

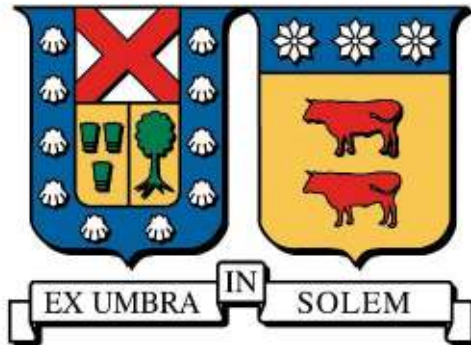
**UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA**

**“ANÁLISIS DE LA INCORPORACIÓN DE
GENERACIÓN ERNC DE TIPO
INTERMITENTE PARA UNA
INTEGRACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA
ÓPTIMA CON EL PARQUE DE
GENERACIÓN TÉRMICA”**

Carlos Ignacio Mante Torres

MAGISTER EN ECONOMIA ENERGETICA

2016



**UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA**

MEE – 422 PREPARACIÓN TRABAJO TESINA

**“ANÁLISIS DE LA INCORPORACIÓN DE GENERACIÓN ERNC
DE TIPO INTERMITENTE PARA UNA INTEGRACIÓN TÉCNICA Y
ECONÓMICA ÓPTIMA CON EL PARQUE DE GENERACIÓN
TÉRMICA”**

Tesina de grado presentada por
Carlos Ignacio Mante Torres
como requisito parcial para optar al grado de
Magister en Economía Energética

Profesor Guía
Dr. Ing. Alejandro Sáez Carreño

Profesor Correferente
MSc. Ing. Wilfredo Jara Tirapegui

Julio 2016

TITULO DE LA TESINA:

ANÁLISIS DE LA INCORPORACIÓN DE GENERACIÓN ERNC DE TIPO INTERMITENTE PARA UNA INTEGRACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA ÓPTIMA CON EL PARQUE DE GENERACIÓN TÉRMICA

AUTOR:

Carlos Ignacio Mante Torres

TRABAJO DE TESINA, presentado en cumplimiento parcial de los requisitos para el Grado de Magíster en Economía Energética del Departamento de Ingeniería Mecánica de la Universidad Técnica Federico Santa María.

Dr.Ing. Alejandro Sáez Carreño.....

MSc. Ing. Wilfredo Jara Tirapegui.....

Santiago, Chile. Julio de 2016

DEDICATORIA

A mi esposa NASHLA

A mis hijos, IGNACIO Y AGUSTINA

A mis padres, JUAN CARLOS Y ELIANA

A mi abuelita BLANCA

A mi hermano Milton (Q.E.P.D)

Y a toda mi familia

Por su apoyo incondicional para realizar este MEE

RESUMEN

De acuerdo a lo establecido en la Ley 20.698, Chile tiene como objetivo producir el 20% de su energía al año 2025 a partir de fuentes de Energías Renovables No Convencionales (ERNC). De esta forma y considerando las proyecciones del mercado, esta cuota sería ampliamente superada llegando a alcanzar alrededor de un 40% de la energía producida sobre la base de ERNC para el año 2030, donde alrededor de 42.000 GWh/año corresponderán a tecnologías Eólicas y Fotovoltaica, con una capacidad instalada estimada de 14.000 MW (6.100 MW Eólico y 7900 MW Solar).

Esta alta integración de ERNC de tipo intermitente trae consigo efectos económicos y técnicos a nivel sistémico que deben ser considerados a fin de obtener una integración óptima de este tipo de tecnología con el parque existente, maximizando los beneficios globales por concepto de la incorporación de un bloque masivo de generación ERNC.

Desde el punto de vista técnico, esta alta integración provoca un aumento considerable de la operación cíclica del parque térmico, cuya distribución dependerá de la flexibilidad que presente el parque a fin de afrontar desde las variaciones de carga hasta continuas detenciones y partidas de las distintas unidades de generación térmica. De esta forma, para obtener una generación confiable y segura del sistema, éste requiere de un parque térmico robusto y flexible.

De los resultados obtenidos en el estudio de la Mesa ERNC, y en virtud de los niveles de penetración de ERNC explorados, se observa que las unidades de vapor-carbón continúan con el número de ciclos promedios experimentados actualmente en la operación de los sistemas eléctricos nacionales.

Asimismo, se observa que con una incorporación masiva de fuentes variables como eólica y solar fotovoltaica, el número de ciclos promedio de turbinas asociadas a ciclos combinados operando con GNL podría triplicarse.

Dicha condición no dista de ciclos operativos que unidades de estas características han experimentado en la operación normal de los sistemas nacionales, y están muy por debajo de operaciones típicas en sistemas eléctricos internacionales. Los resultados muestran que en el peor de los casos no se superarían 3 partidas semanales para unidades de ciclo combinado.

Si las características técnicas de nuestro parque térmico se acercaran a parámetros internacionales, que permitirían una mejor integración de energía variable, se observa un aumento en el número de ciclos de varias tecnologías

térmicas a medida que aumenta el nivel de participación eólico-fotovoltaico. Particularmente se aprecia un aumento en los ciclos de las unidades de carbón y de los ciclos combinados que operan con GNL.

Lo anterior se deduce de una disminución en el costo de ciclaje con unidades de carbón y GNL en desmedro de realizar dicha tarea con unidades diesel. A pesar de observar una operación más agresiva, los resultados muestran que en ningún caso se obtienen valores de ciclos promedio por sobre la referencia internacional.

Esta incorporación masiva de energía renovable variable generará un uso más intensivo del parque térmico e hidroeléctrico con el objetivo de gestionar eficientemente niveles crecientes de variabilidad e incertidumbre en la operación. A fin que las ERNC de generación variable no generen alzas en los costos operacionales tendientes a incrementar los costos globales de expansión de los sistemas eléctricos, se hace necesario incrementar la flexibilidad actual del parque térmico, como también de mitigar el resto de los afectos adversos que se producen.

El parque térmico actual de nuestro sistema eléctrico corresponde a un parque maduro, con una alta variabilidad respecto a los parámetros claves para la flexibilidad, específicamente en cuanto a mínimos técnicos, tiempos y costos de partida, como también a la tasa de salida forzada. Respecto a esta última, se observa que unidades nuevas estarían bajo los límites nominales para cada tipo de tecnología, donde la dispersión mayor se visualiza para unidades con más de 10 años de operación, cuya variabilidad respecto a lo esperado se justificaría principalmente al historial de operación, diseño y prácticas de mantenimiento y conservación realizadas.

La generación variable de ERNC trae consigo desde un seguimiento de carga hasta partida y detenciones tanto frías como calientes de las unidades térmicas, lo cual provoca un derrateo del “Heat Rate” o Eficiencia de estas unidades afectando sus costos variables de operación. Se observa que unidades de carbón y ciclos combinados operando a un 50% de carga tienen un incremento del “Heat Rate” de 6% y 15% respectivamente.

De acuerdo a la experiencia internacional en la materia, se establece que existe una correlación directa entre el aumento de la operación cíclica y el aumento de la tasa de salida forzada, cuyo impacto depende principalmente de las prácticas operacionales históricas y del diseño de las unidades. De esta forma, un incremento de la operación cíclica del parque térmico traerá un aumento de la tasa de salida forzada y periodos de mantenimiento, lo que se traduce en una disminución de la disponibilidad del parque térmico.

Desde el punto de vista regulatorio y teniendo en cuenta los afectos sobre los niveles de emisiones del parque térmico, con miras a dar cumplimiento a lo establecido en el Decreto Supremo N°13, los análisis realizados tomando en consideración las curvas de arranque de cada una de las tecnologías, los sistemas de abatimiento que estas poseen, los niveles de generación, potencia instalada y niveles de operación cíclica estimados para cada tecnología, se observa que de acuerdo a los escenarios proyectados de integración ERNC y niveles de flexibilidad del parque térmico (Parámetros Nacionales e Internacionales) las tecnologías de carbón y ciclos combinados GNL y Diesel podrían tener un incumplimiento de la cantidad de horas máximas permitidas para superar los límites establecidos en el DS-13.11.

Respecto a las emisiones de SO₂, las Centrales Térmicas a carbón estarían al límite de tener un incumplimiento, sobre todo si se pasa desde partidas en caliente a tibias para condición cíclica. Los ciclos combinados y turbina a gas operando con FO Diesel no deberían tener problemas de emisiones considerando los límites de azufre por norma (Diesel Gr. A 15 ppm max. y Diesel Gr. B 50 ppm max.). Caso distinto sería para unidades operando con petróleo pesado, donde se superarían los 30 mg/Nm³ para unidades existentes y los 10 mg/Nm³ para las unidades nuevas.

Situación similar se visualiza para las emisiones de Material Particulado para las Unidades a Carbón y Ciclos combinados operando con Diesel.

Desde el punto de vista de las emisiones globales del sistema, se observa que a medida que se incrementa el nivel de integración ERNC las distintas emisiones se ven disminuidas, producto del desplazamiento de generación térmica, logrando disminuciones entre un 10% a 30% según tipo de contaminante y nivel de flexibilidad del parque. Este último parámetro representa un factor fundamental en los niveles de emisiones obtenidos, ya que llevar el parque térmico a estándares internacionales de flexibilidad provocaría disminuciones cercanas a un 8% para CO₂, 37% para NO_x, 44% para SO₂ y 4% para MP. Un aspecto importante a destacar corresponde a que las emisiones producto de la operación cíclica se ven incrementadas a medida que se incrementan los niveles de integración ERNC, pero éstas solo representan entre un 1% a 3% de las emisiones globales del sistema, dependiendo del escenario de integración y flexibilidad del parque térmico.

De esta forma, se verifica la necesidad de incorporar sistemas de abatimiento post-combustión de tipo SCR para el abatimiento de emisiones de NO_x, para las unidades nuevas considerar sistema de desulfurización de tipo húmedo (WFGD) dado su mejor desempeño en todas las etapas de operación de las centrales para el abatimiento de SO₂, como también mejorar aspectos

operativos que provoquen una disminución de de las emisiones durante la operación cíclica y mejore los parámetros de flexibilidad frente a las emisiones.

Desde el punto de vista económico, la incorporación masiva de generación ERNC traerá una disminución de los costos de operación, inversión y mantenimiento del sistema eléctrico, producto de la incorporación de un bloque de generación de bajo costo, donde la flexibilidad del parque térmico será fundamental para definir el punto óptimo de integración. De esta forma, de acuerdo a los análisis realizados se visualiza que el nivel de integración óptimo considerando los niveles de flexibilidad actuales del parque térmico estaría entorno al 20%, donde para niveles mayores de integración es fundamental llevar el parque actual a estándares internacionales, donde se visualiza que dicho óptimo estaría entorno al 33% de integración de generación ERNC intermitente.

En cuanto al costo de producción de las tecnologías térmicas, se determina que el mejorar los niveles de flexibilidad actuales del parque podría traer un ahorro anual entre 200 y 680 MMUSD anuales, dependiendo del nivel de integración y flexibilidad del parque. Cabe destacar que dichos montos consideran los costos cycling de las unidades de generación

El incremento de la indisponibilidad afectará directamente los ingresos por concepto de potencia de suficiencia, sobre todo para aquellas unidades que han sido diseñadas para operar en carga base. De igual forma, la integración masiva de ERNC disminuirá los niveles de generación esperados para cada una de las tecnologías térmicas, afectando su factor de planta e ingresos por concepto de venta de energía al sistema.

Desde el punto de vista de la tecnología, la mitigación de los efectos adversos anteriormente indicados trae consigo un incremento de los niveles de flexibilidad, incorporación de sistema de abatimiento de emisiones adicionales, mejora de la confiabilidad y modificación de los diseños, todo lo cual se traduce en la necesidad de realizar inversiones adicionales tanto en las unidades existentes como en las nuevas. A modo de ejemplo, para el caso de los ciclos combinados diseñados para una operación cíclica, se observa un incremento entre un 10% a 12% en cuanto a los costos de inversión del equipamiento electromecánico, lo que se traduce en un incremento del 5,8% del costo total del contrato EPC (CC Carga Base 1.082 USD/kW ; CC Cycling 1.144 USD/KW). Además, se observa que existen un incremento en los costos variable O&M de alrededor de un 8,7%.

En cuanto a la factibilidad técnica de mejorar los niveles de flexibilidad del parque térmico actual, no se prevén grandes limitaciones, donde la gran incertidumbre está asociada a los niveles reales que se puedan alcanzar.

Las limitaciones o barreras de implementación de determinadas modificaciones o retrofit de las unidades de generación térmica existentes, están dadas principalmente por aspectos económicos relativos a las proyecciones de despacho de la unidad, periodo de vida útil remanente y beneficio económico a obtener, los cuales representan los factores fundamentales para la toma de decisión en cuanto al alcance y momento de implementar dichas modificaciones, sobre todo ante condiciones fluctuantes de los mercados.

De acuerdo a la experiencia internacional y considerando que resulta inviable justificar grandes montos de inversiones a todo el parque térmico para mejorar su confiabilidad y flexibilidad que, es que resulta fundamental verificar aquellas unidades de generación térmicas claves y los atributos en cuanto a flexibilidad que se requieren para la operación óptima del sistema.

Conformes a esto, y dada la importancia de contar con estas tecnologías en el despacho, se prevé necesario evaluar mecanismos que permitan reconocer y asignar los efectos asociados al régimen de “Cycling” que se presente en éstas unidades generadoras, evitando incrementar los costos variables y de esta manera asegurar su despacho diario.

Una alternativa a evaluar es establecer un Servicio Complementario que remunere este servicio, a efectos de incentivar la flexibilidad del parque generador, que desde el punto de vista de la presente tesina debería contemplar todos aspectos indicados anteriormente y que son resumidos en la Figura 1.

Finalmente y considerando los resultados obtenidos en la presente tesina, la recomendación principal consiste en la planificación de la integración masiva y óptima de las tecnologías de generación ERNC intermitentes con el parque térmico, donde se consideren las etapas de determinación de las centrales claves y atributos necesarios para la operación confiable del sistema, para en forma posterior realizar una etapa de línea base y caracterización real y de detalle del parque térmico, determinando los niveles actuales de flexibilidad, integridad, potencial de mejora y factibilidad técnica y económica para la determinación de los costos asociados que deberían reconocer a los generadores térmicos, cuya información represente la base del proceso regulatorio que defina el alcance, modalidad de pago y otros aspectos relevantes del servicio complementario asociado a la operación cíclica.



Figura 1. Estructura Del Servicio Complementario Cycling. Fuente: Elaboración propia.

ABSTRACT

According to established in the Law 20.698, Chile has as objective to produce the 20% of his energy from non-conventional renewable energy sources at 2025. The market forecast, indicates that this objective will be overcome, reaching to the 40% of the generated energy from non-conventional energy sources at 2030, where around 44.000 GWh/año will be generated by wind and FV technologies, with a installed capacity near to 14.000 MW (6.100 MW Wind and 7.900 MW Solar)

This high integration of intermittent non-conventional energy sources produce economics and technical effects in the electrical system that should be considered in order to obtain a proper integration of this kind of generation technology with the existing thermal power plants, maximizing the global benefits for the system.

From of the technical point of view, this high integration increase the cycling operation of the existing thermal power plant, which distribution will depend on the power plant flexibility in order to perform the load following up to the continuous two-shifting operation. Thus, to obtain a reliable and safety operation of the electrical system, is necessary to have a robust and flexible thermal power plants.

According to the obtained results for the different sceneries analyzed for the non-conventional renewable generation integration, is possible to visualize that the coal power plant will keep the current cycling operation levels.

Likewise, is possible to visualize that the combined cycles will have three times the current cycling operation, in order to response to the load fluctuations due to the high integration of the intermittent non-conventional renewable generation. This condition is not different regarding the current operation condition observed for this technologies. In the worst case, combined cycles will have three startup for week.

If the technical characteristics of the existing thermal power plants were similar to the international standards, where under this condition leads a better integration of the intermittent non-conventional renewable energy, is possible to visualize that the coal and gas technologies increase the cycling operation, at the expense of the diesel power plants. Is necessary to note, that the cycling levels will be similar to the international standards for these technologies (Coal and LNG).

The high integration of the intermittent non-conventional renewable energy will require to use more intensely the hydro and thermal power plants, in order to perform an efficient management of the load fluctuation in the system operation.

For this reason, is necessary to improve the flexibility of the existing thermal power plant in order to mitigate any adverse effect for the electrical system.

The existing thermal power plants are matures, with a high variability regarding the flexibility parameters, specifically for the minimum load, startup time, startup cost and equivalent forced outage rate (EFOR). For the last parameter, is possible to visualize that the new power plants (<5 years old) have an EFOR under the normal and expected tendency, but the EFOR for the old power plant depends on its maintenance and operational history, having a great deviation regarding the expected EFOR.

The cycling operation affect the “Heat Rate” (HR) of the power plants, where at 50% full load, the coal and gas power plants has an increment of 6% and 15% of the HR respectively.

According to the international experience, exist a direct correlation between the cycling operation and the increase of the EFOR. Thus, increasing the cycling operation will affect the EFOR and maintenance period, decreasing the availability of the thermal power plants.

From the regulatory point of view and considering the adverse effects to the thermal power plants emissions, the study results indicates that the coal power plants and combined cycles could not comply with the Chilean Thermal Power Plant Emissions Law (DS-13.11), depending the integration level of the non-conventional renewable technologies and emissions abatement technology that have implemented each plant.

For SO₂ emissions, the coal power plants could be at the limit with the maximum hours to overcome the emissions limits established in the law. The combined cycles and gas turbines operating with fuel oil diesel shouldn't have problem to comply with the limits considering the fuel oil characteristics, specifically regarding the sulphur content (Diesel Gr. A 15 ppm max. and Diesel Gr. B 50 ppm max.).

Similar situation of the particulate matter emissions for the Coal Power plants and combined cycles operating with fuel oil diesel, where these units shouldn't have problems to comply with the emissions limits.

For the NO_x emissions, coal power plants and combined cycles could have problems to comply with emissions limits for the sceneries with high cycling operation, due to the high integration of the non-conventional renewable technologies.

Regarding the system global emissions, the high integration of the non-conventional renewable technologies will produce a reductions of the global emissions considering that an important quantity of thermal generation is

displaced. The reductions level could be between 10% to 30% depending the emission and thermal power plant flexibility. If the thermal power plants has the international flexibility levels, is possible to reduce 8% for CO₂, 37% for NO_x, 44% for SO₂ and 4% for MP, taking as base the emissions levels obtained for the local flexibility sceneries. Is important to note, that the emissions from the cycling operation are increased with the non-conventional renewable generation integration, these emissions only represent between 1% to 3% depending the flexibility and integrations level.

Thus, is necessary incorporate post-combustion system to control the NO_x emissions (SCR) as well as to consider for the new coal generation units the implementation of wet FGD to control the SO₂ emissions, considering the great performance under cycling operation.

The high integration of the non-conventional renewable generation will decrease the system cost related with the operation, investment and maintenance, due to the incorporation of the low cost generation, where the thermal power plant flexibility is a critical factor to define the optimum integration level. According to the recent studies, the optimum integration level is near to the 20% of the total generation from non-conventional renewable generation considering the existing flexibility levels of the thermal power plants. However, if the thermal power plant have flexibility levels near to the international standards, the optimum integration levels could be around the 33%.

Similarly, if the existing thermal power plants have flexibility levels near to the international standards, the thermal production cost could be decreased between 200 and 500 MMUSD, depending the integration levels and flexibility. Is important to note, that the above mentioned values considers the cycling cost of the thermal power plants.

The increasing of the unavailability will affect directly the income related with the sufficient power, especially for those plants designed for base load operation. In addition, the power plant factor will be decreased affecting the generation incomes and the economic evaluation of the existing and new projects.

To mitigate the adverse effects of the cycling operation to the thermal power plants, is necessary to perform additional investments related with the flexibility improvements, additional emissions abatement system, reliability improvements and design modifications. For example, a combined cycle designed for cycling operation require an additional investment 10% to 12% for mechanical, electrical and I&C equipments, which impact in 5,8% in the EPC cost. In addition, is necessary to consider that this kind of combined cycle has major O&M cost in 8,7% than base load plants.

Regarding the technical feasibility to perform the flexibility improvements in the thermal power plants, is not visualized some limitations, where the uncertainty is associated to the real levels that are feasible to achieve.

The limitations or barriers are associated to the economic evaluation, considering if the investment to perform in the plants area compensated with evaluation period the existing and new plants.

According to the international experience and that is not feasible to justify high investment for high flexibility, is necessary to determinate the generation units that are key for the optimum integration, including the minimum flexibility levels that are required for those plants.

Considering the relevant for the electrical system to have these plants, it's expected evaluate economical incentives in order to recognize and assign the effect associated to the cycling operation, avoiding to increase the total variable cost of those plants, and not affecting the daily dispatch of these units.

One alternative correspond to incorporate a Complementary Service that pay the cycling operation, in order to encourage the flexibility investment from thermal power plant operators, incorporating the items indicated in the figure N°1.

Finally and considering the results indicated in the above paragraphs, the root recommendation is planning the high integration of the non-conventional renewable generation with the existing thermal power plant, where be considered determinate the key plants for the optimum integration, the minimum flexibility levels for those plants for the reliable operation of the electrical system. Once defined the above parameters, perform a detailed analysis of the key plant, in order to verify its integrity and determinate the investments to achieve the required flexibility levels. Thus, these information should be used for the regulatory process to define the structure and scope of the complementary service related with cycling operation of the thermal power plant.

GLOSARIO

NO _x	:	Óxidos Nitrosos
MP	:	Material Particulado
SO ₂	:	Dióxido de Azufre
CO ₂	:	Dióxido de Carbono
SCR	:	Selective Catalytic Reduction (Reducción Catalítica Selectiva)
FGD	:	Flue Gas Desulfurization
WFGD	:	Wet Flue Gas Desulfurization
SWFGD	:	Sea Water Flue Gas Desulfurization
SDA	:	Semi Dry Absorber
ERNC	:	Energías Renovables No Convencionales
Cycling	:	Operación cíclica
CC	:	Ciclo Combinado
CT	:	Central Térmica
GNL	:	Gas Natural Licuado
GN	:	Gas Natural
LNB	:	Low NO _x Burners (Quemadores de Bajo NO _x)
DLN	:	Dry Low NO _x
HR	:	“Heat Rate”
FO	:	Fuel Oil
EPC	:	Engineering Procurement Construction
CV	:	Costo Variable
CVC	:	Costo Variable Combustible
CVNC	:	Costo Variable No Combustible
O&M	:	Operación y Mantenimiento
HRSG	:	Heat Recovery Steam Generator
SIC	:	Sistema Interconectado Central

SING	:	Sistema Interconectado Norte Grande
CDEC	:	Centro Despacho Económico de Carga
FP	:	Factor de Planta
VPO	:	Variable Pressure Operation
TG	:	Turbina a Gas
TV	:	Turbina a Vapor
FRP	:	Flexible Ramping Product

INDICE

RESUMEN	5
ABSTRACT	11
GLOSARIO.....	15
INDICE	17
1. INTRODUCCION	19
2. OBJETIVOS	21
2.1 OBJETIVO GENERAL	21
2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS.....	21
3. METODOLOGÍA.....	22
3.1 INVESTIGACIÓN BIBLIOGRAFICA	23
3.2 IMPACTO EN LA OPERACIÓN.....	23
3.3 NIVEL ÓPTIMO DE INTEGRACIÓN DE TECNOLOGÍAS ERNC	23
3.4 OPERACIÓN ACTUAL DEL PARQUE DE GENERACIÓN TERMICO	23
3.5 MEJORAMIENTO OPERACIONAL	23
3.6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	23
4. IMPACTO DE LA OPERACIÓN CICLICA EN EL PARQUE DE GENERACIÓN TERMICA	25
4.1 MARCO TEÓRICO GENERAL	25
4.2 EFECTOS SOBRE LOS COMPONENTES DE CENTRALES TÉRMICAS	63
4.2.1 Fatiga y Fluencia (Creep).....	63
4.2.2 Sistema de manejo de carbón	64
4.2.3 Calderas y HRSG.....	65
4.2.4 Turbina a Vapor (TV)	68
4.2.5 Turbina a Gas.....	69
4.2.6 Sistema de control de emisiones	71
4.2.7 Sistema de recirculación y enfriamiento con agua	72
4.2.8 Ciclo Agua/Vapor	73
4.2.9 Ventiladores	74
4.3 EFECTOS SOBRE EL PERFORMANCE DE CENTRALES TÉRMICAS (RENDIMIENTO, DISPONIBILIDAD, EMISIONES).....	75
4.3.1 Efectos sobre la disponibilidad y confiabilidad.....	75
4.3.2 Efectos sobre las Emisiones	81
4.3.3 Otros efectos económicos.....	111
4.4 EXPERIENCIA INTERNACIONAL.....	113
5. OPERACIÓN ACTUAL DEL PARQUE DE GENERACIÓN TERMICA	134
5.1 LÍMITES DINÁMICOS DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN CONVENCIONAL.	134

5.2	CARACTERIZACIÓN DEL PARQUE DE GENERACIÓN TÉRMICO CHILENO	136
5.3	OPERACIÓN ACTUAL Y FUTURA DEL PARQUE TÉRMICO	143
5.4	COSTOS DE OPERACIÓN CÍCLICA PARA EL PARQUE TERMICO ACTUAL	149
5.4.1	Costos de partida Centrales Térmicas.....	149
5.4.2	Costos de operación cíclica de Centrales Térmicas.....	155
6.	NIVELES DE INTEGRACIÓN ÓPTIMOS DEL PARQUE DE GENERACIÓN ERNC TIPO INTERMITENTE.....	156
6.1	ANÁLISIS DEL SISTEMA ELÉCTRICO CHILENO	156
7.	MEJORAMIENTO OPERACIONAL DEL PARQUE DE GENERACIÓN TÉRMICA PRODUCTO DE LA INTEGRACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS ERNC.....	161
7.1	MEJORAS OPERACIONALES, TECNOLOGÍAS DISPONIBLES Y COSTOS ASOCIADOS.....	161
7.2	FACTIBILIDAD TECNICA Y ECONOMICA DE MEJORAMIENTO DEL PARQUE TÉRMICO CHILENO.....	167
8.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	174
9.	BIBLIOGRAFÍA	180

1. INTRODUCCION

Considerando la alta penetración actual y proyectada de las tecnologías de generación ERNC de tipo intermitente, específicamente de las tecnologías de generación de tipo fotovoltaica y eólica; donde su operación en el sistema eléctrico Chileno (SIC y SING) está provocando que el parque de generación térmico tenga un modo de operación cíclico (on/off cycling) y con tasas de toma de carga (ramping) mucho más exigentes que las habituales y para las que probablemente fueron diseñadas.

De esta forma, la presente tesina tiene por objetivo evaluar los posibles impactos negativos que puede traer este modo de operación sobre la confiabilidad, disponibilidad y emisiones del parque de generación térmica, como también las medidas en materia de mejoramiento de la flexibilidad operacional y eficiencia para la integración óptima (técnica y económica) del parque de generación ERNC de tipo intermitente (Eólica y Fotovoltaica).

En primer lugar, la presente tesina establece el marco teórico del impacto sobre el parque de generación térmica de una operación cíclica, estableciendo los efectos sobre cada uno de sus componentes, sistemas y desempeño de la unidad, como también los costos relacionados en esta materia.

En forma posterior, se analiza la operación actual del parque de generación térmica en Chile, estableciendo las caracterizaciones actuales (condiciones de diseño, tiempo de operación, tasa de falla, etc.) y que tan cíclica es su operación proyectada y actual respecto a las condiciones de diseño.

Desde el punto de vista de la operación global del sistema eléctrico Chileno, se realiza un análisis del nivel óptimo de integración de las tecnologías ERNC tipo Intermitente, sobre la base de diversos estudios realizados por diversas entidades o actores relevantes del sector, a fin de verificar los niveles de flexibilidad operacional del parque térmico considerados en los modelos de análisis.

Desde el punto de vista tecnológico, se establecen las mejoras operacionales en materia de flexibilidad operacional y eficiencia del parque térmico, y los niveles o rangos de inversión involucrados, a fin de determinar la factibilidad de lograr los niveles requeridos para la integración óptima del parque ERNC intermitente.

Finalmente y considerando los resultados obtenidos en los capítulos precedentes, se establecen las conclusiones y recomendaciones específicas de la tesina, en materia de establecer los niveles de flexibilidad factibles de lograr, desde el punto de vista tecnológico, como también los aspectos relevantes que deberían ser considerados para las nuevas unidades del parque de generación

térmicos que sean incorporadas a futuro en el sistema eléctrico Chileno. De igual forma, establecer aquellos aspectos regulatorios, técnicos y comerciales que deberían ser discutidos a fin de poder realizar la integración óptima del parque de generación ERNC según lo definido por la Autoridad a nivel país, incentivando al parque de generación térmico a incrementar sus niveles de flexibilidad y confiabilidad de operación.

2. OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

El objetivo general de la presente Tesina corresponde a la determinación del potencial de mejoramiento de la flexibilidad operacional y eficiencia del parque de generación térmica a nivel local, tomando en cuenta las limitaciones de la infraestructura actual, tecnologías disponibles y niveles de flexibilidad requeridos para una integración óptima (técnica y económica) de las tecnologías ERNC de tipo intermitente (Eólica y FV), como también la definición de los efectos técnicos y económicos que deben ser reconocidos a nivel sistémico para incentivar las inversiones en flexibilidad del parque térmico actual y futuro a instalar en el sistema eléctrico Chileno.

2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

Los objetivos específicos del presente estudio son:

- i. Marco teórico de los efectos de la operación cíclica en centrales térmicas (Carbón y GN)
- ii. Evaluación de las características y operación actual del parque de generación térmico en materia de operación cíclica.
- iii. Revisar y analizar la experiencia internacional en esta materia
- iv. Sobre la base de estudios realizados por entidades componentes en la materia, identificar los niveles de integración económica eficiente de las tecnologías de generación ERNC de tipo intermitente (Eólica y FV) y las consideraciones respecto a flexibilidad operacional que se asumen dentro de los modelos de análisis.
- v. Establecer los aspectos y potencial de mejora en cuanto a flexibilidad operacional y eficiencia del parque térmico.
- vi. Determinación del impacto de la operación cíclica respecto al cumplimiento de la norma de emisiones de Centrales Térmicas (DS-13.11)
- vii. Análisis de Casos, desde el punto de vista de los logros obtenidos y las posibles mejoras para incrementar el desempeño ante esta nueva condición de operación.
- viii. Conclusiones y recomendaciones desde el punto de vista de técnico, económico y regulatorio para la integración óptima del parque ERNC Intermitente con el parque térmico actual y proyectado en el sistema eléctrico Chileno.

3. METODOLOGÍA

La metodología utilizada para el presente estudio es ilustrada en la Figura 2, cuyas etapas son descritas en los siguientes capítulos.

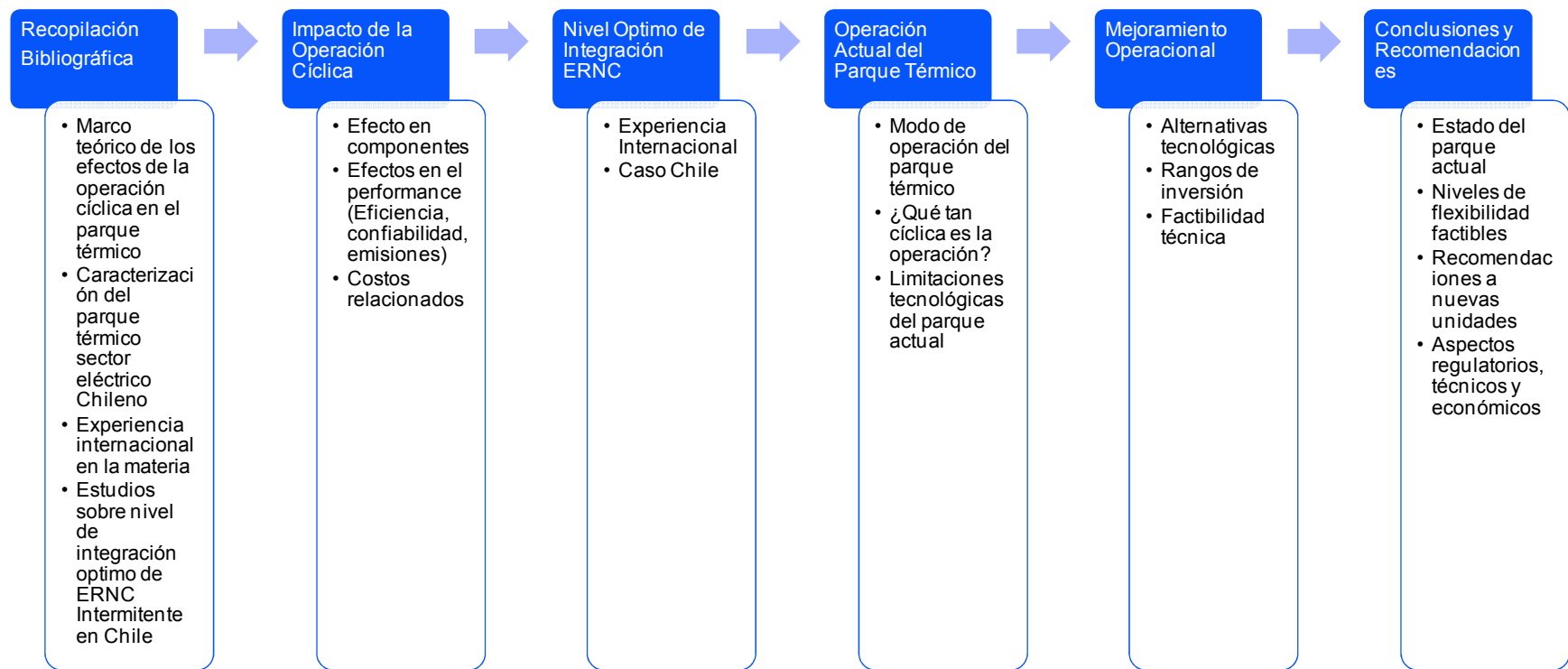


Figura 2. Diagrama de la metodología Del presente estudio. Fuente: Elaboración propia.

3.1 INVESTIGACIÓN BIBLIOGRAFICA

En primer lugar, se realizará la búsqueda bibliográfica que tiene como objetivo encontrar la información relevante para cada uno de los temas y alcance planteados para la presente tesina. En forma posterior, se realizará un análisis y síntesis de la información recopilada a fin de elaborar los capítulos considerados en la tesina.

3.2 IMPACTO EN LA OPERACIÓN

En el presente capítulo se establecerá el marco teórico del impacto de la operación cíclica sobre el parque de generación térmica, estableciendo los efectos sobre cada uno de sus componentes, sistemas y performance de la unidad, como también los costos relacionados en esta materia.

3.3 NIVEL ÓPTIMO DE INTEGRACIÓN DE TECNOLOGÍAS ERNC

Desde el punto de vista de la operación global del sistema eléctrico Chileno, en el presente capítulo se realizará un análisis del nivel óptimo de integración de las tecnologías ERNC tipo Intermitente sobre la base de diversos estudios realizados por entidades o actores relevantes del sector, a fin de verificar los niveles de flexibilidad operacional del parque térmico considerados en los modelos de análisis.

3.4 OPERACIÓN ACTUAL DEL PARQUE DE GENERACIÓN TERMICO

En el presente capítulo, se analizará la operación actual del parque de generación térmica en Chile, estableciendo la caracterización del parque actual (condiciones de diseño y otros aspectos técnicos relevantes) y que tan cíclica es su operación respecto a las condiciones de diseño.

3.5 MEJORAMIENTO OPERACIONAL

Desde el punto de vista tecnológico, en el presente capítulo se establecerán las mejoras operacionales en materia de flexibilidad operacional y eficiencia del parque térmico y los niveles o rangos de inversión involucrados, a fin de determinar la factibilidad de lograr los niveles requeridos en el capítulo anterior.

3.6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Finalmente y considerando los resultados obtenidos en los capítulos precedentes, se establecerán las conclusiones y recomendaciones específicas del estudio en materia de establecer los niveles de flexibilidad factibles de lograr desde el punto de vista tecnológico, como también los aspectos relevantes que deberían ser considerados para las nuevas unidades del parque de generación térmicos que sean incorporadas a futuro en el sistema eléctrico Chileno. De igual forma, se establecerán aquellos aspectos técnicos, económicos y

regulatorios que deberían ser discutidos a fin de poder realizar la integración óptima del parque de ERNC según lo definido por la Autoridad a nivel país, sobre todo incentivando al parque térmico a incrementar sus niveles de flexibilidad y confiabilidad de la operación.

4. IMPACTO DE LA OPERACIÓN CÍCLICA EN EL PARQUE DE GENERACIÓN TÉRMICA

4.1 MARCO TEÓRICO GENERAL

Las plantas de generación térmica existentes se ven obligadas a tener una operación más cíclica con la adición o integración de generación ERNC de tipo intermitente y la generación de carga base de bajo costo variable. Los daños de una operación cíclica (Cycling) se manifiesta en función tanto de la estadística operativa como de los futuros reemplazos de mantenimiento y de capital, así como paradas forzosas y derrateo de la capacidad de las Unidades de Generación. Hay una serie de mecanismos de daño que impactan negativamente a los equipos de las unidades de generación, donde se incluye la fatiga, la interacción fatiga - fluencia, fatiga por corrosión química, transitorios y depósitos en los distintos equipos, y desgaste mecánico.

La operación cíclica implica altos costos de operación y mantenimiento (O&M), aumento de la indisponibilidad de las centrales, aumento en las tasas de salidas forzosas, incremento del "Heat Rate" o disminución de la eficiencia de las unidades de generación, como también una disminución en las expectativas de vida útil de éstas.

La operación cíclica se refiere a la operación de las unidades de generación eléctrica a diferentes niveles de carga, incluyendo encendido/apagado y variaciones de carga baja, en respuesta a cambios de demanda de carga del sistema. De esta forma, cada vez que una unidad de generación se apaga y se enciende, las líneas de vapor de la caldera, turbina, y componentes auxiliares pasan inevitablemente por grandes tensiones térmicas y de presión, que causan daños. Estos efectos adversos se agravan por el fenómeno denominado interacción fluencia - fatiga. La Fluencia es el cambio dependiente del tiempo en el tamaño o la forma de un material debido a la tensión constante (o fuerza) en ese material. En las unidades de generación térmica, la fluencia es causada por el estrés continuo que resulta de una operación a presiones y temperaturas elevadas y constante sobre los diversos sistema de tuberías y piping de la unidades, lo cual ocurre durante la operación a carga base en estado estable. La fatiga es un fenómeno que conduce a la fractura cuando un material se encuentra bajo reiteradas fluctuaciones de tensiones.

En una unidades de generación térmica, tales tensiones fluctuantes resultan de grandes transientes de presiones y temperaturas, donde estos transitorios ocurren típicamente durante la operación cíclica.

Debido a que las unidades de generación térmica a carga base están diseñados para funcionar en el rango de fluencia, estas unidades incrementan su

indisponibilidad cuando son sometidas adicionalmente a la operación cíclica relacionada con la fatiga. El término de interacción fluencia-fatiga sugiere que los dos fenómenos (fluencia y fatiga) no son necesariamente independientes, sino que actúan de forma sinérgica para causar un fallo prematuro. De hecho, los materiales se comportan de una manera compleja cuando son sometidos a estos dos tipos de tensiones.

La interacción de fluencia-fatiga es uno de los fenómenos más importantes que contribuyen a fallos de componentes y puede tener un efecto perjudicial sobre el rendimiento de las piezas de metal o componentes que operan a temperaturas elevadas. Se ha encontrado que los esfuerzos por fluencia (es decir, la deformación mecánica como resultado de estrés) puede reducir la vida a la fatiga y que los esfuerzos de fatiga pueden reducir la vida a la fluencia considerado en el diseño de estas unidades.

Cuando una unidad de generación térmica comienza con un modo de operación cíclica, por lo general se observa un aumento significativo en la tasa de salida de forzada equivalente (TSFE) debido a la mayor tasa de fallo de sus componentes.

En unidades nuevas de generación térmica, se ha observado que el aumento o incremento de la tasa de falla posterior al inicio de una operación cíclica sostenida, empieza a aparecer entre uno a siete años, a diferencia de unidades con mayor periodo de operación que presentan un incremento de su tasa de falla entre los 9 meses y dos años posterior al inicio de la operación cíclica.

Claramente tanto los costos de inversión en capital y mantenimiento deben ser incrementados en estas unidades, a fin de mantener sus niveles de confiabilidad y disponibilidad acordes a los requerimientos del sistema.

De esta forma, los mayores costos de inversión en capital, mantenimiento y combustible para estas unidades, en conjunto con la reducción de la generación, producen un costo de generación promedio más alto.

Tal como se ilustra en la **Figura 3**, el daño de las unidades térmica se ha incrementado en función del tipo de operación al que se ve sometida. Es así, como una operación bajo una modalidad de seguimiento de carga tiene un menor impacto que una operación con muchas partidas y detenciones de las unidades, lo cual influye directamente en el incremento de los costos de operación relacionados con la operación cíclica.

