencias. La variable de volumen final de los embalses acopla los bloques entrando como volumen inicial de los nodos hijos del árbol de escenarios.

- **MODELO 2 - Modelo determinístico con gestión de energía**

Se resuelven tantos modelos como escenarios tenga el árbol de escenarios, las decisiones de uso del embalse no se encuentran acopladas por lo que nodos hijos pueden tener distinto volumen inicial.

- **MODELO 3 - Modelo determinístico sin gestión de energía**

Se resuelve el modelo en dos etapas. La primera resuelve un problema de minimización de costos operacionales para obtener los volúmenes finales de los embalses para cada bloque, posteriormente se utilizan estos volúmenes para limitar la potencia máxima de generación de cada embalse para cada bloque generando un equivalente térmico. Con esto, se puede resolver de manera independiente cada bloque de cada escenario.

Ejemplo ilustrativo utilizando modelos propuestos



Teniendo cuatro generadores y tres bloques se propone obtener los valores de LOLE y las métricas ELCC y ECP para dos ejemplos.

Ejemplo 1:

Generación				
Generador	Capacidad [MW]	IFOR	Tipo	CV [USD/MWh]
G1	85	0,05	Térmico	20
G2	75	0,05	Térmico	40
G3	55	0,05	Térmico	50
PV	35	0,05	Renovable	0

Perfiles		
Bloque	Demanda [MW]	PV [pu]
1	53	0.023
2	63	0.7405
3	74	0.103

Ejemplo 2:

Generación				
Generador	Capacidad [MW]	IFOR	Tipo	CV [USD/MWh]
G1	85	0,05	Térmico	20
G2	75	0,05	Térmico	40
RES	55	0,05	Embalse	0
PV	35	0,05	Renovable	0

Perfiles			
Bloque	Demanda [MW]	PV [pu]	RES [MWh]
1	53	0.023	20
2	63	0.7405	20
3	74	0.103	20

En el ejemplo 2 se reemplaza el generador G3 del ejemplo 1, por un embalse “RES” de la misma capacidad, pero con un afluente constante de 20 [MWh].

La cantidad de estados posibles está dada por 2^G y la cantidad de secuencias totales está dada por $2^{G \cdot T}$ con G igual al número de generadores y T al número de bloques. **Con esto, el número de secuencias totales para estos ejemplos es de $2^{4 \cdot 3} = 2^{12} = 4096$.**



Ejemplo 1:

Método 1 - Estocástico					
	LOLE	ELCC	ELCC %	ECP	ECP %
Base	0.002869	-	-	-	-
G1	0.057375	60 (66)	77.6%	74 (+)	87.1%
G2	0.057375	60 (66)	88.0%	74 (+)	98.7%
G3	0.0075	5 (11)	20.0%	53 (62)	96.4%
PV	0.005125	3 (4)	11.4%	11 (+)	31.4%

Método 2 - Determinístico c/ gestión					
	LOLE	ELCC	ELCC %	ECP	ECP %
Base	0.002869	-	-	-	-
G1	0.057375	60 (66)	77.6%	74 (74)	87.1%
G2	0.057375	60 (66)	88.0%	74 (74)	98.7%
G3	0.0075	5 (11)	20.0%	53 (62)	96.4%
PV	0.005125	3 (4)	11.4%	8 (18)	22.9%

Método 3 - Determinístico s/ gestión					
	LOLE	ELCC	ELCC %	ECP	ECP %
Base	0.002869	-	-	-	-
G1	0.057375	60 (66)	77.6%	74 (74)	87.1%
G2	0.057375	60 (66)	88.0%	74 (74)	98.7%
G3	0.0075	5 (11)	20.0%	53 (62)	96.4%
PV	0.005125	3 (4)	11.4%	8 (18)	22.9%

Valores entre paréntesis señalan la máxima capacidad que se puede reconocer a un mismo nivel LOLE, (+) señala que para cualquier valor mayor el LOLE no cambiará.

Al no existir embalses en el sistema no existen variables que acoplen los bloques, por lo que los tres métodos son equivalentes aunque se resuelvan de distinta manera.

Existen múltiples soluciones para ECP/ELCC con un mismo LOLE, los valores presentados son los mínimos ECP/ELCC que cumplen con el LOLE objetivo. Es decir, existe un rango de capacidad que da al sistema el mismo nivel de confiabilidad.

Los números acá mostrados son sólo ilustrativos. El propósito del ejercicio es exclusivamente para ilustrar las metodologías de cálculo. Valores ELCC/ECP pueden variar debido a lo simplificado del caso de estudio que considera una baja resolución de bloques de demanda y disponibilidad de generación. Para sistemas completos los valores ELCC y ECP convergerán a resultados similares



Ejemplo 2:

Método 1 - Estocástico					
	LOLE	ELCC	ELCC %	ECP	ECP %
Base	0.005249	-	-	-	-
RES	0.0075	5 (6)	9.1%	38 (+)	69.1%
G1	0.107018	60 (61)	70.6%	74 (+)	87.1%
G2	0.107018	60 (61)	80.0%	74 (+)	98.6%
PV	0.0075	5 (6)	14.3%	11 (+)	31.4%

Método 2 - Determinístico c/ gestión					
	LOLE	ELCC	ELCC %	ECP	ECP %
Base	0.005249	-	-	-	-
RES	0.0075	5 (11)	9.1%	38 (52)	69.1%
G1	0.107018	60 (61)	70.6%	74 (+)	87.1%
G2	0.107018	60 (61)	80.0%	74 (+)	98.6%
PV	0.0075	5 (11)	14.3%	8 (17)	22.8%

Método 3 - Determinístico s/ gestión					
	LOLE	ELCC	ELCC %	ECP	ECP %
Base	0.0075	-	-	-	-
RES	0.0075	0 (1)	0%	0 (37)	0%
G1	0.15	56 (57)	65.8%	71 (73)	83.5%
G2	0.15	56 (57)	74.6%	74 (+)	98.6%
PV	0.0075	0 (1)	0%	0 (17)	0%

Valores entre paréntesis señalan la máxima capacidad que se puede reconocer a un mismo nivel LOLE, (+) señala que para cualquier valor mayor el LOLE no cambiará.

La inclusión de un embalse en el sistema genera cambios en los resultados entre los métodos al tener restricciones que acoplan decisiones de uso de agua.

Resultados entre método 1 y 2 resultan ser casi equivalentes.

Adicionalmente, incrementa el reconocimiento de potencia de la central PV en comparación al ejemplo sin embalse.

Los números acá mostrados son sólo ilustrativos. El propósito del ejercicio es exclusivamente para ilustrar las metodologías de cálculo. Valores ELCC/ECP pueden variar debido a lo simplificado del caso de estudio que considera una baja resolución de bloques de demanda y disponibilidad de generación. Para sistemas completos los valores ELCC y ECP convergerán a resultados similares



El modelo estocástico corresponde a la metodología ideal para obtener el LOLE en sistemas con capacidad de almacenamiento. No obstante, computacionalmente es impracticable para un sistema real.

En los ejemplos anteriores, la cantidad de problemas de optimización necesarios para obtener el valor LOLE según los distintos modelos corresponden:

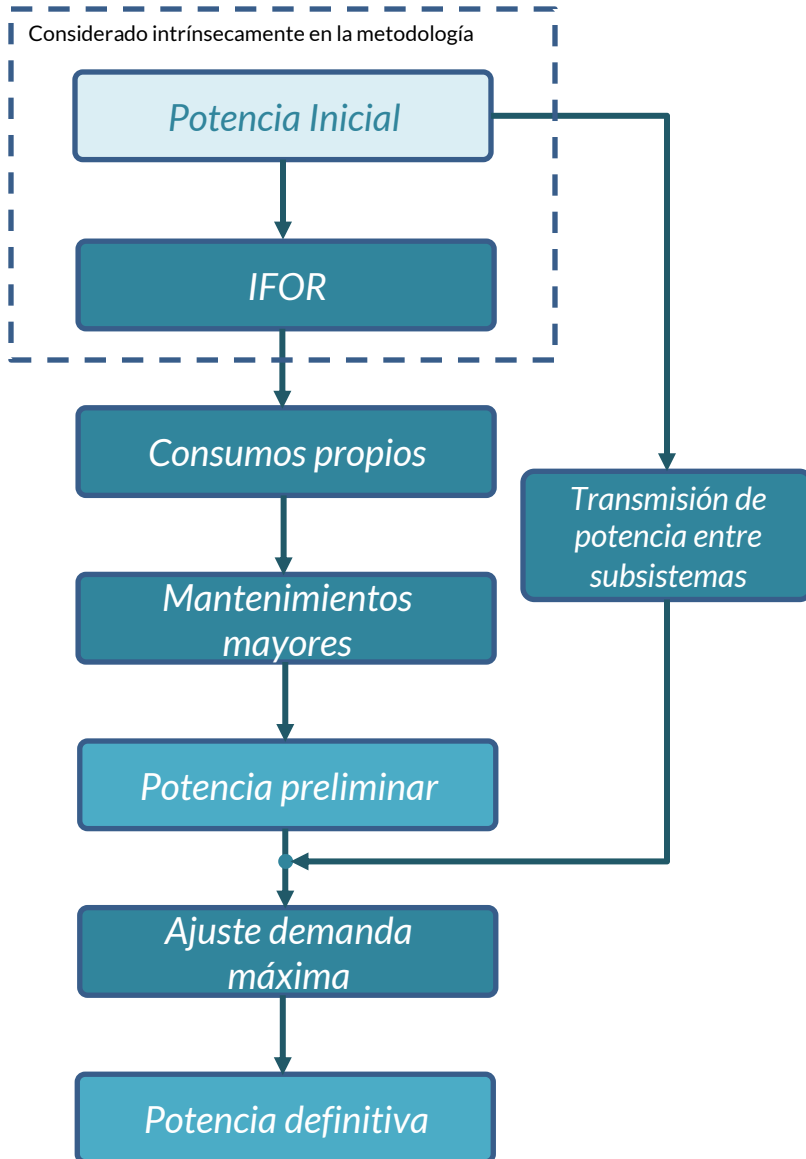
- **Modelo estocástico:** Un solo problema de optimización que acopla todos los estados en cada bloque (considera la formulación de un único problema en consideración de 4096 escenarios).
- **Modelo determinístico con gestión de energía:** 4096 problemas de optimización. Un problema para cada secuencia, se permite un ajuste de los recursos con almacenamiento.
- **Modelo determinístico sin gestión de energía:** 1 problema de optimización y 4096 problemas aritméticos. La gestión del almacenamiento viene dada desde un cálculo preliminar que representa la operación del sistema.

Cabe destacar que el proceso de cálculo de ELCC/ECP requiere aplicar los modelos anteriores iterativamente por cada unidad del sistema.



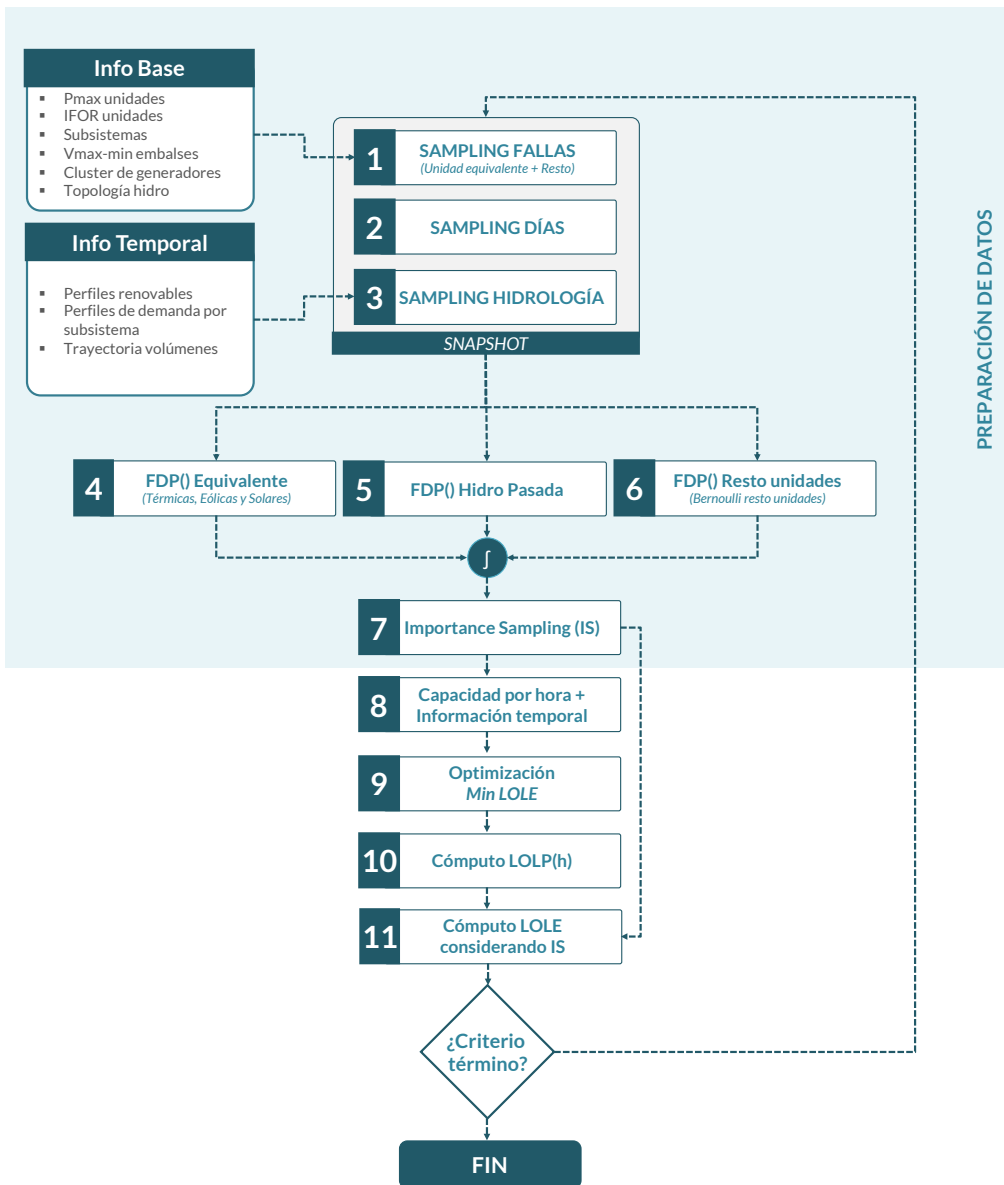
- **MODELO ESTOCÁSTICO:** permite resolver el problema considerando todas las restricciones y eventos corresponde al estocástico, sin embargo, teniendo el límite de bloques/generadores hace que sea inviable implementarlo en un sistema real.
- **MODELO DETERMINISTICO SIN GESTIÓN:** cae en una dependencia muy alta sobre los supuestos tomados. Además, se puede caer en una subestimación de reconocimiento de potencia de suficiencia como ocurrió con el embalse y el generador PV en el ejemplo anterior.
- **MODELO DETERMINISTICO CON GESTIÓN:** **no difiere considerablemente al modelo estocástico**, el cálculo del LOLE en ambos casos son los mismos para los ejemplos presentados, **la posibilidad de resolver las secuencias de forma independiente reduce la carga computacional**.
- Aún así, en un sistema real de 500 generadores se hace imposible poder representar todas las secuencias mediante este método (2^{500} estados posibles), por lo que se hace necesario buscar nuevas técnicas para resolver el problema mediante este método.

Visión general de la metodología



Notar que la descripción de los cálculo de ELCC y ECP, dentro del contexto nacional, son utilizados para el cálculo de la Potencia Inicial.

De forma posterior a la obtención de dichos valores, se consideran los derateos por ajustes de IFOR, Consumos Propios y Mantenimientos Mayores contemplados actualmente, junto con las transferencias de potencia entre subsistema.



El Consultor ha definido e implementado la metodología de cómputo de LOLE descrita en la figura.

La implementación se ha realizado en Julia, utilizando modelos abstractos para acelerar los cálculos.

Se preparó un banco de pruebas de manera de corroborar que la implementación computacional se encuentra bien realizada.

Como pasos siguientes se destacaron:

- Pruebas básicas de robustez en el cómputo de LOLE.
- Cómputo de ELCC y ECP.
- Testing en banco de pruebas.
- Paralelización de cómputo.
- Distribución de cómputo.
- Aplicación al caso chileno.

