

ESTUDIO COMPARATIVO DE LA GENERACIÓN DE UNIDADES GNL – Artículo 4-4 de la Norma Técnica de GNL

Abril 2021

CONTENIDO

1. RESUMEN EJECUTIVO	3
2. INTRODUCCIÓN	6
3. ANALISIS Y RESULTADOS	7
3.1 GENERACIÓN PROYECTADA Y REAL	7
3.2 DESVIACIONES DE LA OPERACIÓN CON GAS NATURAL (GNL Y GN IMPORTADO DESDE ARGENTINA)	10
3.3 EFECTOS SISTÉMICOS	11
3.4 CONCLUSIONES	11

1. RESUMEN EJECUTIVO

En el contexto del artículo 4-4 de la NT de GNL¹ el Coordinador Eléctrico Nacional analizó las desviaciones entre la operación proyectada de las unidades generadoras que utilizan GNL (en adelante Unidades GNL) realizada en el “Estudio de Proyección de generación de unidades GNL – 2019”² (en adelante Estudio GNL) con respecto a la operación real del año 2020.

El presente informe contiene un análisis de las distintas variables y de las causas de las desviaciones antes señaladas, así como una estimación de los efectos sistémicos producto de las diferencias entre los costos y la disponibilidad real de las Unidades GNL respecto a los supuestos del Estudio GNL.

En el Estudio GNL, realizado el año 2019, la generación esperada de GNL para el año 2020 se obtuvo conforme al modelo de optimización PLP, considerando un horizonte de evaluación de cinco años (2020-2024). Dicho modelo permite determinar la operación esperada de las unidades GNL, considerando 58 condiciones hidrológicas. La metodología del Estudio GNL se aplicó para un Caso Base, según lo establecido en el artículo 4-4 NT GNL.

Adicionalmente, en el Estudio GNL se analiza el Caso Mínimo, que considera los supuestos del Caso Base y adicionalmente se incorporan los volúmenes mínimos comprometidos de cada Acuerdo de Suministro de GNL vigentes, con el propósito de identificar riesgos asociados a condiciones de suministro de GNL inflexible, según lo definido en el numeral 3 y numeral 7 del artículo 3-3 y 3-4 de la NT de GNL, respectivamente.

- **Desviación de generación por tecnología:** Las variaciones de la generación proyectada en el Caso Base y Caso Mínimo respecto de la generación Real para las principales tecnologías, se indican en la Tabla 1:

Tecnología	Generación Proyectada TWh		Generación Real TWh	Variación Caso Proyectado c/r Real TWh		Variación % Caso Proyectado c/r Real	
	Caso Base	Caso Mínimo		Caso Base	Caso Mínimo	Caso Base	Caso Mínimo
GNL	3,0	9,7	9,8	-6,8	-0,1	-69%	-1%
GNA ³	5,7	3,0	3,6	2,1	-0,5	59%	-15%
Hidráulica	20,4	19,9	20,5	-0,1	-0,6	-1%	-3%
Carbón	29,6	26,0	24,7	4,9	1,4	20%	6%
Eólica-Solar	13,2	13,2	13,1	0,1	0,1	1%	1%
Demanda SEN	76,7	76,6	74,8	1,9	1,9	2,5%	2,5%

Tabla 1: Variación de generación proyectada Caso Base y Mínimo respecto a generación real. Hidrología seca.

¹ Emitida en la Resolución Exenta N°376-2019 de la Comisión Nacional de Energía.

² Carta DE 05828-19, de fecha 04-11-2019.

³ Gas Natural importado desde Argentina

Las estimaciones de generación de Gas Natural (GNL + GNA) para el SEN, Caso Base (8,7 TWh) y Caso Mínimo (12,7 TWh), presentaron diferencias de 4,7 TWh y 0,7 TWh respectivamente con la generación Real (13,4 TWh).

Durante 2020 la demanda del SEN fue 2,5% menor a lo proyectado. Dado que las variaciones de generación para energía hidráulica, solar y eólica no son relevantes (+/- 1%) para los distintos escenarios y por lo tanto tienen un efecto reducido en la proyección de la generación de unidades GNL, esta menor demanda influyó directamente sobre la generación Real de Gas Natural (GNL y GNA) y Carbón, las cuales hubieran sido mayores de haberse alcanzado el valor de demanda pronosticado.