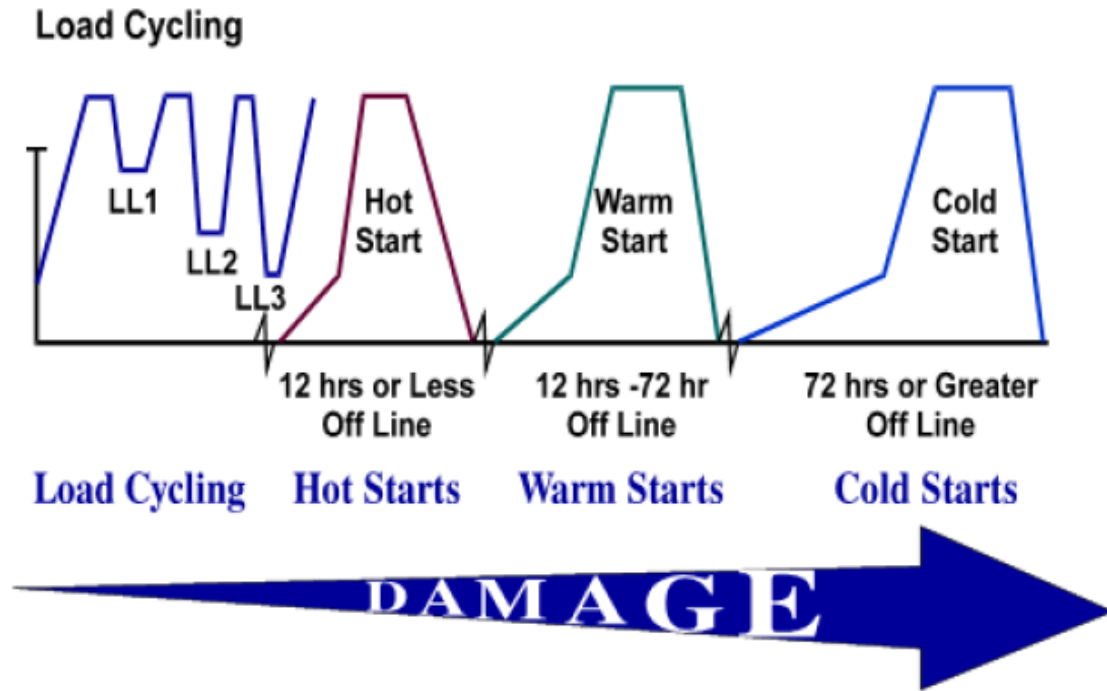


Figura 3. Efectos de la operación cíclica. Fuente: Steve Lefton, IntertekAPTECH

4.1.1 Daño debido a la operación cíclica

En la Tabla 1, se resumen los principales componentes y sistemas de las Centrales Térmicas Convencionales afectados por la operación cíclica.

Tabla 1. Efectos de la operación cíclica en los componentes de las centrales térmicas.

Caldera	Turbina	Química	Equipamiento Eléctrico
<ul style="list-style-type: none"> • Ruptura por fatiga de : <ul style="list-style-type: none"> ○ Tubos de caldera en las esquinas ○ Tubos en la zona de las cajas de viento ○ Cabezales de entrada al economizador • Degradación de los sellos de caldera • Desgaste de tubos • Puntos calientes en caldera • Deformación del domo • Deformación de los downcomer • Fallas de las juntas de expansión • Fallas de soldaduras • Falla en refractario • Tubos RH, SH y paredes de agua 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fractura debido a introducción de agua ▪ Aumento fatiga térmica ▪ Agrietamiento por fatiga ▪ Erosión de los alabes ▪ Incremento de los esfuerzos del rotor ▪ Destrucción y desgaste de sellos ▪ Aumento de los depósitos de sílice y cobre ▪ Contaminación del aceite de control y lubricación ▪ Fractura de carcasa ▪ Daño en los rodamientos 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fatiga por corrosión ▪ Pitting por oxígeno ▪ Corrosión en caldera y condensador ▪ Fugas ▪ Incremento de lavado químico caldera ▪ Incremento en los depósitos de cobre, sílice y hierro 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Incremento del desgaste de equipamiento ▪ Aumento de efectos de histéresis que conducen a una excesiva presión, temperatura y flujo ▪ Fatiga en los motores ▪ Fatiga de cableado ▪ Degradación aislación ▪ Aumento de fugas de H2 en el generador ▪ Incremento fallas en el generador ▪ Fatiga de interruptores y transformadores

Fuente. IMPACT OF PLANT CYCLING ON AVAILABILITY. POWER2015-49359

Las siguientes figuras ilustran algunos de las fallas y problemas más comunes observados en las centrales térmicas producto de la operación cíclica.



Figura 4. Fatiga por corrosión en tubos de caldera. Fuente. IMPACT OF PLANT CYCLING ON AVAILABILITY. POWER2015-49359



Figura 5. Daño en alabes TV producto desprendimiento óxidos en tubos caldera Fuente: IMPACT OF PLANT CYCLING ON AVAILABILITY. POWER2015-49359



Figura 6 Daño tubos SH. arqueamiento severo y deformación térmica debido a sobrecalentamiento producto de un bajo o nulo flujo de vapor de agua de refrigeración durante cycling. Fuente: IMPACT OF PLANT CYCLING ON AVAILABILITY. POWER2015-49359

4.1.2 Costos de la operación cíclica

Se distinguen cinco (5) tipos de costos relacionados con la operación cíclica:

- El costo de combustible, las emisiones de CO₂ y los servicios auxiliares durante el arranque, como también otros costos relacionados con las etapas de partida de la unidades de generación.
- Costos de reemplazo de capital y costos O&M debido a los continuos arranque y paradas, como también otros costos indirectos relacionados.
- El costo de interrupciones forzadas debido a la operación cíclica, el cual corresponde al costo de oportunidad de no generar durante la salida
- Costos de reemplazo de capital y costos O&M debido al seguimiento de carga.
- Costos debidos a la disminución de la eficiencia o aumento del “Heat Rate” de la unidades

En base a lo anterior, en las Tabla 2 a Tabla 9 se detallan los costos promedios históricos analizados para centrales a nivel mundial, diferenciando entre aquellas centrales que han sido modificadas para operar en una condición cíclica versus las que no, como también entre distintos tipos de tecnologías y potencias.

Tabla 2. Costo Operación Cíclica CT Carbón 500 MW diseñada para operación en carga base.

COSTO TIPOICO OPERACIÓN CICLICA - CENTRAL A CARBÓN PULVERIZADO 500 MW - TIPO CARGA BASE							
Tipo de transiente	Categoria de costo	Costo Cycling [USD/MW cap.] por ciclo					
		Esperado	%	Bajo	%	Alto	%
Partida en Caliente (1 a 23 horas fuera de servicio)	Mantenimiento & capital	53,2	56,7%	42,6	57,3%	67,4	55,5%
	Salida Forzada	25,1	26,7%	20,1	27,1%	31,7	26,1%
	Combustible partida	8,5	9,1%	5,9	7,9%	12,7	10,5%
	Potencia Auxiliar	4,4	4,7%	3,5	4,7%	5,5	4,5%
	Perdida Eficiencia	2,1	2,2%	1,7	2,3%	3,4	2,8%
	Costo Quimica Agua Ciclo	0,6	0,6%	0,5	0,7%	0,7	0,6%
	Costo Total	93,9	100%	74,3	100%	121,4	100%
Partida Tibia (24 a 120 horas fuera de servicio)	Mantenimiento & capital	57,0	49,3%	45,3	50,2%	71,0	48,5%
	Salida Forzada	26,9	23,2%	21,3	23,6%	33,4	22,8%
	Combustible partida	17,8	15,4%	12,5	13,8%	23,7	16,2%
	Potencia Auxiliar	9,4	8,1%	7,5	8,3%	11,7	8,0%
	Perdida Eficiencia	2,3	2,0%	1,9	2,1%	3,8	2,6%
	Costo Quimica Agua Ciclo	2,3	2,0%	1,8	2,0%	2,9	2,0%
	Costo Total	115,7	100%	90,3	100%	146,5	100%
Partida Fria (> 120 horas fuera de servicio)	Mantenimiento & capital	85,4	49,1%	67,7	49,9%	106,2	54,7%
	Salida Forzada	40,2	23,1%	31,9	23,5%	50,0	25,8%
	Combustible partida	26,8	15,4%	18,8	13,9%	10,2	5,3%
	Potencia Auxiliar	12,0	6,9%	9,6	7,1%	15,0	7,7%
	Perdida Eficiencia	2,6	1,5%	2,1	1,5%	4,1	2,1%
	Costo Quimica Agua Ciclo	6,9	4,0%	5,5	4,1%	8,6	4,4%
	Costo Total	173,9	100%	135,6	100%	194,1	100%
Seguimiento de Carga	Mantenimiento & capital	2,5	32,5%	1,4	29,8%	3,1	27,9%
	Salida Forzada	3,9	51,7%	2,3	48,9%	6,1	55,0%
	Perdida Eficiencia	0,5	6,6%	0,4	8,5%	0,8	7,2%
	Mill cycle gas	0,7	9,3%	0,6	12,8%	1,1	9,9%
	Costo Total	7,6	100%	4,7	100%	11,1	100%
Costo Variable @ Carga Base	USD/MWh	2,7	-	1,6	-	3,1	-

Fuente: Power Plant Cycling Costs. NREL

Tabla 3. Costo Operación Cíclica CT Carbón 200 MW diseñada para operación en carga base.

COSTO TIPICO OPERACIÓN CICLICA - CENTRAL A CARBÓN PULVERIZADO 200 MW							
Tipo de transiente	Categoria de costo	Costo Cycling [USD/MW cap.] por ciclo					
		Esperado	%	Bajo	%	Alto	%
Partida en Caliente (1 a 23 horas fuera de servicio)	Mantenimiento & capital	90,0	56,7%	79,4	57,3%	131,0	55,5%
	Salida Forzada	42,5	26,7%	37,5	27,1%	61,6	26,1%
	Combustible partida	14,4	9,1%	11,0	7,9%	24,7	10,5%
	Potencia Auxiliar	7,4	4,7%	6,5	4,7%	10,7	4,5%
	Perdida Eficiencia	3,6	2,2%	3,2	2,3%	6,6	2,8%
	Costo Quimica Agua Ciclo	1,0	0,6%	0,9	0,7%	1,4	0,6%
	Costo Total	158,9	100%	138,5	100%	236,0	100%
Partida Tibia (24 a 120 horas fuera de servicio)	Mantenimiento & capital	157,0	49,3%	112,0	50,2%	181,0	48,5%
	Salida Forzada	74,1	23,2%	52,7	23,6%	85,1	22,8%
	Combustible partida	49,0	15,4%	30,9	13,8%	60,4	16,2%
	Potencia Auxiliar	25,9	8,1%	18,5	8,3%	29,8	8,0%
	Perdida Eficiencia	6,3	2,0%	4,7	2,1%	9,7	2,6%
	Costo Quimica Agua Ciclo	6,3	2,0%	4,5	2,0%	7,4	2,0%
	Costo Total	318,7	100%	223,3	100%	373,5	100%
Partida Fria (> 120 horas fuera de servicio)	Mantenimiento & capital	147,0	49,1%	87,0	49,9%	286,0	54,7%
	Salida Forzada	69,2	23,1%	41,0	23,5%	134,7	25,8%
	Combustible partida	46,1	15,4%	24,2	13,9%	27,5	5,3%
	Potencia Auxiliar	20,7	6,9%	12,3	7,1%	40,4	7,7%
	Perdida Eficiencia	4,5	1,5%	2,7	1,5%	11,0	2,1%
	Costo Quimica Agua Ciclo	11,9	4,0%	7,1	4,1%	23,2	4,4%
	Costo Total	299,3	100%	174,3	100%	522,7	100%
Seguimiento de Carga	Mantenimiento & capital	3,3	61,7%	1,9	59,3%	3,8	61,7%
	Salida Forzada	1,6	29,3%	0,9	28,4%	1,8	29,2%
	Perdida Eficiencia	0,2	3,8%	0,2	4,9%	0,2	3,8%
	Mill cycle gas	0,3	5,3%	0,2	7,4%	0,3	5,3%
	Costo Total	5,4	100%	3,2	100%	6,2	100%
Costo Variable @ Carga Base	USD/MWh	2,8	-	2,7	-	3,0	-

Fuente: Power Plant Cycling Costs. NREL

Tabla 4. Costo Operación Cíclica CCGNL diseñado para operación en carga base.

COSTO TÍPICO OPERACIÓN CÍCLICA - CICLO COMBINADO GNL (GT + HRSG + ST)							
Tipo de transiente	Categoría de costo	Costo Cycling [USD/MW cap.] por ciclo					
		Esperado	%	Bajo	%	Alto	%
Partida en Caliente (1 a 23 horas fuera de servicio)	Mantenimiento & capital	35,0	56,7%	28,0	57,3%	56,0	55,5%
	Salida Forzada	16,5	26,7%	13,2	27,1%	26,3	26,1%
	Combustible partida	5,6	9,1%	3,9	7,9%	10,6	10,5%
	Potencia Auxiliar	2,9	4,7%	2,3	4,7%	4,6	4,5%
	Perdida Eficiencia	1,4	2,2%	1,1	2,3%	2,8	2,8%
	Costo Química Agua Ciclo	0,4	0,6%	0,3	0,7%	0,6	0,6%
	Costo Total	61,8	100%	48,8	100%	100,9	100%
Partida Tibia (24 a 120 horas fuera de servicio)	Mantenimiento & capital	55,0	56,7%	32,0	57,3%	93,0	55,5%
	Salida Forzada	25,9	26,7%	15,1	27,1%	43,7	26,1%
	Combustible partida	8,8	9,1%	4,4	7,9%	17,5	10,5%
	Potencia Auxiliar	4,5	4,7%	2,6	4,7%	7,6	4,5%
	Perdida Eficiencia	2,2	2,2%	1,3	2,3%	4,7	2,8%
	Costo Química Agua Ciclo	0,6	0,6%	0,4	0,7%	1,0	0,6%
	Costo Total	97,1	100%	55,8	100%	167,5	100%
Partida Fria (> 120 horas fuera de servicio)	Mantenimiento & capital	79,0	56,7%	46,0	57,3%	101,0	55,5%
	Salida Forzada	37,3	26,7%	21,7	27,1%	47,5	26,1%
	Combustible partida	12,6	9,1%	6,4	7,9%	19,0	10,5%
	Potencia Auxiliar	6,5	4,7%	3,8	4,7%	8,2	4,5%
	Perdida Eficiencia	3,1	2,2%	1,8	2,3%	5,1	2,8%
	Costo Química Agua Ciclo	0,9	0,6%	0,5	0,7%	1,0	0,6%
	Costo Total	139,4	100%	80,2	100%	181,9	100%
Seguimiento de Carga	Mantenimiento & capital	0,6	60,0%	0,3	60,0%	0,7	60,0%
	Salida Forzada	0,3	32,0%	0,2	32,0%	0,4	32,0%
	Perdida Eficiencia	0,1	8,0%	0,0	8,0%	0,1	8,0%
	Costo Total	1,1	100,0%	0,5	100%	1,2	100%
Costo Variable @ Carga Base	USD/MWh	1,0	-	0,9	-	1,2	-

Fuente: Power Plant Cycling Costs. NREL

Tabla 5. Costo Operación Cíclica CAGNL diseñado para operación en carga base.

COSTO TÍPICO OPERACIÓN CÍCLICA - CICLO ABIERTO TG							
Tipo de transiente	Categoria de costo	Costo Cycling [USD/MW cap.] por ciclo					
		Esperado	%	Bajo	%	Alto	%
Partida en Caliente (1 a 23 horas fuera de servicio)	Mantenimiento & capital	32,0	56,7%	22,0	57,3%	47,0	55,5%
	Salida Forzada	15,1	26,7%	10,4	27,1%	22,1	26,1%
	Combustible partida	5,1	9,1%	3,0	7,9%	8,9	10,5%
	Potencia Auxiliar	2,6	4,7%	1,8	4,7%	3,8	4,5%
	Perdida Eficiencia	1,3	2,2%	0,9	2,3%	2,4	2,8%
	Costo Quimica Agua Ciclo	0,4	0,6%	0,3	0,7%	0,5	0,6%
	Costo Total	56,5	100%	38,4	100%	84,7	100%
Partida Tibia (24 a 120 horas fuera de servicio)	Mantenimiento & capital	45,0	56,7%	26,0	57,3%	145,0	55,5%
	Salida Forzada	21,2	26,7%	12,3	27,1%	68,2	26,1%
	Combustible partida	7,2	9,1%	3,6	7,9%	27,3	10,5%
	Potencia Auxiliar	3,7	4,7%	2,1	4,7%	11,8	4,5%
	Perdida Eficiencia	1,8	2,2%	1,0	2,3%	7,3	2,8%
	Costo Quimica Agua Ciclo	0,5	0,6%	0,3	0,7%	1,5	0,6%
	Costo Total	79,4	100%	45,3	100%	261,2	100%
Partida Fria (> 120 horas fuera de servicio)	Mantenimiento & capital	103,0	56,7%	31,0	57,3%	118,0	55,5%
	Salida Forzada	48,6	26,7%	14,6	27,1%	55,5	26,1%
	Combustible partida	16,5	9,1%	4,3	7,9%	22,2	10,5%
	Potencia Auxiliar	8,5	4,7%	2,5	4,7%	9,6	4,5%
	Perdida Eficiencia	4,1	2,2%	1,2	2,3%	6,0	2,8%
	Costo Quimica Agua Ciclo	1,2	0,6%	0,4	0,7%	1,2	0,6%
	Costo Total	181,8	100%	54,1	100%	212,5	100%
Seguimiento de Carga	Mantenimiento & capital	1,6	60,0%	0,9	60,0%	2,8	60,0%
	Salida Forzada	0,8	32,0%	0,5	32,0%	1,5	32,0%
	Perdida Eficiencia	0,2	8,0%	0,1	8,0%	0,4	8,0%
	Costo Total	2,7	100,0%	1,6	100%	4,7	100%
Costo Variable @ Carga Base	USD/MWh	0,6	-	0,5	-	0,9	-

Fuente: Power Plant Cycling Costs. NREL

En las siguiente tablas se presentan los costos de operación cíclica de aquellas unidades que se le han realizado modificaciones para operar en forma confiable bajo dicha condición de operación, y que han presentado los menores costos de operación. A continuación se detallan algunas de las modificaciones y acciones más relevantes que se les han realizado a estas unidades, obteniendo un buen desempeño en cuanto a los costos de operación cíclica.

- i. Mejoramiento de los procedimientos operacionales:
 - a. Mejoramiento general de los procedimientos de operación
 - b. Utilización de procedimientos estándares para arranque y detención de las unidades de acuerdo a las recomendaciones de fabricantes
 - c. Bajas tasas de gradientes térmicos, especialmente en componentes críticos
- ii. Modificaciones y consideraciones de diseño para materiales y componentes claves como:
 - a. Drenajes
 - b. Mejoras en molinos

- c. Mejora materiales en paredes de agua caldera
- d. Modificación de los paneles de tubos SH y RH para reducir puntos calientes en tubos
- e. Sistema de inducción de agua a la turbina
- f. Válvulas de alta e intermedia presión de turbina, como también materiales de primera etapa de corrida de alabes
- g. Gestión de la dilatación térmica y diferenciales de temperatura del metal de la turbina a vapor.

Tabla 6. Costo Operación Cíclica CT Carbón 500 MW diseñada para operación cíclica.

COSTO TÍPICO OPERACIÓN CICLICA - CENTRAL A CARBÓN PULVERIZADO 500 MW - CON RETROFIT PARA CYCLING							
Tipo de transciente	Categoria de costo	Costo Cycling [USD/MW cap.] por ciclo					
		Esperado	%	Bajo	%	Alto	%
Partida en Caliente (1 a 23 horas fuera de servicio)	Mantenimiento & capital	39,0	56,7%	31,2	57,3%	49,4	55,5%
	Salida Forzada	18,4	26,7%	14,7	27,1%	23,2	26,1%
	Combustible partida	6,2	9,1%	4,3	7,9%	9,3	10,5%
	Potencia Auxiliar	3,2	4,7%	2,6	4,7%	4,0	4,5%
	Perdida Eficiencia	1,5	2,2%	1,2	2,3%	2,5	2,8%
	Costo Quimica Agua Ciclo	0,4	0,6%	0,4	0,7%	0,5	0,6%
	Costo Total	68,8	100%	54,5	100%	89,0	100%
Partida Tibia (24 a 120 horas fuera de servicio)	Mantenimiento & capital	53,0	49,3%	42,1	50,2%	66,0	48,5%
	Salida Forzada	25,0	23,2%	19,8	23,6%	31,1	22,8%
	Combustible partida	16,6	15,4%	11,6	13,8%	22,0	16,2%
	Potencia Auxiliar	8,7	8,1%	7,0	8,3%	10,9	8,0%
	Perdida Eficiencia	2,1	2,0%	1,8	2,1%	3,5	2,6%
	Costo Quimica Agua Ciclo	2,1	2,0%	1,7	2,0%	2,7	2,0%
	Costo Total	107,6	100%	84,0	100%	136,2	100%
Partida Fria (> 120 horas fuera de servicio)	Mantenimiento & capital	65,0	49,1%	51,5	49,9%	80,8	54,7%
	Salida Forzada	30,6	23,1%	24,3	23,5%	38,1	25,8%
	Combustible partida	20,4	15,4%	14,3	13,9%	7,8	5,3%
	Potencia Auxiliar	9,1	6,9%	7,3	7,1%	11,4	7,7%
	Perdida Eficiencia	2,0	1,5%	1,6	1,5%	3,1	2,1%
	Costo Quimica Agua Ciclo	5,3	4,0%	4,2	4,1%	6,5	4,4%
	Costo Total	132,4	100%	103,2	100%	147,7	100%
Seguimiento de Carga	Mantenimiento & capital	2,0	61,7%	1,2	59,3%	2,9	61,7%
	Salida Forzada	0,9	29,3%	0,6	28,4%	1,4	29,2%
	Perdida Eficiencia	0,1	3,8%	0,1	4,9%	0,2	3,8%
	Mill cycle gas	0,2	5,3%	0,1	7,4%	0,2	5,3%
	Costo Total	3,2	100%	2,0	100%	4,7	100%
Costo Variable @ Carga Base	USD/MWh	3,0	-	1,8	-	3,5	-

Fuente: Power Plant Cycling Costs. NREL

Tabla 7. Costo Operación Cíclica CT Carbón 200 MW diseñada para operación cíclica.

COSTO TÍPICO OPERACIÓN CÍCLICA - CENTRAL A CARBÓN PULVERIZADO 200 MW - PARA CYCLING							
Tipo de transiente	Categoría de costo	Costo Cycling [USD/MW cap.] por ciclo					
		Esperado	%	Bajo	%	Alto	%
Partida en Caliente (1 a 23 horas fuera de servicio)	Mantenimiento & capital	58,0	56,7%	51,2	57,3%	84,4	55,5%
	Salida Forzada	27,4	26,7%	24,1	27,1%	39,7	26,1%
	Combustible partida	9,3	9,1%	7,1	7,9%	15,9	10,5%
	Potencia Auxiliar	4,8	4,7%	4,2	4,7%	6,9	4,5%
	Perdida Eficiencia	2,3	2,2%	2,0	2,3%	4,3	2,8%
	Costo Química Agua Ciclo	0,7	0,6%	0,6	0,7%	0,9	0,6%
	Costo Total	102,4	100%	89,2	100%	152,1	100%
Partida Tibia (24 a 120 horas fuera de servicio)	Mantenimiento & capital	95,0	49,3%	67,8	50,2%	109,5	48,5%
	Salida Forzada	44,8	23,2%	31,9	23,6%	51,5	22,8%
	Combustible partida	29,7	15,4%	18,7	13,8%	36,6	16,2%
	Potencia Auxiliar	15,7	8,1%	11,2	8,3%	18,0	8,0%
	Perdida Eficiencia	3,8	2,0%	2,8	2,1%	5,9	2,6%
	Costo Química Agua Ciclo	3,8	2,0%	2,7	2,0%	4,5	2,0%
	Costo Total	192,8	100%	135,1	100%	226,0	100%
Partida Fria (> 120 horas fuera de servicio)	Mantenimiento & capital	94,0	49,1%	55,6	49,9%	182,9	54,7%
	Salida Forzada	44,2	23,1%	26,2	23,5%	86,1	25,8%
	Combustible partida	29,5	15,4%	15,4	13,9%	17,6	5,3%
	Potencia Auxiliar	13,2	6,9%	7,9	7,1%	25,8	7,7%
	Perdida Eficiencia	2,9	1,5%	1,7	1,5%	7,1	2,1%
	Costo Química Agua Ciclo	7,6	4,0%	4,5	4,1%	14,8	4,4%
	Costo Total	191,4	100%	111,4	100%	334,3	100%
Seguimiento de Carga	Mantenimiento & capital	2,3	61,7%	1,3	59,3%	2,6	61,7%
	Salida Forzada	1,1	29,3%	0,6	28,4%	1,2	29,2%
	Perdida Eficiencia	0,1	3,8%	0,1	4,9%	0,2	3,8%
	Mill cycle gas	0,2	5,3%	0,2	7,4%	0,2	5,3%
	Costo Total	3,7	100%	2,2	100%	4,2	100%
Costo Variable @ Carga Base	USD/MWh	2,7	-	2,5	-	2,8	-

Fuente: Power Plant Cycling Costs. NREL

Tabla 8. Costo Operación Cíclica CCGNL con retrofit para operación cíclica.

COSTO TIPICO OPERACIÓN CICLICA - CICLO COMBINADO GNL (GT + HRSG + ST) - CON RETROFIT PARA CYCLING							
Tipo de transciente	Categoría de costo	Costo Cycling [USD/MW cap.] por ciclo					
		Esperado	%	Bajo	%	Alto	%
Partida en Caliente (1 a 23 horas fuera de servicio)	Mantenimiento & capital	31,0	56,7%	24,8	57,3%	49,6	55,5%
	Salida Forzada	14,6	26,7%	11,7	27,1%	23,3	26,1%
	Combustible partida	5,0	9,1%	3,4	7,9%	9,3	10,5%
	Potencia Auxiliar	2,6	4,7%	2,0	4,7%	4,0	4,5%
	Perdida Eficiencia	1,2	2,2%	1,0	2,3%	2,5	2,8%
	Costo Quimica Agua Ciclo	0,3	0,6%	0,3	0,7%	0,5	0,6%
	Costo Total	54,7	100%	43,3	100%	89,3	100%
Partida Tibia (24 a 120 horas fuera de servicio)	Mantenimiento & capital	44,0	56,7%	25,6	57,3%	74,4	55,5%
	Salida Forzada	20,8	26,7%	12,1	27,1%	35,0	26,1%
	Combustible partida	7,0	9,1%	3,5	7,9%	14,0	10,5%
	Potencia Auxiliar	3,6	4,7%	2,1	4,7%	6,1	4,5%
	Perdida Eficiencia	1,7	2,2%	1,0	2,3%	3,8	2,8%
	Costo Quimica Agua Ciclo	0,5	0,6%	0,3	0,7%	0,8	0,6%
	Costo Total	77,7	100%	44,6	100%	134,0	100%
Partida Fria (> 120 horas fuera de servicio)	Mantenimiento & capital	60,0	56,7%	34,9	57,3%	76,7	55,5%
	Salida Forzada	28,3	26,7%	16,5	27,1%	36,1	26,1%
	Combustible partida	9,6	9,1%	4,8	7,9%	14,5	10,5%
	Potencia Auxiliar	5,0	4,7%	2,9	4,7%	6,3	4,5%
	Perdida Eficiencia	2,4	2,2%	1,4	2,3%	3,9	2,8%
	Costo Quimica Agua Ciclo	0,7	0,6%	0,4	0,7%	0,8	0,6%
	Costo Total	105,9	100%	60,9	100%	138,2	100%
Seguimiento de Carga	Mantenimiento & capital	0,3	60,0%	0,2	60,0%	0,4	60,0%
	Salida Forzada	0,2	32,0%	0,1	32,0%	0,2	32,0%
	Perdida Eficiencia	0,0	8,0%	0,0	8,0%	0,1	8,0%
	Costo Total	0,6	100%	0,3	100%	0,6	100%
Costo Variable @ Carga Base	USD/MWh	1,1	-	0,9	-	1,3	-

Fuente: Power Plant Cycling Costs. NREL

Tabla 9. Costo Operación Cíclica CAGNL con retrofit para operación cíclica.

COSTO TIPICO OPERACIÓN CICLICA - CICLO ABIERTO TG CON RETROFIT PARA CYCLING							
Tipo de transciente	Categoria de costo	Costo Cycling [USD/MW cap.] por ciclo					
		Esperado	%	Bajo	%	Alto	%
Partida en Caliente (1 a 23 horas fuera de servicio)	Mantenimiento & capital	22,0	56,7%	15,1	57,3%	32,3	55,5%
	Salida Forzada	10,4	26,7%	7,1	27,1%	15,2	26,1%
	Combustible partida	3,5	9,1%	2,1	7,9%	6,1	10,5%
	Potencia Auxiliar	1,8	4,7%	1,2	4,7%	2,6	4,5%
	Perdida Eficiencia	0,9	2,2%	0,6	2,3%	1,6	2,8%
	Costo Quimica Agua Ciclo	0,2	0,6%	0,2	0,7%	0,3	0,6%
	Costo Total	38,8	100%	26,4	100%	58,2	100%
Partida Tibia (24 a 120 horas fuera de servicio)	Mantenimiento & capital	28,0	56,7%	16,2	57,3%	90,2	55,5%
	Salida Forzada	13,2	26,7%	7,6	27,1%	42,4	26,1%
	Combustible partida	4,5	9,1%	2,2	7,9%	17,0	10,5%
	Potencia Auxiliar	2,3	4,7%	1,3	4,7%	7,4	4,5%
	Perdida Eficiencia	1,1	2,2%	0,6	2,3%	4,6	2,8%
	Costo Quimica Agua Ciclo	0,3	0,6%	0,2	0,7%	0,9	0,6%
	Costo Total	49,4	100%	28,2	100%	162,5	100%
Partida Fria (> 120 horas fuera de servicio)	Mantenimiento & capital	38,0	56,7%	11,4	57,3%	43,5	55,5%
	Salida Forzada	17,9	26,7%	5,4	27,1%	20,5	26,1%
	Combustible partida	6,1	9,1%	1,6	7,9%	8,2	10,5%
	Potencia Auxiliar	3,1	4,7%	0,9	4,7%	3,6	4,5%
	Perdida Eficiencia	1,5	2,2%	0,5	2,3%	2,2	2,8%
	Costo Quimica Agua Ciclo	0,4	0,6%	0,1	0,7%	0,5	0,6%
	Costo Total	67,1	100%	19,9	100%	78,4	100%
Seguimiento de Carga	Mantenimiento & capital	0,9	60,0%	0,2	60,0%	0,4	60,0%
	Salida Forzada	0,2	32,0%	0,1	32,0%	0,2	32,0%
	Perdida Eficiencia	0,0	8,0%	0,0	8,0%	0,1	8,0%
	Costo Total	1,5	100%	0,9	100%	2,6	100%
Costo Variable @ Carga Base	USD/MWh	0,8	-	0,6	-	1,2	-

Fuente: Power Plant Cycling Costs. NREL

De las tablas anteriores, se observa la clara diferencia de los costos entre centrales que han sido modificadas para operar bajo una condición cíclica versus las que no, obteniendo una disminución alrededor de un 50% de los costos relacionados con la operación cíclica.

Otro aspecto importante a destacar, corresponde a que se observa un incremento de los costos variables O&M a carga base no relacionadas con la operación cíclica de aquellas unidades que han sido modificadas o adaptadas para tener un mejor desempeño ante las condiciones de carga cíclica.

La Figura 7 muestra la distribución de los costos de arranque para varias unidades de generación térmica en función de su capacidad y tipo de partida. Es evidente, a partir de lo ilustrado en la figura, que los costos de operación cíclica tienen una gran variación y dependen de varios factores tales como:

- i. Diseño
- ii. Antigüedad
- iii. Años de operación
- iv. Procedimientos y estadísticas de operación y mantenimiento

De esta forma, es factible definir que aquellas unidades de generación con una antigüedad similar, diseño e historia de operación y mantenimiento, deben presentar daños similares bajo una misma condición de operación cíclica.

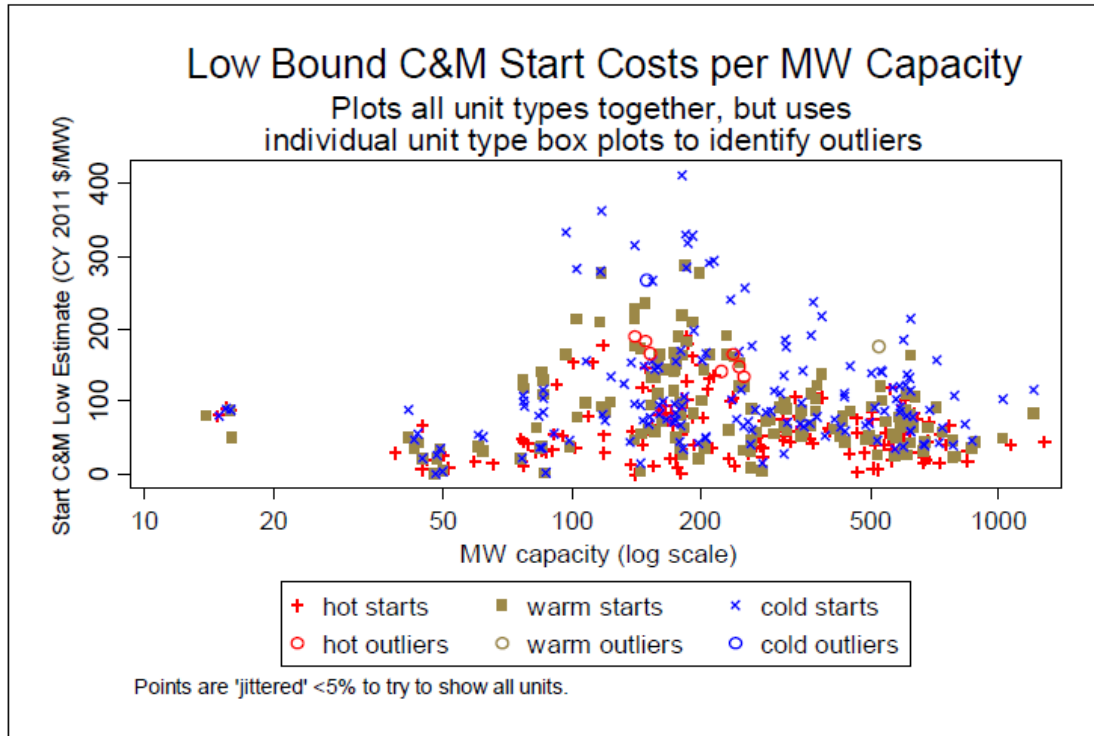


Figura 7. Límite inferior – Costo Capital y Mantenimiento por MW de capacidad. Fuente: Power Plant Cycling Costs. NREL

Los costos relacionados con el seguimiento de carga se incrementan debido a que es difícil cuantificar el incremento de las tasa de carga, ya que las limitaciones de diseño y operación deben ser consideradas e incluidas en esta evaluación. Una gran cantidad de unidades de generación térmica son simplemente incapaces de tener rampas de carga mucho más rápidas que sus tasas típicas y por lo tanto la aplicación de una penalización por más rápidas velocidades de rampa tiene que ser cuidadosamente incluido en los modelos de costos de producción. Por ejemplo, en las unidades de ciclo combinado, las turbinas de gas han comprometido tradicionalmente sus capacidades de carga rápida para dar cabida a las limitaciones de la caldera de recuperación y turbina de vapor.

El costo de partida de una central de generación tiene otros componentes que no son los costos de capital y mantenimiento debido a la operación cíclica. Estos son:

- El costo de servicios auxiliares durante el arranque

- El costo del combustible durante el arranque
- El costo de partida (Operaciones - productos químicos, agua, aditivos, etc.)

Las diferencias entre los costos de partida son claras y considerables entre los distintos tipos de partidas (Caliente, tibio y frío). No obstante, las diferencias entre los costos de los efectos adversos en la eficiencia de las máquinas por lo general no lo son según lo indicado por el estudio de la referencia [3]. En este análisis en particular, no hay suficientes datos para diferenciar los costos de los efectos inmediatos en el “Heat Rate” producto de arranques en caliente, tibio y frío, por lo que las diferencias en las estimaciones de costos son relativamente pequeños a la operación cíclica de las unidades, con un solo pequeño ajuste en función del tipo de detención de la unidad, la cual queda supeditada al tipo de arranque.

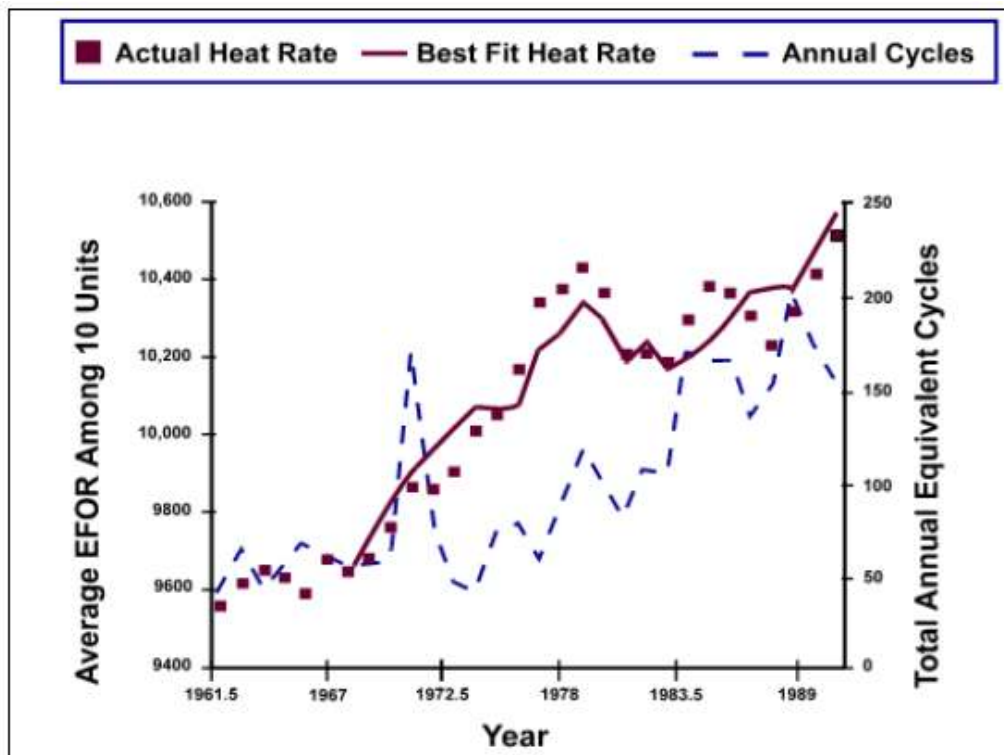


Figura 8. Efectos de la operación cíclica en el “Heat Rate” . Fuente: Power Plant Cycling Costs. NREL

Los efectos de la degradación a largo plazo pueden a menudo verse contrarrestados por las prácticas de mantenimiento y las inversiones para reemplazar el equipamiento degradado, por ejemplo, la sustitución de los sellos gastados de la turbina, la limpieza de los depósitos de corrosión del condensador, sustitución de las cestas del calentador de aire, etc. Sin embargo, como se muestra en la Figura 8, el “Heat Rate” de diez unidades idénticas se

puede degradar a razón de un 10% en un período de 30 años. Las estimaciones realizadas establecen que una pérdida de aproximadamente entre un 1% a 5% de la eficiencia es atribuible a la operación cíclica. Si bien este es uno de los mayores impactos a largo plazo que se ha observado, no debiera extrañar si se verifica un aumento del 1% en el “Heat Rate” de la unidad por un periodo entre 4 a 5 años.

Una unidad de generación típicamente puede aumentar entre un 4% a 5% el “Heat Rate” durante un periodo de operación entre mantenimientos mayores, pero no se puede recuperar un 1% de la degradación de la eficiencia posterior de una revisión a fondo de la turbina. Normalmente se encuentra que la mayor parte de esta degradación del 1% es debido a la operación cíclica. Además, se ha observado que la eficiencia de la turbina se degrada desde un valor entre un 88% a 91%, a valores cercanos a un 80% entre las revisiones mayores.

4.1.3 Nueva generación de tecnologías de generación convencional

Con el aumento de la integración de las energías renovables variables o intermitentes, sumado a que los mercados eléctricos a nivel mundial se están volviendo más competitivos, los fabricantes de centrales de generación térmica están reconociendo la necesidad de una mayor flexibilidad operativa para sus diseños. Siemens, por ejemplo, ha identificado centrales de ciclo combinado que se pueden actualizar con nuevas características de flexibilidad, tales como un sistema de monitoreo estrés y fatiga de la caldera recuperadora (HRSG), un sistema de calentamiento de tuberías, atemperadores en las líneas de vapor para mantener las temperaturas requeridas con el fin tener un mejor desempeño ante la operación cíclica. General Electric (GE) por su parte ha lanzado su sistema “FlexEfficiency CCGT”, el cual ofrece una tasa de carga mucho más rápida, tiempos de arranque más cortos, incremento del mínimo técnico y flexibilidad de combustible, logrando niveles de eficiencia de alrededor de un 61%. La siguiente generación de plantas térmicas también puede hacer uso de los nuevos materiales que se han desarrollado como el acero P91 de alta resistencia que permite a los componentes de alta presión tener un menor espesor. Estos componentes de menor espesor permiten un equilibrio térmico mucho más rápido, con lo cual son menos propensos a la fisuración. Las mejoras en la instrumentación de la unidad permiten obtener un mejor desempeño durante las etapas de puesta en marcha, detenciones y funcionamiento a carga parcial y seguimiento de carga. Sistemas de supervisión en línea pueden ayudar a proteger los componentes críticos de las tensiones térmicas. Sin embargo, aunque la próxima generación de centrales térmicas pueden ser diseñadas para un mejor funcionamiento o desempeño ante la operación cíclica, hay que tener en cuenta que las unidades actuales se

mantendrán en operación por bastante tiempo más. Por lo tanto, la operación cíclica plantea dificultades graves para los generadores que tratan de permanecer bajo una operación confiable y los operadores del sistema que deben mantener un sistema estable a pesar del aumento de paradas forzadas.