Enfoque general cálculo LOLE



Determinación trayectoria inicial sistemas de acumulación

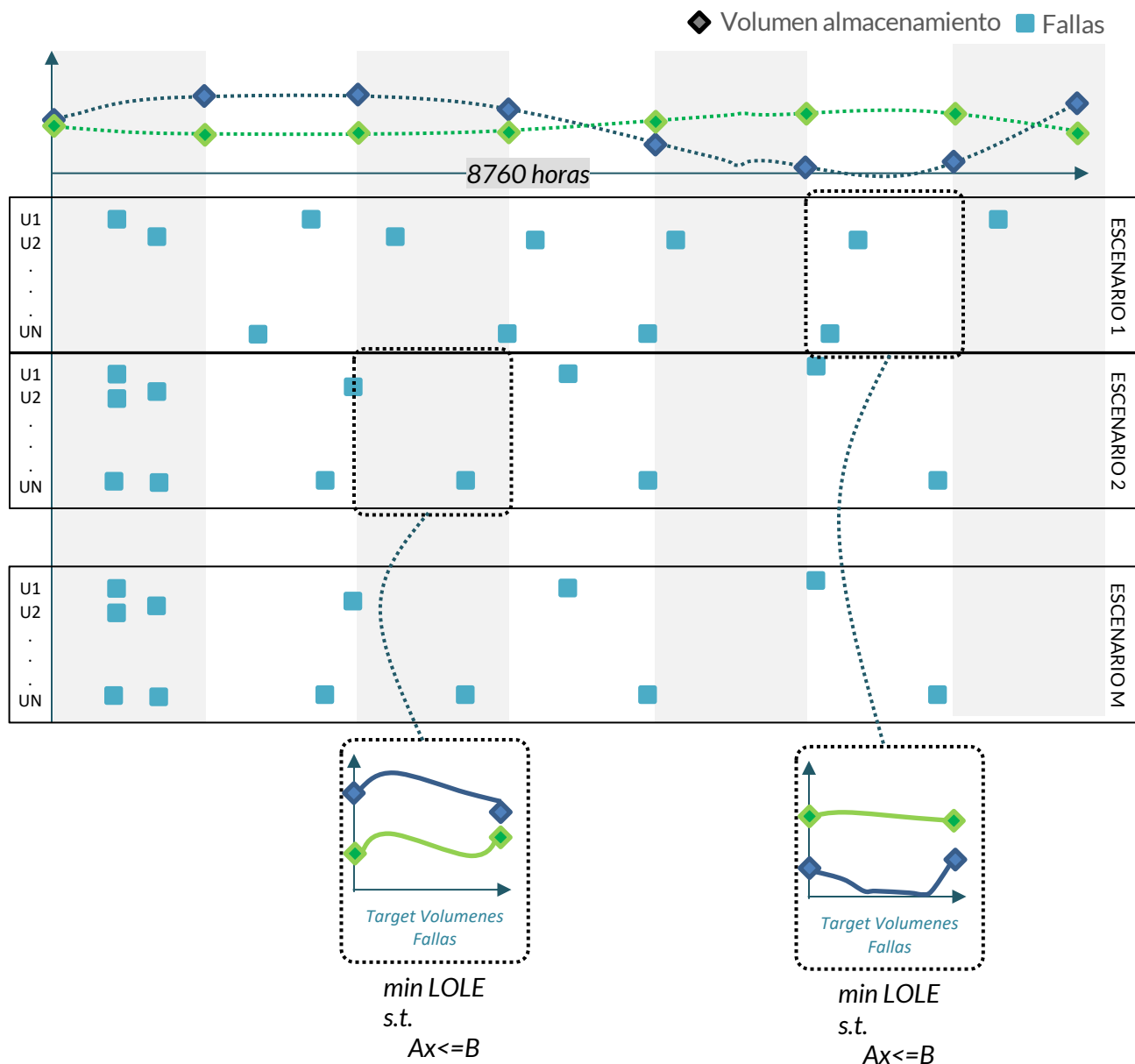
Escalamiento demanda máxima

Montecarlo falla instalaciones

Filtro de snapshots sin fallas significativas

Optimización snapshots

CÓMPUTO DE LOLE





Supuestos

1. Se asumió que todas las secuencias tendrán la misma probabilidad de ocurrencia.
2. En cada secuencia los generadores estuvieron indisponibles la cantidad de bloques que equivalgan a su valor de IFOR.
3. Los bloques indisponibles para cada generador fueron repartidos aleatoriamente dentro de la secuencia.

Técnicas de aceleración

1. Se filtraron las secuencias generadas que se pueda confirmar previamente que no generarán desprendimiento de carga, se incluirá la información en el cálculo del LOLE pero se evitará la formulación del problema de optimización.
2. Se realizaron sensibilidades del valor de N mediante el Método de Montecarlo para obtener el valor que permita obtener resultados de LOLE con un margen de error aceptable.
3. Técnicas de clusterización fueron aplicadas a las secuencias para disminuir la cantidad de bloques o para disminuir la cantidad de generadores agrupando aquellos que sean similares entre sí aliviando la carga computacional.

Requisitos computacionales

El proceso de cálculo de ELCC/ECP se puede realizar de forma independiente para cada generador siendo un proceso totalmente paralelizable. Es altamente relevante contar con la capacidad computacional de uno o más servidores de +32 CPUs y que tengan por lo menos 16GB de memoria RAM para cada CPU ($16 \times 32 = 512$ GB).