La generación Real de GNL fue de 9,8 TWh, resultando la proyección del Caso Base 6,8 TWh más baja, mientras que la proyección del Caso Mínimo mostró una diferencia de sólo 0,1 TWh. Respecto a la proyección de GNA, el Caso Base consideró 2,1 TWh más de GNA respecto a la generación Real, lo que explica una mayor colocación de GNL por despacho económico respecto a lo proyectado. Por su parte, el Caso Mínimo consideró 0,5 TWh de menor generación de GNA, presentado una desviación de 15% respecto a la operación Real.

Adicionalmente, en la operación del año 2020 las Unidades GNL tuvieron una participación relevante en la provisión de SSCC (principalmente Control Primario de Frecuencia y Control Secundario de Frecuencia), ya sea por subastas o instrucción directa, efecto que no es posible internalizar en el modelo de optimización (PLP) utilizado para la proyección de GNL. Misma situación ocurre respecto de las indisponibilidades de otras unidades generadoras del parque térmico que deben ser cubiertas por mayor colocación de GNL.

- **Efecto sistémico:** el costo operacional producido por la desviación de generación proyectada de Unidades de GNL para una hidrología seca respecto a la generación Real se indica en la Tabla 2. Al respecto, se destacan los siguientes resultados:
 - Costo de operación Real global del Parque Térmico es menor en 133 MMUSD respecto al Caso Base, explicado por un menor costo proyectado para el GNL (151 MMUSD) y mayores costos proyectados para el GNA (87 MMUSD) y Carbón (197 MMUSD).
 - Costo de operación Real global del Parque Térmico es menor en 77 MMUSD respecto al Caso Mínimo, debido a mayores costos proyectados para el GNL (21 MMUSD) y Carbón (71 MMUSD), y menor costo proyectado para el GNA (16 MMUSD).

Tecnología	Costo operación MMUSD			Diferencia Costo operación MMUSD	
	Real (1)	Caso Base (2)	Caso Mínimo (3)	Real c/r Caso Base (1) – (2)	Real c/r Caso Mínimo (1) - (3)
GNL	237	86	258	151	-21
GNA	137	224	121	-87	16
Carbón	758	954	829	-197	-71
Total parque térmico	1.131	1.264	1.208	-133	-77

Tabla 2: Estimación de Costo operacional. Hidrología seca

- **Recomendaciones y casos de sensibilidad próximos Estudio GNL (año 2021):** de acuerdo con los análisis y resultados descritos anteriormente, para mejorar la proyección de generación de Unidades GNL en el siguiente Estudio GNL se recomienda contar con un Caso Base que contenga al menos los siguientes aspectos:
 - No considerar disponibilidad de gas importado desde Argentina, debido a la alta incertidumbre observada durante el año 2020.
 - Debido a la mayor inserción de energía eólica y solar, se incorporarán restricciones operacionales de corto plazo, tales como: mínimo técnico, tiempos mínimos de operación, costos de partida e indisponibilidad/fallas de unidades generadoras.
 - Considerar requerimientos de SSCC para control de frecuencia.
 - Ajustar las fechas de puesta en servicio de nuevos proyectos de generación declarados en construcción según el estado de avance de los mismos.

2. INTRODUCCIÓN

El presente estudio contiene un análisis de las desviaciones entre la operación real y proyectada del año 2020, esto en cumplimiento del artículo 4-4 de la NT de GNL que indica lo siguiente:

“El Coordinador publicará en marzo de cada año un estudio que debe contener un análisis de las desviaciones entre la operación proyectada en el informe del año anterior respecto a la operación real de las Unidades GNL en virtud de las Declaraciones GNL enviadas por las empresas y sus modificaciones establecidas en el Artículo 3-4. El análisis debe incluir una estimación de los efectos sistémicos producto de los costos y disponibilidad informados por las empresas en las Declaración GNL y sus modificaciones respecto a los supuestos considerados por el Coordinador para la realización del estudio del año anterior. Esta información deberá también ser considerada para los casos de sensibilidad en la realización del “Estudio de Proyección de generación de unidades GNL” del año presente.”

La operación proyectada para las unidades de GNL del año 2020 fue realizada en el “Estudio de Proyección de generación de unidades GNL” del año 2019.

En las siguientes secciones, se presentan los resultados obtenidos a partir del análisis de las desviaciones entre la operación proyectada y la operación real de las unidades de GNL.