Operación Flexible de los Ciclos Combinados

Hoy en día, tanto los ciclos combinados nuevos como existentes deben verse enfrentados a los continuos cambios de los mercados eléctricos. Además, la problemática ambiental está cobrando cada día más relevancia, introduciendo mayores requerimientos en cuanto al desempeño de este tipo de tecnología a fin e cumplir con los límites establecidos en términos de emisiones.

Típicamente, las plantas de ciclos combinados fueron construidas a partir de la década de los años 90, donde su diseño típico considerada una operación a carga base, favoreciendo una alta eficiencia y bajos costos de capital, a fin de minimizar los costos de producción de energía eléctrica.

Actualmente, un número importante de ciclos combinados son utilizados para cubrir tanto demandas intermedias como de punta, con lo cual resulta fundamental que estas plantas deban ser diseñadas para régimen severos de operación cíclica, cubriendo las variaciones diarias y estacionales de la demanda de electricidad.

Los aspectos claves para esta modalidad de operación corresponden a los riesgos relacionados con la volatilidad de los precios de combustible y energía, combinados con una gran capacidad de generación respecto de la demanda, sobre todo en los países desarrollados, lo cual se ve acrecentado cuando la economía global está en crisis.

Dependiendo de la carga estacional y el orden de merito de la planta, las nuevas centrales de ciclo combinados están diseñadas para la operación cíclica durante toda su vida útil, incrementando su carga durante el día o durante las horas punta, reduciendo o disminuyendo la carga a mínimo técnico o simplemente operando en modalidad de dos turnos, durante aquellos eventos de baja demanda o alta generación ERNC intermitente.

Como consecuencia, una alta flexibilidad representa un necesidad o atributo esencial del diseño y operación de los ciclos combinados, como también considerando que capacidades avanzadas de operación cíclica y alta eficiencia son requeridas tanto para la operación a carga base como para cargas parciales.

En términos generales, se puede establecer que una alta flexibilidad operacional de los ciclos combinados requiere lo siguiente:

- i. Menores mínimos técnicos manteniendo los límites ambientales
- ii. Alta eficiencia a cargas parciales
- iii. Alta capacidad de operación cíclica (Rápidos arranques y detenciones, tasa de carga rápido, bajas emisiones de partida y alta confiabilidad)
- iv. Control de frecuencia

- v. Bajos costos operacionales (Alta eficiencia durante la partida y/o cortos tiempos de partida)

Es importante destacar que las plantas flexibles abren nuevas oportunidades de negocio en los mercados estacionales y horarios, como también en el mercado de los servicios auxiliares o de punta. Por supuesto, estas plantas diseñadas para participar en este tipo de mercados muestran mayores costos de inversión comparados con las plantas de carga base.

Mínimo Técnico Ambiental

El mínimo técnico ambiental se define como la carga mínima donde la turbina a gas puede operar en forma estable, manteniendo los límites ambientales exigidos, en particular para las emisiones NO_x y CO.

Actualmente, el mínimo técnico ambiental está relacionado con las emisiones de NO_x, tal como ilustrado en la **Figura 9**, la cual ilustra la variación de las emisiones de NO_x en función de la carga de la turbina a gas.

El comportamiento de las emisiones de CO es similar, donde el límite de la carga mínima técnica ambiental debería ser un poco menos exigente que el límite de emisiones de NO_x. En efecto, la tendencia de las emisiones de CO son más estables a cargas bajas, siendo incrementadas rápidamente a cargas altas.

Los más recientes diseños de turbinas a gas han tratado de reducir los mínimos técnicos ambientales, considerando lo siguiente:

- i. Factibilidad de poder operar las plantas en un rango más amplio de potencia. En este sentido, las TG y ciclos combinados, pueden realizar un mejor seguimiento de carga diario o de la demanda estacional, manteniendo los límites de emisiones.
- ii. Límites de pérdidas económicas durante las horas de no remuneración, como son el periodo nocturno, donde se tendría la posibilidad de operar en la noche a cargas bajas, estando disponible para incrementar la carga rápidamente ante una variación de la demanda o suplir la oferta ante fallas.
- iii. Reducción de las emisiones durante los periodos de arranque de las unidades.

Dependiendo del tipo de fabricante, actualmente este tipo de tecnología presenta un rango de mínimo técnico ambiental entre un 30% a 50% respecto a la capacidad nominal de generación.

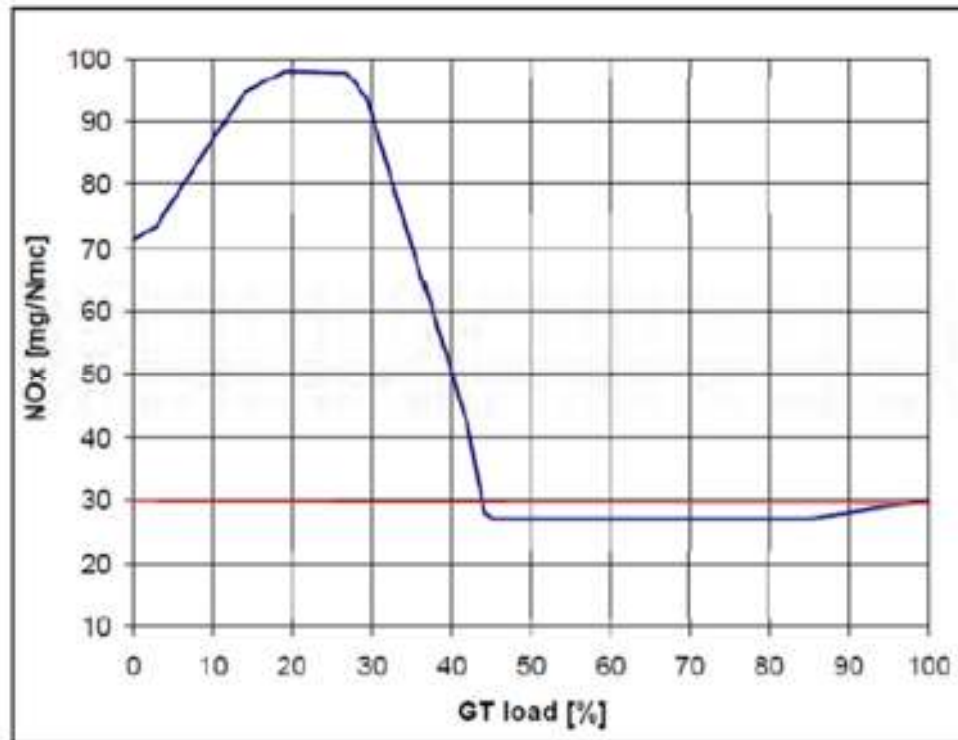


Figura 9. Variación de emisiones de NOx en función de la carga de la turbina a gas. Fuente: Foster Wheeler.

Operación a Carga Parcial

La eficiencia a carga parcial tanto de las turbinas a gas como de los ciclos combinados son significativamente menores que respecto al punto de operación óptimo para el que fueron diseñados, específicamente para carga base. Esto es intrínseco de la tecnología, donde la operación a “Plena Velocidad y sin Carga” (Full Speed No Load), la potencia requerida por el compresor es significativa.

Como las nuevas plantas están diseñadas para operar tanto en carga parcial como carga base durante su vida útil, la producción de energía debería ser optimizada a lo largo de la operación diaria y estacional del sistema, mejorando en forma íntegra los aspectos económicos del negocio, sobre todo cuando la demanda es baja.

La **Figura 10** ilustra la variación de la eficiencia de los ciclos combinados en función de la carga de la TG, específicamente para los últimos desarrollos de esta tecnología.

Se puede visualizar que la reducción de eficiencia a carga parcial es relativamente baja, donde los Ciclos Combinados logran eficiencias entre 55% a 56% comparado con los 60% a 62% a carga base. Actualmente, los factores de penalización por eficiencia aplican para una reducción de carga bajo el 60%, donde son solos un par de puntos porcentuales (2% a 3%) más bajos que la condición a plena carga, incluso si el impacto esperado en los costos de electricidad son mucho más altos (7% a 8%), debido a que el costo del

consumo de combustible representa una porción significativa en la economía de un ciclo combinado operando a gas natural.

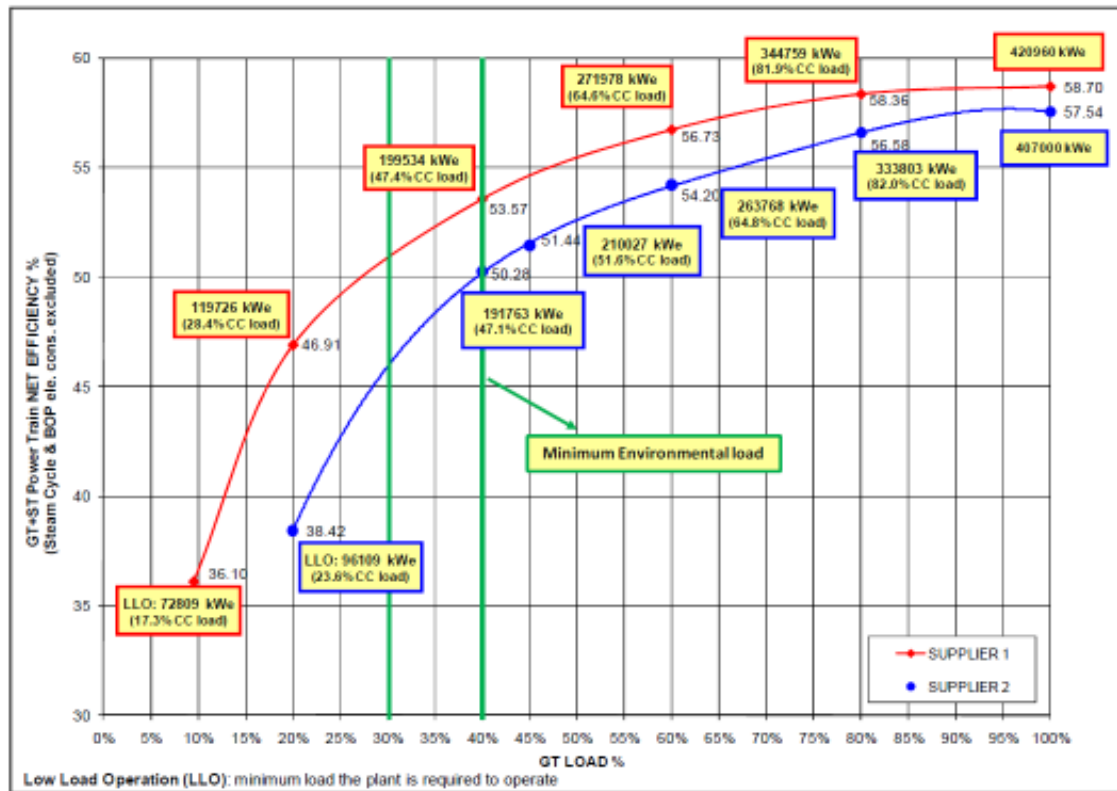


Figura 10. Eficiencia vs Carga de la TG. Fuente: FW

Capacidad de operación cíclica y Partida

En respuesta a los requerimientos cambiantes del mercado, y en particular a la tendencia diaria de la demanda y oferta de generación eléctrica en los sistemas, la capacidad de operación cíclica de los ciclos combinados debe ser optimizada para satisfacer en forma completa las variaciones de demanda y generación intermitente, con lo cual se requiere que los periodos de arranque en caliente y tibio sean los menores posibles.

Para un ciclo combinado diseñado para cumplir con estos requerimientos, los aspectos económicos de las plantas son mejorados en forma significativa considerando los siguientes aspectos:

- i. Posibilidad de seguir la demanda diaria y estacional de los mercados
- ii. Menores costos de partida y a cargas variables producto del mejor desempeño ante dichas condiciones de operación, reduciendo principalmente el consumo de combustible.
- iii. Menores emisiones de NO_x y CO.

- iv. Capacidad de operar en los mercados de servicios auxiliares (reserva en giro)

La **Tabla 10** se indica la comparación de los tiempos típicos de arranque o partida de los ciclos combinados construidos en la década de los 90's versus los mismos parámetros de las plantas construidas recientemente para una operación más flexible. Para lograr esta reducción de los tiempos de partida, algunas mejoras se han realizado en el diseño de las plantas en los últimos años, Esto es resultado de un significativo trabajo hecho en aquellos aspectos claves del desempeño de los ciclos combinados, los cuales han limitado su flexibilidad en los últimos años. Estos son:

- i. Restricciones de rampa o tasa de carga de la turbina a gas y vapor
- ii. Restricciones de rampa o tasa de carga del HRSG
- iii. Sistema de vacío y química del vapor

Tabla 10. Comparación tiempos de partida Ciclos Combinados.

Tipo de partida	CC Carga Base	CC Flexibles (Diseños recientes)
Partida en caliente	90 min	45 – 55 min
Partida tibia	200 min	120 min
Partida fría	250 min	180 min

Fuente: FW

Un elemento clave para optimizar el proceso de arranque de los Ciclos combinados como también para disminuir significativamente el tiempo para lograr la carga requerida, corresponde a la implementación de atemperadores de vapor en los lados de alta y media presión de las líneas de vapor recalentado, a fin de ajustar tanto la temperatura del vapor como de la turbina.

En los diseños antiguos, la temperatura del vapor es controlada por la variación de la carga de la turbina a gas, es decir, controlando tanto el flujo como temperatura de los gases de combustión. La introducción en la etapa final de atemperadores de las líneas de vapor RH y SH ha permitido desacoplar la turbina de gas de la de vapor durante el proceso de partida, incrementando rápidamente la carga de la TG, manteniendo la temperatura de vapor constante y en condiciones óptimas para la TV. En efecto, la tasa de carga de la TV es normalmente limitada por los transientes de temperatura, y no por las fluctuaciones de la presión y masa.

Producto de este desacople, es posible arrancar en forma rápida la TG, mientras la TV es puesta en operación con su dedicada y baja rampa de carga.

Además, esto asegura una alta capacidad de operación cíclica de los ciclos combinados, con lo cual puede realizar un seguimiento de carga en forma primaria con la TG y en forma posterior con la TV.

Por otro lado, el uso de generadores de vapor de tipo “Once Through” (Diseño Benson), ha reducido las restricciones de los transientes de temperatura y presión, lo cual se traduce en una mejora de la flexibilidad tanto para las partidas como para los seguimientos de carga. El diseño tipo Benson, efectivamente elimina la necesidad de contar con un domo de alta presión y permite una partida sin restricciones de la TG, incluyendo un gran número de partidas rápidas y cambios de carga.

En un HRSG convencional, el domo de alta presión es uno de los componentes más críticos en la puesta en marcha y en los procesos de toma de carga gradual. El domo es un componente de pared gruesa que se expone a grandes gradientes de temperatura y altas presiones de operación. El estrés térmico en las paredes del domo de alta presión limita la carga, como también los gradientes de partida y detención del HRSG.

Sin embargo, no existe un domo de alta presión en una caldera de tipo Benson, por lo que estos límites no aplican. La tecnología de la caldera Benson emplea generación de vapor de paso (“Once Through”), lo que significa que la separación convencional de vapor y agua hirviendo en el domo no es necesaria. En lugar de ello, el vapor se genera directamente dentro de los tubos del evaporador, tal como se muestra en la **Figura 11**. El uso de la tecnología Benson permite realizar un gran número de arranques admisibles y eventos de operación cíclica durante la vida útil de la central, reduciendo la fatiga inducida por el estrés en la sección de alta presión de la caldera de recuperación (HRSG).

Otro de los aspectos claves para reducir los tiempos de arranque de la unidad corresponde a la posibilidad de evitar el enfriamiento del HRSG cuando la planta no está operando. En efecto, con la reducción de las pérdidas de calor, es posible reducir considerablemente los tiempos de arranque posterior a una detención. De igual forma, la automatización de los drenajes y venteos son implementados para minimizar las pérdidas de vapor durante los procesos de detención.

Además y con la finalidad de minimizar las pérdidas de calor producto del fenómeno de convección natural, dos acciones deben ser tomadas: considerar la instalación de aislación entre el HRSG y la chimenea, como también la instalación de un damper en la chimenea para minimizar el enfriamiento por convección natural.

La instalación de un dampner en la chimenea, también limita la velocidad de disminuci3n de la presi3n en el HRSG durante el proceso de detenci3n. En el caso de que las unidades se encuentren detenidas durante la noche (8 horas), la incorporaci3n de este sistema es absolutamente recomendada, tal como se puede observar en la **Figura 12**.

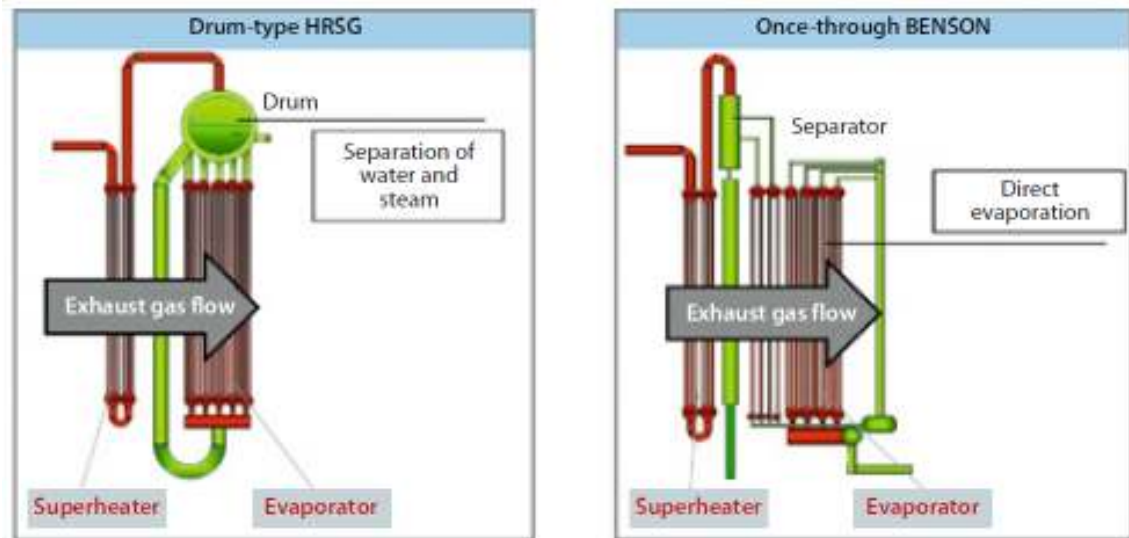


Figura 11. Tipos de HRSG. Fuente: SEI.

Algunos fabricante también proveen medidas activas para mantener en la temperatura adecuada al HRSG durante una partida en caliente, introduciendo una caldera auxiliar que genera vapor a baja presi3n, el cual es recirculado en un sistema de burbujeo en los componentes como a fin de mantenerlo a temperatura adecuada.

Un elemento adicional para reducir el periodo de partida corresponde a mantener las condiciones de vacio durante los periodos de detenci3n, a fin de prevenir el ingreso de aire hacia el condensador (hot well). Para realizar esto, una caldera auxiliar provee vapor al sistema de sello de la TV y una bomba mecánica de vacio produce el vacio en el condensador antes de que la TG arranque nuevamente. Esta alternativa debe ser evaluada cuidadosamente, producto de que el vapor extraído del condensador debe ser venteado con la consecuente pérdida de agua desmineralizada o condensado en el sistema de vapor de sellos del condensador, lo que requerira mantener en operaci3n las bombas de condensado, con el consecuente consumo de energía durante este periodo.

De esta forma, implementando las anteriores modificaciones propuestas y resumidas en la **Figura 13**, se obtiene una secuencia de arranque optimizada, tal como se ilustra en forma cualitativa en la **Figura 14**.

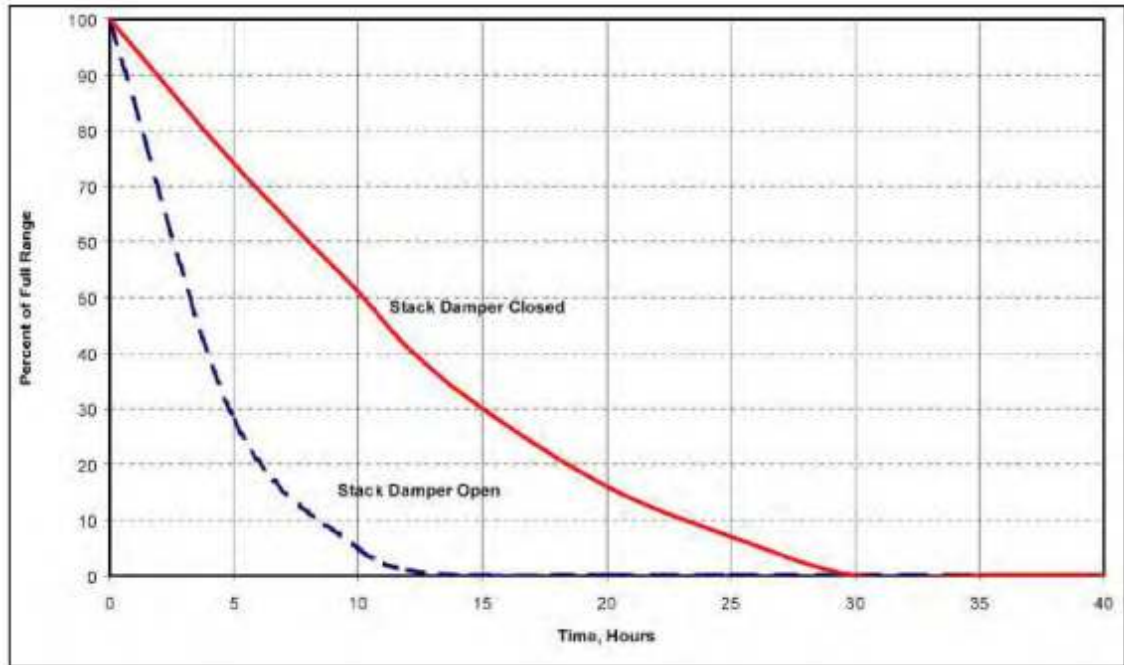


Figura 12. Perfil de presión del HRSG durante la detención. Fuente: FW.

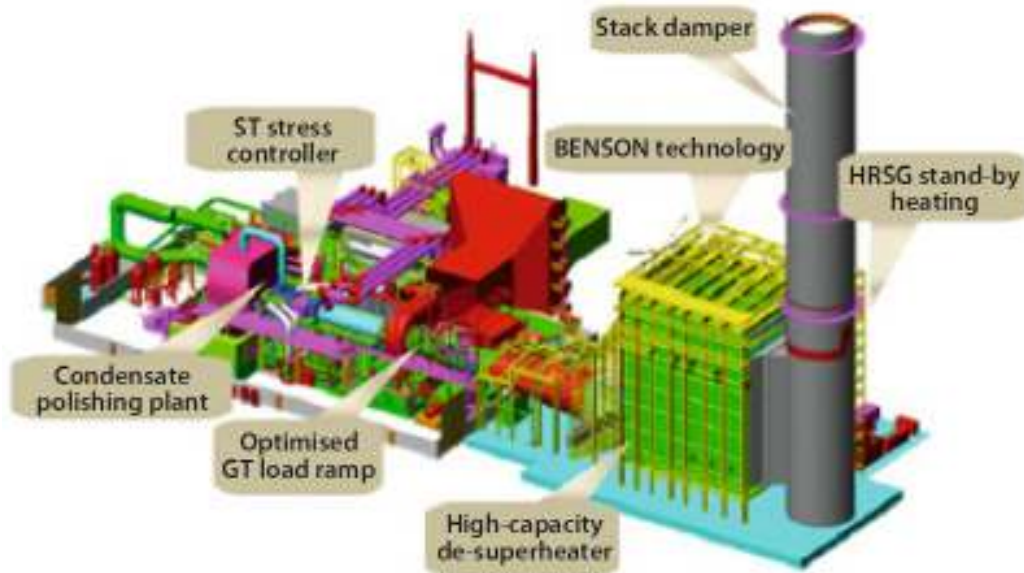


Figura 13. Resumen modificaciones o características de un ciclo combinado . Fuente: SEI.

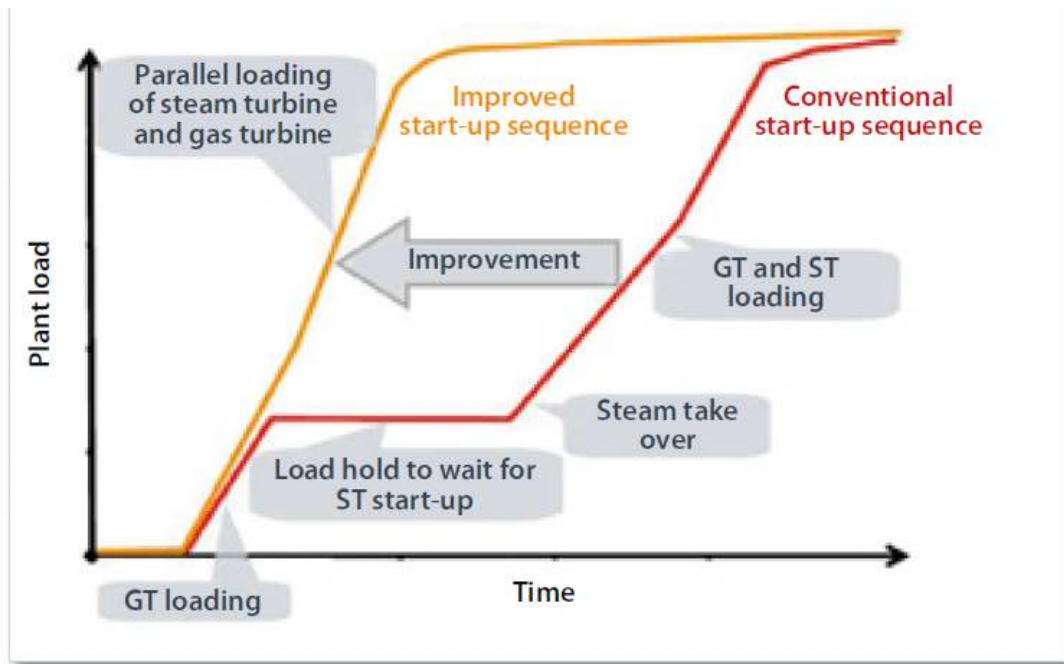


Figura 14. Mejoramiento de la secuencia de partida de un ciclo combinado. Fuente: SEI.

Las rampas típicas de carga de los ciclos combinados durante las secuencias de arranque en caliente está detalladas en la Tabla 11.

Tabla 11. Tasa de carga para ciclos combinados.

Rango de carga	Tasa de carga % Potencia Nominal/min
0% a 40% Carga TG (TG a carga mínima ambiental)	3 – 5
Presurización HRSG	1 - 2
40% a 85% Carga TG	4 – 6
85% a 100% Carga TG	2 - 3

Fuente: FW.

La secuencia de arranque de las plantas existentes se detalla a continuación:

- i. La TG es acelerada y sincronizada a la red a un carga mínima de un 20%, donde los límites de emisiones no son cumplidos.
- ii. Los gases de combustión pasan a través del HRSG y la producción de vapor es enviada directamente al condensador a través del bypass de vapor con capacidad para absorber este flujo total de vapor. Al mismo

- tiempo, la TV y el piping de vapor son calentados, mientras se logra la calidad de vapor de acuerdo a las características requeridas por la TV.
- iii. La presurización del HRSG en la secuencia de arranque comienza cuando la turbina a gas alcanza la carga mínima para producir la calidad o temperatura aceptable para la TV.
 - iv. Una vez alcanzadas todas las condiciones, la turbina a vapor es acelerada y sincronizada, y es cerrado el bypass e ingresado el vapor a la TV. (Modo presión fija)
 - v. Finalmente, la TG incrementa su carga hasta la condición nominal y la TV incrementa su carga en función del flujo de vapor. Ya en altas cargas, la TV es operada en un modo de presión deslizante o variable (Sliding pressure).

La **Figura 15** ilustra la secuencia de arranque de los ciclos combinados existentes y no flexibles. Luego de que la TG arranca, la presurización del HRSG y sincronización de la TV son llevadas a cabo una vez que la TG alcanza alrededor de un 20% de la carga nominal. La **Figura 15** ilustra una presurización del HRSG a baja presión, y un precalentamiento y sincronización de la TV bajo temperatura de vapor adecuadas ($> 400^{\circ}\text{C}$).

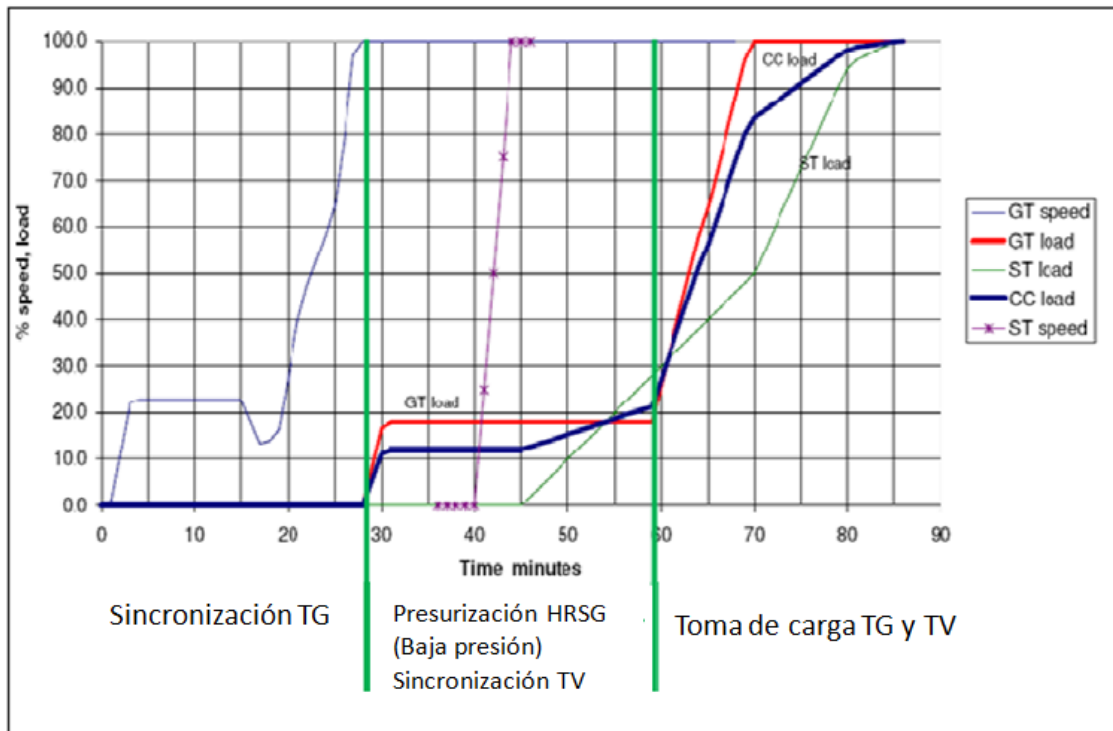


Figura 15. Secuencia de arranque Ciclos combinados no flexibles. Fuente: FW.

En los diseños más recientes de ciclos combinados (ver Figura 16), la presurización del HRSG durante el proceso de partida comienza cuando la

turbina a gas está en el mínimo técnico ambiental (~40% de la plena carga), a fin de reducir las emisiones durante esta etapa.

A esta carga y a diferencia de las plantas antiguas, una gran cantidad de vapor es generado en el HRSG, a una temperatura mucho mayor que la requerida por la TV. Como consecuencia, se requiere tanto un bypass de vapor como atemperadores en la etapa final del tren de alimentación, a fin de manejar el vapor de alta presión y el vapor recalentado. En efecto, luego de la sincronización de la unidad con la red, la TG aumenta su carga bajo las condiciones nominales de tasa establecidas hasta la plena carga, mientras que por medio de los atemperadores en la etapa final de vapor y bypass, la turbina a vapor es arrancada de acuerdo a los parámetros establecidos por cada fabricante. Este procedimiento permite una partida de las unidades en un tiempo entre los 45 a 55 minutos, comparados con los 90 minutos que tardan típicamente los ciclos combinados antiguos.

Estas características han sido implementadas en varias plantas en Europa, obteniendo excelentes resultados tanto en ciclos combinado con configuración “Single Shaft” y “Multi Shaft”.

Dos ejemplos notables corresponden a la Central Pont sur Sambre (F-class + single shaft) en Francia y la planta Irsching 5 en Alemania (F Class – Multi Shaft), tal como se ilustra en las **Figura 17** y **Figura 18**.

Ambas unidades han demostrado la capacidad de arrancar y alcanzar la plena carga en menos de 30 minutos, posterior a una detención nocturna, sin comprometer la eficiencia y logrando niveles por sobre el 58% y 59% respectivamente.

Actualmente, muchos de los mayores fabricantes de turbinas a gas, como lo son Alstom, GE Energy, MHI y Siemens, han presentado oficialmente las características de flexibilidad de su próxima generación de TG, las cuales se resumen a continuación:

- i. GE Energy en sus maquinas equipadas con la tecnología “FlexEfficiency 50”, éstas podrán tomar carga a razón de 50MW por minuto, manteniendo los limites de emisiones de 50 ppm de NO_x, donde para una partida en caliente hasta la plena carga se tardarían alrededor de 28 minutos (85% de la plena carga en menos de 20 minutos). La eficiencia de los ciclos combinados operando a carga parcial será mayor que un 60% para un carga superior de 87%. De igual forma se podrán lograr mínimos técnicos de alrededor de 40% manteniendo los límites de emisiones, donde el mínimo técnico ambiental de la TG es de un 30%.

- ii. La serie H Class de Siemens logrará eficiencias a carga base de 61%, donde el ciclo combinado podrá tomar rampas de carga de 35MW por minuto. La planta podrá operar en forma estable a mínimos técnicos de un 20% de la carga base, con una eficiencia típica de plantas que operan en modo punta.
- iii. Por su parte Alstom ha indicado que a carga base lograrán eficiencias de un 61% y la mejor de las eficiencias en todo el rango de operación será lograda con su modelo GT26. El sistema de combustión es diseñado para operar sobre un amplio rango de tipos de gases combustible (índice de Wobbe), manteniendo las emisiones de NO_x bajo los 25 ppm a 15% O₂ seco en el rango de carga del ciclo combinado entre 40% a 100%. De igual forma, indica que se podrán lograr los 350MW en 15 minutos desde el mínimo técnico.
- iv. MHI ha indicado que la serie J de TG logrará eficiencia térmica del ciclo combinado que supera el 60% (Base PCI), donde los últimos desarrollos ya han alcanzado el 61%. Los ciclos combinados se caracterizan por lograr eficiencias entre un 50% a 55% en carga base.

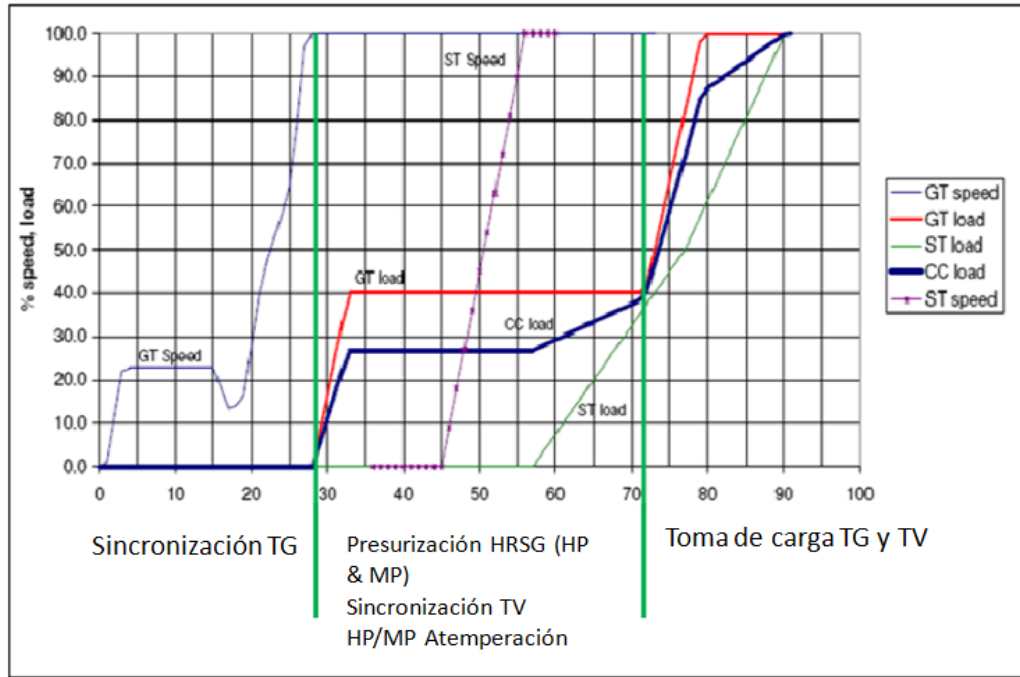


Figura 16. Nueva secuencia de arranque de ciclos combinados. Fuente: FW.

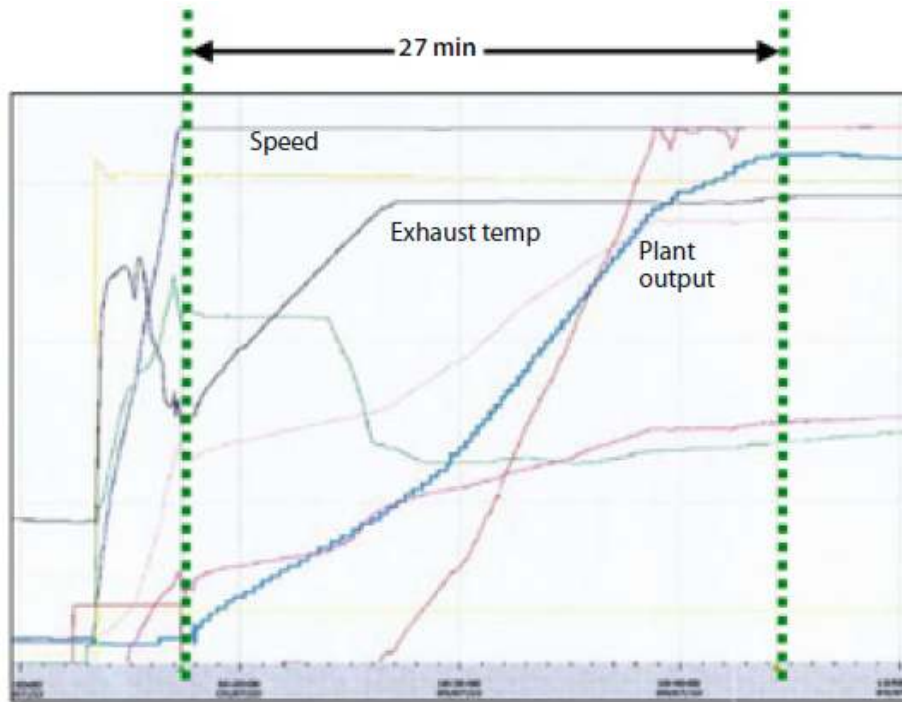


Figura 17. Secuencia de arranque Ciclo Combinado 430 MW – Port Sur Sambre (SCC5-4000F 1S). Fuente: SEI.

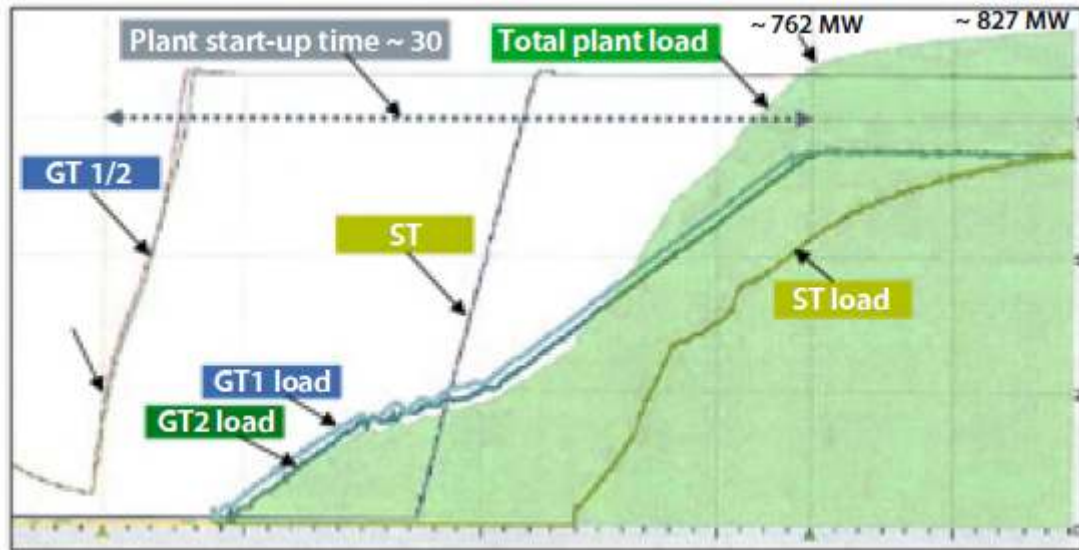


Figura 18. Secuencia de arranque Ciclo Combinado 860MW – Irsching 5 (SCC5-4000F 2+1). Fuente: SEI.