Caso Chileno ELCC & ECP



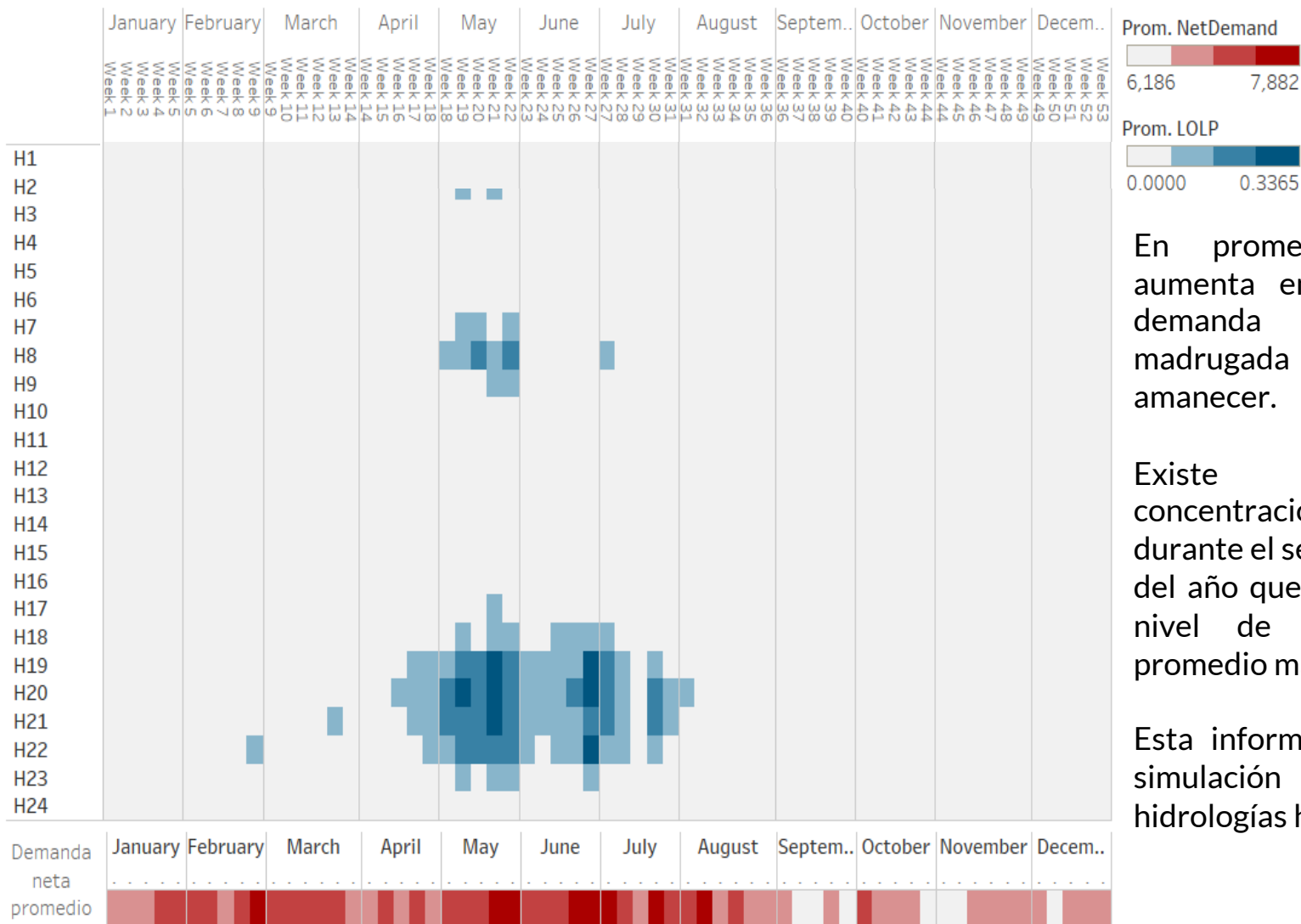


- ❑ Se considera el sistema eléctrico chileno completo para el año 2020.
- ❑ La demanda utilizada corresponde a la demanda real del SEN en el último año (Septiembre 2018 – Agosto 2019), con crecimiento CNE según ITD 2do Semestre 2019.
- ❑ En dicha condición se simuló la operación del sistema eléctrico considerando la historia completa de hidrologías disponible (57) utilizando el modelo de Coordinación Hidrotérmica del Coordinador Eléctrico Nacional (PLP) en [AMEBA](#).
- ❑ Se considera el sistema completo, [sin subsistemas de potencia](#).
- ❑ La representación del SEN considera:
 - 509 unidades generadoras con IFOR = 0.05 (no se representan las distintas configuraciones).
 - Afluentes para 57 condiciones hidrológicas.
 - Representación de principales cuencas: Laja, Biobio, Maule, Aconcagua, Chacayes, Higuera-La Confluencia, Pilmaiquen-Rucatayo, Rapel, Canutillar.
 - Se modelan 28 unidades hidráulicas con capacidad de regulación (embalse y pasada con capacidad de regulación).
 - Modelo tiene la capacidad de representar baterías y CSP, pero no fue utilizado para las simulaciones.
- ❑ Las estimaciones de LOLE y ELCC se llevaron a cabo considerando aproximadamente 300 años en simulaciones de Montecarlo sin separación de subsistemas de potencia.
- ❑ Las simulaciones toman aproximadamente:
 - ❑ Generación de escenarios de falla: 3 horas
 - ❑ Determinación de LOLE objetivo para un generador: 1 hora
 - ❑ Determinación de ELCC: 28 horas en promedio

Resultados de las simulaciones



LOLE por semana/hora



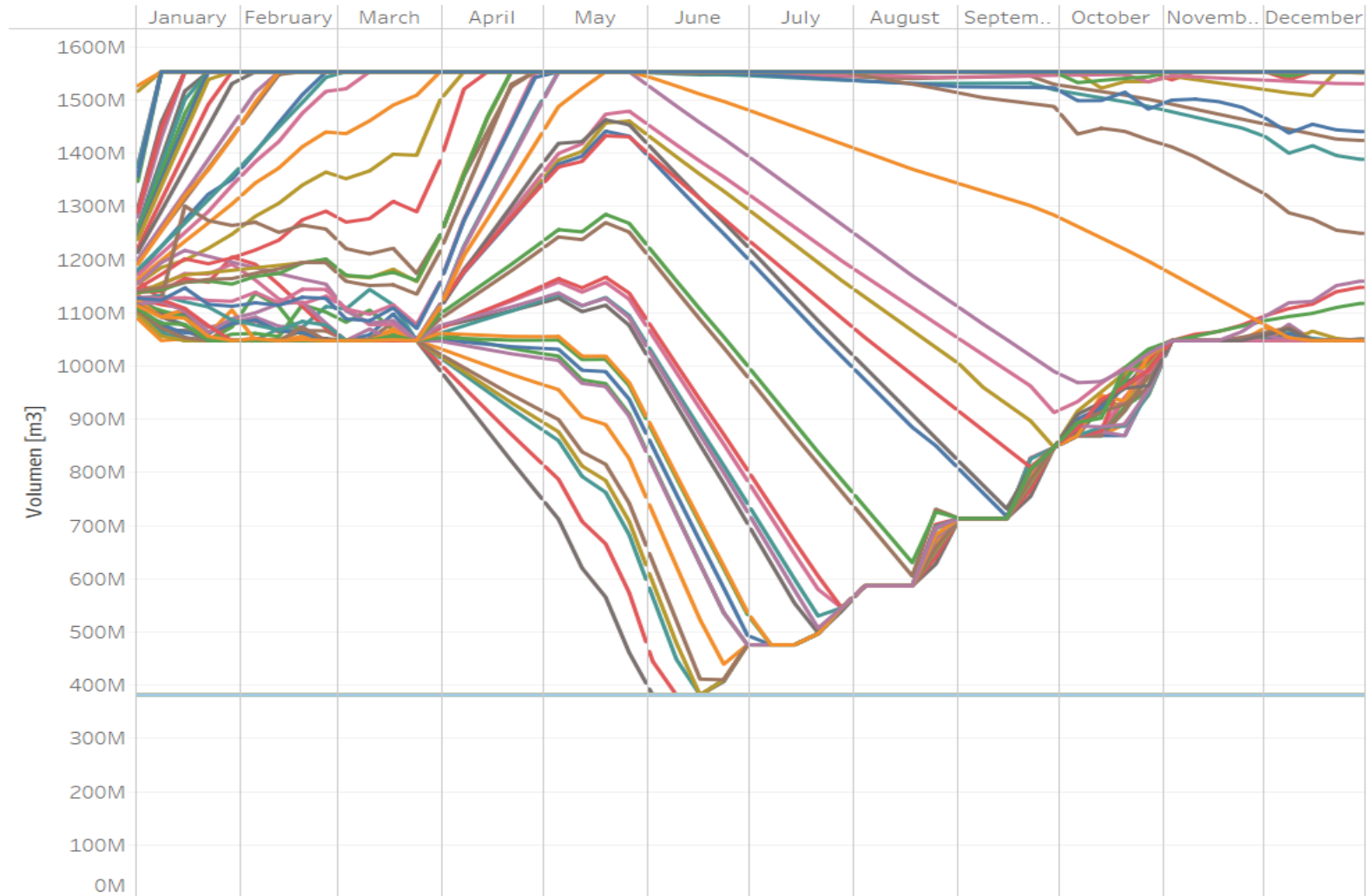
En promedio el LOLP aumenta en las horas de demanda punta, en la madrugada y durante el amanecer.

Existe una mayor concentración de LOLP durante el segundo trimestre del año que coincide con un nivel de demanda neta promedio más alta.

Esta información incluye la simulación de las 57 hidrologías históricas.