3. ANALISIS Y RESULTADOS

3.1 Generación proyectada y real

El Estudio GNL, realizado el año 2019, considero un caso base y cuatro sensibilidades para realizar la proyección de generación de las unidades GNL. Estas sensibilidades son descritas en la Figura 1.

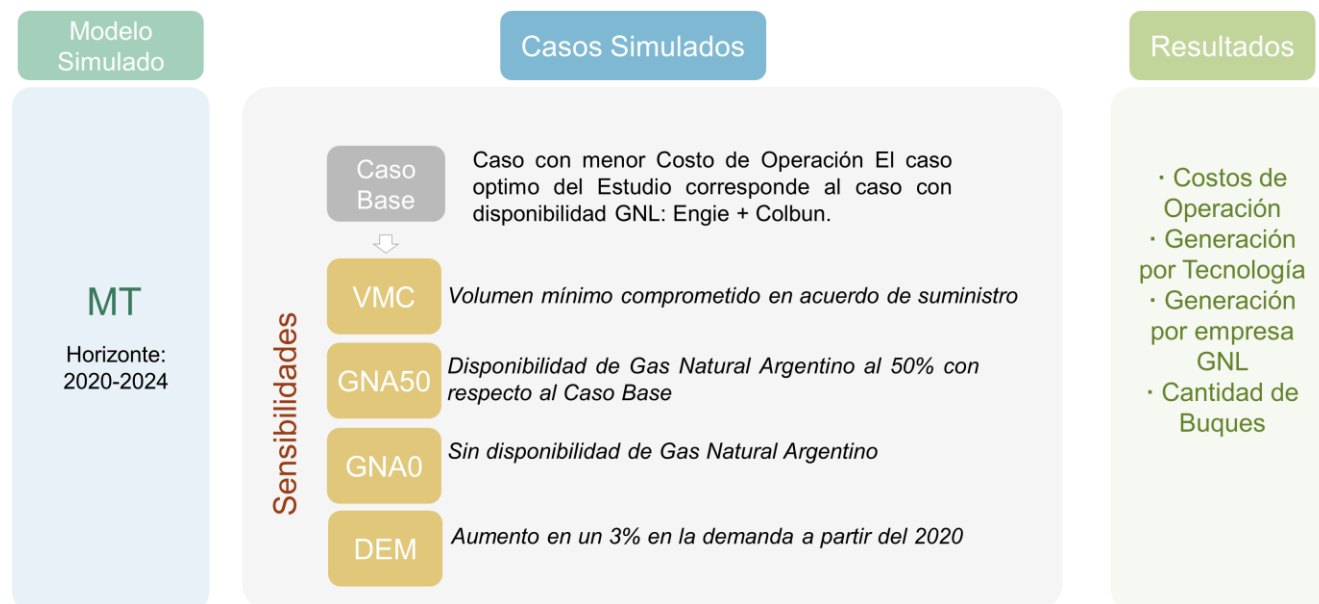


Figura 1: Sensibilidades del Estudio.

A su vez, en el Estudio se consideró la incertidumbre asociada a las condiciones hidrológicas con 58 escenarios hidrológicos. En la Tabla 3 se describen las 3 condiciones que fueron presentadas en el Estudio GNL.

Condición hidrológica	Año hidrológico	Probabilidad Excedencia
Hidrología Seca	68/69	96%
Hidrología Media	94/95	42%
Hidrología Húmeda	82/83	4%

Tabla 3: Condición hidrológica Estudio.

La generación hidráulica es una variable relevante para la proyección de la generación de unidades de GNL. Por esta razón, se analiza qué condición hidrológica representa mejor la condición hidrológica del año 2020.

La Figura 2 muestra la generación hidráulica acumulada por mes de cada condición hidrológica proyectada y la del año 2020. Se observa que la condición hidrológica seca tiene una mejor representación de la hidrología ocurrida durante el año 2020.