FLEXIBILIDAD OPERACIONAL CENTRALES TERMICAS CARBÓN

En respuesta a los nuevos requerimientos de los sistemas eléctricos a nivel mundial, al igual que las plantas de ciclo combinado descritas en el capítulo anterior, las centrales a carbón requieren de algún grado de flexibilidad para atender los cambios estacionales y diarios de la demanda, como también en la variación en la generación u oferta producto de la intermitencia de algunas de las tecnologías ERNC.

Una central a carbón, en particular las de tipo supercríticas y ultra-supercríticas, proveen una gran flexibilidad en despachar gran cantidad de potencia que las plantas antiguas de carbón. En general, la flexibilidad de este tipo de plantas puede ser resumida en:

- i. Alta capacidad para el seguimiento de carga
- ii. Rápidas puesta en servicio
- iii. Buena eficiencia a cargas parciales
- iv. Bajo mínimo técnico

CAPACIDAD PARA OPERACIÓN CÍCLICA

La alta capacidad para operar en forma cíclica y buenos niveles de eficiencia a carga parcial pueden ser logrados con los sistemas de admisión de vapor de alta presión de tipo arco completo o “Full-Arc” para la turbina a vapor, operando en un modo de operación de tipo presión variable o “sliding pressure”, lo cual no supone ninguna limitación producto del bajo ciclo de fatiga para las válvulas de regulación de presión. En efecto, debido a la alta división del flujo de vapor en la

admisión de la TV, es posible mantener la caldera en condición supercríticas de operación, evitando las excesivas fluctuaciones de presión en el lado de la caldera.

Históricamente, la mayoría de las turbinas de vapor en centrales térmicas de carbón operan en un esquema de arco de admisión parcial. El arco parcial ha proporcionado típicamente un mejor rendimiento de la turbina en todo el rango de carga, pero esta modalidad introduce mayores esfuerzos en la primera corrida de alabes móviles de la turbina a vapor. Recientemente, a raíz de las modificaciones de turbina, muchos operadores de centrales eléctricas han convertido sus unidades a un tipo de admisión de arco completo. Esas mismas plantas están experimentando un aumento en la operación cíclica, lo cual produce un menor rendimiento de la unidades al operar bajo una modalidad de arco completo, pero introduce menores esfuerzos a los alabes giratorios de la primera corrida, lo cual incrementa la disponibilidad y confiabilidad de la central. La **Figura 20** ilustra los factores de penalización del “Heat Rate” de la planta en función de los tipos o modalidades de control de carga de la turbina, donde se visualiza que a plena y estables cargas la modalidad full arc presenta un pequeña mejor eficiencia que la de arco parcial, cuyas diferencia son notorias cuando la unidad opera a cargas parciales, donde la modalidad de arco parcial presenta un mejor desempeño. No obstante y como se puede visualizar en la **Figura 21** donde se visualiza el efecto de este modalidad de operación de tipo arco parcial sobre la primera corrida de alabes, donde un segmento sufre fuertes esfuerzos térmicos producto de que se quedan sin refrigeración y en forma posterior reciben todo el flujo de vapor de aquellos arcos que están en operación. Esto también se traduce en altos niveles de vibraciones de la TV, produciendo un desgaste acelerado y menor disponibilidad de las unidades.

Fabricantes como GE, han implementado su sistema denominado AMS (Admission Mode Selective), el cual da al operador la facultad de elegir el modo de operación para la admisión de vapor según la condición de operación específica que se requiera de la planta.

Las plantas de generación supercríticas y ultra-supercríticas han tenido una operación mucho más flexible que las plantas Subcrítica. En efecto, las plantas de generación de tipo supercríticas utilizan un domo el cual limita las tasas de carga de las unidades, producto que es un componente que requiere fluctuaciones de calor y temperatura controladas, debido a su alto espesor de paredes. Los cambios de carga para este tipo de tecnología están limitados a 3% por minuto.

Por otro lado, las tecnologías supercríticas y ultra-supercríticas utilizando calderas de tipo “Once Through”, pueden lograr altas tasas de carga, hasta niveles de un 8% por minuto, eso sí, cuando la TV está preparada para este tipo de carga.

En general, una rápida respuesta de carga entre un 5% a 15% de la potencia puede ser obtenida en pocos segundos utilizando la capacidad de almacenamiento de energía en el ciclo agua/vapor, específicamente utilizando

el almacenamiento de vapor en el domo de una caldera Subcrítica. Las siguientes medidas operacionales pueden ser utilizadas para periodos limitados, hasta que la modalidad normal de operación sea restaurada:

- i. Apertura de las válvulas de sobrecarga o abriendo las válvulas de control de estrangulación de la turbina. Esto implica una operación con dichas válvulas parcialmente cerradas, lo cual permite una reserva ante una solicitud de aumento de carga instantáneo. No obstante, esto implica operar la turbina fuera de su punto óptimo de operación o eficiencia producto de las pérdidas por estrangulamiento.
- ii. Abrir/cerrar las válvulas de agua de alimentación a los calentadores de baja presión
- iii. Abrir/Cerrar las válvula de suministro de vapor a los calentadores de agua de alimentación de la última etapa.

Los rangos típicos de rampa de carga de las tecnologías supercríticas están indicadas en la **Tabla 12** , en función de un amplio rango de carga.

Tabla 12. Rampas de carga para calderas Supercríticas.

Rango de Carga	Rampa de carga % Potencia Nominal / min
30% a 50% carga	2 – 3
50% a 90% carga	4 – 8
90% a 50% carga	3 – 5

Fuente: FW.

En caso de un rechazo de carga total, es factible realizar una operación prolongada de la caldera supercrítica utilizando los bypass de vapor principal y recalentado, cuya modalidad corresponde a modo isla. La caldera es operada a carga mínima y estable (25% a 30%), mientras el generador de la TV proporciona la alimentación de los servicios auxiliares. Bajo esta modalidad, la unidad está lista para poder re-sincronizar con la red.

Partida

Las secuencias de partida en plantas avanzadas con tecnología supercríticas, en las calderas de tipo once-through dicha secuencia constan principalmente de tres fases, las cuales se describen a continuación:

- i. En la primera fase, la circulación de la caldera es estabilizada a través del separador agua/vapor.
- ii. En la segunda etapa, el vapor principal es suministrado a través del sistema de bypass principal hacia las líneas de recalentado frío y el vapor

recalentado caliente es enviado a través de la estación de bypass dedicada en el pozo caliente del condensador.

- iii. Finalmente, la turbina a vapor es arrancada mediante el cambio controlado del cierre del bypass y envío del vapor hacia la admisión de la TV.

La **Figura 19** ilustra las secuencias durante la partida en frío de una unidad supercrítica, en la cuales se alcanza la plena carga alrededor de las 6 horas, lo cual es bastante menor que el promedio de 10 horas de las calderas Subcrítica.

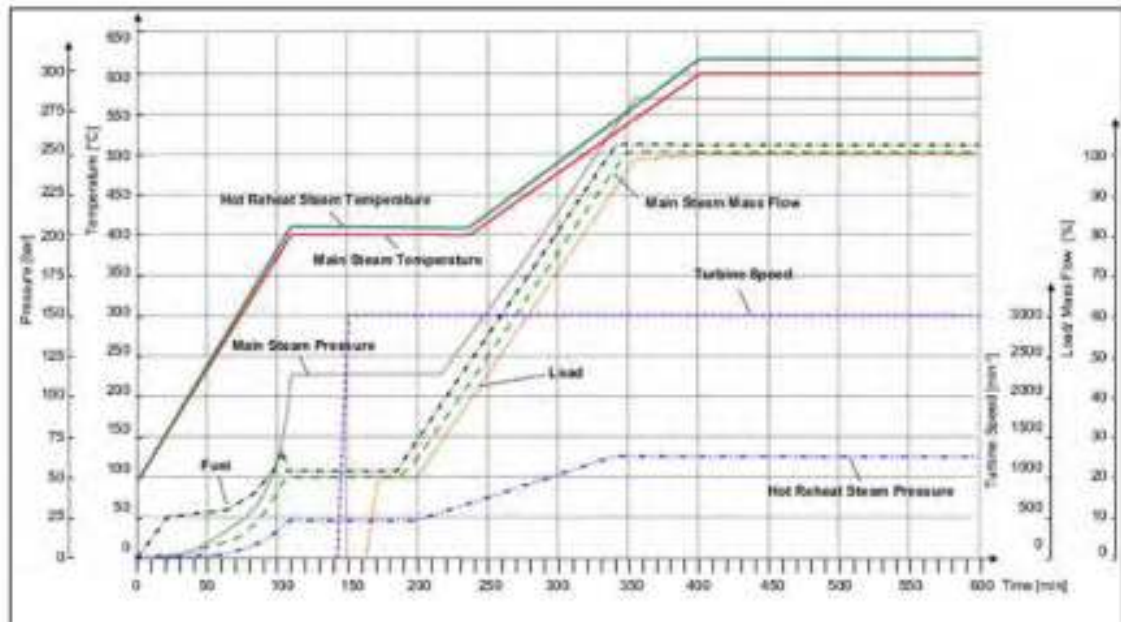


Figura 19. Partida en frío CT Carbón tipo Supercrítica. Fuente: FW.

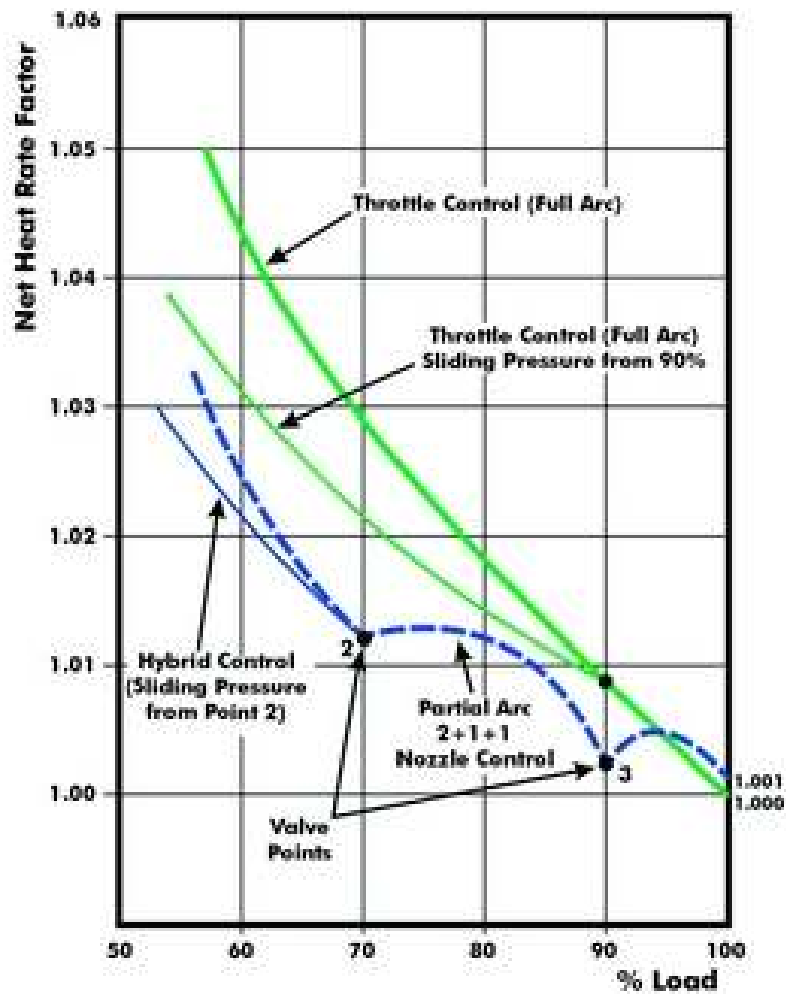
Luego de una detención nocturna de una unidad, las centrales de carbón pulverizado de tamaño medio-grande pueden activar la carga mínima (~30%) en alrededor de 30 a 40 minutos posterior a la ignición de la caldera, y en forma posterior alcanzar la plena carga en alrededor de 70 a 90 minutos.

Los tiempos típicos de partida de las calderas supercríticas hasta alcanzar la plena carga, son indicados en la Tabla 13.

Tabla 13. Tiempos típicos de partidas calderas supercríticas.

Tipo de Partida	Tiempo de partida [hr]
Partida Muy Caliente (< 2 horas de detención)	< 1
Partida Caliente (2 a 8 horas de detención)	1,5 – 2,5
Partida Tibia (8 a 48 horas de detención)	3 – 5
Partida en Frio (> 72 horas de detención)	6 – 7

Fuente: FW



Heat Rate Factor With Various Modes of Control

Figura 20. Modos de control Turbina a vapor y factores de penalización del “Heat Rate” .
Fuente: SEI.

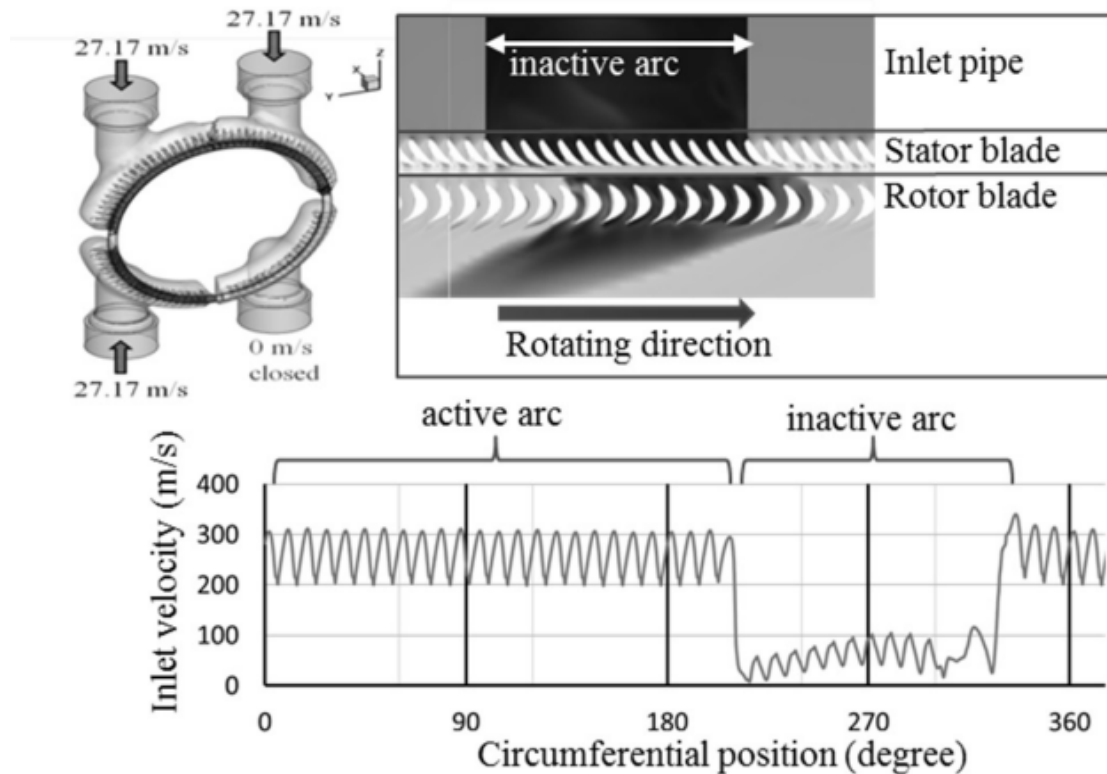


Figura 21. Modalidad de operación de arco parcial de turbinas a vapor. Fuente: SEI.

Operación a Carga Parcial

Dependiendo del tipo de tecnología, las eficiencias netas de las centrales de carbón pulverizado varían en un rango desde un 38% para calderas Subcrítica, hasta niveles de un 46% para calderas supercríticas (diseños más recientes), considerando temperaturas promedio del agua de refrigeración entre los 15 a 20°C.

Adicionalmente, las eficiencias de las centrales de tipo supercríticas y ultra supercríticas se ven menos afectadas ante una operación a carga parcial que las calderas de tipo Subcrítica. De acuerdo a los datos operacionales de centrales en operación, se obtiene que en promedio las reducciones de eficiencia de este tipo de centrales es de alrededor de un 2% para una carga de 75%, comparado con el 4% de reducción para las centrales de tipo Subcrítica bajo condiciones comparables.

Esto está relacionado con la baja cantidad de energía requerida para alcanzar la misma temperatura a las condiciones supercríticas respecto de las unidades Subcrítica. A modo de ejemplo, para alcanzar los 540°C @ 180 barg bajo condiciones Subcrítica, se requieren alrededor de 100 kJ/kg menos para una unidad supercrítica.

Con la caldera operando a carga parcial, la presión de vapor disminuye de acuerdo a la operación de presión variable (Sliding pressure) de la turbina a vapor. En una caldera subcrítica, esto provoca un incremento de la energía requerida para generar la misma cantidad de vapor, producto que la energía de vaporización se incrementa a presiones más bajas. Esta situación no ocurre en una central de tipo supercrítica, producto de que la presión de vapor se mantiene en condiciones supercríticas en un amplia rango de operación.

Operación a presión variable (Sliding Pressure o VPO por sus siglas en ingles)

La operación a presión variable ofrece beneficios para las unidades que operan bajo una modalidad de operación cíclica, como lo son la modalidad de dos turnos, seguimiento de carga y carga parcial. Bajo una modalidad de operación VPO, las válvulas de control de turbina son mantenidas cerca del punto de apertura máxima, disminuyendo así las pérdidas por estrangulación. El control de la potencia es realizado principalmente por la variación de la presión en la caldera. De esta forma y dependiendo del diseño de la unidad, VPO puede traer los siguientes beneficios:

- i. VPO reduce la necesidad de estrangulamiento de las válvulas de control de turbina, lo cual se traduce en una reducción de la disminución de la temperatura de entrada a la primera corrida de alabes, manteniendo la temperatura del vapor en condiciones casi invariables. Ver **Figura 22**.
- ii. Si la temperatura de la turbina cambió los límites de la tasa de carga de la unidad, VPO puede permitir obtener la carga mucho más rápido que bajo una modalidad de operación de presión constante.
- iii. Los desajustes entre las temperaturas de vapor y metal de la turbina durante los eventos de arranque y detención pueden provocar mayores esfuerzos sobre la turbina. Con una detención a presión constante, la temperatura del vapor disminuye, con lo cual una vez que la unidades vuelve a partir, debido a la necesidad de incrementar la combustión en la caldera y al bajo flujo de vapor, la caldera produce vapor mucho más caliente que la temperatura de metal de la turbina, donde el control de temperatura mediante los atemperadores resulta ineficaz a baja cargas, lo cual provoca una reducción de la tasa de combustión o ingreso de energía, incrementando los tiempos de partida. De esta forma, bajo la modalidad de operación VPO la temperatura de metal puede ser mantenida a niveles altos, considerando una modalidad de operación de dos turnos.

- iv. Bajo una modalidad de operación VPO se logran mejores temperaturas del ciclo, lo cual se traduce en una mayor eficiencia.
- v. Con unidades que operan con admisión de vapor de arco completo en la TV, incluyendo bombas de agua de alimentación de velocidad variable, VPO puede mejorar el “Heat Rate” neto de las plantas entre un 3% a 4%, sobre todo producto de la reducción de las pérdidas por estrangulamiento y menor consumo de energía eléctrica de las bombas de agua de alimentación.
- vi. Durante las etapas de partida la reducida presión de vapor conlleva bajo coeficientes de transferencia de calor y consecuentemente bajo esfuerzos térmicos para ciertos diferenciales de temperatura entre vapor y metal.
- vii. VPO mejora la distribución de vapor a bajas cargas en la zona de SH y RH, producto de altos volúmenes específicos de vapor a bajas presiones.
- viii. VPO extiende el rango de control de las temperaturas de vapor SH y RH, manteniendo altas temperaturas constantes a bajas cargas.

Por otra parte, VPO tiene dos potenciales desventajas que son significativas para calderas con domo, las cuales corresponden a una lenta respuesta para la toma de carga y un incremento de los esfuerzos por fatiga de la caldera.

Las calderas con domo basan el almacenamiento de energía en los circuitos de líquido saturado, y el domo permite una rápida respuesta para pequeños cambios de carga. Operando a presión reducida disminuye el almacenamiento de modo que la energía necesaria para un cambio de carga debe provenir principalmente de incrementar el consumo de combustible. Al incrementar la presión en hogar y elevando la presión de los circuitos de líquido saturado aumenta la inercia térmica de la caldera, lo cual hace más lento el proceso de toma de carga. En el caso de incrementar la tasa de carga, los rápidos cambios en la temperatura y la presión implican altos esfuerzos cíclicos, que pueden causar daños a los componentes de la caldera.

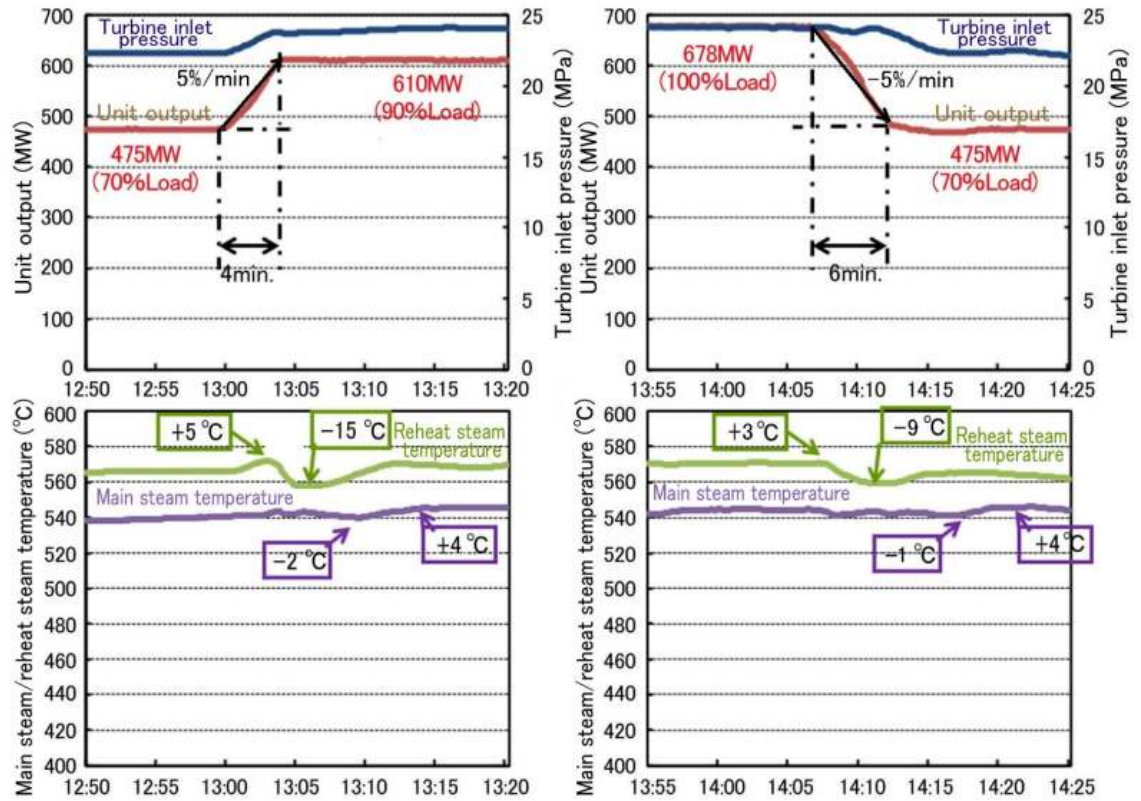


Figura 22. Comportamiento temperaturas vapor principal en modo seguimiento de carga de una caldera supercrítica con VOP. Fuente: MHI.

4.2 EFECTOS SOBRE LOS COMPONENTES DE CENTRALES TÉRMICAS

4.2.1 Fatiga y Fluencia (Creep)

La fatiga y fluencia debido a las tensiones térmicas producto de la operación cíclica, constituyen un severo problema para casi todos los equipos y sistemas que componen las centrales térmicas que se discuten en el presente capítulo.

La fatiga es causada en aquellos componentes que se ven afectados o sometidos a cargas cíclicas producto de la operación bajo una modalidad de seguimiento de carga, continuas detenciones y partidas, operación a dos turnos, etc., lo cual puede conducir a la rotura o fallo prematuro de estos componentes. Los componentes con espesores de materiales mayores corresponden a aquellos temas de mayor preocupación ya que al ser sometidos a esfuerzos cíclicos son los más susceptibles a los daños debidos a las tensiones térmicas. El daño debido a la fluencia, por definición, es provocado por una exposición prolongada a altas temperaturas y esfuerzos. En principio, ya que la fluencia es a la vez tiempo y temperatura dependiente, la operación cíclica de la planta y el funcionamiento a baja carga o cargas parciales, deberían reducir los efectos de la fluencia. Sin embargo, se ha verificado que durante la operación a cargas bajas o parciales, hay circunstancias en las que se produce un exceso de temperatura, lo que provoca el sobrecalentamiento localizado durante largos períodos de operación por encima de la temperatura de diseño. La acumulación de este tipo de eventos a estas temperaturas hace que, a menudo, se acelere el daño a la fluencia.

Estos dos temas (fluencia y fatiga) son generalmente sinérgicos: las tensiones por fluencia pueden reducir la duración a la fatiga y las tensiones de fatiga puede reducir la vida de fluencia de los materiales, causando una falla acelerada o prematura. La **Figura 23** muestra la interacción de la fluencia y la fatiga de una aleación de Nickel P22, donde se puede visualizar que la fracción más grande de daño durante la operación continua o carga base (punto más a la derecha) es debida a la fluencia. La línea de color negro continuo representa el punto falla del material. Las líneas segmentadas representan diferentes escenarios de la vida material. A medida que el material es sometido a cargas cíclicas debido a la operación de dos turnos, una fracción más grande del daño es causado por la fatiga (más a la izquierda). En cuanto a los daños por fluencia estos son considerados en los diseños, donde la vida útil del componente incluye este daño esperado. Los daños por fatiga se incrementan con la correspondiente alza de la operación cíclica o esfuerzos cíclicos de los componentes, lo cual puede conducir a un fallo prematuro especialmente si el componente se encuentra cerca del final de su vida de fluencia.

De acuerdo a la experiencia operativa a nivel internacional, se establece que para las plantas nuevas es esperable que este tipo de fallas empiecen a ocurrir entre los 5 a 7 años posterior a iniciada la operación cíclica, a diferencia de las plantas antiguas en las cuales se han observado que dichas fallas ocurren entre los 9 meses y 2 años desde el inicio de una intensiva operación cíclica.

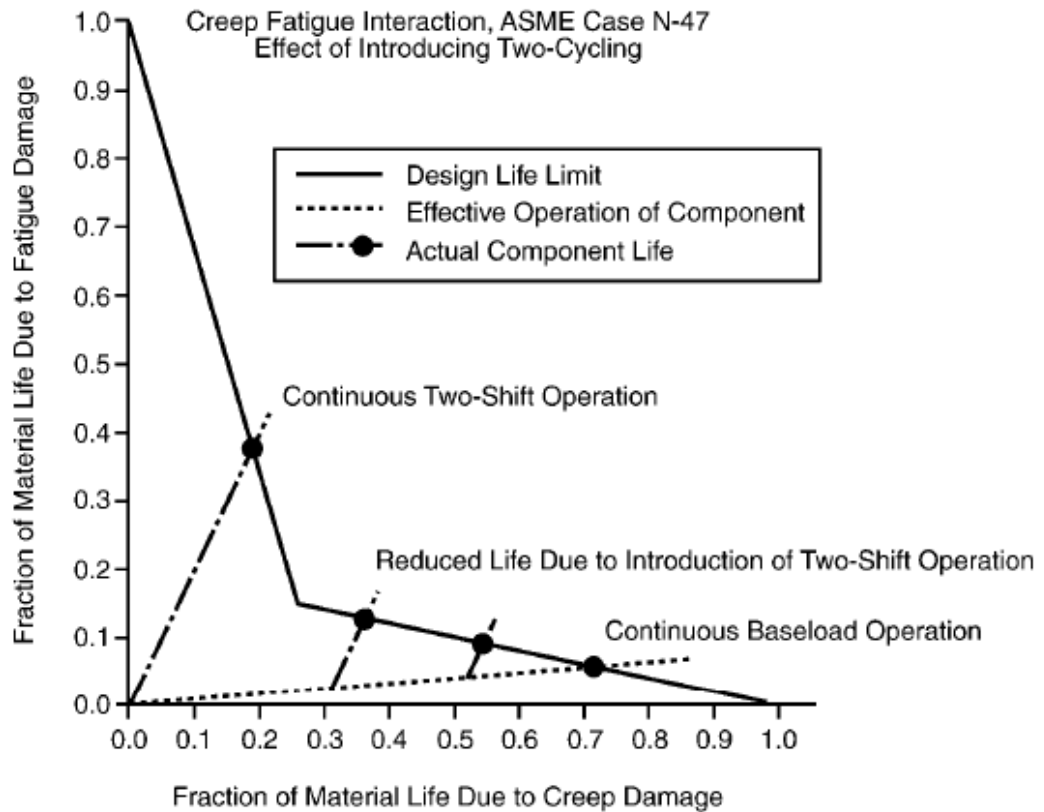


Figura 23. Interacción Fluencia – Fatiga para la aleación Nickel P22. Fuente: ASME

4.2.2 Sistema de manejo de carbón

Básicamente, el sistema de manejo y alimentación de carbón hacia la caldera consiste en dos tipos: Combustión directa o almacenamiento en silos.

Con una configuración de alimentación directa, el carbón es pulverizado a tamaños adecuados y almacenado en silos. En forma posterior, el carbón es enviado a los molinos el cual los pulveriza al tamaño requerido para la combustión. El carbón es arrastrado por el aire primario de combustión, el cual también lo seca, y lo transporta hacia cada uno de los pisos de quemadores.

Los molinos deben tener la capacidad de detención a fin de detener la caldera en forma segura y en los tiempos requeridos. En algunas plantas, los molinos pueden ser una limitante para la tasa de carga, producto de sus antiguos sistemas de control y permisos que evitan o previenen los eventos de explosión o incendio en los molinos.

Actualmente muchos de los tecnólogos en molinos están enfocados en mejorar la capacidad de operación flexible con la finalidad de mejorar el desempeño bajo una modalidad de seguimiento de carga. Unos de los cambios en el diseño es implementar sistema de velocidad variable de los componentes de los molinos, a fin de ajustar la velocidad de operación en función de la carga. La Figura 24 ilustra esta característica para un molino de tipo vertical del fabricante Babcock and Wilcox.

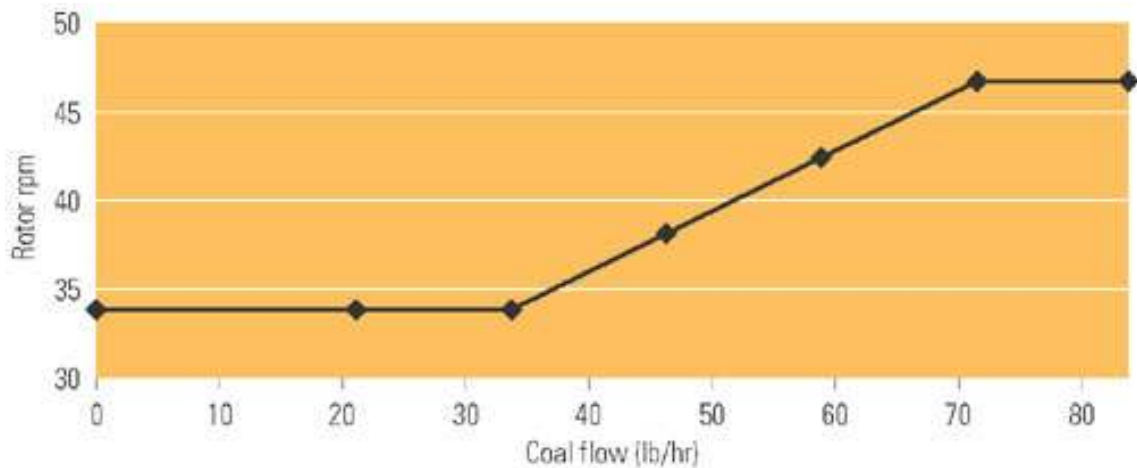


Figura 24. Velocidad del rotor versus caudal de alimentación de carbón. Fuente: B&W

4.2.3 Calderas y HRSG

Los temas relacionados con calderas incluyen fallas por fatiga en el economizador y en los tubos inferiores del hogar. La **Figura 25** ilustra el crecimiento incremental de las roturas de tubos producto de la operación cíclica en función de los números de partidas.

Otro tema general para calderas y HRSG, corresponde a los daños estructurales en las áreas de los soportes de las cajas de viento (Windbox), y los largos transientes de diferenciales de temperatura desde los 93 °C a 204°C, acelerando el daño producto de los esfuerzos térmicos.

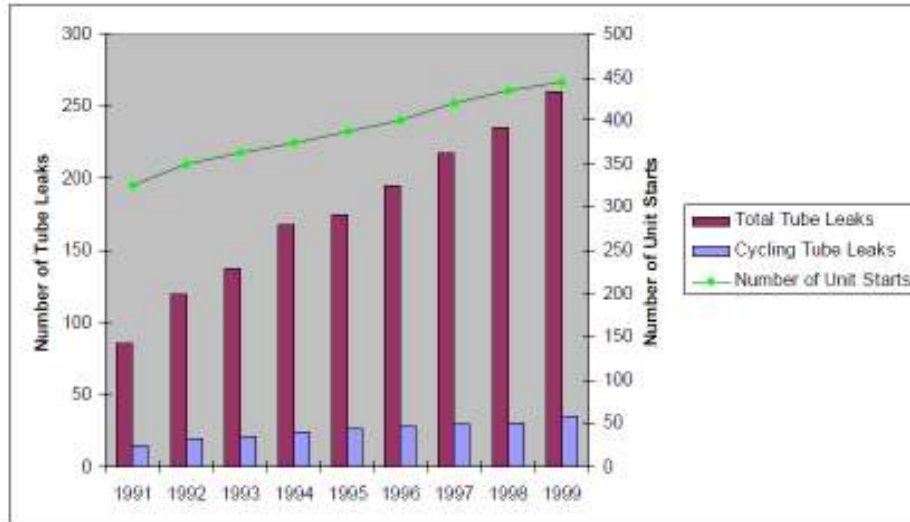


Figura 25. Evolución de las roturas o pinchazos de tubos en función del número de partida de una unidad de 600MW CT Carbón. Fuente: S. A. Lefton 2006

Fatiga/Fluencia en los cabezales SH y RH

El agrietamiento interno se ha convertido en una forma común de daño por fatiga térmica y fluencia que afecta los cabezales de los paneles de sobrecalentadores.

Estas grietas se pueden propagar rápidamente a través de la pared del cabezal, sobre todo para la disposición original de tubos como ilustra la **Figura 26** y **Figura 27**. Con la extensión de la vida útil de operación de las centrales más antiguas, la fluencia se va acumulando en los cabezales de SH y RH.

Otros problemas en los SH y RH son los siguientes:

- i. Shock Térmico. Presencia de condensado en la sección de sobrecalentamiento o vapor recalentado frío en las secciones calientes y secas de los recalentadores, produce shock térmico a las superficies interiores de los tubos y cabezales.
- ii. Oxidación. La exposición de los metales a temperatura superiores a las de diseño, particularmente durante los arranques, puede provocar oxidación. Tanto la oxidación como la exfoliación de los tubos y piping, puede ocurrir en las superficies internas y externas.
- iii. Expansión diferencial. Un desigual calentamiento de los tubos, producto de una mala distribución del flujo de gases o flujo de vapor/agua, puede producir que tubos adyacentes se expandan o contraigan en forma diferencial, produciendo fallos de estos componentes.
- iv. Depósitos. Desiguales y excesivas tasas de rampas de cargas rápidas pueden resultar en la acumulación de condensado en los sobrecalentadores y consecuentemente en la formación de depósitos.

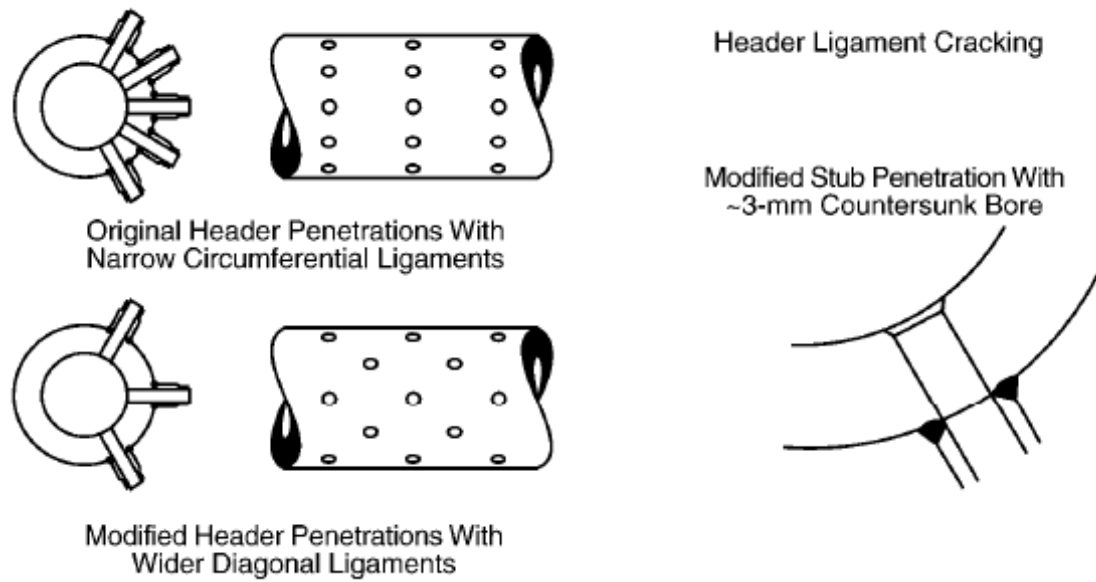


Figura 26. Diseño mejora de disposición de tubos en cabezales SH. Fuente: ASME

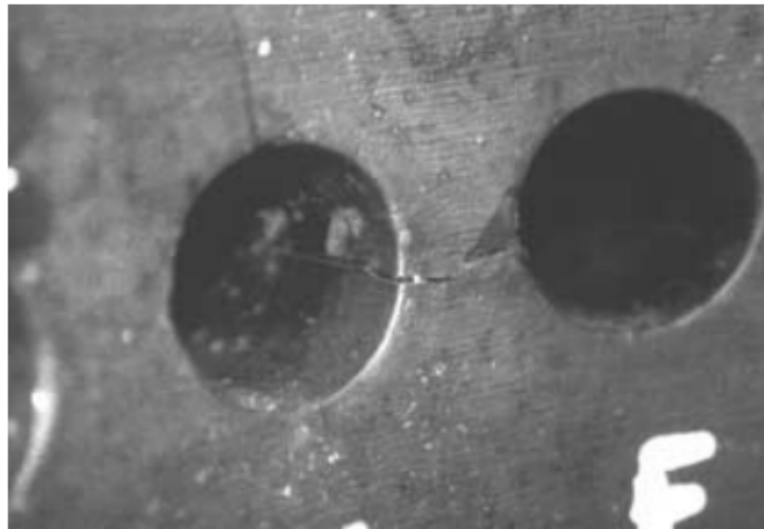


Figura 27. Agrietamiento pared interna cabezales SH. Fuente: ASME

Fatiga en las toberas del domo de caldera

Los estudios realizados por el EPRI en 51 domos de calderas de carbón pulverizado, han evidenciado que un alto diferencial de temperatura entre el agua de alimentación subenfriada y la temperatura de saturación de la mezcla agua/vapor, corresponde a uno de los principales factores dominantes que explican la fatiga de las toberas en el domo. Este diferencial de temperatura es mucho mayor a cargas parciales con magnitudes de un 25% de la carga nominal entre los 86°C a 152°C, decreciendo entre 31°C a 82°C a plena carga. Aquellas unidades que no tienen economizadores, han tenido los mayores

diferenciales de temperatura debido a que el flujo de alimentación al domo viene directamente de los calentadores de agua de alimentación de alta presión.

Daño en los elementos de los sobrecalentadores y Recalentadores

La operación flexible a menudo permite tener peaks de transientes de temperaturas en los tubos SH y RH por sobre lo normal, los cuales se producen típicamente antes de la sincronización de la unidad en la zonas radiantes y planas, y posterior de la sincronización en las zonas colgantes (SH y RH). Un numero de problemas están asociados con los peaks de temperatura de metal con lo cual el riesgo se incrementa. A modo de ejemplo, se destaca lo siguiente:

- i. Distorsión de elementos, producto del alto grado de sobrecalentamiento focalizado, largo sobrecalentamiento o fallas por corrosión en el hogar.
- ii. Ocasionales fallas por sobrecalentamiento
- iii. La degradación en las propiedades de los materiales provoca una baja tolerancia a los transientes.
- iv. Disrupción de la capa de oxido de protección permite incrementar las tasas de pérdida de espesor de metal
- v. Degradación de la integridad de las juntas de transición.
- vi. Fatiga por desplazamiento diferencial de los elementos.