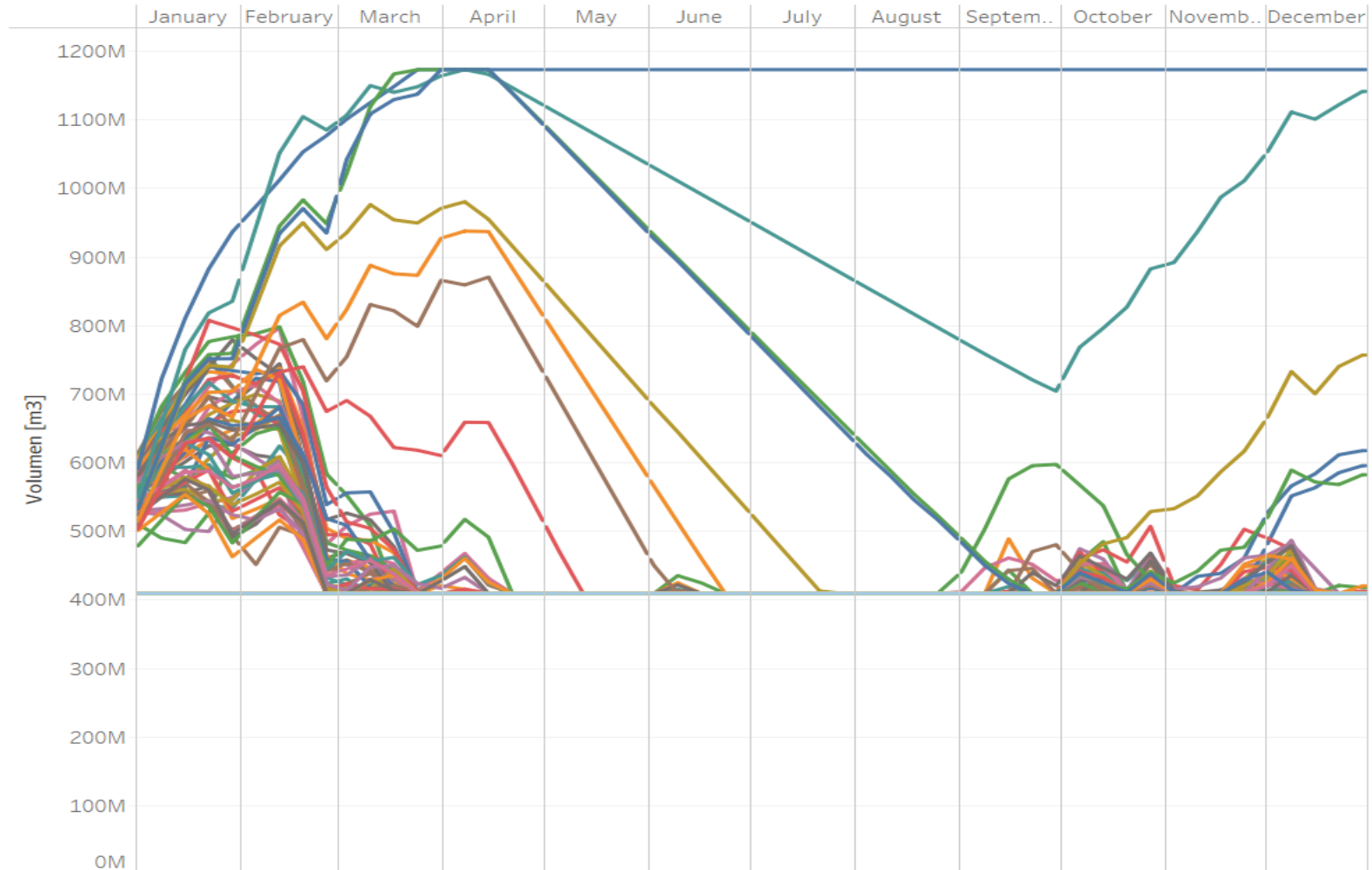


Colbún

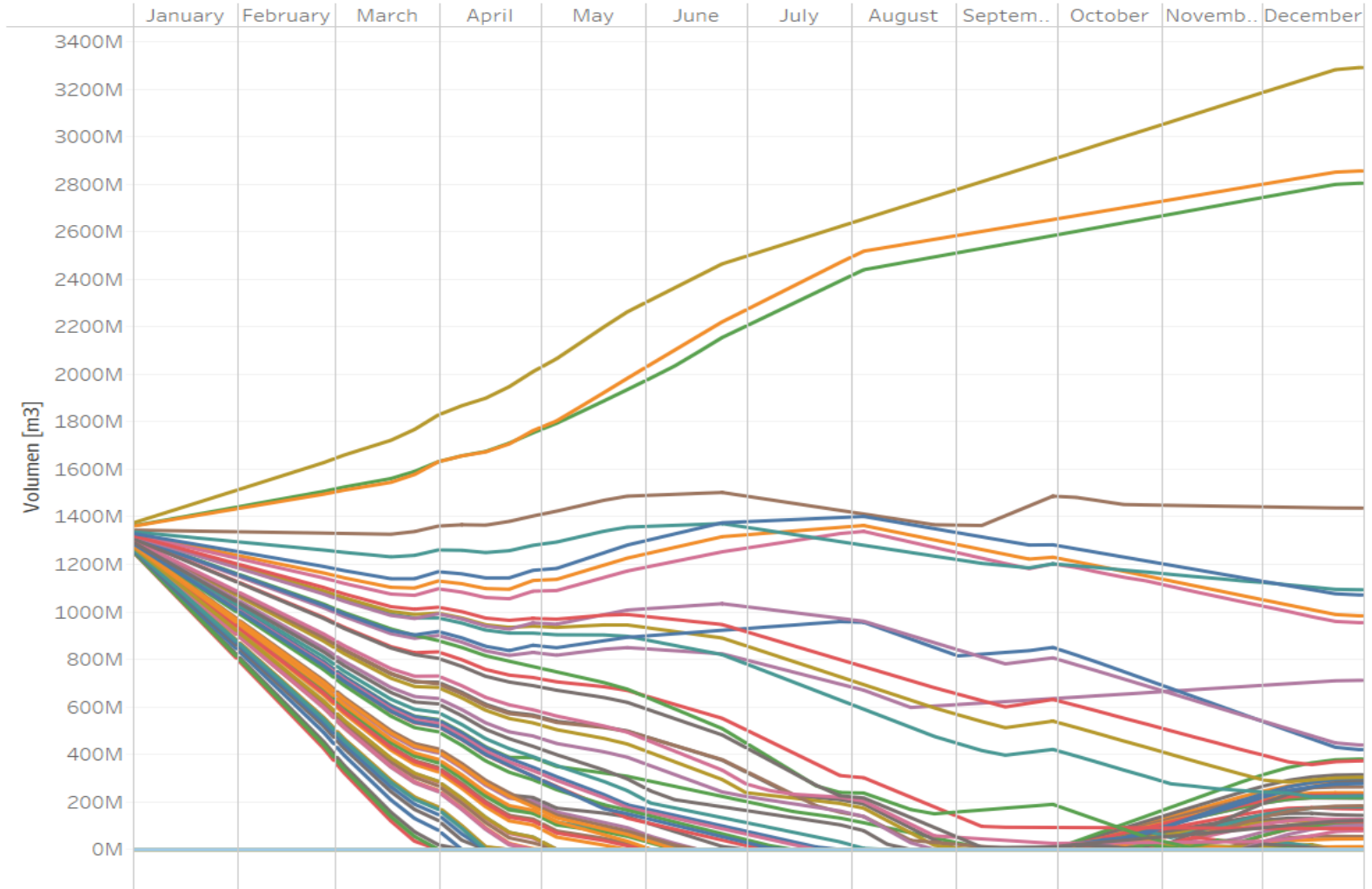




Ralco



El Toro



Sistema completo – 57 hidrologías



- En base a los supuestos utilizados, se computa ELCC y ECP para el modelo completo del Sistema Eléctrico Nacional para el año 2020, simulado para >300 años de operación.

Generador	LOLE [hr/día]	Capacidad [MW]	Factor de Planta	ELCC [MW]	ECP [MW]	%ELCC/Cap	%ECP/Cap
LOLE base	0.10013	-	-	-	-	-	-
Tocopilla	0.54937	712.92	-	679.09	675.84	95.3%	94.8%
Ralco	0.19641	690	-	234.73	219.22	34.1%	31.8%
El Toro	0.18533	450	-	213.03	183.33	47.3%	40.7%
Colbún	0.32049	457	-	430.67	425.6	94.2%	93.1%
PV 1	0.13247	383.7	35.0%	93.97	94.74	24.5%	24.7%
PV 2	0.11552	206	33.0%	45.4	44.6	22.1%	21.7%
PV 3	0.11264	173	34.1%	36.1	36.5	20.9%	21.1%
PV 4	0.11124	194	25.7%	32.5	33.0	16.7%	17.0%
Eólico 1	0.10739	90	29.5%	23.22	22.75	25.8%	25.3%
Eólico 2	0.11899	273.7	22.8%	57.5	55.76	21.0%	20.4%
Eólico 3	0.11332	156	32.4%	39.0	39.7	25.1%	25.4%
Eólico 4	0.14284	398	32.1%	118.4	118.9	29.8%	29.9%
Eólico 5	0.11168	112	32.1%	33.8	33.8	30.2%	30.2%
Eólico 6	0.11096	99	30.8%	31.4	33.1	31.7%	33.4%

- Eólico 1: Valle de los Vientos
- Eólico 2: Punta Palmera, Canela 1 y 2, Talinay Oriente y Talinay Poniente
- Eólico 3: Cuel, La Esperanza, Los Buenos Aires
- Eólico 4: Cabo Leones 1, 2 y 3
- Eólico 5: Sierra Gorda
- Eólico 6: Taltal

- PV 1: Huatacondo, Uribe Solar, Bolero I, Cerro Dominador PV
- PV 2: Finis Terrae, María Elena
- PV 3: Chañares, Pampa Solar, Salvador
- PV 4: Quilapilún, Santiago solar