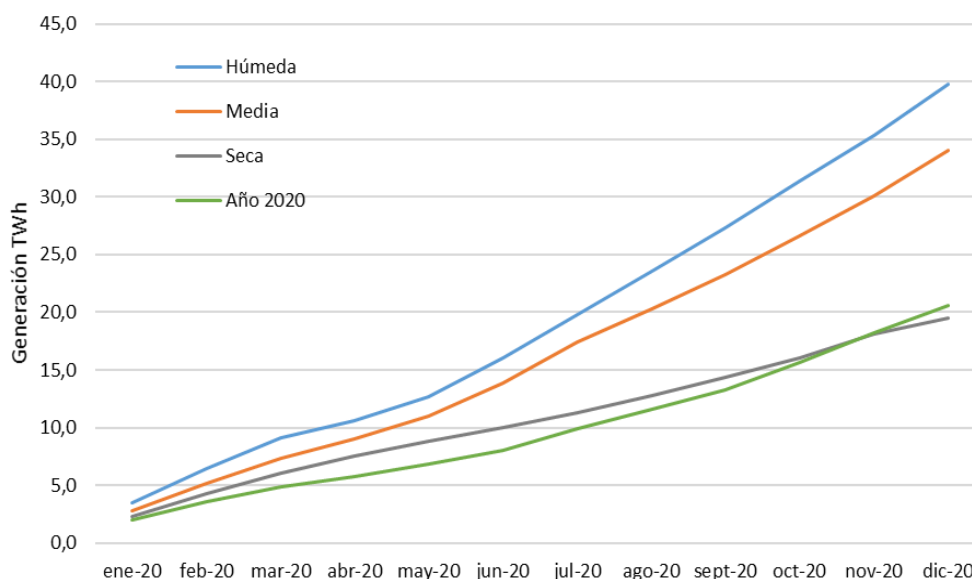


Figura 2: Generación hidráulica acumulada para año 2020 y generación proyectada para 3 hidrologías.

Para el análisis se consideró el Caso Base, que incluye como restricción el volumen máximo de GNL de los acuerdos de suministro, y el Caso Mínimo, que incorpora como restricción el volumen mínimo comprometido en Acuerdos de Suministro. Esto se realizó teniendo en cuenta que el caso Mínimo tiene similitud en la generación proyectada y la generación real de GNL y GNA. En la Figura 3 se muestra la generación anual por tecnología. La generación real GNA y GNL alcanzan alrededor de 3,6 TWh y 9,8 TWh, respectivamente.

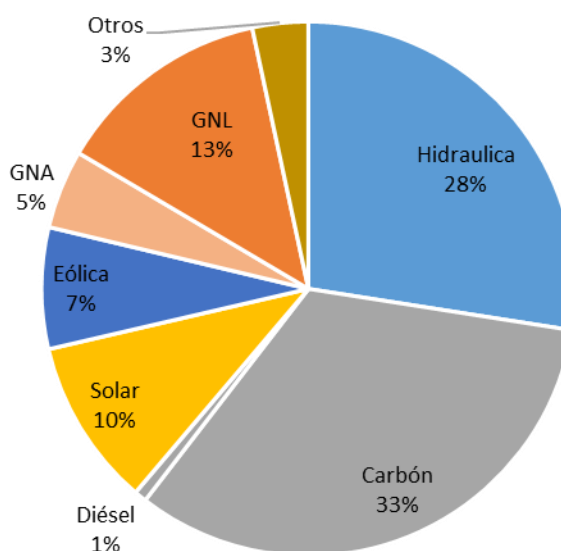


Figura 3: Generación porcentual por tecnología 2020.

En la Figura 4 se muestra la generación anual proyectada del Caso Base y Caso Mínimo, y la generación real por tipo tecnología. La generación anual real y proyectada es 74,8 TWh y 76,7 TWh, respectivamente. Esta diferencia está asociada a la desviación de la proyección de la demanda, la cual fue menor en un 2,5% respecto a la demanda real.

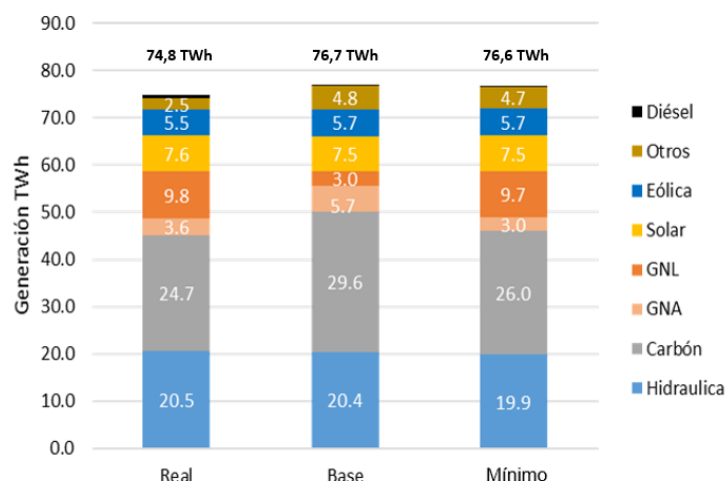


Figura 4: Generación real y proyectada de caso Base y caso Mínimo para hidrología seca.