4.2.4 Turbina a Vapor (TV)

Una gran cantidad de problemas pueden ocurrir en la TV producto de la operación cíclica, en los cuales se incluye el agrietamiento producto de la inducción de agua, fatiga térmica producto de los cambio de temperatura, erosión de partículas solidas en los alabes, toberas y deformaciones del rotor.

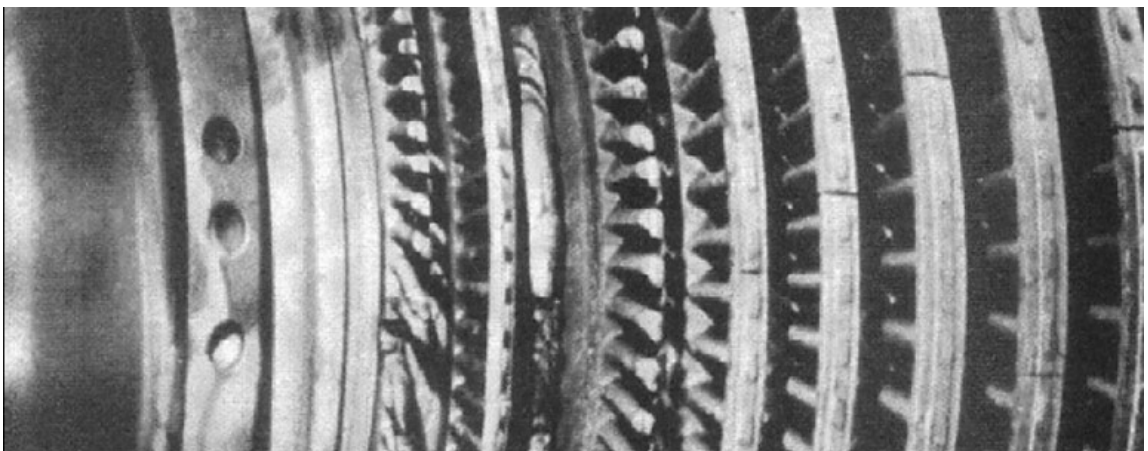


Figura 28. Daños por inducción de agua en la TV. Fuente: Intertek

Admisión de Vapor

Las válvulas de admisión de vapor para la modalidad de control de tipo arco completo, durante la operación de seguimiento de carga y carga parciales, son

estranguladas para controlar el flujo de vapor, reduciendo la eficiencia e incrementando el desgaste de estas válvulas.

La modalidad de arco parcial de admisión de vapor permite que el vapor ingrese a través de válvulas individuales abiertas en forma secuencial, con lo cual a medida que la carga se incrementa más válvulas son abiertas. Esta modalidad disminuye las pérdidas por estrangulamiento de estas válvulas. Esta modalidad de operación debería ser mejor para una modalidad de operación de carga parcial. No obstante, este tipo de unidades con sistema de arco parcial son más susceptibles a tener altas vibraciones a bajas cargas. Esto producto del desbalance de las fuerzas de presión que tienden a levantar el rotor y descargar los cojinete HP e IP de la TV.

Defectos en el Rotor de Turbina

El rotor de turbina corresponde a uno de los elementos más críticos y con altos esfuerzos de las plantas de generación. Las consecuencias potenciales de las fallas de un rotor incluyen la pérdida de alabes, fractura del eje, y más significativa pero que raramente ocurre, corresponde a una rápida fractura desde un defecto de perforación en el rotor, el cual puede causar un desastre mayor de la TV. Estas fallas son generalmente provocadas por la reducción de los tiempos de partida a fin de mejorar la flexibilidad, donde se incrementan los esfuerzos térmicos sobre los orificios o perforaciones del rotor y su superficie. El incremento de los números de ciclos y partidas/detenciones anuales de las unidades, provoca una degradación acelerada de los materiales del rotor.

Alta Erosión por Gotas de Agua

La disminución de las temperaturas de la caldera típicamente ocurre tanto en el vapor recalentado como en el vapor principal. Estas bajas temperaturas de vapor incrementan los niveles de humedad y también desplazan la línea de saturación (cerca de la línea de Wilson) aguas arriba de la última etapa de saturación de la etapa de baja presión de la TV. Bajo estas condiciones, los cloruros se concentran y las preocupaciones por la corrosión se incrementan. Además, la formación de gotas en esa zona provoca daño acelerado de los alabes producto de la erosión.

Vibraciones en la última corrida de alabes (Stall Flutter)

La oscilación de la sustentación de la última etapa de corrida de alabes de la TV ocurre bajo condiciones de bajo flujo y alta contrapresión. La oscilación de la sustentación ocurre cuando la separación del flujo de vapor en la base de los alabes fluye hacia arriba. Este estancamiento del flujo alrededor de los alabes los excita, produciendo vibraciones y cuyos esfuerzos producen fallo producto de la fatiga de los materiales producto de las cargas cíclica. Los alabes más largos son más susceptibles que los alabes cortos.

4.2.5 Turbina a Gas

Las turbinas a gas son máquinas robustas y que manejan bien tanto las cargas cíclicas como el seguimiento de carga. En términos específicos, el foco está en

los niveles de emisiones bajo dichas condiciones de operación. Cuando operan a carga base, el sistema de combustión opera con altas temperaturas y una gran cantidad del CO es oxidado en CO₂. Pero a carga parcial, cuando la temperatura de combustión es más baja, las reacciones de oxidación de CO y CO₂ se sofocan por las zonas frías cerca de las paredes del aislamiento de combustión. Esto provoca un incremento en las emisiones de CO a bajas cargas.

La Figura 29 ilustra la capacidad calculada de disminución de emisiones de CO para el modelo 501G de Siemens.

Dicho modelo tiene una capacidad de disminución de CO a 10 ppm en la salida de la TG, lo cual corresponde aproximadamente a 40% de la plena carga y a un 28% de la plena carga cuando se mantienen 10 ppm de CO en la salida de la chimenea del HRSG, posterior al sistema de catálisis de CO.

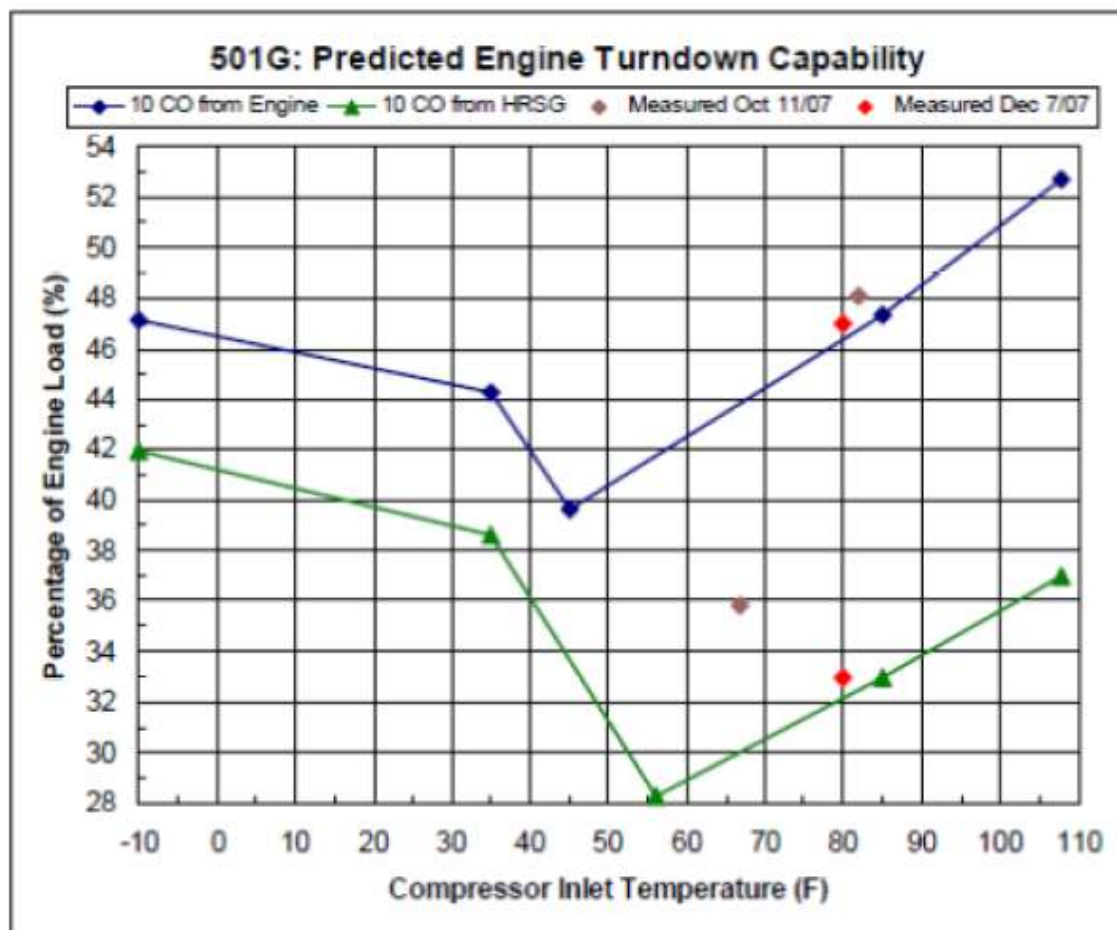


Figura 29. Capacidad de disminución de carga Siemens 501G. Fuente: SEI.

4.2.6 Sistema de control de emisiones

Sistema de desulfurización (FGD)

Los efectos de la operación cíclica y cargas parciales en los FGD incluyen fatiga/fluencia debido a los ciclos térmicos en los revestimientos utilizados en los absorbedores del FGD y las cargas rotacionales adicionales en motores y bombas, ya que su velocidad de operación es variada en forma constante. La experiencia operacional sugiere también que las fluctuaciones de los gases de combustión hacia los FGD pueden causar problemas para controlar las emisiones de SO₂, lo cual conduce a un aumento de las emisiones durante los períodos de seguimiento de carga.

Adicionalmente, se han verificado los siguientes problemas:

- i. Inestabilidad para operar las unidades en modalidad de dos turnos, producto del lento calentamiento o ataque de los residuos de combustible líquido a los revestimientos.
- ii. Ensuciamiento debido a la acumulación de lodos
- iii. Agrietamiento de los revestimientos
- iv. Aumento de la corrosión

Las unidades más pequeñas dotadas de sistemas húmedos generalmente comprenden un único depurador. Estas unidades tienden a ser dimensionadas para caudales específicos con bombas centrífugas de capacidad fija. Por lo tanto, al estar operando bajo la plena carga, puede existir un desequilibrio entre el reactivo y el flujo de gas. Una mejor disposición es tener varias unidades de atomización del reactivo que trabajan en paralelo para proporcionar un grado de flexibilidad para un amplio rango de operación.

Además, existen problemas con las unidades que operan en modalidad de dos turnos, ya que deben ser purgadas (flushing) para eliminar la sedimentación de sólidos y la solidificación, lo que puede afectar significativamente el consumo de agua en función de la carga generada.

Cal o piedra caliza es el reactivo habitual y con frecuencia son introducidos en los elementos de absorción a una tasa fija. A cargas bajas, existe un exceso de reactivo, lo que aumenta la eliminación de SO₂, pero puede resultar en un aumento de aglomeración de residuos de cal.

Los problemas para equilibrar el rendimiento con el reactivo puede conducir a niveles alcalinos altos y problemas asociados con la corrosión. Este problema puede, en parte, ser superado por una mejor gestión de tratamiento de agua y la mejora de materiales de revestimiento.

En cargas reducidas, la temperatura del gas de entrada es probablemente que sea más baja que la requerida para la reacción. Esto puede influir en las velocidades de reacción. Cuando se utilizan intercambiadores de calor regenerativos, el efecto neto puede ser una reducción significativa de la temperatura de salida, lo que reduce la flotabilidad del gas e induce el punto de rocío para corrosión en el sistema de ductos y chimenea. Por esta razón, en los

nuevos diseños donde se considera la operación en dos turnos, se implementa un sistema bypass, el cual está operativo hasta que las temperaturas se han estabilizado.

Sistema de Abatimiento de Polvo

En general, los precipitadores electrostáticos se desempeñan mejor a bajas cargas debido a que la reducida proporción de carbono no quemado en la ceniza y el aumento del tiempo de permanencia de los gases en el precipitador permite una mayor eficiencia de remoción de polvo. Sin embargo, es importante asegurarse de que la temperatura en los precipitadores no caiga por debajo del punto de condensación, ya que cualquier porcentaje de humedad puede resultar en una acumulación de polvo. Los gases ácidos también aumentan la corrosión a temperaturas más bajas. Si las bajas temperaturas empiezan a convertirse en un problema, puede ser necesaria la instalación de un sistema de calentamiento, a fin de precalentar el precipitador cuando la unidad vuelve a entrar en operación.

Los precipitadores electrostáticos necesitan especial consideración debido al potencial riesgo de humedad, originando que el polvo se adhiera a los electrodos. El mantenimiento de temperaturas superiores a 90 ° C reduce este problema. Un problema similar existe con los filtros de mangas, en los que el problema principal es evitar la disminución de temperaturas por debajo del punto de rocío de los gases de combustión.

4.2.7 Sistema de recirculación y enfriamiento con agua

El sistema de agua de enfriamiento tiende a ser errático bajo las modalidades de seguimiento de carga y operación cíclica, donde grandes cantidades de agua de enfriamiento pueden ser desechadas. Un estudio realizado en 18 centrales de vapor en Nueva York, comparó la relación entre la reducción en la capacidad de enfriamiento utilizada como una función de la reducción de la generación eléctrica.

La Figura 30 ilustra que las plantas agrupadas en A (Carga Base) tienen una agrupación apretada que indica el uso operacional consistente de agua de refrigeración en relación con la generación eléctrica. El grupo B (Dos turnos) y C (Seguimiento de carga) son muy inconsistentes, con lagunas unidades utilizando una pequeña capacidad de su generación pero utilizando una gran cantidad de agua de enfriamiento, específicamente a más de un 70% de su capacidad de diseño.

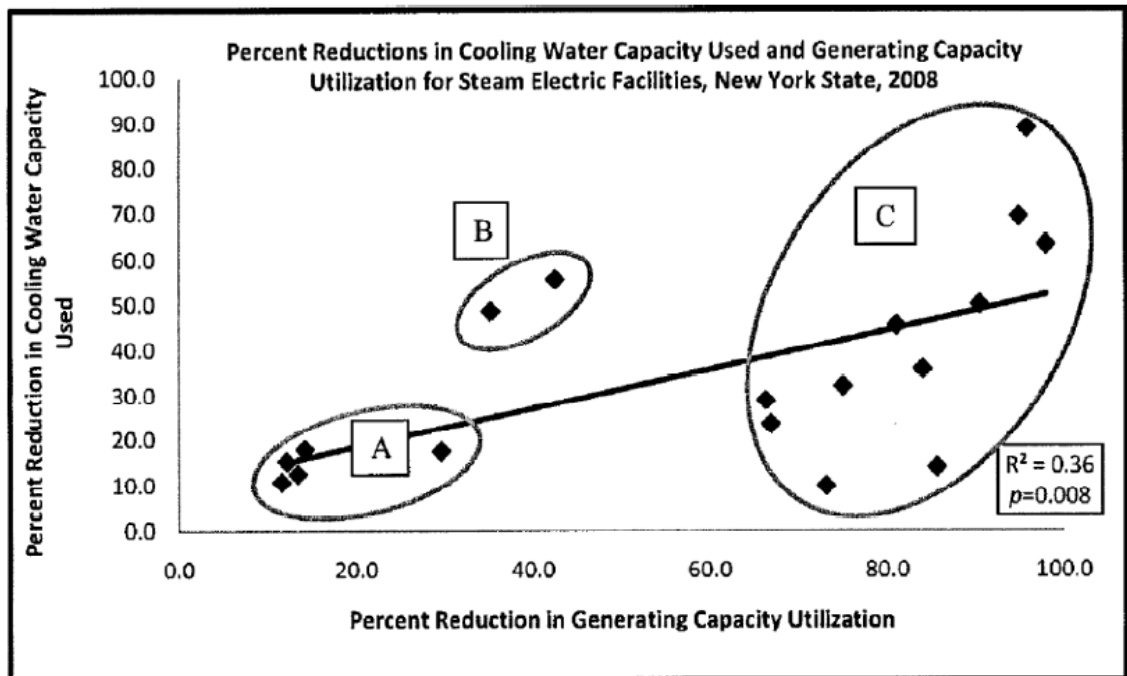


Figura 30. Porcentaje de reducción de la capacidad de agua de enfriamiento utilizada versus la capacidad de utilización de las planta de vapor. Fuente: NY Dept of Environmental Conservation

4.2.8 Ciclo Agua/Vapor

Química Del Agua

Condiciones anormales en la química del agua puede ocurrir en situaciones de operación cíclica debido a la incapacidad del sistema de control químico para responder rápidamente a las fluctuaciones de flujo. Esto puede ocurrir en todos las centrales de generación térmica, pero tiene el efecto más perjudicial sobre plantas de PC supercríticos debido a la ausencia de la purga de la caldera.

La purga de la caldera / HRSG se puede utilizar para equilibrar las fluctuaciones de la química del ciclo agua/vapor y ayudar a controlar el nivel del domo, lo cual trae un alto costo en la eficiencia y utilización del agua.

La fatiga por corrosión y picaduras de oxígeno pueden causar elementos de corrosión que pueden ser enviados tanto a la caldera como a la turbina.

Sílice, hierro y cobre se pueden empezar a depositar en los equipos. Además, el fosfato oculto puede producir los ataques ácidos y cáusticos.

Sistema de piping

Los problemas más comunes con el seguimiento de carga corresponden al agrietamiento del piping producto de los esfuerzos térmicos y fatiga que se ven sometidos. A modo de ejemplo, la Figura 31 ilustra los cambios de temperatura en los diferentes sistemas de vapor bajo la modalidad de seguimiento de carga, donde se pueden observar los fuertes gradientes de temperatura.

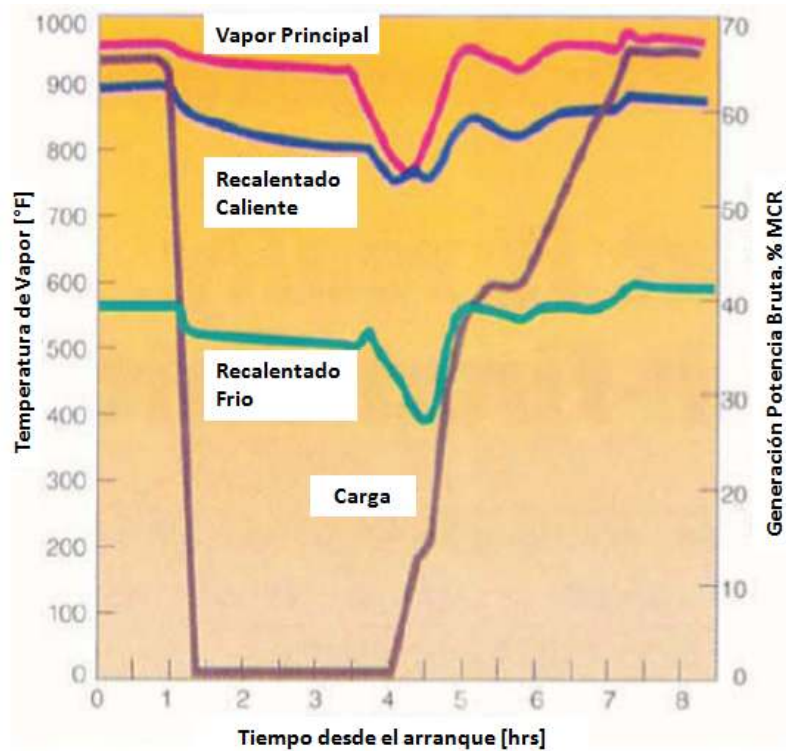


Figura 31. Variación de temperaturas de vapor durante el seguimiento de carga Fuente: FW

Condensador

El ranurado de los tubos del condensador cerca de las placas de soporte puede ocurrir bajo una condición deficiente de la calidad o química del agua del ciclo agua/vapor. El oxígeno disuelto se puede incrementar a bajas cargas, lo que podría alcanzar los límites de los eyectores y bombas de vacío, lo cual se traduce en un cuello de botella para las tasas de carga de las unidades de generación.

Atemperadores

La atemperación del vapor principal y recalentado caliente es una de las operaciones más complejas de unidades diseñadas en carga base y que se ven obligadas a operar bajo condiciones cíclicas. Bajo estas condiciones, la atemperación no siempre puede mantener en forma correcta con los cambios de temperatura que producen cambios en las temperaturas de vapor, lo cual a su vez genera puntos calientes y algunas veces la intrusión de agua hacia la turbina a vapor.

4.2.9 Ventiladores

La mayoría de los motores de los ventiladores operan a velocidad constante, lo que requiere más oscilación de los dampers durante el seguimiento de carga y operación a carga parcial. Esto provoca un desgaste acelerado tanto de los dampers como del motor.

La implementación de variadores de frecuencia permite el control de la velocidad del motor extendiendo su vida útil y la de los dampers durante la

operación de seguimiento de carga y carga parcial. En algunos casos, la incorporación de variadores de velocidad puede reducir el consumo de energía hasta en un 50 por ciento a cargas parciales.

4.3 EFECTOS SOBRE EL DESEMPEÑO DE CENTRALES TÉRMICAS (RENDIMIENTO, DISPONIBILIDAD, EMISIONES)

4.3.1 Efectos sobre la disponibilidad y confiabilidad

Cuando una unidad de generación comienza con un modo de operación cíclica, por lo general se observa un aumento significativo en la tasa de salida de forzada equivalente (TSFE) debido a la mayor tasa de fallo de sus componentes.

Tal como se ha indicado en los capítulos anteriores, en unidades nuevas de generación, se ha observado que el aumento o incremento de la tasa de falla posterior al inicio de un operación cíclica sostenida, empieza a aparecer entre uno a siete años, a diferencia de unidades con mayor periodo de operación que presentan un incremento de su tasa de falla entre los nueve (9) meses y dos (2) años posterior al inicio de la operación cíclica.

Claramente tanto los costos de inversión en capital y mantenimiento deben ser incrementados en estas unidades, a fin de mantener sus niveles de confiabilidad y disponibilidad acordes a los requerimientos del sistema.

De esta forma, los mayores costos de inversión en capital, mantenimiento y combustible para estas unidades, en conjunto con la reducción de la generación, producen un costo de generación promedio más alto.

El impacto de la operación cíclica en la confiabilidad de la planta ha sido documentado en términos del incremento de la tasa de salida forzada por transiente cíclico.

La desregulación de los mercados de generación eléctrica, el aumento de la generación renovable y las presiones ambientales han impactado cómo funcionan las plantas, donde la operación cíclica de la plantas termicas no es un fenómeno nuevo. Si bien siempre han existido unidades que han estado ciclando, la intensidad de la operación cíclica ha variado en función de la actividad económica de los mercados.

De vez en cuando, las unidades de carbón existentes, que por lo general están sujetas a una operación de carga base, en algunos mercados han sido fuertemente exigidas para una operación cíclica.

Las tasas de salida forzada son típicamente más frecuentes y con una periodicidad más prolongada en unidades que están ciclando que en unidades que operan a carga base.

Los costos de recuperación por las salidas forzosas adicionales deben incluir algunos errores operacionales. Dentro de estos errores se deben contemplar las explosiones de caldera, implosiones de caldera, perdida de sincronización

del generador, daño por intrusión de agua en turbina, errores operacionales en manejo de válvulas, fallas de equipos de control y eléctricos. Claramente un incremento de la operación cíclica incrementa la probabilidad de obtener errores operacionales, sobre todo si los sistemas de control no están dimensionados o diseñados para este tipo o modalidad de operación.

Típicamente, las unidades que son seleccionadas para entrar en una operación cíclica, se consideran factores como el tamaño, edad, tipo de equipamiento, costos de combustible, requerimientos del sistema, costos de producción, etc. Los costos relacionados con la operación cíclica tienen una gran variación y dependen de factores relevantes como el diseño, tecnología, edad e historia operacional y de mantenimiento.

Cuando una planta por requerimientos del sistema es forzada a entrar bajo una modalidad cíclica de operación, decisiones claves deben ser tomadas por los operadores a fin mitigar los impactos negativos en las maquinas. Algunos de los efectos en el rendimiento y operación de las unidades incluyen cambios en:

- i. Número e intensidad de ciclos
- ii. Tasa de falla de equipos
- iii. Requerimientos de mantenimiento
- iv. Eficiencia y utilización del combustible de partida
- v. Transciente de temperatura y presión
- vi. Requerimientos químicos (control ciclo vapor y lavados químicos)

La Figura 32, ilustra el efecto de la operación cíclica sobre la tasa de salida forzada equivalente para una unidad de 600 MW bajo distintas condiciones de diseño. Se observa claramente los efectos sobre la confiabilidad de la unidad en función del tipo de diseño (carga base o operación cíclica), donde claramente tanto aquellas unidades que han sido reacondicionadas como las que han sido diseñadas para una operación cíclica tienen una menor tasa de salida forzada en función de su antigüedad, respecto a aquellas que han sido diseñadas para un condición de carga base. También se observa una considerable reducción en la vida útil de estos equipos, como también la considerable disminución de sus ingresos por venta de energía o compra de energía al sistema (zona gris) debido a la mayor indisponibilidad de la unidad.

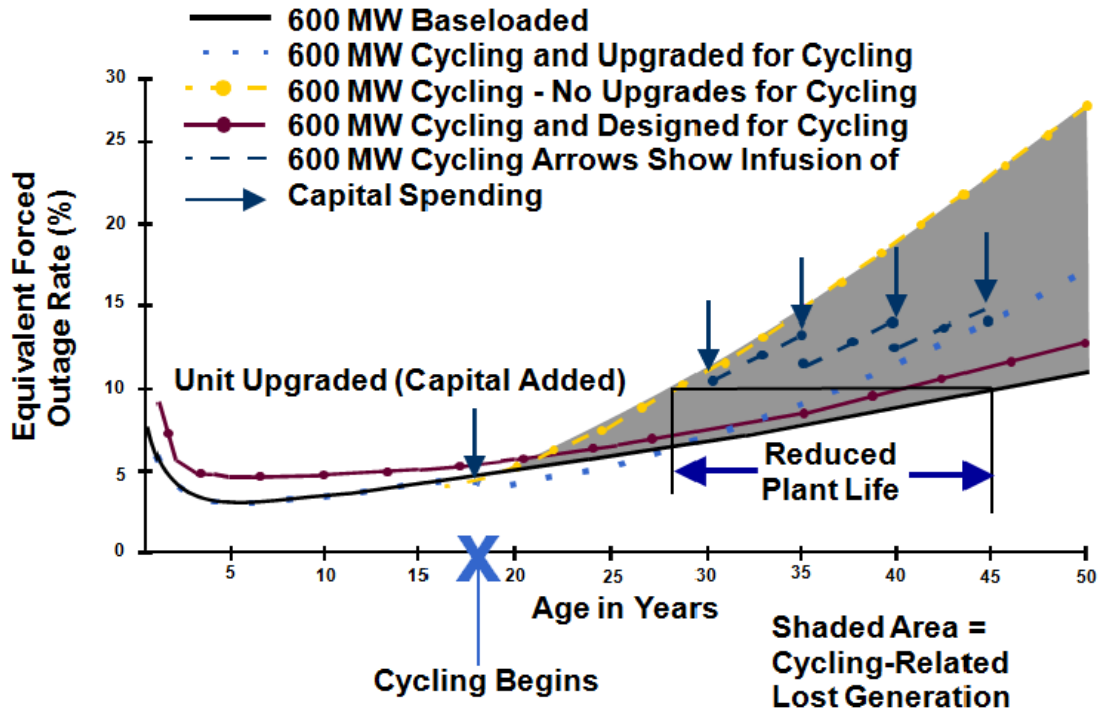


Figura 32. Impacto en la tasa de salidas forzadas para varias condiciones de diseño de centrales. Fuente: How Does Wind Affect Coal? Cycling, Emissions, and Costs. NREL

La Figura 33 muestra el impacto de la operación cíclica en función de las partidas en caliente equivalentes. En dicha figura, se muestran dos unidades de ciclo combinado en diferentes puntos de su ciclo de vida, con diferentes tasas de operación cíclica, así como las horas de detención forzada.

Es evidente que las diferencias observadas en la figura reflejan las diferencias en el diseño de la planta, vida útil, así como el perfil operativo. Sin embargo, la tendencia obvia observada es el aumento de las horas de detención forzada asociados con la operación cíclica de las plantas. De igual forma, se ilustra el costo de reemplazo de potencia histórico de ambas unidades.

La Figura 34 ilustra la carta de riesgo para una pequeña muestra de unidades a carbón, donde implícitamente se observa la relación entre el ciclado y la tasa de salida forzada.

Para un mejor entendimiento, algunas unidades claves han sido destacadas para ilustrar el impacto de la operación cíclica en las tasas de salida forzada para unidades con distintas condiciones de diseño. La Figura 34 ilustra la gran diferencia de las tasas de salida forzada entre unidades que han sido diseñadas para operación cíclica de las que no, las cuales pueden tener una mayor cantidad de ciclos por año que una unidad de carga base. Muchas de las unidades fallan entre las dos líneas de tendencia mostradas en la figura, no

obstante, en todos los casos es una tendencia creciente de las tasas de salida forzada ante un incremento de los eventos de operación cíclica anual.

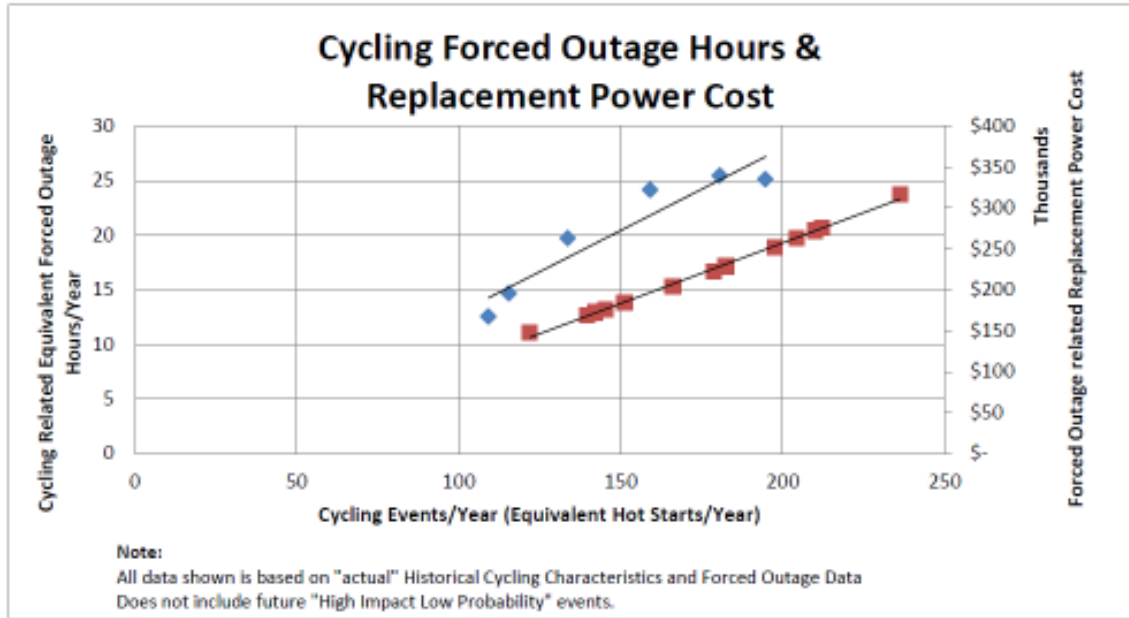


Figura 33. Impacto en la tasa de salidas forzadas para varias condiciones de diseño de centrales. Fuente: How Does Wind Affect Coal? Cycling, Emissions, and Costs. NREL

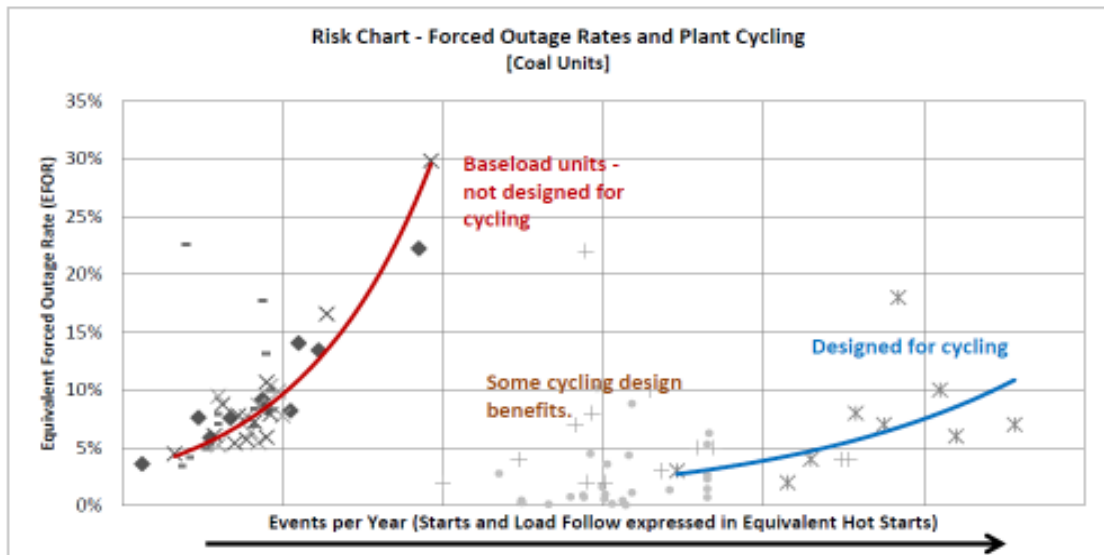


Figura 34. Impacto en la tasa de salidas forzadas para varias condiciones de diseño de centrales. Fuente: How Does Wind Affect Coal? Cycling, Emissions, and Costs. NREL

Algunos de los impactos y costos de la operación cíclica son incurridos inmediatamente, como lo son los costos relacionados con la disminución de la eficiencia provocado por la operación variable y a mínimo técnico. No obstante, los costos asociados al deterioro y desgaste que provocan fallas en el

equipamiento clave, aparecen después de meses o varios años posteriores de iniciado la operación cíclica.

Como discutido anteriormente, es clara la relación entre el aumento de la operación cíclica y el consecuente aumento del desgaste, deterioro y salidas forzadas de las unidades de generación térmica.

En la Tabla 14 se ilustra la comparación estadística entre centrales de carga base y centrales bajo una condición de operación cíclica. Se puede verificar que las unidades que tienen una operación cíclica presentan en promedio un 23% menor de generación, un 18% más de horas de salida planeada y un 40% más horas de salida por mantenimiento que las unidades de carga base. Si bien es cierto que el análisis de confiabilidad requiere una evaluación más detallada, la tendencia es clara respecto a que unidades que operan en forma cíclica tienen una menor confiabilidad.

Tabla 14. Comparación de la estadística de confiabilidad entre centrales de carga base y unidades que están bajo una operación cíclica.

COMPARACIÓN (% DIFERENCIA) ENTRE UNIDADES DE CARGA BASE Y UNIDADES QUE OPERAN BAJO UNA CONDICIÓN CICLICA	
Ítem	Valor promedio
Generación bruta	67%
Horas de Salida Planeada (HSP)	118%
# de eventos HSP	114%
Horas de salida por mantenimiento (HSM)	153%
# de eventos HSM	140%
Total Horas de Indisponibilidad	115%
Numero de partidas	154%

Fuente: IMPACT OF PLANT CYCLING ON AVAILABILITY. POWER2015-49359

Los operadores de centrales térmicas son muy conscientes de que la operación cíclica de las unidades causa daño acelerado a sus componentes, lo que incrementa los fallos de los equipos, provocando altas tasas de salidas forzadas de equipos (EFOR) y mayor mantenimiento y costos de capital por concepto de reemplazo de partes y equipos en forma no habitual o rutinaria. Con el aumento de la operación cíclica, los operadores exponen a las plantas a un mayor riesgo de aumento de paradas forzadas y eventos de Alto Impacto y Baja Probabilidad (HILP por sus siglas en inglés), los cuales se requieren minimizar y evitar en la medida de lo posible.

La Figura 36 ilustra la evolución del efecto del incremento de la operación cíclica en la confiabilidad o tasa de salida forzada de las unidades a través de los años de operación, donde nuevamente se puede observar la clara correlación entre ambas variables.

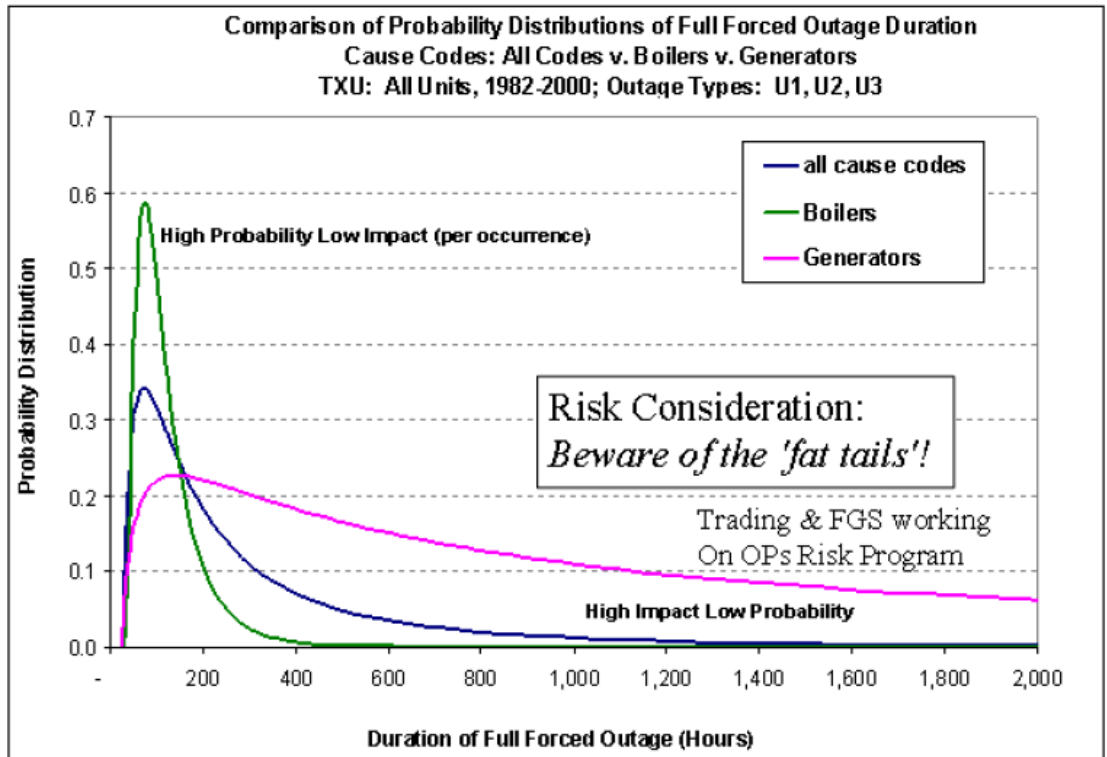


Figura 35. Eventos de Alto Impacto y Baja Probabilidad (High Impacts Low probability Events – HILP). Fuente: Power Plant Cycling Costs. NREL

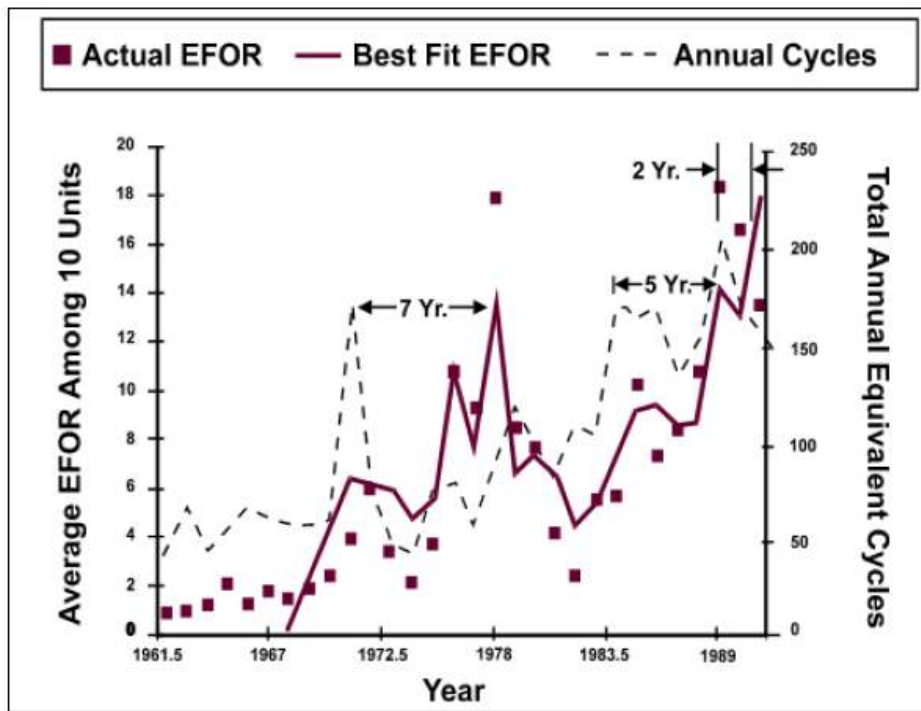


Figura 36. Efectos de la operación cíclica en la confiabilidad de las Unidades de Generación. Fuente: Power Plant Cycling Costs. NREL

4.3.2 Efectos sobre las Emisiones

Otro de los efectos de la operación cíclica de centrales térmicas convencionales lo representan las emisiones.