- Ambos índices se acercan al factor de planta para unidades **eólicas**, donde en la mayoría de los casos estudiados existe una tendencia que ELCC/ECP resulte menor al factor de planta.
- Esta diferencia se acentúa para el caso **fotovoltaico**.
- Generación **térmica** tiene un reconocimiento igual al $1 - IFOR$.
- Reconocimiento por parte de centrales **hidro de embalse** depende de condiciones de almacenamiento en distintas condiciones y época del año:
 - Central Colbún tiene un comportamiento similar a una térmica debido a la alta disponibilidad de agua embalsada para todas las hidrologías. Por esto, tiene un alto reconocimiento de ELCC y ECP.
 - Centrales de embalse con variada disponibilidad de agua embalsada (Ralco y El Toro) tienen un menor reconocimiento de ELCC, y un ECP incluso más bajo. Esto debido a la metodología ECP reemplaza el embalse con un equivalente térmico, perdiendo la capacidad de regulación.
- Notar que la metodología ELCC y ECP muestra un **reconocimiento relevante para embalses que se mantengan fuera de una condición de agotamiento**.
- Metodología **no tiene sesgo tecnológico**. Implementación permite computar otras tecnologías (ESS, CSP, PV+ESS).

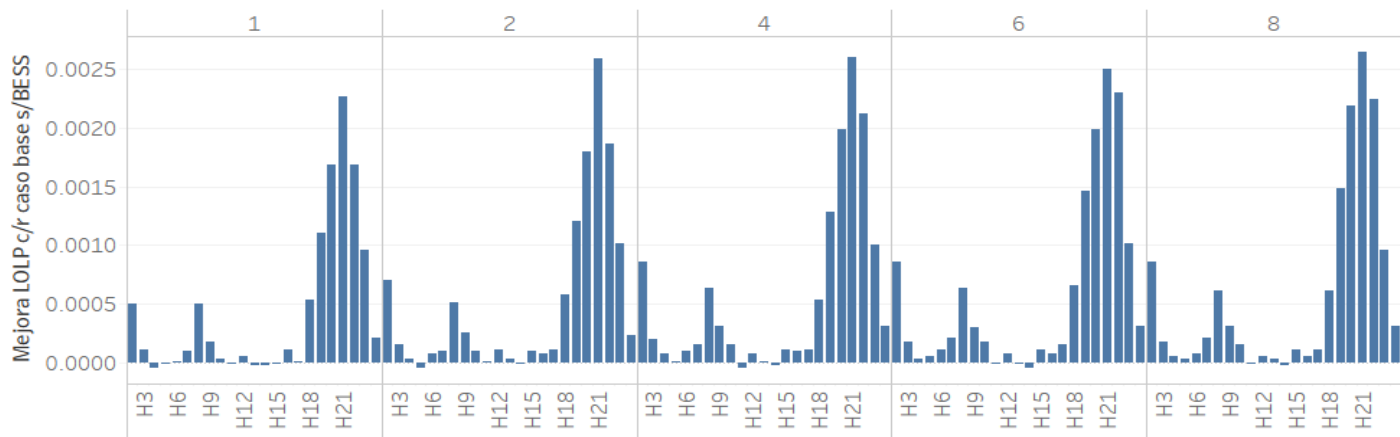
Sistemas de almacenamiento





Al sistema resuelto previamente se agrega un sistema de almacenamiento de 200 MW con distinta capacidad de almacenamiento.

Generador	Horas	LOLE	Capacidad	ELCC	ECP	%ELCC/Cap	%ECP/Cap
BESS	1	0.08636	200	47.2	48.3	23.6%	24.1%
BESS	2	0.08412	200	54.8	55.6	27.4%	27.8%
BESS	4	0.08302	200	58.9	59.6	29.5%	29.8%
BESS	6	0.08250	200	60.1	61.6	30.1%	30.8%
BESS	8	0.08234	200	60.1	62.2	30.1%	31.1%

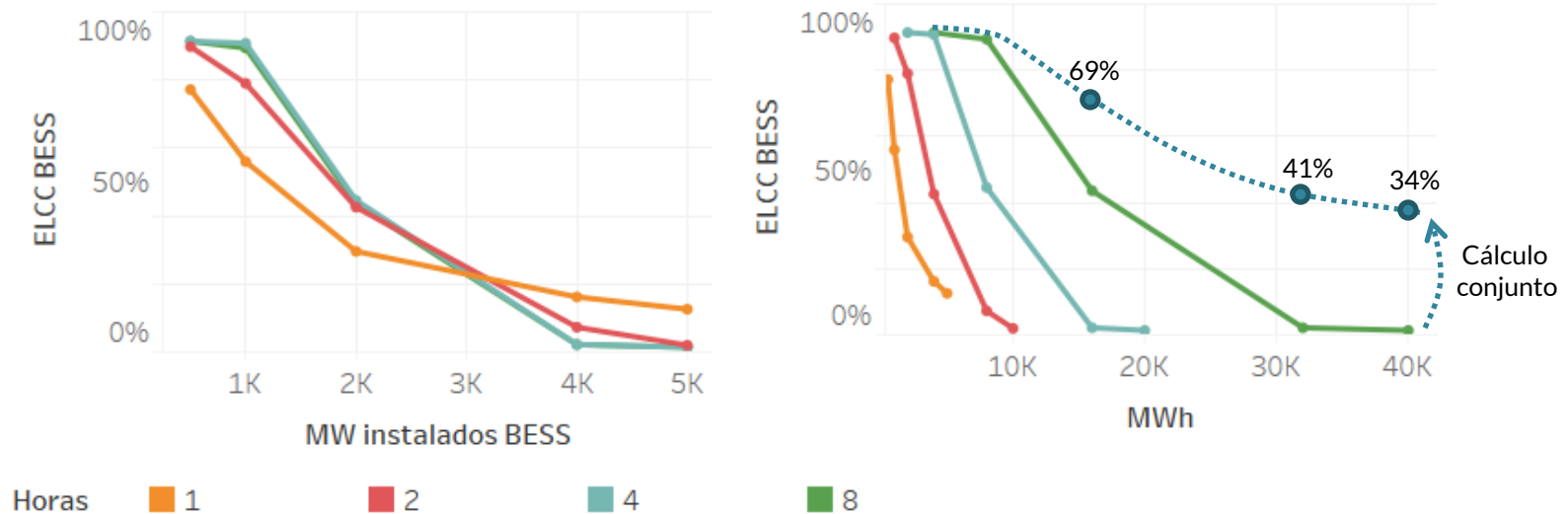


Para BESS con duraciones mayor a 6 horas, no existe un cambio sustancial en el reconocimiento ELCC. El aporte que los BESS realizan a la suficiencia se concentra principalmente en las horas de tarde-noche.

Sistema simplificado: Térmico - renovable



- Se llevaron a cabo análisis para entender cómo se ve impactado el ELCC de un sistema de almacenamiento, dependiendo de la capacidad de regulación del SEN.
- Así, se consideró una **sensibilidad descartando completamente todas las cuencas hidrográficas** (centrales hidroembalse y serie).
- Bajo este sistema térmico-renovable, se analiza como varía el reconocimiento ELCC para sistemas de almacenamiento (BESS) en caso de aumentar la penetración de BESS.
- Se observan rendimientos decrecientes para el cálculo de ELCC en sistemas de almacenamiento, a medida que aumenta la penetración.



Sistema simplificado: Térmico - renovable



- De igual forma, al computar el ELCC para un proyecto fotovoltaico representativo, a mayores niveles de almacenamiento el sistema PV tenderá a alcanzar niveles similares a su factor de planta durante los meses de Mayo-Julio (27.4%), los cuales presentan una mayor insuficiencia.