Las principales diferencias se observan entre la generación real y el Caso Base en las tecnologías de carbón, GNA y GNL. En la Figura 5 se muestran estas diferencias entre generación del Caso Base y generación real (Caso Base – Real) y entre el Caso Mínimo y generación real (Caso Mínimo – Real).

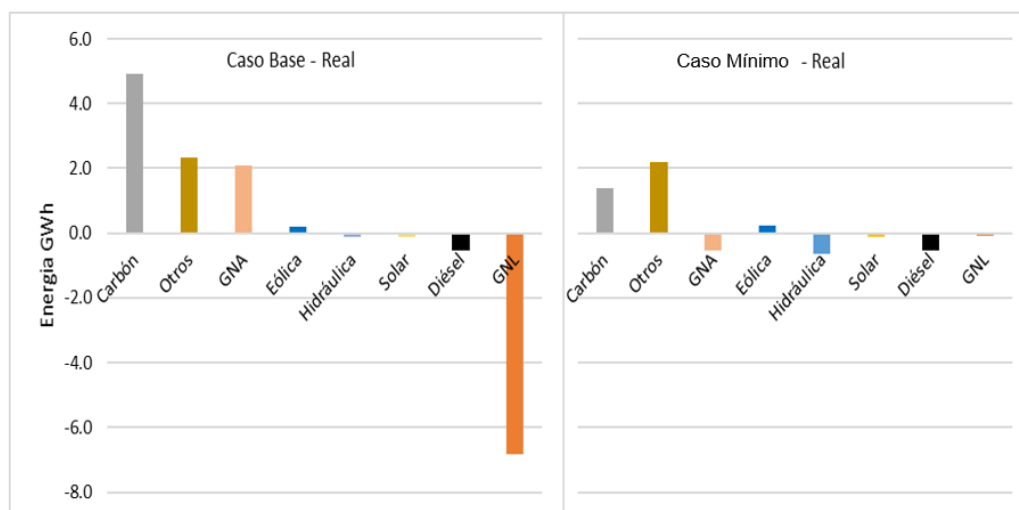


Figura 5: Diferencia de la generación proyectada respecto generación real.

Las principales diferencias por tecnología se indican a continuación:

- Carbón: para el caso Base y caso Mínimo hay una diferencia de 4,9 TWh y 1,4 TWh, respectivamente. Estas diferencias se explican por una mayor generación de GNL en la operación real, que desplaza a la generación a Carbón. Específicamente, esto se observa en el Caso Mínimo, en el cual la restricción de cumplir volúmenes mínimos para unidades a GNL provoca que la generación a Carbón disminuya respecto del caso Base.
- Otros: en la categoría Otros se agrupan centrales de tecnología concentración solar y geotérmica, entre otras. Donde la diferencia de 2,2 TWh se explica principalmente por el retraso de la entrada en servicio de nuevos proyectos de tecnología geotérmica y concentración solar.

Asimismo, las desviaciones entre la generación real y Caso Base respecto al Gas Natural se describen en la siguiente sección.

3.2 Desviaciones de la operación con Gas Natural

La generación real total de GNL y GNA es de alrededor de 13,4 TWh, con una variación de 4,7 TWh respecto de la generación del Caso Base y 0,6 TWh respecto de la generación del Caso Mínimo.

- GNA: para el Caso Base, la diferencia de 2,1 TWh de la generación GNA está asociada a la proyección de disponibilidad del gas importado desde Argentina, es decir, se consideró en el Estudio GNL un mayor volumen de GNA disponible que el volumen de GNA que estuvo disponible durante el 2020, según se muestra en la Figura 6.