En la Figura 37 se ilustra la variación del “Heat Rate” o emisiones de CO₂ en función del porcentaje de carga de las unidades. Claramente se observa el incremento de las emisiones y “Heat Rate” de las unidades térmicas convencionales a medida que se disminuye la carga de las unidades.

De acuerdo a lo indicado en la Tabla 15, el mayor porcentaje de incremento lo tendrían las unidades de ciclo abierto, con un 17% más respecto de la condición de plena carga.

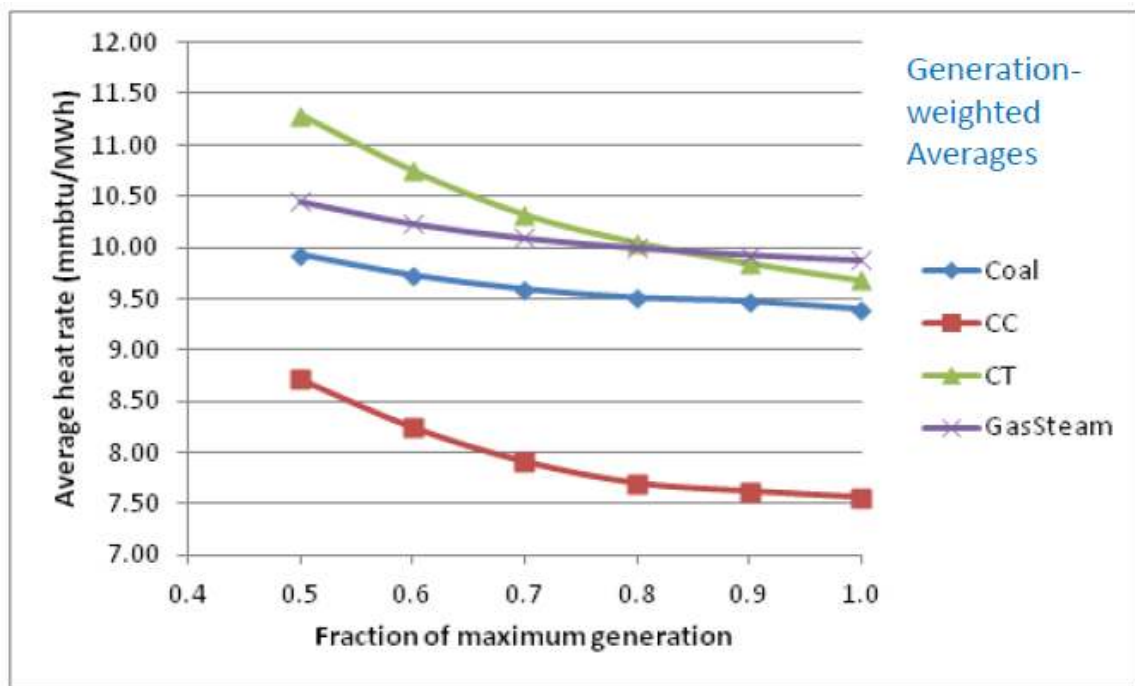


Figura 37. Variación del “Heat Rate” y emisiones CO₂ en función del porcentaje de carga. Fuente: Impacts of Renewable Generation on Fossil Fuel Unit Cycling: Costs and Emissions. NREL

Tabla 15. Porcentaje de incremento “Heat Rate” y emisiones CO₂ a un 50% de capacidad.

PORCENTAJE DE INCREMENTO DEL “HEAT RATE” Y CO ₂ A 50% CAPACIDAD			
Carbón	Gas CC	Gas CA	Gas - Vapor
6%	15%	17%	6%

Fuente: Impacts of Renewable Generation on Fossil Fuel Unit Cycling: Costs and Emissions. NREL

En la Figura 38 se ilustra la variación de las emisiones de NO_x en función del porcentaje de carga de las unidades. Se observa que las unidades a Vapor Gas y Carbón presentan una disminución en sus emisiones respecto a la condición de plena carga. Caso contrario se visualiza para las unidades de ciclo combinado y ciclo abierto.

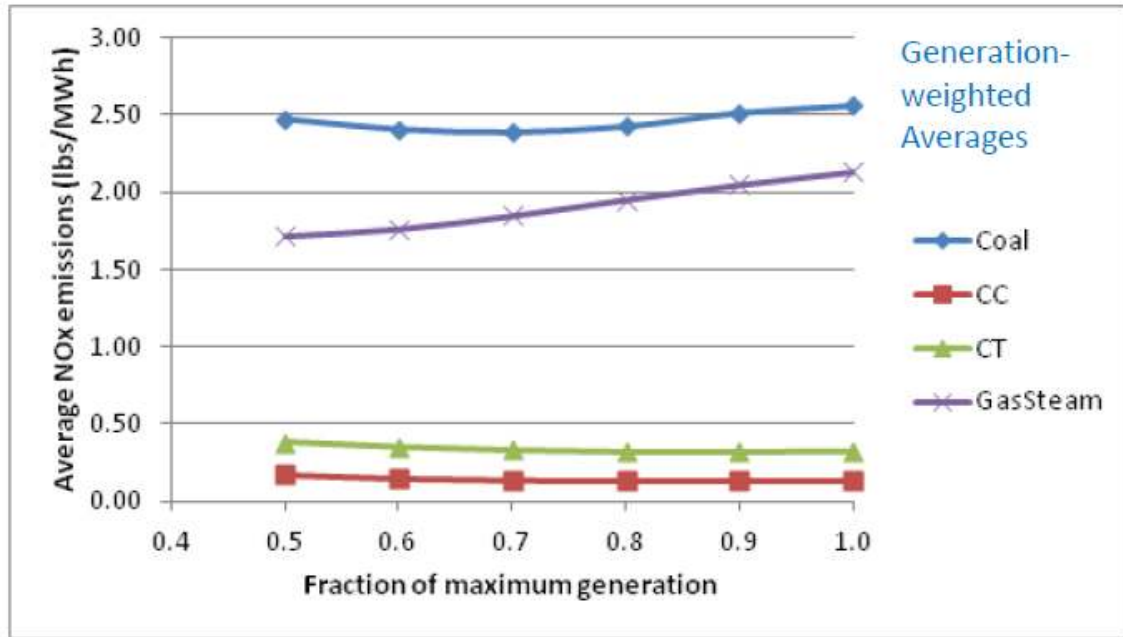


Figura 38. Variación de las emisiones de NO_x en función del porcentaje de carga. Fuente: Impacts of Renewable Generation on Fossil Fuel Unit Cycling: Costs and Emissions. NREL

Tabla 16. Porcentaje de variación de emisiones NO_x a un 50% de capacidad.

PORCENTAJE DE INCREMENTO DEL NO _x /MWh A 50% CAPACIDAD			
Carbón	Gas CC	Gas CA	Gas - Vapor
-3%	29%	16%	-19%

Fuente: Impacts of Renewable Generation on Fossil Fuel Unit Cycling: Costs and Emissions. NREL

En la Figura 39, se observa la clara diferencia entre las emisiones de SO₂ entre centrales con y sin sistema de abatimiento de emisiones de SO₂, cuando está operando a distintos porcentajes de cargas. Dichas diferencias se establecen en la Tabla 17.

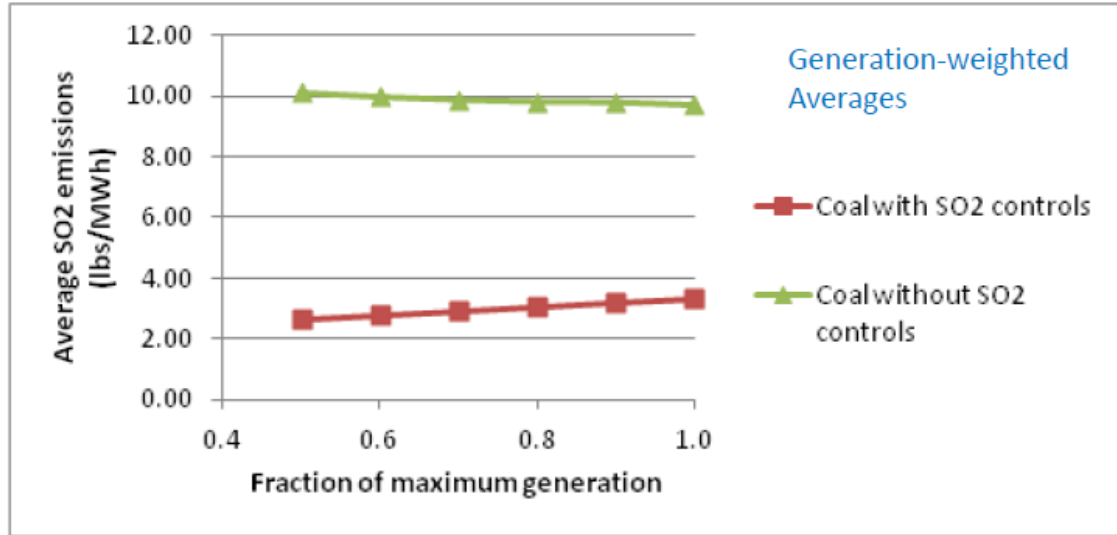


Figura 39. Variación de las emisiones de SO₂ en función del porcentaje de carga. Fuente: Impacts of Renewable Generation on Fossil Fuel Unit Cycling: Costs and Emissions. NREL

Tabla 17. Porcentaje de variación de emisiones NO_x a un 50% de capacidad.

PORCENTAJE DE INCREMENTO DEL SO ₂ /MWh A 50% CAPACIDAD	
Carbón (con FGD)	Carbón (sin FGD)
-20%	4%

Fuente: Impacts of Renewable Generation on Fossil Fuel Unit Cycling: Costs and Emissions. NREL

Finalmente, en la Tabla 18 se establece el impacto porcentual respecto a la tasa de emisión promedio (lbs/MWh) de una unidad que pasa de operar en carga base a modo cíclico y seguimiento de carga.

Tabla 18. Impacto en la tasa de emisión promedio (lbs/MWh) de una unidad que pasa de operar en carga base a modo cíclico.

Impacto tasa emisión promedio de la operación cíclica			
Tipo Unidad	Consumo Energía	NO _x	SO ₂
Carbón	2,9%	0%	2,7%
Gas CC	3,6%	12%	n/a
Gas CA	4,3%	5%	n/a
Gas - Vapor	2,4%	-4,8%	n/a

Fuente: Impacts of Renewable Generation on Fossil Fuel Unit Cycling: Costs and Emissions. NREL

Desde el punto de vista de la regulación local, el Decreto Supremo N°13.11 establece los límites de emisiones que deben cumplir las Unidades de generación de tipo termoeléctricas, específicamente para las emisiones de Óxidos Nitrosos (NO_x), Dióxido de azufre (SO₂) y Material Particulado (MP), entre otros, cuyos límites se establecen en las Tabla 19 y Tabla 20:

Tabla 19. Límites de emisiones para fuentes emisoras existentes

Límites de emisión para fuentes emisoras existentes [mg/Nm ³]			
Combustible	MP	SO ₂	NO _x
Sólido	50	400	500
Líquido	30	30	200
Gas	n/a	n/a	50
% Cumplimiento HOP	95%	95%	70%

Fuente: Elaboración propia a partir de DS-13.11.

Tabla 20. Límites de emisiones para fuentes emisoras nuevas.

Límites de emisión para fuentes emisoras nuevas [mg/Nm ³]			
Combustible	MP	SO ₂	NO _x
Sólido	30	200	200
Líquido	30	10	120
Gas	n/a	n/a	50
%Cumplimiento HOP	95%	95%	95%

Fuente: Elaboración propia a partir de DS-13.11.

Las condiciones normales (N), corresponden a 25°C y 1 atmósfera. Los límites de las Tabla 19 y Tabla 20 se deben corregir por oxígeno (O₂) en base seca, de acuerdo a lo siguiente:

- a) Calderas: 6% para combustibles sólidos y un 3% para combustibles líquidos y gaseosos.
- b) Turbinas: 15% para combustibles líquidos o gaseosos.
- c) En el caso de ciclos combinados, turbina y caldera, la corrección de oxígeno es de un 15%.

Tal como se indica en las tablas anteriores, los límites de emisiones de SO₂ y MP deberán cumplirse en el 95% de las horas de operación de las unidades, ya sean nuevas o existentes, quedando un 5% de la operación para partidas, detenciones y probables fallas.

Para el caso de las emisiones de NO_x, la norma hace una clara diferencia entre unidades nuevas y existentes, donde para estas últimas las emisiones de NO_x deben cumplirse para el 70% de las horas de operación, a diferencia de las unidades nuevas que deberán cumplirse para el 95% de las horas de operación. Esta diferencia radica fundamentalmente en las limitaciones técnicas que tienen las unidades existentes de obtener niveles inferiores de emisiones según Tabla 20, sobre todo para el porcentaje de cumplimiento de un 95% exigido para dicha emisión.

De acuerdo a lo establecido en la Circular IN. AD. N° 1/2015 y específicamente en cuanto al cumplimiento del DS-13.11, se establece que para el caso de la norma de emisión de MP, SO₂ y NO_x, se debe determinar el promedio horario

de cada hora de funcionamiento, durante un año calendario. El promedio horario obtenido (o sustituido) en cada hora de funcionamiento debe compararse con el límite de emisión aplicable y determinar para cada una de esas horas de funcionamiento si es una hora de conformidad o de inconformidad.

- i. Para la evaluación del cumplimiento del límite anual de material Particulado y dióxido de azufre, las horas de inconformidad deben justificarse como hora de encendido, hora de apagado o falla. Si no puede justificarse, se considerará un incumplimiento de la norma.
- ii. Para la evaluación del límite anual de óxidos de nitrógeno, las horas de inconformidad no deben justificarse, pero estas no pueden exceder el 30% de las horas de funcionamiento durante un año calendario.

Para la evaluación del desempeño o cumplimiento del DS-13.11 por parte de las unidades de generación térmica, resulta fundamental conocer la caracterización o comportamiento de las distintas tecnologías en cuanto a niveles de emisiones considerando las distintas condiciones de carga cíclica que se verán enfrentados en función de la integración de ERNC intermitente en el sistema eléctrico.

Como se indicó anteriormente, la operación a cargas parciales de las unidades de generación térmica trae efectos adversos en la mayoría de las emisiones. Estos efectos se ven agudizados con la operación cíclica de las unidades, sobre todo bajo condiciones de continuos arranques y detención, ya sea en condiciones frías, tibias y calientes para cada una de las tecnologías.

Respecto a los niveles de operación cíclica de cada tecnología, como se analizará en detalle en el capítulo 5.2 de la presente tesina, y de acuerdo al estudio realizado por la Mesa ERNC, se determina que dependiendo de los niveles de flexibilidad del parque térmico, cada una de las tecnologías tendría un incremento en los números de ciclos de operación anuales para cada uno de los escenarios de integración de ERNC considerados en el estudio. El nivel base del estudio (EF100) considerada un aporte de generación anuales de un 40% de las ERNC.

Desde el punto de vista de las tecnologías de generación, los niveles de emisiones que se obtendrán bajo las distintas condiciones de operación cíclica a las que se vean sometidas, dependerán básicamente del tipo de tecnología de generación, de las características de los combustibles que utilicen y de los sistema de abatimiento que estas posean.

Para el caso de las centrales a carbón y de acuerdo a un estudio realizado por la US EPA, se han caracterizado los arranques en frío de las distintas tecnologías de de generación en función del tipo de sistema de abatimiento que estas posean.

Para el caso de las emisiones de SO₂, se han registrado para los años 2011 y 2012, alrededor de 5.770 partidas normales en frío, donde un 70% corresponden a partidas de unidades con sistema de abatimiento de SO₂ de tipo húmedo (Wet FGD), un 14% con tecnologías de abatimiento de SO₂ semi

seco (SDA FGD) y el resto sin sistema de abatimiento. Los resultados son ilustrados en la **Figura 40**.

Las emisiones de SO₂ para el caso de las CT Carbón con sistema de abatimiento húmedo, son menores entre un 75% y 80% que para el caso de unidades sin control de emisiones de SO₂. De igual forma, para el caso de las unidades con sistema de abatimiento semi-seco, las emisiones son menores entre un 40% y 70% que para el caso sin sistema de abatimiento.

En la **Figura 41**, se ilustran las curvas de emisiones de SO₂ durante el arranque en frío de una unidad a carbón con sistema de desulfurización húmedo con agua de mar, donde se observa que dicha tecnología logra alrededor de las seis (6) horas controlar los niveles de SO₂ requeridos para las unidades nuevas. Se observa la característica típica de esta tecnología, la cual presenta un desempeño estable pero muy dependiente del nivel de contenido de azufre del combustible. Claramente se debe evaluar la factibilidad de implementar este tipo de tecnología para centrales nuevas dado los límites requeridos por el DS-13.11, considerando que cumplir bajo los 200 mg/Nm³ podría comprometer la flexibilidad de suministro de combustible (carbón) a nivel internacional.

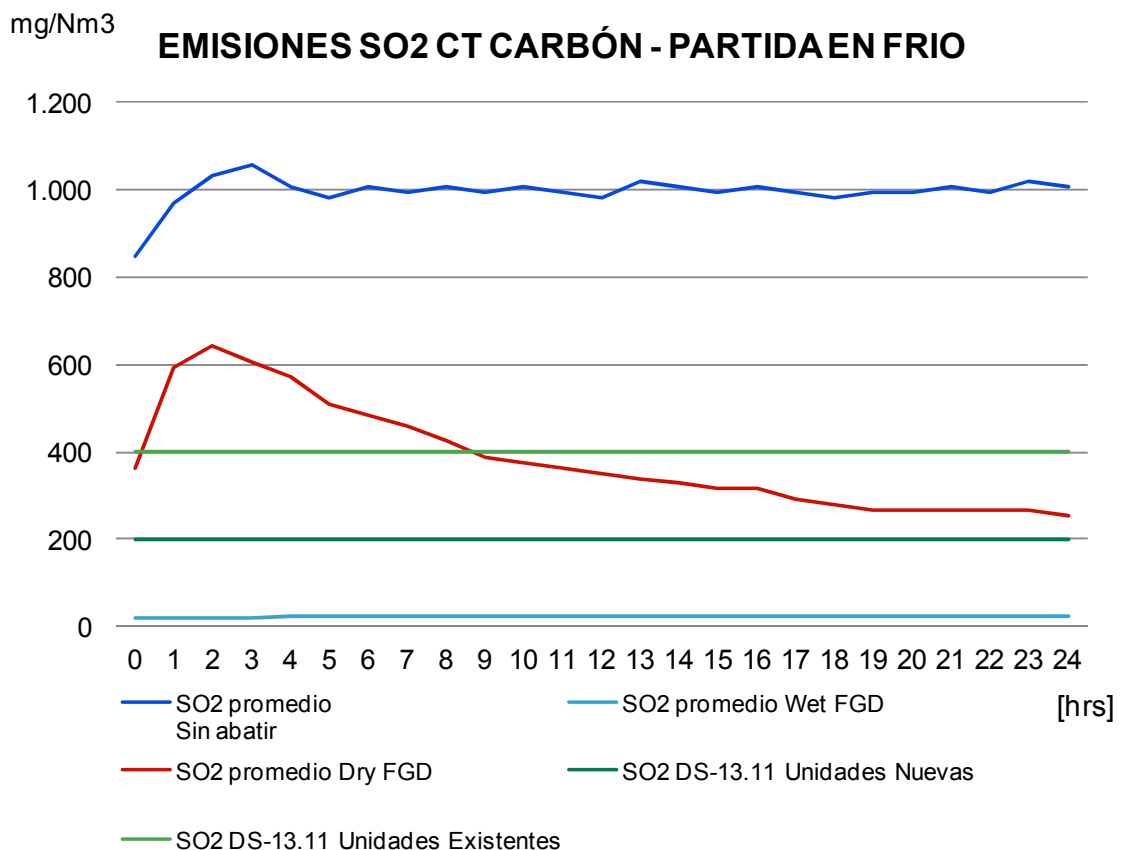


Figura 40. Emisiones de SO₂ promedio durante el arranque de CT Carbón Subcrítica con distintos tipos de sistema de abatimiento. Fuente: Assessment of startup period at coal-fired electric generating units. US EPA.

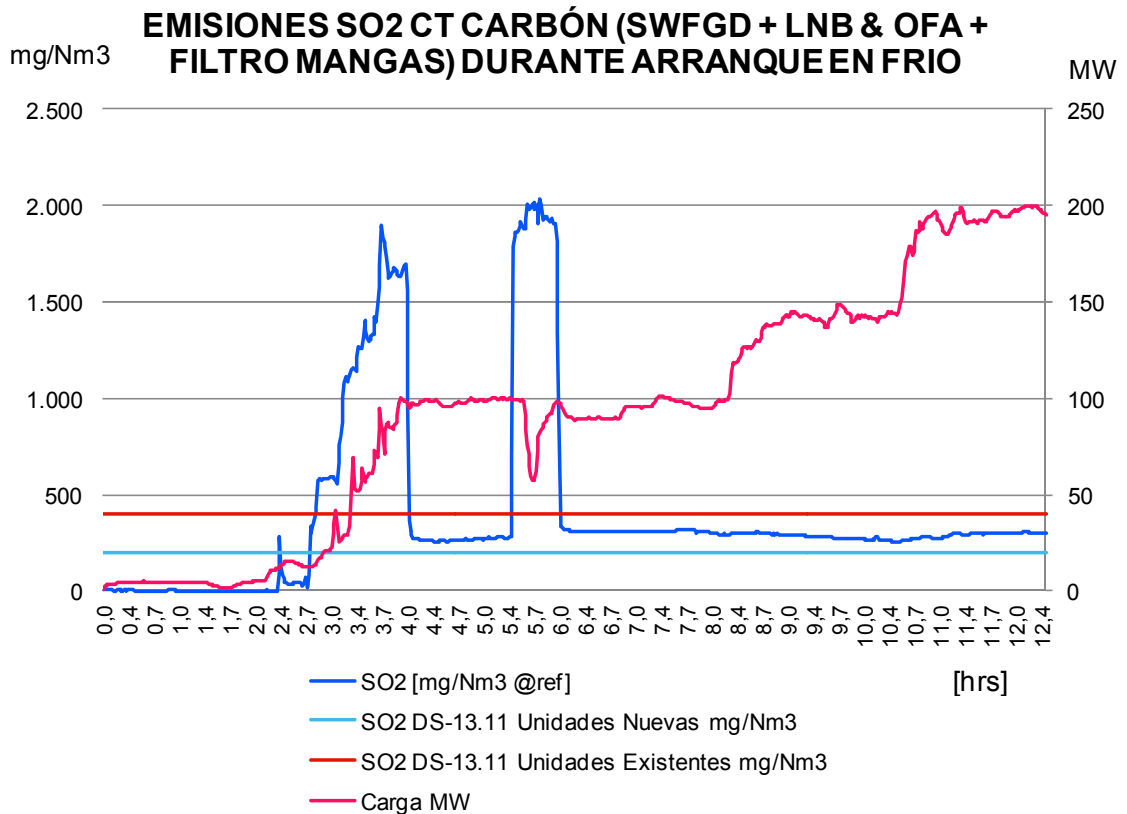


Figura 41. Emisiones de SO₂ promedio durante el arranque de CT Carbón Subcrítica con sistema de desulfurización húmeda con agua de mar. Fuente: Assessment of startup period at coal-fired electric generating units. US EPA.

Para el caso de la operación con seguimiento de carga ($\geq 25\%$ Carga Base), la unidades con sistema de abatimiento húmedo, tienen niveles de emisiones relativamente bajos y estables, mientras que las unidades con sistema de abatimiento semi-seco abaten solo un 30% de las emisiones durante las primeras tres (3) horas bajo un modo de seguimiento de carga alrededor del 25% de la capacidad nominal. Esta situación se ilustra en las Figura 42 y Figura 43.

Para el caso de las emisiones de NO_x, se han considerando el mismo número de partidas que para el caso del SO₂, donde un 47% corresponden a unidades con sistema de reducción catalítica selectiva de NO_x (SCR). El resto de la unidades no poseen sistema SCR pero tienen sistema de abatimiento primario, los cuales consideran quemadores de bajo NO_x, Aire Sobre Fuegos (sistema OFA de estratificación de aire de combustión) y SNCR. Como se observa en la Figura 44, los niveles de emisiones promedio de NO_x son similares para ambos tipos de unidades equipadas con y sin SCR, pero para el caso con SCR las emisiones se reducen rápidamente a las dos (2) horas de funcionamiento.

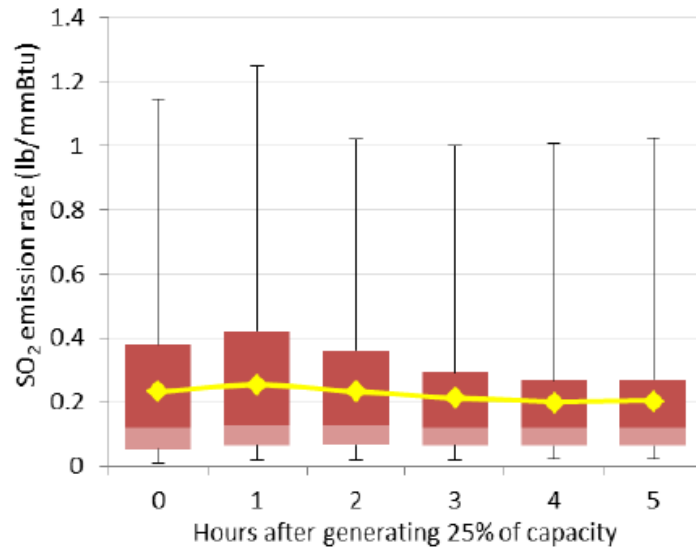


Figura 42 Emisiones de SO₂ promedio de CT Carbón con FGD tipo húmedo con un nivel de carga igual o superior a un 25% de la capacidad nominal. Fuente: Assessment of startup period at coal-fired electric generating units. US EPA.

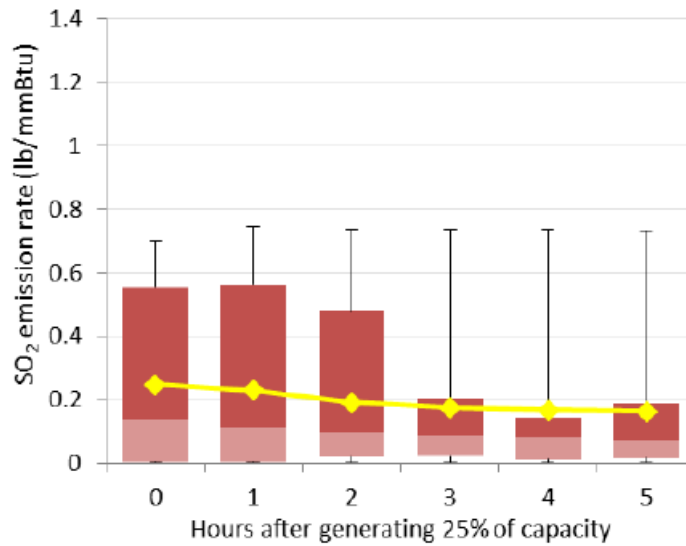


Figura 43. Emisiones de SO₂ promedio de CT Carbón con FGD tipo semi-seco con un nivel de carga igual o superior a un 25% de la capacidad nominal. Fuente: Assessment of startup period at coal-fired electric generating units. US EPA.

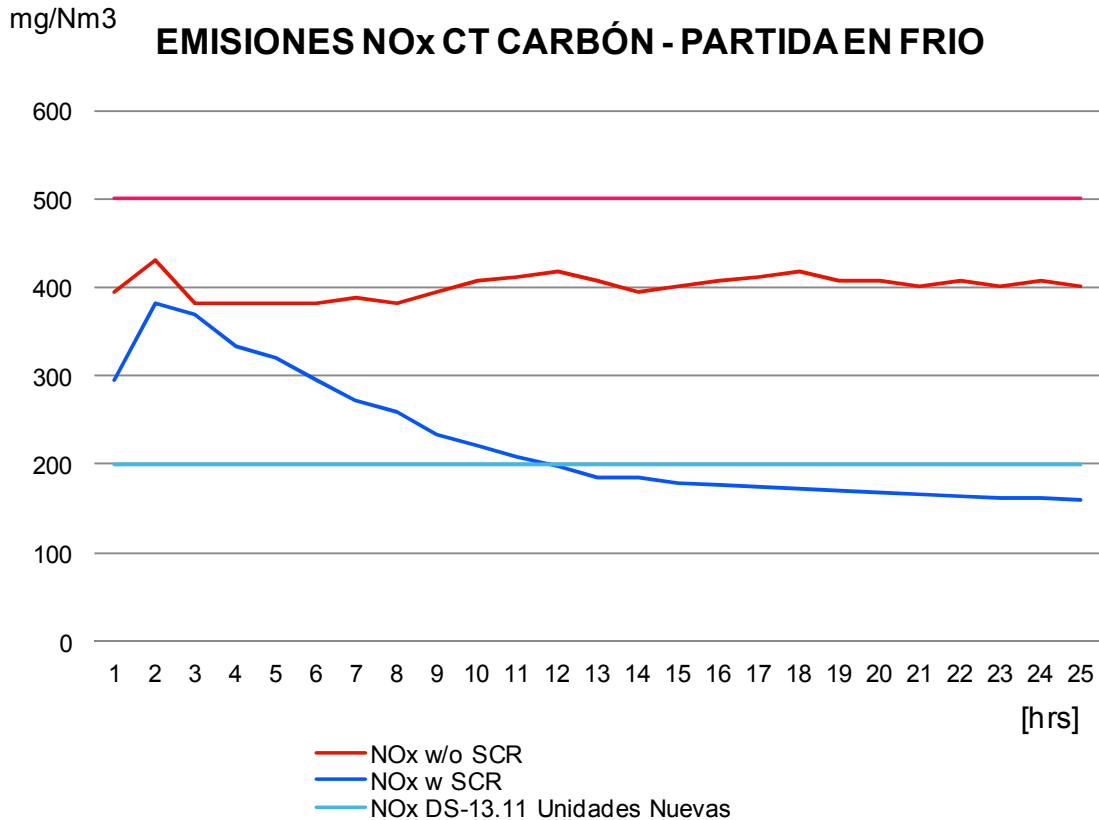


Figura 44. Emisiones de NO_x promedio de CT Carbón con y sin SCR. Fuente: Assessment of startup period at coal-fired electric generating units. US EPA.

La Figura 45, ilustra las emisiones de NO_x en función de la carga de una unidad equipada con sistema de quemadores de bajo NO_x y sistema de aire sobre fuegos, donde se puede observar que existen periodos durante el arranque y posterior a la sincronización de la unidad, donde producto de inestabilidades de la toma de carga se ve considerablemente afectados los niveles de emisiones superando los límites establecidos por el DS-13.11.

En cuanto a las emisiones de material Particulado, en las Figura 46 y Figura 47 se ilustran las emisiones de material Particulado de dos unidades de generación equipadas con filtro de mangas pero con distinto tipo de desulfurizador, donde se verifica que el sistema húmedo presenta un mejor desempeño durante el proceso de arranque, incluso estando bajo los límites requeridos para unidades nuevas. Es importante destacar, que para las tecnología de abatimiento equipadas con filtro de mangas, es posible disminuir considerablemente los tiempos bajo el cual el sistema comienza a realizar el abatimiento de MP, considerando un sistema de pre-coating de las mangas a fin de protegerlas durante el proceso de arranque con combustible líquido. No obstante, se debe tener en cuenta que esta condición de operación disminuirá considerablemente la vida útil de las mangas, produciendo un aumento de los costos variables O&M y disponibilidad de la unidad.

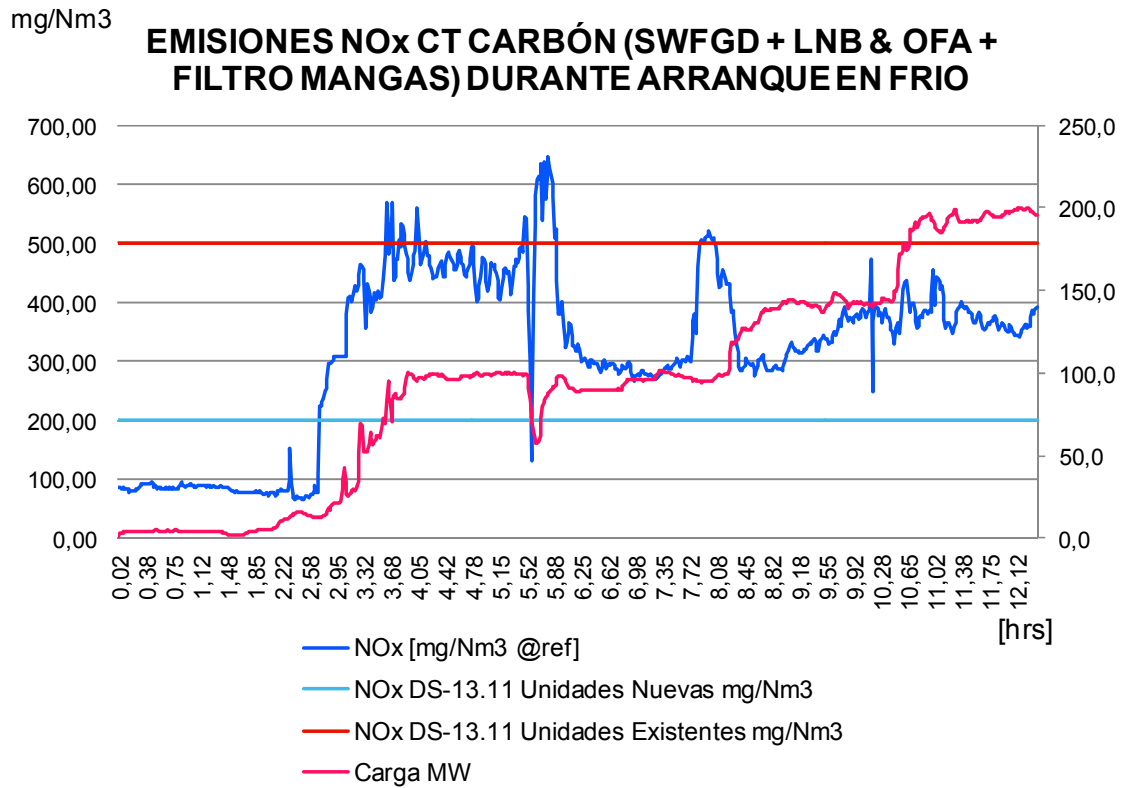


Figura 45. Emisiones de NO_x promedio de CT Carbón con sistema de abatimiento primario de NO_x. Fuente: Assessment of startup period at coal-fired electric generating units. US EPA.

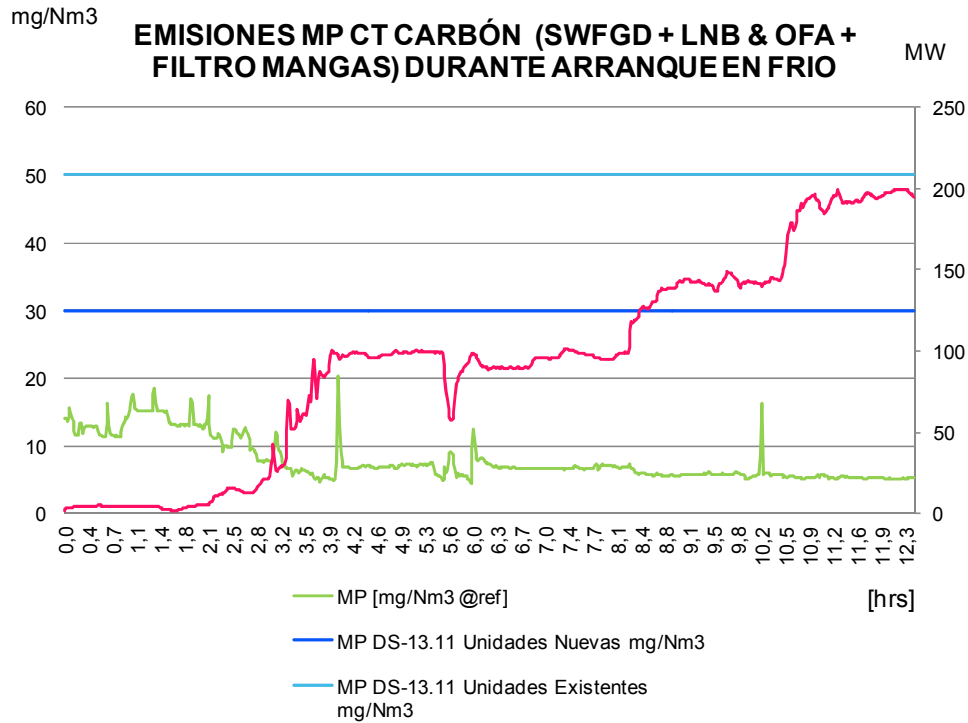


Figura 46. Emisiones MP promedio de CT Carbón SWFGD. Fuente: Assessment of startup period at coal-fired electric generating units. US EPA.

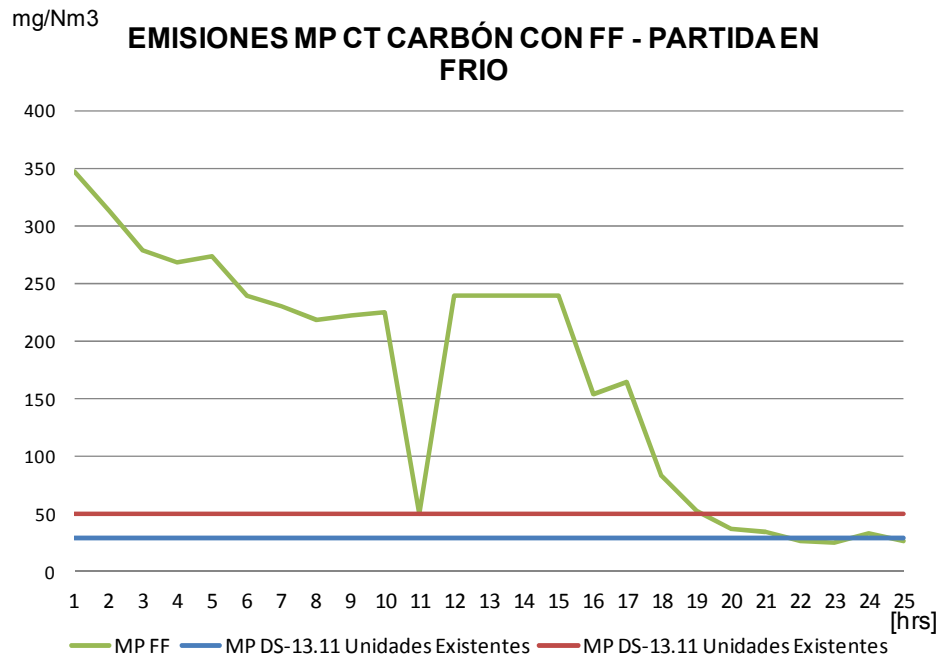


Figura 47. Emisiones MP promedio de CT Carbón con FF. Fuente: Assessment of startup period at coal-fired electric generating units. US EPA.

Respecto a la situación anterior a la entrada en vigencia de la norma de emisiones de centrales termoeléctricas (DS-13.11), en la **Figura 48** se ilustran los niveles de emisiones (MP, SO₂ y NO_x) para una central a carbón de 150 MW, la cual dispone solo de un filtro de mangas para realizar el abatimiento de material Particulado, pero sin medidas de abatimiento de emisiones de NO_x y SO₂.

Para el caso de Material Particulado, se observa que la unidad logra cumplir con los límites alrededor de las 9 horas posteriores de la sincronización. Respecto a las emisiones de NO_x y SO₂, se observa claramente que este tipo de unidades supera en forma extrema los límites establecidos en el DS-13.11, lo cual se traduce en una importante disminución y mejora posterior a la entrada en vigencia de dicho decreto por parte de este tipo de tecnologías.