ELCC BESS

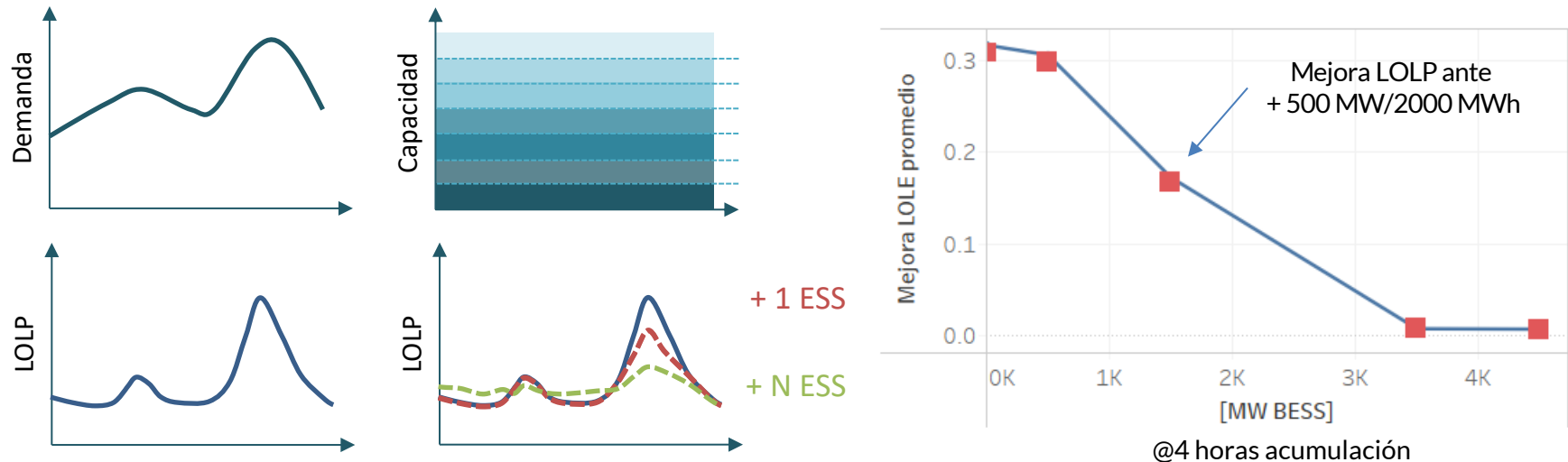
MWh	MW				
	500	1000	2000	4000	5000
500	77.2%				
1000	89.8%	56.0%			
2000	91.4%	79.0%	29.6%		
4000	91.4%	90.8%	42.6%	16.2%	
5000					12.6%
8000		89.4%	44.6%	7.3%	
10000					2.0%
16000			43.6%	2.2%	
20000					1.4%
32000				2.2%	
40000					1.4%

ELCC PV

MWh	MW				
	500	1000	2000	4000	5000
500	3.13%				
1000	3.78%	3.65%			
2000	3.99%	4.07%	5.08%		
4000	3.99%	3.71%	12.55%	11.53%	
5000					14.37%
8000		3.71%	21.44%	26.27%	
10000					28.02%
16000			21.57%	28.31%	
20000					28.31%
32000				28.30%	
40000					28.30%

 : ~4300 años de operación analizados

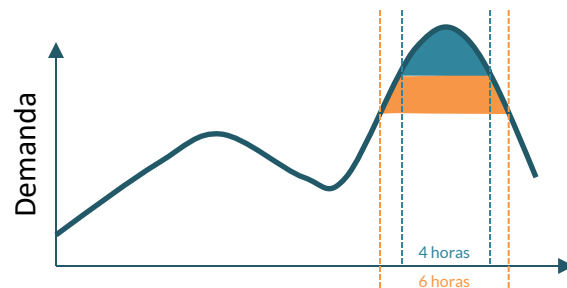
- El reconocimiento ELCC para los BESS se maximiza en ocasiones que existen pocos activos de regulación en el sistema. Al agregar mayores niveles de BESS, el reconocimiento ELCC comienza a converger a 0, dado que la suficiencia del sistema no se ve mejorada con la inclusión de nuevos módulos BESS.



- A mayor capacidad de almacenamiento, se observa una disminución del LOLP mientras que la curva de LOLP tiende a aplanarse a lo largo del día.
- Para cierta capacidad instalada de almacenamiento, no es factible disminuir el LOLP de algunas horas sin aumentar de manera relevante el LOLP de las horas de carga al incorporar más unidades de almacenamiento.
- En este punto la contribución relativa e individual de cada sistema de almacenamiento, mediante la metodología ELCC o ECP tiende a cero. No obstante, la contribución conjunta no lo hace.



- El rendimiento decreciente de los sistemas de almacenamiento en la contribución de la suficiencia **ha sido reportado recientemente por la comunidad científica**¹⁻⁴ (similar a PV en sistema térmico)
- Nuestros hallazgos confirman menor reconocimiento de ELCC (individual) para sistemas de almacenamiento, a medida que aumenta la penetración de dicha tecnología en el sistema.
- Para sistemas almacenamiento (baterías) también se muestran rendimientos decrecientes desde el 100% reconocimiento – 4 horas (sistema térmico-renovable) a 0% en el extremo.
- Para unidades hidroeléctricas con capacidad de regulación se muestra el mismo fenómeno a medida que aumenta la capacidad de almacenamiento del sistema tendiendo al “*factor de planta*” (disponibilidad de energético primario) en épocas de mayor stress del sistema.
- En cualquier caso, el reconocimiento de ELCC para unidades con “energía limitada” resulta dinámico dependiendo de las características del sistema, por ejemplo, pudieron requerirse mayor horas de duración en el almacenamiento para pleno reconocimiento.



¹ Parks, K; “Declining Capacity Credit for Energy Storage and Demand Response with Increased Penetration”; IEEE Transactions on Power Systems; November 2019

² Stenclik, D.; Zhang, B.; Rocheleau, R.; Cole, J.; “Energy storage as a peaker replacement”, IEEE Electrification Magazine, September 2018.

³ Hall, W.; Zhang, B.; Legnard, T.; “Valuing Capacity for Resources with Energy Limitations”, GE Energy Consulting, January 2019.

⁴ P. Denholm y R. Margolis, “The Potential for Energy Storage to Provide Peaking Capacity in California under Increased Penetration of Solar Photovoltaics,” NREL, 2018.

Propuesta regulatoria





- En base a los análisis realizados, la propuesta regulatoria intenta recoger los principales hallazgos encontrados en el desarrollo de la herramienta y las simulaciones computacionales ejecutadas.
- **LINEAMIENTOS/PRINCIPIOS GENERALES:**
 - El reconocimiento por potencia requiere de una estabilidad regulatoria suficiente para apalancar la incorporación de unidades en el sistema. Por ello, se proponen modificaciones a nivel de reglamento, con bajada a NT cuando sea necesario.
 - En una primera revisión, no se ve necesidad de modificar DFL4, salvo en el Artículo 149°, inciso cuarto donde indica: “*Estas transferencias deberán realizarse en función de la capacidad de generación compatible con la suficiencia y los ~~compromisos de demanda de punta existentes~~, conforme se determine en el reglamento.*”, dado el sentido que se le ha otorgado a los compromisos de demanda punta durante los últimos.
 - Se propone un cálculo basado ELCC/ECP por zona/región/cuenca y tecnología que sea actualizado periódicamente, que considere al menos escenarios aleatorios de:
 - Demanda,
 - Generación renovable
 - Fallas
 - Hidrologías
 - Así, debe capturarse volatilidad horaria, diaria, semanal, estacional y anual.



- **LINEAMIENTOS/PRINCIPIOS GENERALES:**

- El cálculo debe representar adecuadamente la operación cronológica horaria del sistema.
- El cálculo debe considerar de manera explícita la capacidad de distintas tecnologías de almacenamiento.
- Deben considerarse en el modelamiento las restricciones de balance de uso de agua a lo largo de las distintas cuencas hidrográficas.



- **Propuesta regulatoria (1/2):**

- La Comisión Nacional de Energía llevará a cabo (con equipos propios o externalizado) cada **XX** meses la realización de un estudio para identificar el reconocimiento de potencia para las distintas tecnologías del SEN a través del cálculo explícito del ELCC/ECP.
- Como resultado del estudio se establecerá en NT una tabla que indique el factor sobre la potencia nominal de reconocimiento para cada tecnología por zona/región/cuenca, junto con criterios utilizados para la determinación de dichos factores.
- La respectiva norma técnica indagará sobre especificidades de la información requerida:
 - Información de demanda y perfiles renovables de los últimos **XX** años.
 - Relleno estadístico y asignación de zonas ante incorporación de nuevas unidades.
 - Utilización de información de afluentes de la estadística completa.
 - Criterios para la reducción temporal justificadamente, de modo de acelerar cálculos a realizar (por ejemplo, meses definidos).
 - Criterios generales de definición de zona y asignación de Potencia Inicial individual según disponibilidad promedio del energético primario.
 - Criterios para modificación de factores cada **XX** meses o cuando existan cambios significativos en la matriz (por ejemplo, entrada de **ZZ** MW de capacidad).
 - Criterio para representación de las cuencas hidrográficas.