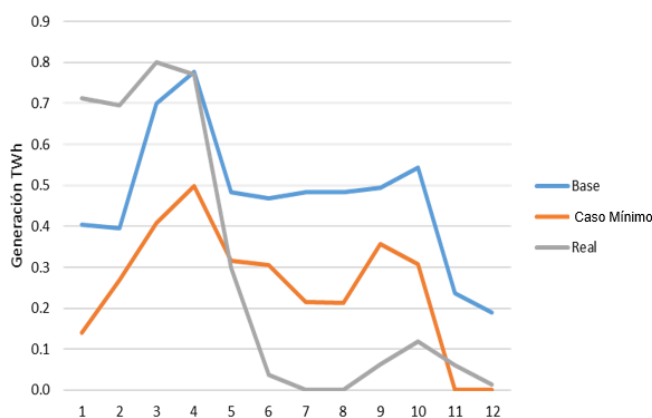


Figura 6: Generación GNA mensual

- GNL: En el caso Base hay una diferencia de 6,8 TWh menor a la generación real. Estas diferencias se explican porque el modelo PLP utilizado en el Estudio GNL no permite representar condiciones de operación de corto plazo que implican una mayor participación

de GNL en el abastecimiento de la demanda. Adicionalmente otra fuente de desviación se debe a que el Caso Base del Estudio GNL se realizó sin considerar los volúmenes mínimos de los Acuerdos de Suministro de cada empresa. En cambio, la generación real GNL considera generación de Unidades GNL en condiciones de suministro inflexible, según lo establecido en la NT GNL.

Cabe destacar que el análisis de la sección 3.1 y 3.2 se realizaron considerando los resultados simulados con una hidrología Seca (68/69) obtenidos del Caso Base del Estudio GNL.

3.3 Efectos sistémicos

De las secciones anteriores, se puede indicar que la desviación de generación real y proyectada de unidades de GNL se debe a distintos factores y algunos relevantes son la condición hidrológica, la consideración de los volúmenes mínimos de los Acuerdos de Suministro de las empresas y la disponibilidad de Gas Argentino GNA.

Tecnología	Costo operación MMUSD			Diferencia Costo operación MMUSD	
	Real (1)	Caso Base (2)	Caso Mínimo (3)	Real c/r Caso Base (1) – (2)	Real c/r Caso Mínimo (1) - (3)
GNL	237	86	258	151	-21
GNA	137	224	121	-87	16
Carbón	758	954	829	-197	-71
Total parque térmico	1.131	1.264	1.208	-133	-77

Tabla 4: Estimación de Costo operacional.

De la Tabla 4 se observa qué, si bien el parque térmico tiene una variación de 0,2 TWh entre el Caso Base y la operación real, la diferencia de costo de es operación es de 133 MMUSD.

3.4 Conclusiones

A partir del análisis realizado en el presente informe se destacan las siguientes conclusiones:

- La importación de GNA tiene un impacto relevante en la generación de Unidades GNL, considerando el volumen y el periodo en que está disponible este combustible. En el Estudio GNL se consideró una disponibilidad de 5,7 TWh, en cambio en la operación real fue de 3,6 TWh.
- Existen efectos de la operación real, tales como la variabilidad horaria de la demanda y generación de energía eólica y solar, restricciones del parque térmico (mínimos técnicos, costos de operación, tiempos mínimos de operación) y SSCC que no están internalizados

en el modelo PLP y que son relevantes para efectos de determinar las necesidades de GNL para el SEN.

- El retraso en la fecha estimada de inicio de generación de nuevos proyectos de generación eficiente (eólico, solar, concentración solar, otros) implica una subestimación en la proyección de GNL y otras tecnologías en servicio con respecto a la operación real. Por lo tanto, se evidencia la relevancia de contar con información actualizada respecto a fechas de entrada en operación y evaluar riesgos de retrasos en la cartera completa de nuevos proyectos de generación.
- **Recomendaciones y casos de sensibilidad próximo Estudio GNL (año 2021):** de acuerdo con los análisis y resultados descritos anteriormente, para mejorar la proyección de generación de Unidades GNL, en el siguiente Estudio GNL (2021) se recomienda contar con un Caso Base que:
 - No considere disponibilidad de gas importado desde Argentina, debido a la alta incertidumbre observada durante el año 2020.
 - Considerando una mayor inserción de la energía eólica y solar se adaptará metodología del Estudio GNL para incorporar restricciones operacionales de corto plazo que influyen en la programación segura y eficiente del parque generador, tales como mínimo técnico, tiempos mínimos de operación, costos de partida, indisponibilidad/fallas de unidades generadoras, de tal manera de mejorar la representación de la operación del SEN y necesidades de GNL en el horizonte de estudio.
 - Considere requerimientos de SSCC para control de frecuencia.
 - Ajuste las fechas de puesta en servicio de nuevos proyectos de generación declarados en construcción según el estado de avance de los mismos.