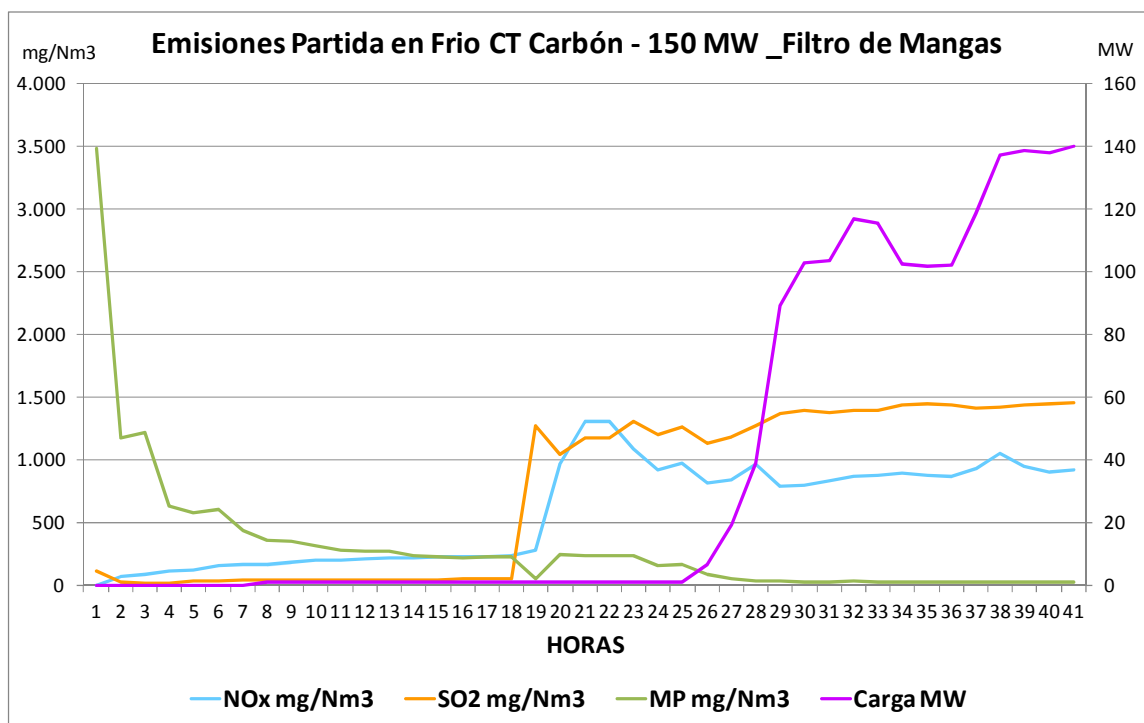


Figura 48. Emisiones partida en frio de una CT Carbón @ 150 MW equipada con filtro de mangas. Fuente: MMA.

Para el caso de los ciclos combinados, en las Figura 49 a Figura 52 se ilustran las emisiones de NO_x durante el arranque en frio, caliente y tibio, como también durante la detención de este tipo de unidades, utilizando como combustible GNL.

Emisiones NOx [mg/Nm³] Partida en Frío (Cold Startup) Turbina a Gas modo Ciclo Combinado

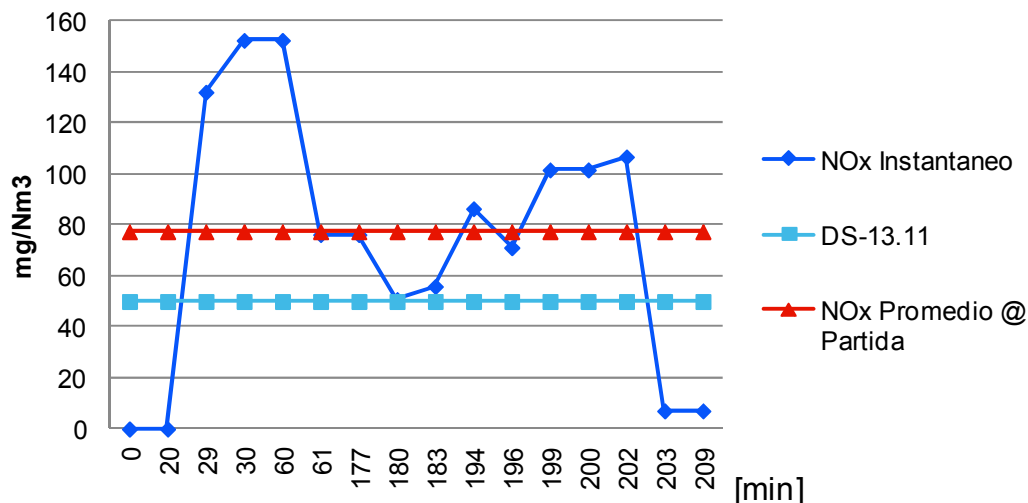


Figura 49. Emisiones partidas en frio de un CC GNL Carbón con sistema DLN de abatimiento NOx. Fuente: Startup and Shutdown NOx Emissions from Combined-Cycle Combustion Turbine Units. EPRI CEM User Group Meeting. Chicago, Illinois AM Session – May 24, 2002.

Emisiones NOx [mg/Nm³] Partida Tibia (Warm Startup) Turbina a Gas modo Ciclo Combinado

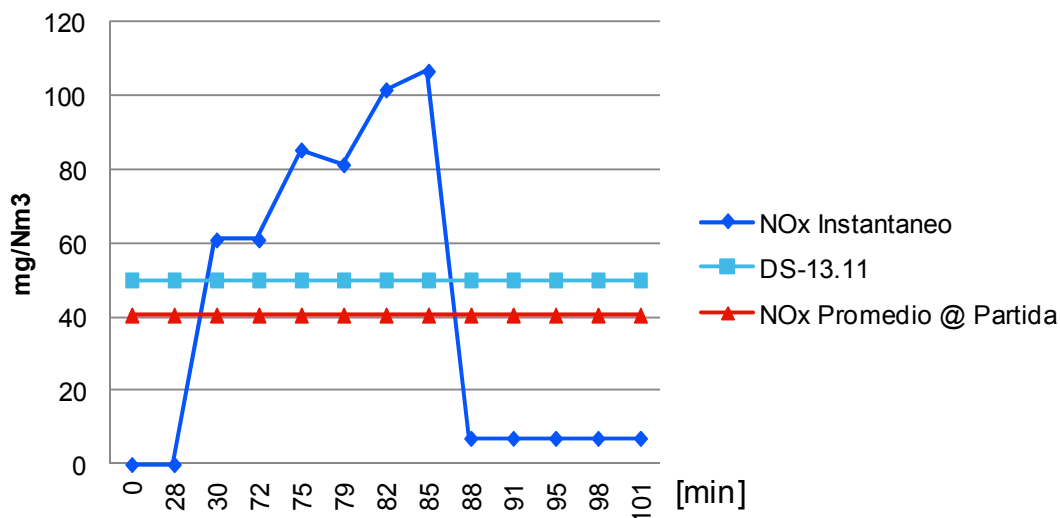


Figura 50. Emisión partida en tibia de un CC GNL Carbón con sistema DLN de abatimiento NOx. Fuente: Startup and Shutdown NOx Emissions from Combined-Cycle Combustion Turbine Units. EPRI CEM User Group Meeting. Chicago, Illinois AM Session – May 24, 2002.

Emisiones NOx [mg/Nm³] Partida Caliente (Hot Startup) Turbina a Gas modo Ciclo Combinado

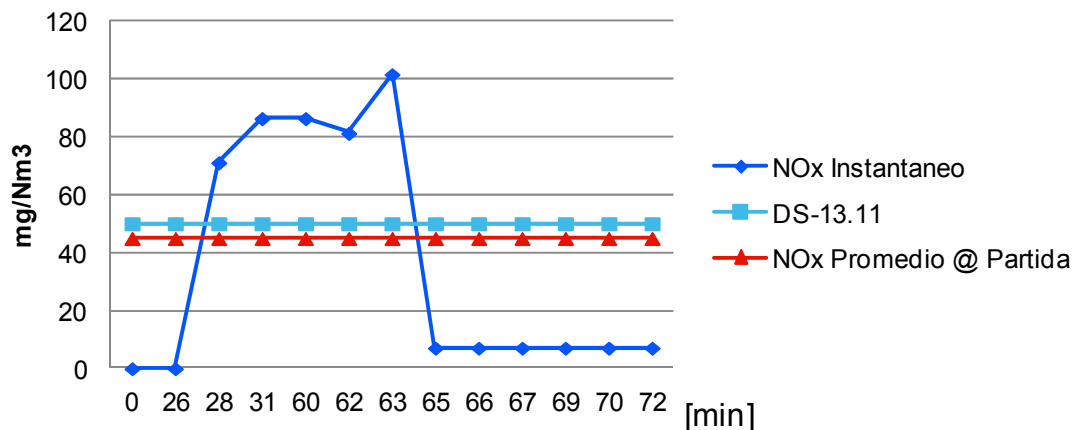


Figura 51. Emisión partida en caliente de un CC GNL Carbón con sistema DLN de abatimiento NOx. Fuente: Startup and Shutdown NOx Emissions from Combined-Cycle Combustion Turbine Units. EPRI CEM User Group Meeting. Chicago, Illinois AM Session – May 24, 2002.

Emisiones NOx [mg/Nm³] Detención Turbina a Gas modo Ciclo Combinado

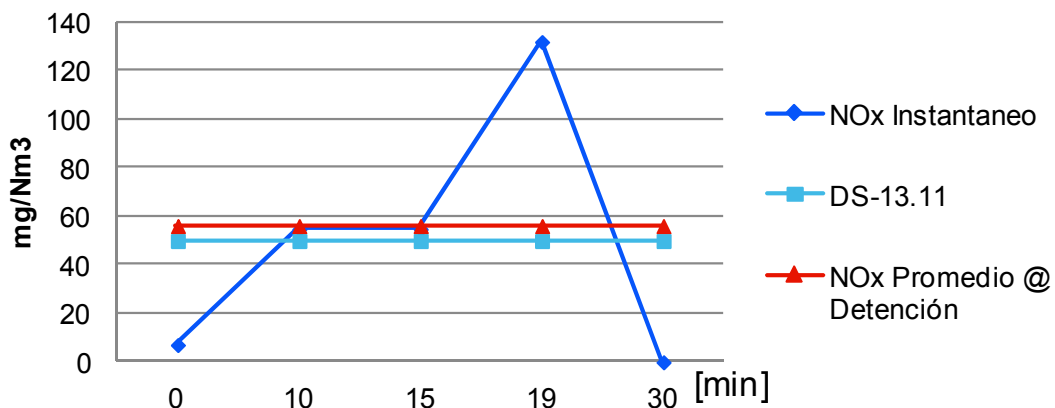


Figura 52. Emisiones durante detención de un CC GNL Carbón con sistema DLN de abatimiento NOx. Fuente: Startup and Shutdown NOx Emissions from Combined-Cycle Combustion Turbine Units. EPRI CEM User Group Meeting. Chicago, Illinois AM Session – May 24, 2002.

Como se observa en los gráficos anteriores y **Tabla 21**, para el caso de las partidas en frío y detenciones se superan los límites establecidos en la normativa local.

Tabla 21. Resumen emisiones por tipo de operación para un ciclo combinado operando con GNL.

Tipo operación	NOx promedio [mg/Nm3]	Tiempo [hr]	D.S.-13.11 [mg/Nm3]
Partida Fría	77,3	3,38	50
Partida Tibia	40,5	1,68	
Partida Caliente	44,9	1,2	
Detención	56,1	0,5	

Fuente: Elaboración propia.

Para el caso de la operación de la turbina en modo ciclo abierto, en la **Figura 53** se ilustran las emisiones durante el proceso de arranque en frío, donde se verifica que se obtiene en promedio una emisión equivalente a 64,4 [mg/Nm³], superando los límites establecidos en la regulación local.

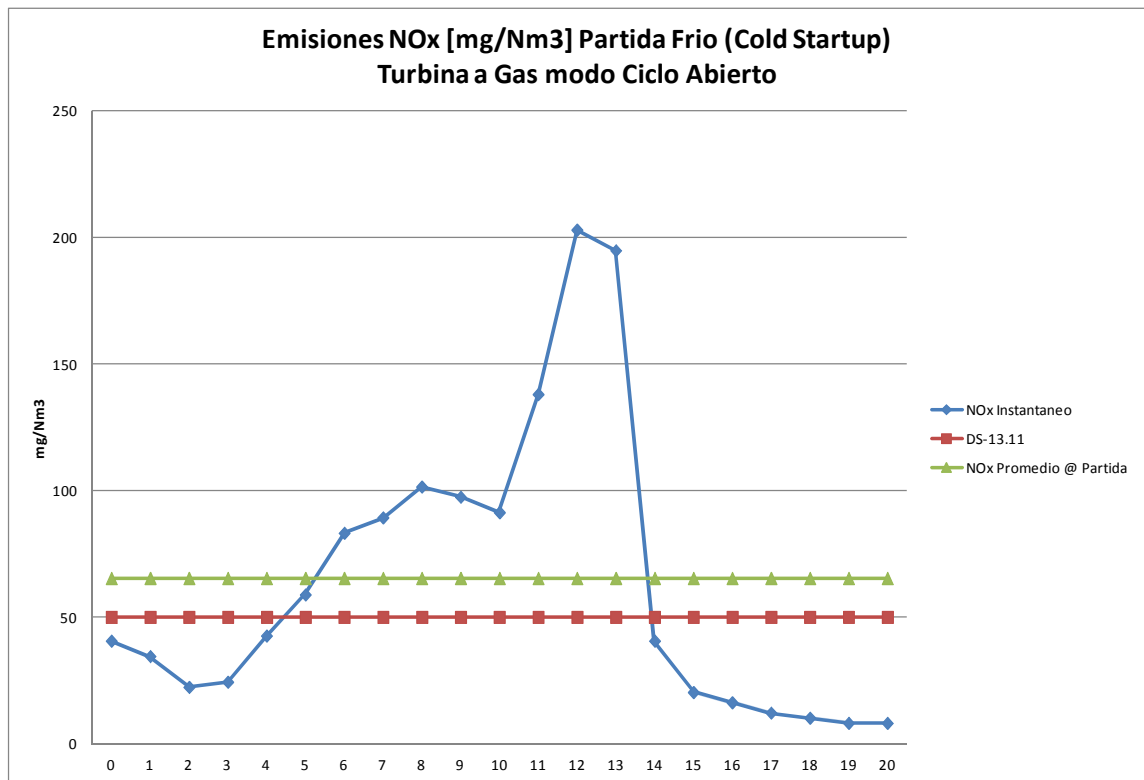


Figura 53. Emisiones durante arranque en frío de una TG con GNL con sistema DLN de abatimiento NO_x. Fuente: Startup and Shutdown NO_x Emissions from Combined-Cycle Combustion Turbine Units. EPRI CEM User Group Meeting. Chicago, Illinois AM Session – May 24, 2002.

Otro aspecto importante dentro de la caracterización de las unidades bajo las distintas condiciones cíclicas de operación, corresponde a la variabilidad que se puede tener durante un arranque en frío, tibio o caliente de cada tecnología.

A modo de ejemplo, la Figura 54 ilustra las curvas de arranque típico de un ciclo combinado operando con GNL, donde se puede visualizar que la turbina a gas sincroniza alrededor de los 20 minutos y las distintas rampas de tasa de carga durante esta etapa, donde a los 340 minutos se alcanza la plena carga. A fin de verificar la variabilidad respecto a estas curvas de arranque, en las Figura 55 y Figura 56 se ilustran dos arranques en frío de esta unidad, donde se verifica que en el caso 1 alcanza el mínimo técnico acorde a las curvas estándares de arranque, logrando controlar las emisiones de NO_x a las 4,64 hrs de operación, versus el caso 2 que tiene tiempos más largos de estabilización para la toma de carga y presurización del HRSG, logrando la plena carga posterior a las 7 horas de entrar en operación y de igual forma para el control de las emisiones de NO_x.

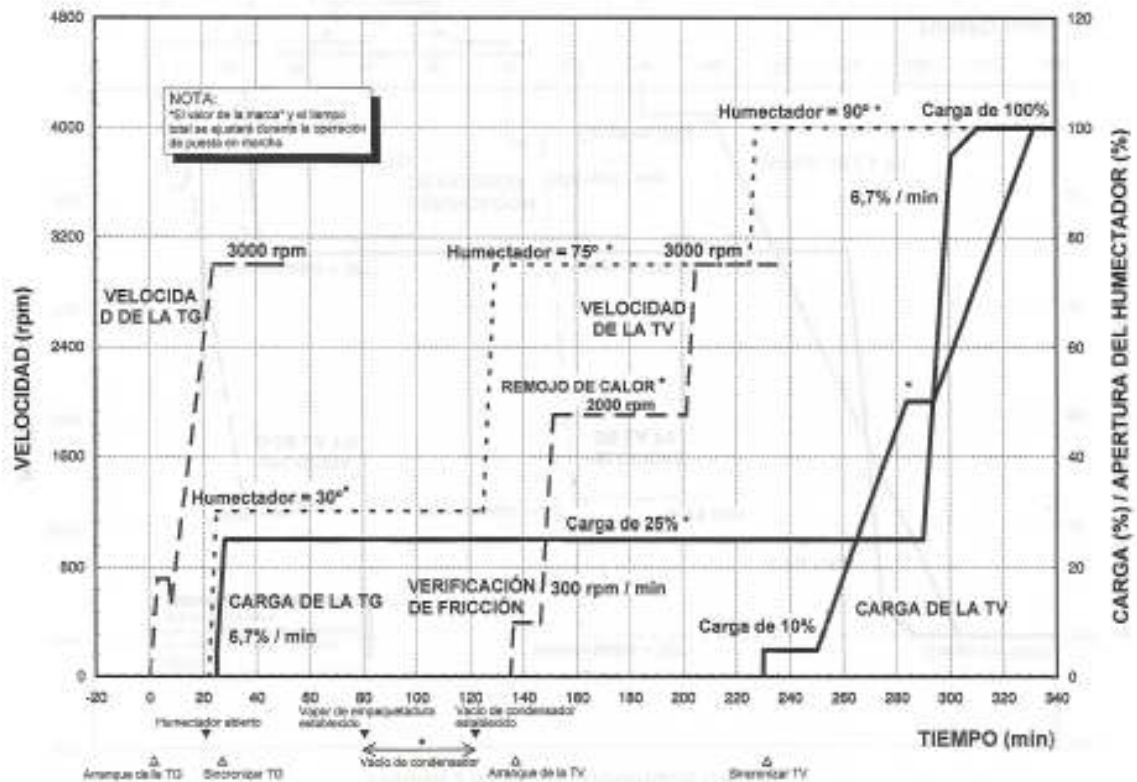


Figura 54. Curvas de arranque en frío CCGNL. Fuente: MHI.

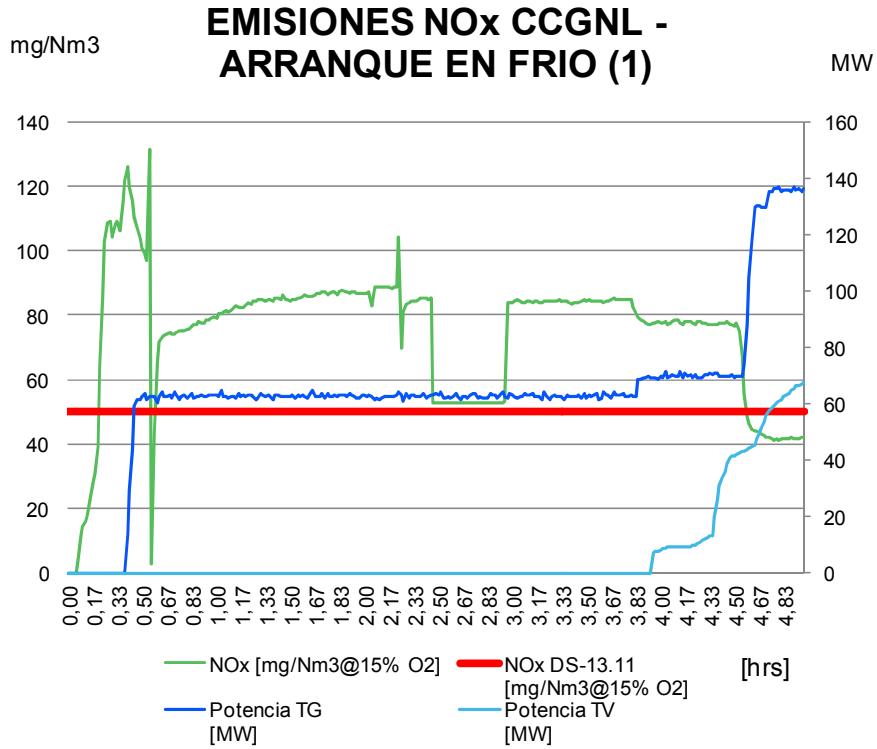


Figura 55. Curvas de arranque en frio CCGNL – Caso 1. Fuente: MHI.

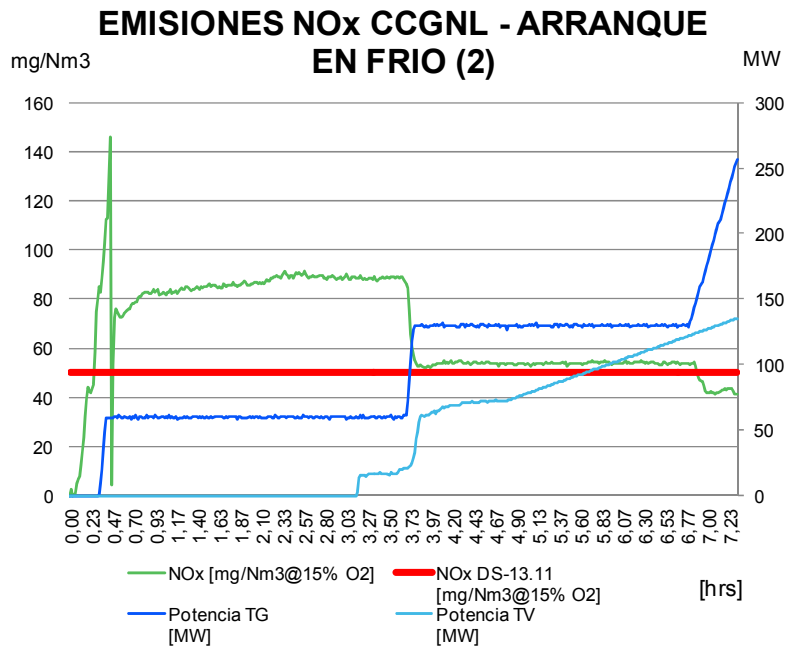


Figura 56. Curvas de arranque en frio CCGNL – Caso 2. Fuente: MHI.

De igual forma, en la Figura 57 a Figura 59 se ilustran las curvas de emisiones de NO_x, SO₂ y MP de un ciclo combinado operando con petróleo diesel grado 1.

Como se puede observar en la Figura 57, las emisiones de NO_x superan los límites máximos establecidos en el DS-13.11 producto de la falla del sistema de inyección de agua.

Para el caso el caso de las emisiones de SO₂, en la Figura 58 se observa que los ciclos combinados operando con petróleo diesel grado 1 presentan emisiones bastante por debajo de los límites máximos establecidos en el DS-13.11, fundamentados principalmente por las características propias del combustible en cuanto a contenido de azufre (%S Diesel Gr. A 15 ppm max y %S Diesel Gr. B 50 ppm max.) No obstante, se ha observado que algunas Unidades alcanzan niveles de emisiones promedio horario durante las 2 primeras horas cercanos a **35 mg/Nm³**, lo que no resulta lógico haciendo necesario la revisión de los CEMs que disponen dichas unidades.

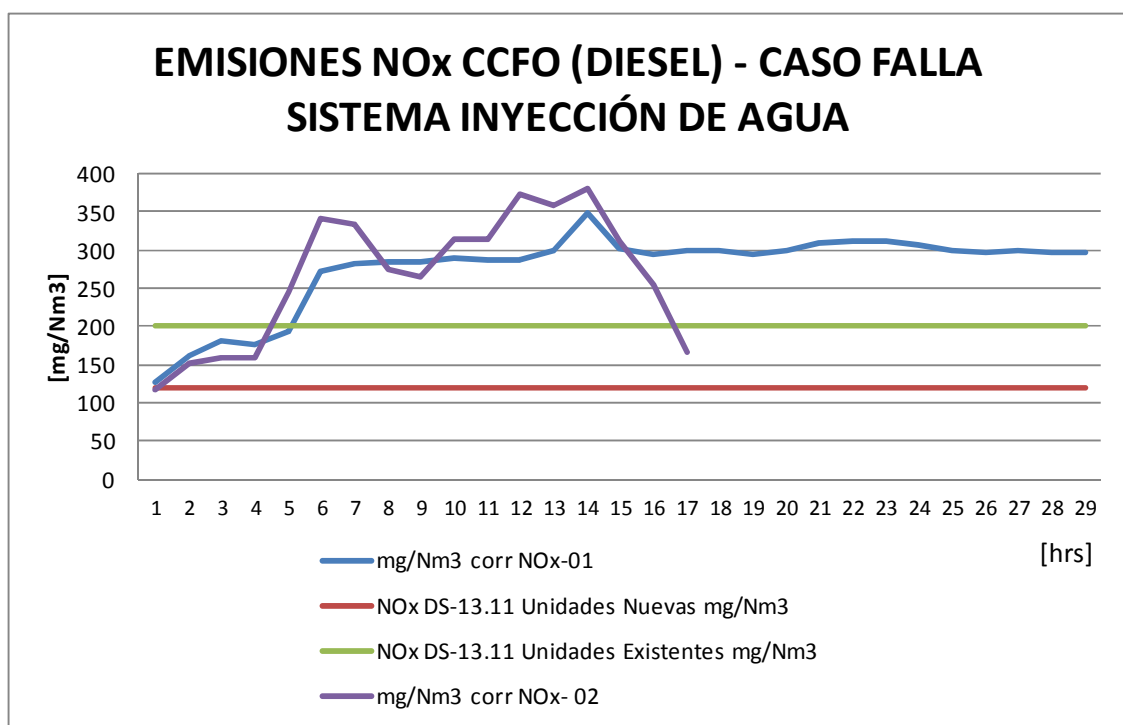


Figura 57. Emisiones NO_x arranque en frio CC Diesel. Fuente: GE.

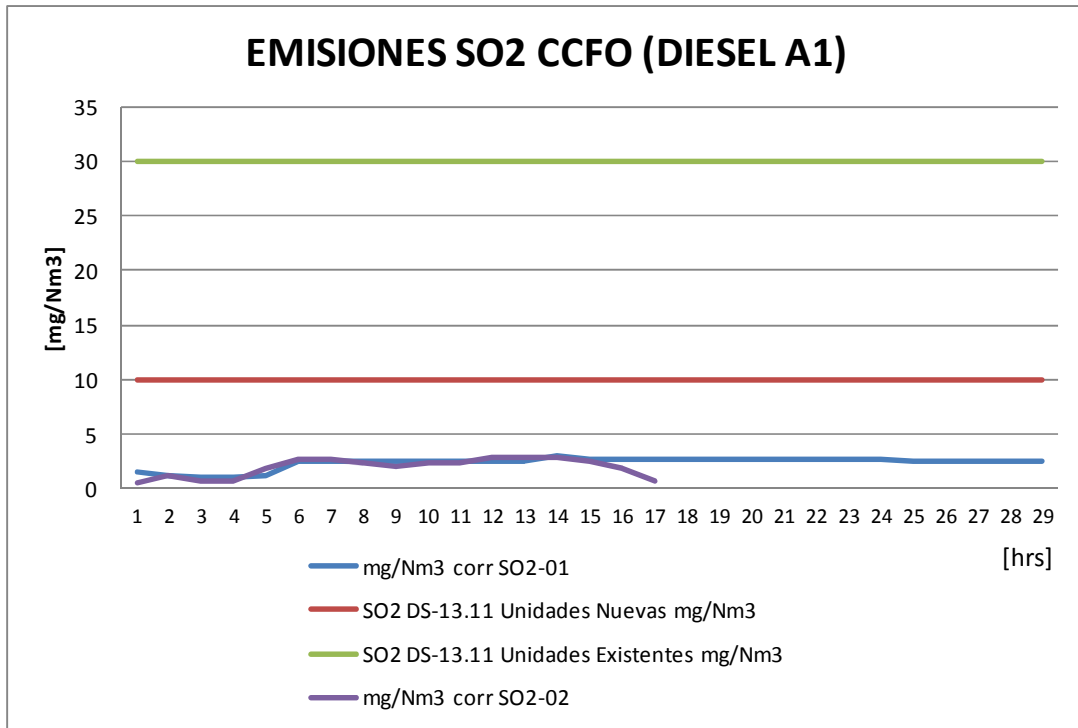


Figura 58. Emisiones SO₂ arranque en frio CC Diesel. Fuente: GE.

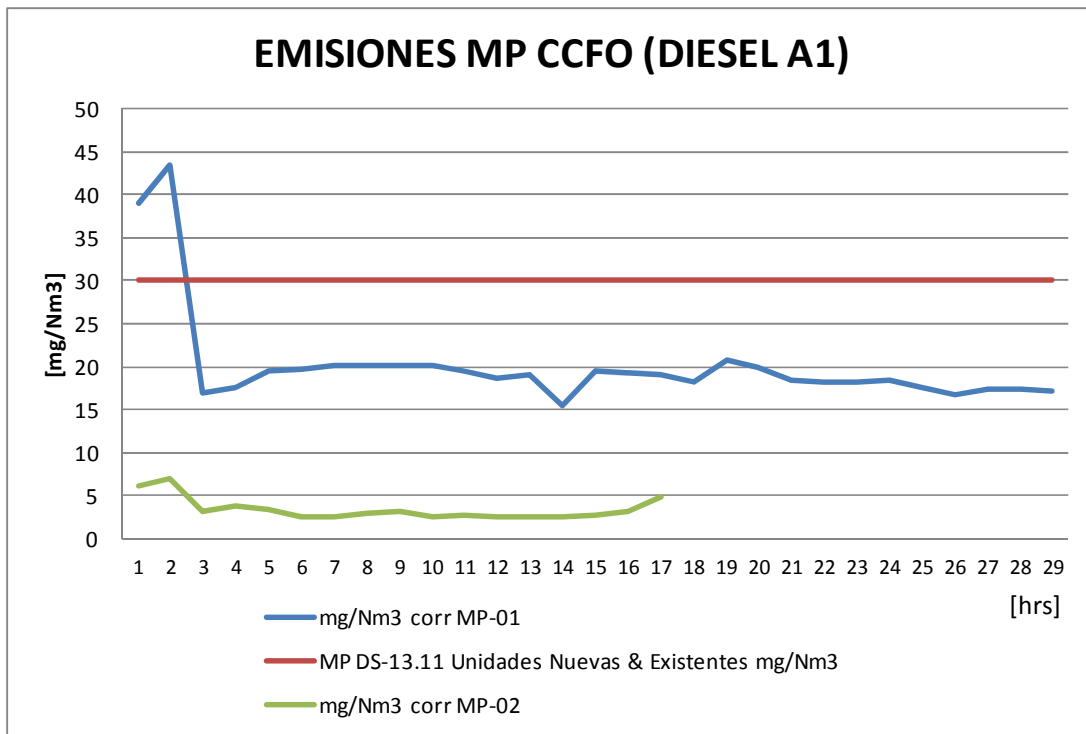


Figura 59. Emisiones MP arranque en frio CC Diesel. Fuente: GE.

Para el caso de las emisiones de MP, la **Figura 59** la variabilidad de estas emisiones enfocadas durante el proceso de arranque, donde se visualiza que

estas emisiones están por debajo del límite máximo establecido en el DS-13.11. No obstante, se visualizan efectos importantes que se detallan a continuación. Primero, se observan peaks de emisiones MP durante las primeras horas de funcionamiento, donde éstas se pueden atribuir a problemas con el CEMs, succión de petróleo con mucha acumulación de sedimentos o falta de lavado off-line del compresor de las turbinas que pudiese justificar estas alzas en las emisiones, ya que como se puede observar en la Figura 60 los niveles de contenido de ceniza en el combustible estarían en algunos puntos muy por sobre las especificaciones del combustible diesel grado A y B. Adicionalmente, se observan estas condiciones cuando se realizan cambios de combustible en el ciclo combinado, es decir, se pasa de operar con GN a petróleo diesel, o viceversa.

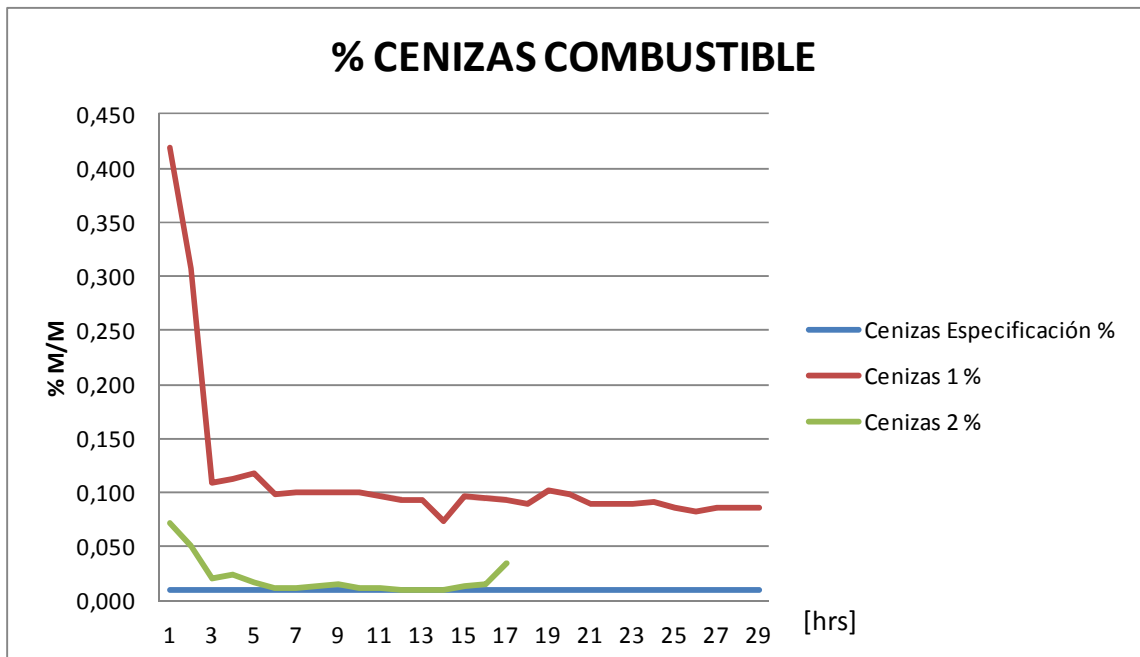


Figura 60. Calculo % ceniza en el combustible. Fuente: Elaboración propia.

De esta forma y considerando la información indicada anteriormente, en la **Tabla 22** a **Tabla 27** se presenta el resultado obtenido respecto a la estimación del cumplimiento de las emisiones del parque térmico bajo los distintos escenarios de integración de ERNC considerados en la presente tesina, y sobre la base de la caracterización típica de desempeño en cuanto emisiones para cada tipo de tecnológica de generación térmica durante los distintos procesos de arranques, acorde a los antecedentes indicados anteriormente.

**HORAS OPERACIÓN ANUALES NO CUMPLIMIENTO EMISIONES NO_x
CON RESTRICCIONES Y PARAMETROS INTERNACIONALES - UNIDADES NUEVAS Y RETROFIT**

TECNOLOGIA	EF000				EF050				EF100				EF150	
	FP	Horas Incumplimiento [hr/año]		FP	Horas Incumplimiento [hr/año]		FP	Horas Incumplimiento [hr/año]		FP	Horas Incumplimiento [hr/año]			
	%	DS-13.11	Esperado	%	DS-13.11	Esperado	%	DS-13.11	Esperado	%	DS-13.11	Esperado		
nc_Carbon	91%	398	15	84%	369	23	72%	317	406	66%	291	565		
nc_GNL-TG	53%	233	11	46%	201	13	41%	179	29	36%	156	44		
nc_GNL-CCTG	53%	233	106	46%	201	176	41%	179	262	36%	156	292		
nc_GNL-CCTV	53%	233	120	46%	201	192	41%	179	244	36%	156	276		
nc_GNL-CC	53%	233	87	46%	201	95	41%	179	130	36%	156	152		
nc_Diesel-TG	9%	41	13	7%	29	16	5%	22	24	4%	18	54		
nc_Diesel-CCTG	9%	41	53	7%	29	33	5%	22	29	4%	18	56		
nc_Diesel-CCTV	9%	41	115	7%	29	65	5%	22	57	4%	18	108		
nc_Diesel-CC	9%	41	3	7%	29	2	5%	22	4	4%	18	110		

Tabla 22. Horas de operación anuales de no cumplimiento de emisiones NO_x para centrales térmicas nuevas y con retrofit con parámetros internacionales de flexibilidad. Fuente: Elaboración propia.

**HORAS OPERACIÓN ANUALES NO CUMPLIMIENTO EMISIONES SO₂
CON RESTRICCIONES Y PARAMETROS INTERNACIONALES - UNIDADES EXISTENTES & NUEVAS**

TECNOLOGIA	EF000				EF050				EF100				EF150	
	FP	Horas Incumplimiento [hr/año]		FP	Horas Incumplimiento [hr/año]		FP	Horas Incumplimiento [hr/año]		FP	Horas Incumplimiento [hr/año]			
	%	DS-13.11	Esperado	%	DS-13.11	Esperado	%	DS-13.11	Esperado	%	DS-13.11	Esperado		
nc_Carbon	91%	398	11	84%	369	17	72%	317	304	66%	291	424		
nc_GNL-TG	53%	233	0	46%	201	0	41%	179	0	36%	156	0		
nc_GNL-CCTG	53%	233	0	46%	201	0	41%	179	0	36%	156	0		
nc_GNL-CCTV	53%	233	0	46%	201	0	41%	179	0	36%	156	0		
nc_GNL-CC	53%	233	0	46%	201	0	41%	179	0	36%	156	0		
nc_Diesel-TG	9%	41	13	7%	29	16	5%	22	24	4%	18	45		
nc_Diesel-CCTG	9%	41	53	7%	29	33	5%	22	29	4%	18	54		
nc_Diesel-CCTV	9%	41	115	7%	29	65	5%	22	57	4%	18	110		
nc_Diesel-CC	9%	41	3	7%	29	2	5%	22	4	4%	18	18		

Tabla 23. Horas de operación anuales de no cumplimiento de emisiones SO₂ para centrales térmicas nuevas y con retrofit con parámetros internacionales de flexibilidad. Fuente: Elaboración propia.

**HORAS OPERACIÓN ANUALES NO CUMPLIMIENTO EMISIONES MP
CON RESTRICCIONES Y PARAMETROS INTERNACIONALES - UNIDADES EXISTENTES**

TECNOLOGIA	EF000				EF050				EF100				EF150	
	FP	Horas Incumplimiento [hr/año]		FP	Horas Incumplimiento [hr/año]		FP	Horas Incumplimiento [hr/año]		FP	Horas Incumplimiento [hr/año]			
		%	DS-13.11		Esperado	%		DS-13.11	Esperado		%	DS-13.11	Esperado	%
nc_Carbon	91%	398	7	84%	369	12	72%	317	203	66%	291	283		
nc_GNL-TG	53%	233	0	84%	369	0	72%	317	0	66%	291	0		
nc_GNL-CCTG	53%	233	0	46%	201	0	41%	179	0	36%	156	0		
nc_GNL-CCTV	53%	233	0	46%	201	0	41%	179	0	36%	156	0		
nc_GNL-CC	53%	233	0	46%	201	0	41%	179	0	36%	156	0		
nc_Diesel-TG	9%	41	13	46%	201	16	41%	179	24	36%	156	45		
nc_Diesel-CCTG	9%	41	53	7%	29	33	5%	22	29	4%	18	54		
nc_Diesel-CCTV	9%	41	115	7%	29	65	5%	22	57	4%	18	110		
nc_Diesel-CC	9%	41	3	7%	29	2	5%	22	4	4%	18	18		

Tabla 24. Horas de operación anuales de no cumplimiento de emisiones MP para centrales térmicas nuevas y con retrofit con parámetros internacionales de flexibilidad. Fuente: Elaboración propia.

**HORAS OPERACIÓN ANUALES NO CUMPLIMIENTO EMISIONES NO_x
CON RESTRICCIONES Y PARAMETROS NACIONALES - UNIDADES EXISTENTES**

TECNOLOGIA	EF000				EF050				EF100				EF150	
	FP	Horas Incumplimiento [hr/año]		FP	Horas Incumplimiento [hr/año]		FP	Horas Incumplimiento [hr/año]		FP	Horas Incumplimiento [hr/año]			
	%	DS-13.11	Esperado	%	DS-13.11	Esperado	%	DS-13.11	Esperado	%	DS-13.11	Esperado		
nc_Carbon	91%	2.390	8	84%	2.216	20	72%	1.901	24	66%	1.746	16		
nc_GNL-TG	53%	1.395	7	46%	1.203	7	41%	1.072	17	36%	935	38		
nc_GNL-CCTG	53%	1.395	66	46%	1.203	131	41%	1.072	180	36%	935	221		
nc_GNL-CCTV	53%	1.395	75	46%	1.203	147	41%	1.072	218	36%	935	237		
nc_GNL-CC	53%	1.395	38	46%	1.203	48	41%	1.072	55	36%	935	69		
nc_Diesel-TG	9%	247	53	7%	175	70	5%	134	86	4%	109	102		
nc_Diesel-CCTG	9%	247	29	7%	175	40	5%	134	51	4%	109	56		
nc_Diesel-CCTV	9%	247	29	7%	175	36	5%	134	46	4%	109	55		
nc_Diesel-CC	9%	247	1	7%	175	1	5%	134	2	4%	109	3		

Tabla 25. Horas de operación anuales de no cumplimiento de emisiones NO_x para centrales térmicas existentes con parámetros nacionales de flexibilidad. Fuente: Elaboración propia.