- **Propuesta regulatoria (2/2):**

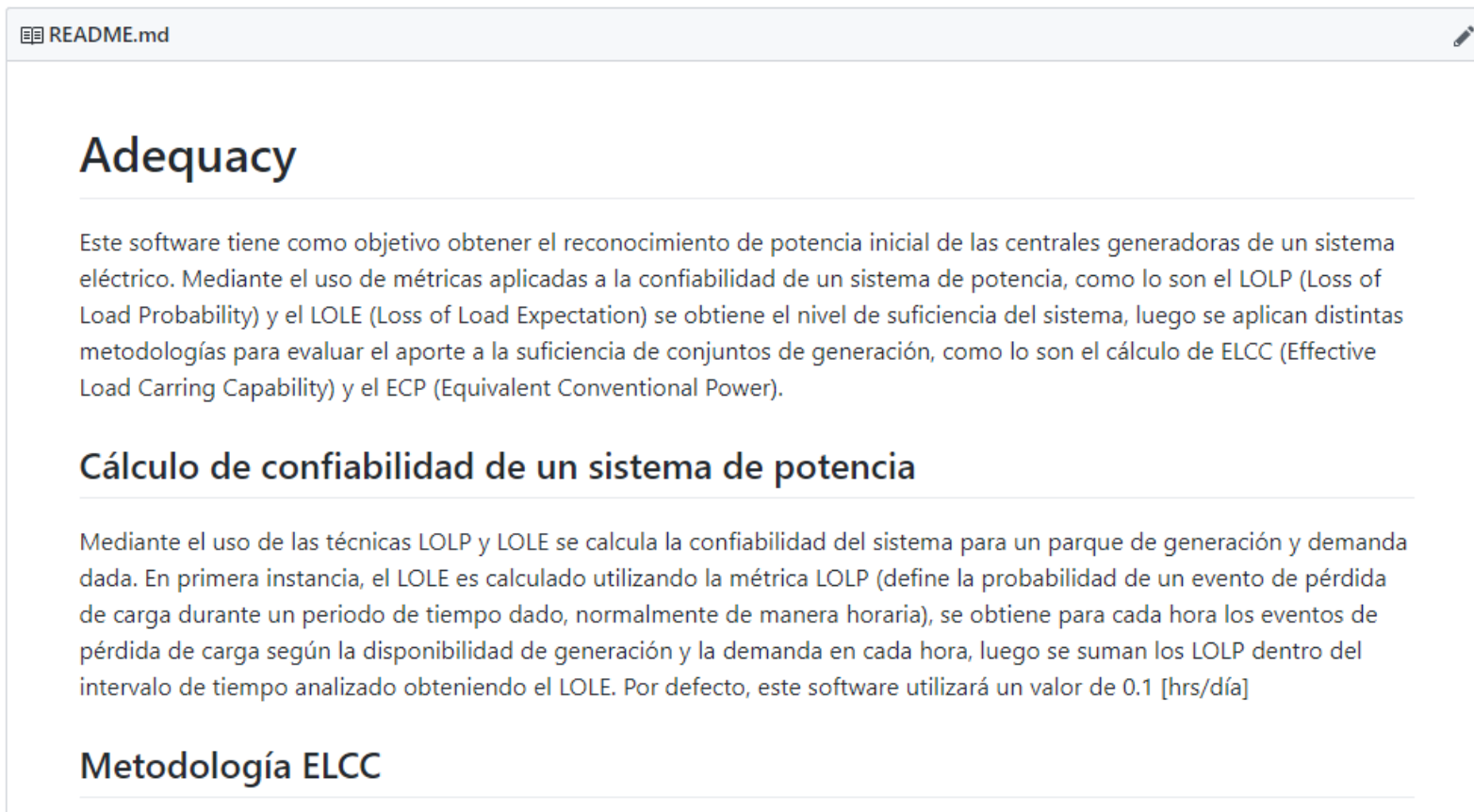
- En cuanto a la condición inicial de los embalses debe considerarse como condición inicial el volumen promedio embalsado durante las últimas YY semanas de marzo y YY primeras semanas de abril de los últimos WW años.
- Importante recalcar que el cálculo de potencia inicial a través de ELCC/ECP se realiza en consideración de un IFOR por unidad, lo que sugiere la eliminación de la etapa posterior de la metodología chilena donde se derratea por IFOR. De esta forma, el cálculo de IFOR (independiente del modelo) debe ser determinado ex ante y utilizado durante el cómputo de la potencia inicial.
- De modo que los cálculos sean predecibles, el Coordinador deberá mantener disponible de forma pública la herramienta de cálculo utilizada para el estudio antedicho.

Herramienta simulación





- La entrega del código y manual de uso se hará a través de un acceso al repositorio de Github, que contiene instrucciones sobre su uso.
- Dentro de un repositorio privado de GitHub se incluye software **con manuales de instalación y uso, además de explicación de los distintos scripts utilizados en el código**. Se ofrecen **2 meses de soporte** de la herramienta desde la fecha de la entrega.





- Se preparó una herramienta desarrollada en Excel mediante el uso de VBA, para la determinación de la potencia de suficiencia definitiva.
- La herramienta permite configurar hasta 3 subsistemas de potencia con el fin de determinar las transferencias de potencia entre ellos, siguiendo las estipulaciones de la metodología vigente.
- Incluye breve manual de uso.

Cálculo potencia de suficiencia v1.0				
SUBSISTEMAS DE POTENCIA			RESULTADOS	
Nombre Sistema [String]	Considera [T/F]	Demanda Punta [MW]	Margen de Potencia [MW]	
NORTE	VERDADERO	300	NORTE	1.7
CENTRO	VERDADERO	250	CENTRO	2.4
SUR	VERDADERO	1	SUR	50.0
			Equilibrio	2.1
TRANSFERENCIAS DE POTENCIA			RESULTADOS TRANSFERENCIA	
Transferencia [String]	Considera [T/F]	Max Transferencia [MW]	Subsistema Exportador [MW]	
NORTE->CENTRO	VERDADERO	100	Transferencia Norte <-> Centro	60.4
CENTRO->SUR	VERDADERO	1	Transferencia Centro <-> Sur	1.0
Calcular Potencia de Suficiencia Definitiva				
RESULTADOS POR TECNOLOGIA				
	NORTE	CENTRO	SUR	TOTAL
GNL	47.9	51.6	2.0	101.5
CARBON	0.0	51.6	0.0	51.6
DIESEL	0.0	0.0	0.0	0.0
BIOMASA	24.0	25.8	0.0	49.7
BIOGAS	24.0	25.8	0.0	49.7
OTRAS TERMICAS	24.0	25.8	0.0	49.7
SOLAR	24.0	25.8	0.0	49.7
EOLICA	24.0	25.8	0.0	49.7
HIDRO	24.0	25.8	0.0	49.7
CSP	24.0	25.8	0.0	49.7
BATERIAS	24.0	25.8	0.0	49.7
TOTAL	239.6	309.4	2.0	551.0

Trabajo futuro





En base a las actividades realizadas, el equipo propone las siguientes líneas de trabajo futuro

- Incorporar modelación de subsistemas como parte íntegra del modelo de suficiencia: se propone la incorporación explícita dentro del modelo de optimización de los subsistemas de potencia.
- Dada la actual discusión regulatoria, el enfoque podría extenderse para considerar el atributo de flexibilidad, a fin de representar cambios intempestivos de carga y/o generación y su relación con el nivel de confiabilidad del SEN.
- Incorporar información de los mantenimientos dentro de los cálculos, con el objetivo de capturar la indisponibilidad de forma explícita en el cálculo de ELCC (en vista que la suficiencia se ve comprometida de forma distinta a lo largo del año).
- Optimización del software: mejorar tiempos de convergencia general de cálculos a través de mejor paralelismo y distribución de procesos.



www.spec.cl
www.ameba.cloud

info@spec.cl

+56 2 2944 4636

Avenida Vespucio Norte 2700, Oficina 404, Vitacura
Santiago, CHILE - 7561272