**HORAS OPERACIÓN ANUALES NO CUMPLIMIENTO EMISIONES SO₂
CON RESTRICCIONES Y PARAMETROS NACIONALES - UNIDADES EXISTENTES**

TECNOLOGIA	FP	EF000		EF050		EF100		EF150				
		Horas Incumplimiento [hr/año]		Horas Incumplimiento [hr/año]		Horas Incumplimiento [hr/año]		Horas Incumplimiento [hr/año]				
		%	DS-13.11	Esperado	%	DS-13.11	Esperado	%	DS-13.11	Esperado		
nc_Carbon	91%	398	6	84%	369	15	72%	317	18	66%	291	12
nc_GNL-TG	53%	233	0	46%	201	0	41%	179	0	36%	156	0
nc_GNL-CCTG	53%	233	0	46%	201	0	41%	179	0	36%	156	0
nc_GNL-CCTV	53%	233	0	46%	201	0	41%	179	0	36%	156	0
nc_GNL-CC	53%	233	0	46%	201	0	41%	179	0	36%	156	0
nc_Diesel-TG	9%	41	53	7%	29	70	5%	22	86	4%	18	102
nc_Diesel-CCTG	9%	41	29	7%	29	40	5%	22	51	4%	18	56
nc_Diesel-CCTV	9%	41	29	7%	29	36	5%	22	46	4%	18	55
nc_Diesel-CC	9%	41	1	7%	29	1	5%	22	2	4%	18	3

Tabla 26. Horas de operación anuales de no cumplimiento de emisiones SO₂ para centrales térmicas existentes con parámetros nacionales de flexibilidad. Fuente: Elaboración propia.

**HORAS OPERACIÓN ANUALES NO CUMPLIMIENTO EMISIONES MP
CON RESTRICCIONES Y PARAMETROS INTERNACIONALES - UNIDADES EXISTENTES**

TECNOLOGIA	FP	EF000		EF050		EF100		EF150				
		Horas Incumplimiento [hr/año]		Horas Incumplimiento [hr/año]		Horas Incumplimiento [hr/año]		Horas Incumplimiento [hr/año]				
		%	DS-13.11	Esperado	%	DS-13.11	Esperado	%	DS-13.11	Esperado		
nc_Carbon	91%	398	4	84%	369	10	72%	317	12	66%	291	8
nc_GNL-TG	53%	233	0	84%	369	0	72%	317	0	66%	291	0
nc_GNL-CCTG	53%	233	0	46%	201	0	41%	179	0	36%	156	0
nc_GNL-CCTV	53%	233	0	46%	201	0	41%	179	0	36%	156	0
nc_GNL-CC	53%	233	0	46%	201	0	41%	179	0	36%	156	0
nc_Diesel-TG	9%	41	53	7%	31	70	5%	22	86	4%	18	102
nc_Diesel-CCTG	9%	41	29	7%	29	40	5%	22	51	4%	18	56
nc_Diesel-CCTV	9%	41	29	7%	29	36	5%	22	46	4%	18	55
nc_Diesel-CC	9%	41	1	7%	29	1	5%	22	2	4%	18	3

Tabla 27. Horas de operación anuales de no cumplimiento de emisiones MP para centrales térmicas existentes con parámetros nacionales de flexibilidad. Fuente: Elaboración propia.

Las tablas anteriores muestran que para el caso de las emisiones de NO_x de centrales nuevas y existentes con retrofit bajo estándares internacionales de flexibilidad, se observa que todas las tecnologías presentarían un incumplimiento para los escenarios EF100 y EF150, es decir, para una integración mayor e igual a 40% de generación ERNC. Además, se observan que las unidades diesel estarían complicadas para dar cumplimiento a los límites producto fundamentalmente a los bajos factores de carga que limitan las horas permitidas de superación de emisiones.

Para el caso de unidades existentes con parámetros nacionales, se observa que no se presentarían escenarios de incumplimiento producto dado el gran margen (30%) establecido en el DS-13.11 para tener incumplimiento para las emisiones de NO_x.

Para el caso de las emisiones de SO₂, se observa que para los escenarios de gran integración ERNC las unidades a carbón estarían al límite o superarían las horas de incumplimiento máximas permitidas, sobre todo para aquellas unidades equipadas con tecnología semi-seca de desulfurización. Caso distinto se observa para unidades existentes y con parámetros nacionales de flexibilidad, producto de la baja operación cíclica anual proyectada.

Para el caso de las unidades ciclos combinados y turbinas a gas operando con diesel, se destaca que estas no deberían presentar problemas de incumplimiento de las emisiones de SO₂ considerando las características propias del combustible. No obstante y de presentarse escenarios según lo observado en la caracterización de las curvas de arranque de estas unidades, se podría obtener los escenarios de incumplimiento indicados en las tablas anteriores para emisiones de SO₂.

Para el caso de las emisiones de MP, se observa que las unidades de carbón podrían presentar problemas de incumplimiento, como también las unidades CC Diesel en el caso de presentar los problemas observados en la caracterización de los procesos de arranque de unidades existentes en el parque térmico nacional.

Desde el punto de vista regulatorio y bajo los escenarios presentados en el presente capítulo, existe una alta probabilidad de que las centrales térmicas presenten un incumplimiento anual de la regulación local en cuanto a emisiones, lo cual puede traer una serie de inconvenientes, desde multas que podrían ir entre las mil a diez mil Unidades Tributarias Anuales (entre 1 y 8 MMUSD) hasta un proceso de sancionatorio que podría terminar con la paralización de las unidades afectadas. Por esta razón, resulta primordial transparentar esta situación a fin de que sean considerados dentro de los efectos y costos que trae al sistema la incorporación masiva de la generación ERNC, donde una solución podría estar enfocada a relajar las exigencias para aquellas unidades de generación térmicas que son claves para la operación e integración eficiente y confiable del bloque masivo de ERNC intermitente.

Desde el punto de vista de las emisiones globales del sistema, como se observa en las Tabla 28 a Tabla 30, a medida que se incrementa el nivel de

integración ERNC las distintas emisiones se ven disminuidas, producto del desplazamiento de generación térmica, logrando disminuciones entre un 10% a 30% según tipo de contaminante y nivel de flexibilidad del parque. Este último parámetro representa un factor fundamental en los niveles de emisiones obtenidos, ya que el llevar el parque térmico con estándares internacionales de flexibilidad provocaría disminuciones cercanas a un 8% para CO₂, 37% para NO_x, 44% para SO₂ y 4% para MP. Un aspecto importante a destacar corresponde a que las emisiones generadas por concepto de la operación cíclica se ven incrementadas a medida que se aumentan los niveles de integración ERNC. No obstante, éstas solo representan entre un 1% a 3% de las emisiones globales según escenario de integración y flexibilidad del parque térmico, con lo cual no serían relevantes.

Tabla 28. Diferencia de reducción de emisiones globales entre parámetros nacionales e internacionales de flexibilidad, para distintos escenarios de integración de ERNC.

REDUCCIÓN DE EMISIONES PARAMETROS INTERNACIONALES VS NACIONALES							
EF000				EF100			
CRV0				CRV0			
CO2	NOx	SO2	MP	CO2	NOx	SO2	MP
-0,15%	-11,57%	-14,36%	0,60%	-7,62%	-36,34%	-44,18%	-4,74%

Fuente: Elaboración propia.

EMISIONES GLOBALES SISTEMA CON RESTRICCIONES PARAMETROS INTERNACIONALES										
Id_sExp	EF000	EF100	EF000				EF100			
Id_ScenUC	CRV0	CRV0	CRV0				CRV0			
Id_sHidro	VEsp	VEsp	CO2	NOx	SO2	MP	CO2	NOx	SO2	MP
Gen_Tot [GWh]	137 625	137 625	Ton/año	Ton/año	Ton/año	Ton/año	Ton/año	Ton/año	Ton/año	Ton/año
Carbón	39 329	31 289	13.419.516	7.920	12.185	5.899	10.676.252	6.301	9.694	4.693
GNL	14 200	10 906	2.810.283	553	0	0	2.158.427	425	0	0
Diesel_FO	4 005	2 172	1.188.921	5.087	9.927	192	644.751	2.759	5.383	104
Total			17.418.720	13.561	22.112	6.092	13.479.430	9.485	15.077	4.798

Tabla 29. Reducción de emisiones globales para parámetros internacionales de flexibilidad, para distintos escenarios de integración de ERNC.
Fuente: Elaboración propia.

EMISIONES GLOBALES SISTEMA CON RESTRICCIONES PARAMETROS NACIONALES										
Id_sExp	EF000	EF100	EF000				EF100			
Id_ScenUC	CRV0	CRV0	CRV0				CRV0			
Id_sHidro	VEsp	VEsp	CO2	NOx	SO2	MP	CO2	NOx	SO2	MP
Gen_Tot [GWh]	137 625	137 625	Ton/año	Ton/año	Ton/año	Ton/año	Ton/año	Ton/año	Ton/año	Ton/año
Carbón	38 650	31 973	13.187.838	7.783	11.975	5.797	10.909.479	6.439	9.906	4.796
GNL	13 451	11 013	2.661.953	524	0	0	2.179.478	429	0	0
Diesel_FO	5 371	4 774	1.594.401	6.823	13.312	258	1.417.108	6.064	11.832	229
Total			17.444.192	15.130	25.287	6.055	14.506.064	12.932	21.738	5.025

Tabla 30. Reducción de emisiones globales para parámetros nacionales de flexibilidad, para distintos escenarios de integración de ERNC. Fuente: Elaboración propia.

4.3.3 Otros efectos económicos

Dentro de los otros efectos observados para el parque térmico producto de la operación cíclica, corresponde a los relacionados con el menor reconocimiento de potencia de suficiencia, menores ingresos por generación y disminución de los costos globales de producción del parque térmico.

La potencia de suficiencia está directamente relacionada con la disponibilidad de las unidades de generación, de acuerdo a lo definido en la siguiente ecuación:

$$PF_s = PI * (1 - cp) * (1 - IND_{equivalente}) * \frac{Pr * (P'_s > D_{max} - PI * (1 - cp))}{Pr * (P_s > D_{max})}$$

De esta forma y considerando la correlación directa entre el aumento de la operación cíclica con la tasa de salida forzada, esto significará además un aumento de los periodos de mantenimiento y consecuentemente de la disponibilidad de la unidad, afectando en forma directa los ingresos por concepto de reconocimiento de potencia de suficiencia. Esta situación se vuelve relevante para aquellas empresas de generación cuya matriz es 100% térmicas y sus unidades son claves para la operación eficiente y confiable del sistema eléctrico ante escenarios de integración masiva de ERNC intermitente.

Adicionalmente y sumado a la menor disponibilidad, se tiene el efecto de que una intensiva operación cíclica traerá un disminución de los niveles de generación anual, afectando directamente los factores de planta de la unidades existentes y nuevas. De los análisis realizados, se verifica una disminución de un 15% del FP de la CT Carbón (85% a 72%) y un 49% para el caso de los ciclos combinados (80% a 41%) para un escenario de un nivel de generación de ERNC de 44%. Claramente esta disminución de los niveles de generación afecta en forma directa los análisis económicos de los proyectos nuevos como los flujos de caja de las unidades existentes.

No obstante lo anterior y desde el punto de vista del sistema, se observa que efectivamente la incorporación de un bloque masivo d generación de bajo costo, que desplaza la generación térmica, trae consigo una disminución de los costos de producción del parque térmico entre los 200 y 680 MMUSD en función de los niveles de integración y flexibilidad que se tengan, tal como se puede observar en la Tabla 31 y Tabla 32.

Tabla 31. Costo de producción térmica, bajo el escenario de parámetros internacionales de flexibilidad, para distintos escenarios de integración ERNC.

GENERACIÓN CON RESTRICCIONES PARAMETROS INTERNACIONALES						
Id_sExp	EF000			EF100		
Costo	CVC	CVNC	Cycling	CV	CVC	Cycling
Carbon	1.415.834.069	104.614.406	3.464.554	1.126.404.358	83.228.766	51.302.372
GNL	397.606.115	15.620.240	12.069.778	305.379.854	11.997.066	28.396.309
Diesel_FO	640.806.401	32.040.320	38.633.143	347.508.551	17.375.428	12.019.200
Total [USD/año]	2.454.246.585	152.274.966	54.167.476	1.779.292.763	112.601.260	91.717.881
CTP [USD/año]	2.660.689.027			1.983.611.904		
Diferencia [USD/año]	677.077.123					

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 32. Costo de producción térmica, bajo el escenario de parámetros nacionales de flexibilidad, para distintos escenarios de integración ERNC.

GENERACIÓN CON RESTRICCIONES PARAMETROS NACIONALES						
Id_sExp	EF000			EF100		
Costo	CVC	CVNC	Cycling	CV	CVC	Cycling
Carbon	1.391.390.715	108.992.273	2.955.914	1.151.011.044	90.162.532	8.867.741
GNL	376.620.020	26.901.430	13.632.384	308.358.177	22.025.584	21.687.883
Diesel_FO	859.352.271	53.709.517	28.202.194	763.794.821	47.737.176	35.714.194
Total [USD/año]	2.627.363.006	189.603.220	44.790.492	2.223.164.042	159.925.292	66.269.818
CTP [USD/año]	2.861.756.718			2.449.359.152		
Diferencia [USD/año]	412.397.565					

Fuente: Elaboración propia.

4.4 EXPERIENCIA INTERNACIONAL

En los últimos años se ha observado que el sector de generación de energía eléctrica ha experimentado cambios significativos. Tradicionalmente los sistemas eléctricos fueron operados por monopolios integrados verticalmente cuyo principal objetivo era satisfacer la demanda en lugar de reducir al mínimo los costos. Sin embargo, por la desregulación de 1980 y la desagregación de los servicios públicos fue visto como un medio para mejorar el rendimiento económico. En 1982, Chile ha marcado el inicio desregulación de la electricidad al aprobar una ley que permitió a los grandes consumidores de electricidad para elegir su distribuidor y negociar libremente sus precios. En 1990, el gobierno del Reino Unido (UK) privatizó la industria del suministro eléctrico, lo que llevó a otros países de la Commonwealth, en particular, Nueva Zelanda y Australia, a implementar es desregulación. La Directiva 96/92 de la Unión Europea (UE) introdujo en 1996 que los Estados miembros deben crear mercados competitivos de electricidad, mientras que por la década de 1990 muchos estados de los Estados Unidos (US) también se movían hacia la desregulación.

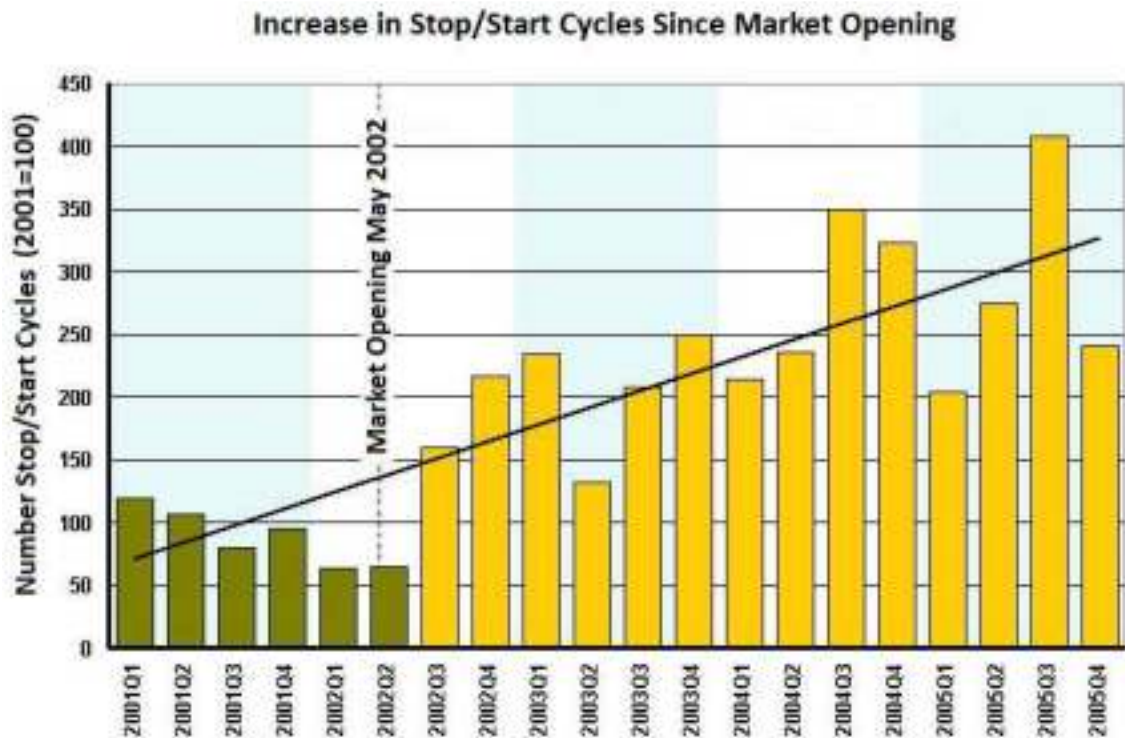


Figura 61. Incremento de la operación cíclica producto de la introducción de un mercado en Ontario, Canadá. Fuente: Generator Cycling due to High Penetrations of Wind Power. Niamh Troy

En los mercados competitivos resultantes y volátiles que se crearon, aquellos generadores que habían funcionado previamente como sus plantas en carga base, ahora se ven obligados a menudo a operar bajo una modalidad flexible. En la Figura 61, se ilustra el aumento de los ciclos de partidas y detenciones tras

la introducción de un mercado competitivo de electricidad en Ontario, el cual representa un ejemplo de cómo se requiere una mayor flexibilidad en los mercados competitivos. En un mercado competitivo, los operadores o proveedores de energía, buscando maximizar su rentabilidad, ofrecerán la generación en la potencia, el intercambio y los mercados de servicios auxiliares que requieren unidades con tiempos de arranque cortos y una buena capacidad para la operación cíclica. La capacidad de operar con flexibilidad puede traer una considerable ventaja económica para los generadores, ya que incrementan las oportunidades para adquirir ingresos adicionales en el mercado de generación de electricidad. Sin embargo, la presión financiera para reducir los costos de capital en un mercado competitivo a menudo puede conducir a las empresas de generación de energía a implementar unidades de generación con componentes menos costosos y por lo tanto de menor desempeño, que son más susceptibles al desgaste relacionado con la operación cíclica.

De esta forma, se ha visualizado que las plantas de carbón antiguas son más robustas y costo-efectivas para la operación bajo una modalidad cíclica, en comparación con las unidades de ciclo combinado más nuevos.

Mientras tanto, la aceptación de que las emisiones de gases de efecto invernadero antropogénicos están dando como resultado el cambio climático, ha llevado a la introducción de las políticas energéticas que buscan reducir el impacto medioambiental de la generación de electricidad. Apoyando a las fuentes de energía renovables y medidas de eficiencia energética, estas han sido identificadas como vitales para lograr la reducción de emisiones. Junto con esto, el aumento de volatilidad de los combustibles fósiles y la inestabilidad en los países donde se han obtenido los combustibles fósiles ha provocado un amplio respaldo de las energías renovables como un medio para mejorar la seguridad del suministro y la reducción de la exposición a la volatilidad de los precios de los combustibles fósiles. En el año 2008, la UE impuso exigentes objetivos climáticos y energéticos conocidos como los objetivos “20-20-20”, que se han de cumplir para el año 2020. Estos tienen como objetivo reducir las emisiones de gases de efecto invernadero de la UE en un 20% por debajo de los niveles de 1990, el suministro de 20% del consumo de energía a partir de fuentes de energía renovables y reducir el consumo de energía primaria en un 20% a través de la eficiencia energética. A pesar de que los EE.UU. no tiene una política integral de energía a largo plazo, las iniciativas como las Renewables Portfolio Standards (RPS_s) y Certificados de Energía Renovables(CER) se han tomado a nivel estatal para aumentar el uso de energías renovables. Así es que 28 de los 50 estados de Estados Unidos han fijado objetivos obligatorios que buscan la incorporación de energías renovables hasta el 40%, con otros 5 estados que tienen objetivos voluntarios.

De esta forma, tanto la energía eólica como solar, representan tecnologías probadas y maduras que ofrecen casi cero emisiones y bajos costos de operación, por lo cual representan un medio viable para satisfacer las emisiones y los objetivos de energías renovables, con lo cual han experimentado un rápido crecimiento durante la última década.

De igual forma, un gran número de factores han contribuido al incremento en el número de unidades de combustible fósil que deban operar bajo una modalidad de dos turnos (Two-Shifting), incluyendo las siguientes:

- i. Privatización, en particular cuando el resultado final es una fragmentación de la industria
- ii. El hecho de que la energía nuclear, y las centrales hidroeléctricas "verdes" tienen prioridad sobre las unidades de generación térmica
- iii. La introducción masiva de unidades de ciclo combinado, que han desplazo en términos económicos a las unidades térmicas más antiguas
- iv. La mayor disponibilidad de carbones de bajo contenido de azufre y cloro, que han permitido que las unidades de carbón antiguas en la primeras décadas de introducción de ERNC, puedan continuar funcionando sin la necesidad de sistemas de limpieza de gases de combustión (Sistemas de desulfurización)

No obstante lo anterior, la situación varía de un país a otro, como se describe en las siguientes secciones.

Reino Unido (UK)

La operación cíclica de las plantas térmicas ha ocurrido en el Reino Unido durante muchos años. Desde la privatización que se inició en 1989 y con la competencia de los ciclos combinados de gas, la mayor parte de las unidades a carbón de 500 a 660 MWe, han tenido que adaptarse a la operación de dos turnos sobre una base regular.

La necesidad de una operación de dos turnos fue reconocida antes del año 1980, y los primeros ensayos se llevaron a cabo por CEGB para identificar los posibles problemas de funcionamiento.

A mediados de la década de 1980, los problemas de fatiga comenzaban a manifestarse. Muchas unidades comenzaron a experimentar problemas de agrietamiento en los cabezales de los recalentadores y economizadores, agrietamiento en los cuerpos de las válvulas de detención de la caldera y grietas en la carcasa de la turbina de vapor y otros componentes de espesor similar. Estos problemas se atribuyeron a los ciclos térmicos, y se llevaron a cabo amplios programas de investigación. Estos programas fueron seguidos

con la implementación de mejoras en el funcionamiento y de las características de diseño mecánico de los diversos componentes afectados.

La unidad más grande en el Reino Unido está en Drax en Yorkshire. En ella, se implementaron bombas de recirculación en algunas de las unidades de circulación natural para evitar grietas alrededor de las boquillas del calentador de agua de alimentación en el domo. También hay informes no confirmados de problemas con un sistema FGD en el Reino Unido. En este sistema, el uso frecuente de combustible líquido, como resultado de la operación de dos turnos, ha provocado la degradación de los revestimientos de goma o caucho de este sistema de desulfurización.

La visión actual del Reino Unido es que los problemas de los ciclos térmicos son bien comprendidos y controlados por las mejoras implementadas en la ingeniería, la mejora de funcionamiento de la planta y monitoreo, planes de inspección, y la planificación para el reemplazo de los componentes críticos. De esta forma, el parque térmico se ha adaptado a la operación de tipo dos turnos, donde ya no se percibe como una amenaza que limita la vida útil, y a largo plazo para la integridad de una planta o la continuación de su futuro comercial.

Italia

Las unidades de generación térmica más grandes queman una combinación de carbón importado, gas y petróleo, y han operado históricamente en un régimen de carga base con relativamente pocas partidas anuales. El carbón es el combustible más barato y, como tal, las centrales de carbón tienden a operar con mayores factores de carga o a carga base. Las unidades a Gas y fuel-oil, que son inherentemente más fáciles de controlar, se utilizan para la regulación de la carga y también operadas con frecuencia a carga reducida o parcial.

Se ha observado que el modo de operación a carga reducida o parcial fue experimentado por las centrales térmicas hasta inicio de la década del 2000, pero en forma posterior dichas unidades migraron a un modo de operación de dos turnos producto de la integración de ERNC, en un mercado más competitivo y consciente de los costos.

Los estudios realizados indican que las fallas experimentadas en las partes a presión de las unidades, se han visto incrementadas desde una operación a carga parcial a una operación en modo de dos turnos.

ENEL realizó investigaciones respecto a los costos operacionales y de ingeniería relacionados con la operación de dos turnos, donde se identificaron los problemas de diseño de estas unidades, teniendo que realizar intensivas modificaciones a la instrumentación de las plantas, automatización y algunas mejoras de los componentes a fin de mejorar la flexibilidad y confiabilidad.

Francia

La generación nuclear corresponde al 75% en Francia. Un 15% es producido con centrales hidráulicas, las cuales tienen un costo de generación relativamente bajo y una alta flexibilidad operacional. Un 5% es producido con plantas de generación térmica (Carbón, gas y petróleo) y el 5% restante con energía renovales no convencionales como ilustra la **Figura 62**.

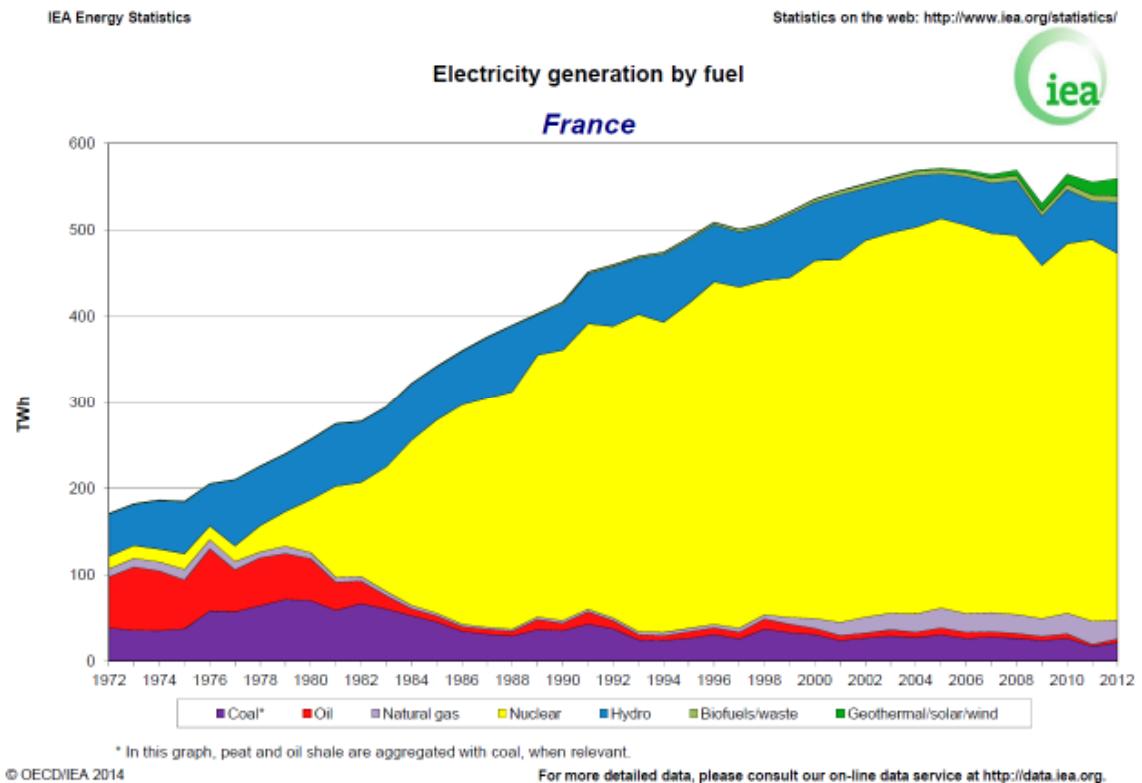


Figura 62. Distribución de generación por tipo de combustible en Francia. Fuente: IEA.

En cuanto a las centrales térmicas, actualmente el país posee alrededor de 20 plantas que utilizan carbón, gas natural y petróleo. Estas presentan un bajo factor de planta de menos de un 15%, donde en promedio dichas unidades tienen alrededor de 70 partidas por año, muchas de las cuales son partidas en frío. Alrededor de 3x 600MW unidades de generación producen con un factor de planta de alrededor de un 20%, donde el resto de las unidades típicamente generan menos de 1.000 horas al año.

Si bien en EDF tienen la preocupación de tener una alta confiabilidad de operación del parque térmico, donde se observan problemas similares que en otras instalaciones a nivel mundial, debido a los bajos niveles de operación cíclica y horas de operación efectivas, comparados con una operación regular de tipo dos turnos, el mejoramiento de la flexibilidad del parque térmico aún no es un tema de preocupación para el sector.

Alemania

A pesar del continuo aumento de la capacidad renovable, el papel de los combustibles fósiles para la generación de energía en Alemania será más o menos lo mismo en el 2023 como en 2013 (véase la **Figura 63**).

La razón fundamental es la eliminación completa de la capacidad de energía nuclear a finales de 2022. Para el 2034 se espera que la capacidad total sobre la base de las energías renovables sea aproximadamente de 173 GW, que es el doble que la carga peak en Alemania. Sin embargo, seguirá siendo necesaria una capacidad convencional de 82 GW (en comparación con los 100 GW en 2012) para cubrir la demanda cuando el viento no sople y/o cuando el sol no esté disponible. De esta forma, la totalidad de la flexibilidad requerida deberá ser cubierta por las plantas a carbón y gas. Estas plantas se están haciendo cada vez más flexibles, asegurando que puedan seguir prestando su importante papel en el mercado de la electricidad en Alemania.

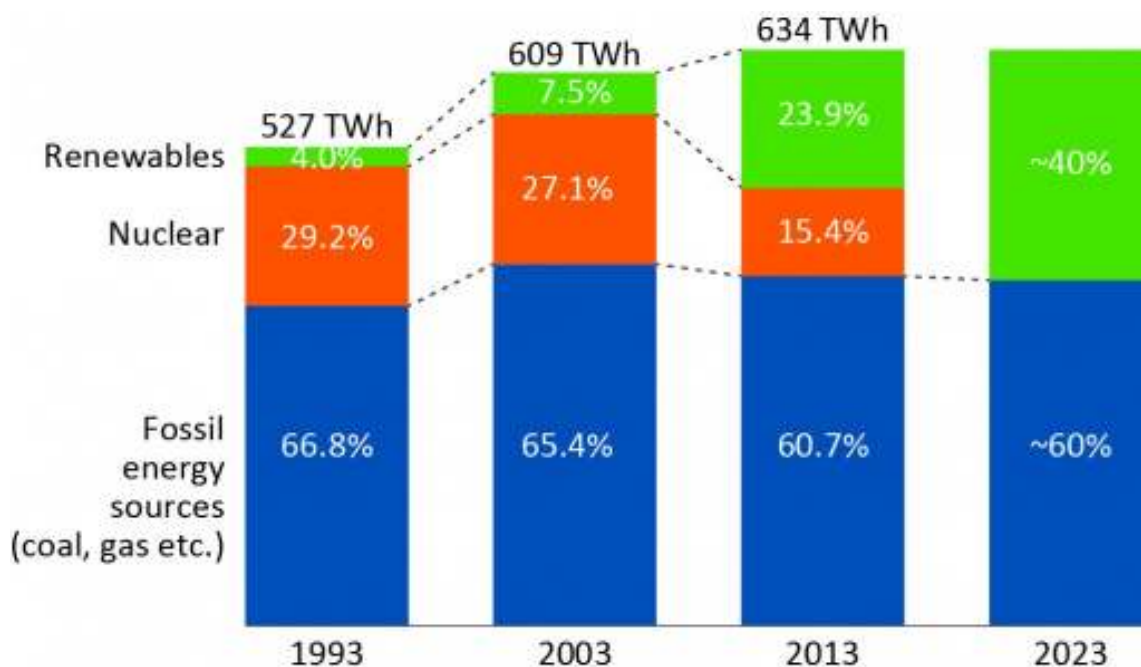


Figura 63. Generación electricidad bruta en Alemania para el periodo entre 1993 y 2023.

Fuente: <http://cornerstonemag.net/the-flexibility-of-german-coal-fired-power-plants-amid-increased-renewables/>

Flexibilidad para cubrir las fluctuaciones de carga

La red de transmisión eléctrica alemana es parte de la zona síncrona Europea y está conectada con los mercados europeos de su entorno. Un intercambio regular de energía eléctrica se lleva a cabo con todos los países adyacentes (es decir, Francia, Holanda, Dinamarca, Polonia, República Checa, Austria y Suiza). Sin embargo, dado que estos mercados también se están expandiendo las

capacidades de generación eólica y el comportamiento del consumidor en todos los mercados muestra similitud sustancial, la capacidad para ajustar la importación y exportación para satisfacer las fluctuaciones del mercado alemán de la electricidad es limitada.

Por lo tanto, la flexibilidad necesaria para satisfacer las fluctuaciones de la carga debe ser predominantemente administrada por las centrales nacionales existentes. Las plantas de energía existentes en Alemania están diseñadas para atender un funcionamiento flexible, y estos requisitos se cumplen igualmente en las nuevas instalaciones de CCGN y las nuevas plantas eléctricas de carbón.

Muchas de las plantas de energía convencionales que operan actualmente en Alemania fueron construidas en los años 1980 y 1990, antes de que los planes de expansión para las plantas eólicas y fotovoltaicas habían sido adoptadas. En muchas plantas, medidas para obtener una mayor flexibilidad se han aplicado posteriormente, de modo que las plantas de energía puedan satisfacer las crecientes exigencias de ajustes de carga del mercado. Como resultado, hay muy pocas plantas de energía de carga base.

La flexibilidad operacional necesaria de las centrales eléctricas de carbón y gas se puede ilustrar con un ejemplo de la operación ocurrida entre el 1 y 2 de enero de 2012 (ver Figura 64). El domingo 1 de enero de 2012, la demanda de energía es relativamente baja debido a la baja demanda industrial y suaves temperaturas de aproximadamente 8°C. Alrededor de la hora punta de la tarde, un consumo diario máximo temporal de 56 GW se alcanzó en la red eléctrica alemana, después de lo cual la demanda se redujo a un valor mínimo de menos de 41 GW hasta el final de la tarde.

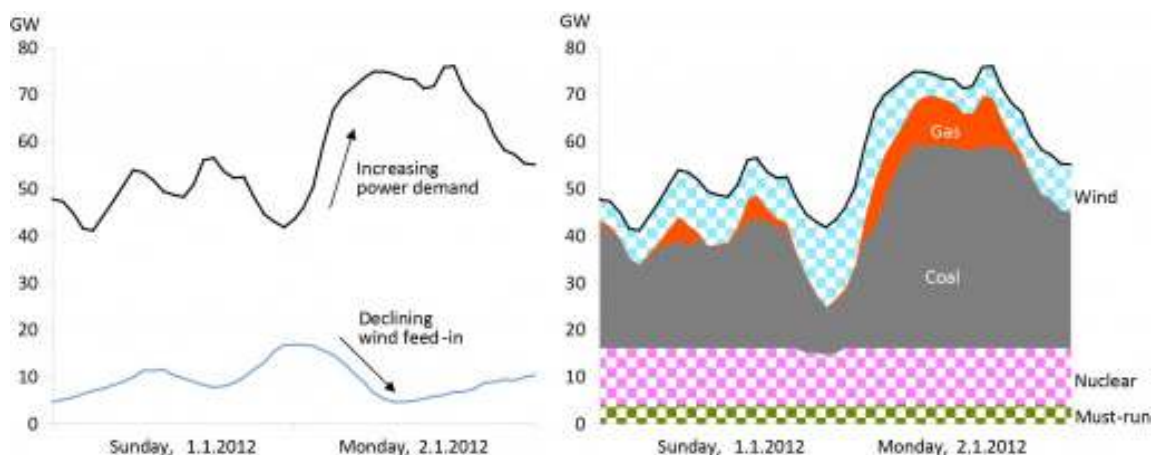


Figura 64. Consumo de energía y despacho de unidades de generación en el sistema eléctrico Alemán, para el 1 y 2 de Enero de 2012. Fuente: <http://cornerstonemag.net/the-flexibility-of-german-coal-fired-power-plants-amid-increased-renewables/>

Al mismo tiempo, la cantidad de generación eólica alcanza temporalmente un nivel muy alto de más de 16 GW. Además, ese día otras fuentes de energía renovables estuvieron en operación, incluida la energía hidroeléctrica de pasada y las plantas de energía de biomasa, las cuales tienen un mayor orden de merito para la prioridad de generación en el sistema. La generación de estas tecnologías ascendió a alrededor de 5 GW. La generación de energía a partir de plantas fotovoltaicas era insignificante debido a la temporada, así como el tiempo nublado ese fin de semana.

El domingo por la tarde, después tener la generación con ERNC, únicamente una carga residual de 21 GW tuvo que ser cubierta temporalmente por otras fuentes de energía disponibles, de acuerdo a lo programado.

A las 4:00 de la mañana del lunes 2 de enero, el consumo de energía se disparó y alcanzó un nivel de demanda de aproximadamente 73 GW alrededor del mediodía. Esto corresponde a un aumento de 32 GW en un periodo de ocho horas. Al mismo tiempo, la generación a partir de plantas de energía eólica disminuyó en las primeras horas de la mañana debido a la disminución de la velocidad del viento y de forma intermitente ascendió a sólo 4 GW alrededor del mediodía. Al mismo tiempo, una disminución en la generación de aproximadamente 12 GW se registró en el lado de la oferta. Por lo tanto, en general, una potencia adicional de cerca de 45 GW tuvo que ser proporcionada por el parque térmico dentro de esas ocho horas.

El lado izquierdo de la **Figura 64** muestra el desarrollo paralelo de un mayor consumo de energía y la disminución de la generación eólica intermitente, lo que requiere un alto grado de ajuste de la carga por parte del parque de generación de energía convencional.

La generación de energía de las centrales nucleares Alemanas contribuyó, casi sin interrupción, un suministro de aproximadamente 12 GW. Hay un cierto grado de flexibilidad disponible de las centrales nucleares Alemanas, a pesar de sus bajos costos variables de generación de energía aseguran que esta capacidad sólo se utiliza una vez que la capacidad de adaptación de carga de las centrales térmicas se ha agotado. Como se ve en el lado derecho de la **Figura 64**, el ajuste de la carga necesaria de aproximadamente 50 GW en la mañana del lunes fue casi completamente proporcionada por el carbón y los ciclos combinados a gas.

El domingo por la noche, casi el 40% de las plantas eléctricas de carbón estaban todavía en funcionamiento, aunque los requisitos de las centrales eléctricas de carbón en ese momento se había reducido a alrededor de 20-60% de su capacidad de producción instalada. En general, su contribución era de unos 10 GW.

Las plantas eléctricas de gas convencionales estaban casi completamente fuera de la red en el domingo por la noche, ya que la operación con carga parcial de las plantas eléctricas de gas es considerablemente más cara de lo que es para las plantas eléctricas de carbón.

En las primeras horas de la mañana del lunes el aumento de la carga residual inicialmente fue cubierto por las plantas eléctricas de carbón de apoyo a la red por medio de un funcionamiento a cargas parciales. En paralelo, las plantas eléctricas de carbón adicionales entraron en operación. La sincronización con la red de las plantas fósiles a carbón comienza aproximadamente una a cuatro horas después del encendido de la caldera. Con posterioridad a la sincronización con la red, las plantas eléctricas de carbón recién a medio día pudieron generar la carga requerida.

En general, las plantas eléctricas de gas vuelven a la operación para satisfacer los peaks de carga del día lunes. La primera generación con plantas a gas ocurre normalmente en la mañana temprano, desde las 5:00 am en adelante. En el transcurso del día, el equilibrio de carga se rige principalmente por las plantas eléctricas de gas, y las plantas eléctricas de carbón permanecen a plena carga hasta la tarde.

Para el lunes particular que está siendo evaluado, los ajustes de carga fueron hechas por una combinación del carbón disponible y de las plantas eléctricas a gas. De este modo, las plantas de energía de carbón proporcionan aproximadamente el 75% de la producción flexible requerida.

Utilización de la generación flexible por parte de planta de generación de carbón y gas, producto de la fluctuación en la generación de energía fotovoltaica

El ciclo medio entre las fases de viento fuerte y débil es aproximadamente de tres a cinco días en el noroeste de Europa. Incluso en el caso de cambios a corto plazo, como aparece en el caso anterior, el parque térmico tiene varias horas de operación para ajustar la carga.

Las fluctuaciones de generación en el corto plazo también son provocados por la salida de las plantas de energía solar fotovoltaica ampliamente desarrollados en Alemania. Los efectos pueden ser vistos desde el comienzo de la primavera como el nivel diario de los aumentos de la radiación solar.

El momento del aumento de la radiación solar en la mañana no coincide con el aumento de consumo de energía. Mientras que la demanda de electricidad aumenta entre las 4:00 y las 8:00 am, el incremento de la generación fotovoltaica se produce entre el 08 a.m. y 13:00. Del mismo modo, la

generación fotovoltaica disminuye por la noche, algunas horas antes que el descenso en el consumo de energía. En consecuencia, las centrales térmicas tienen que entrar en operación en un corto plazo en la mañana y en los días de la tarde cuando hay una alta generación fotovoltaica.

El 16 de marzo de 2012 fue uno de los primeros días en el año 2012 con una intensiva radiación solar en Alemania. La generación a partir de plantas fotovoltaicas aumentó alrededor de 16 GW 08 a.m.-1:00 tarde. Entre las 2:00 y las 6:00 pm, se redujo. En ese día, los niveles de viento eran extremadamente bajos (ver Figura 65).

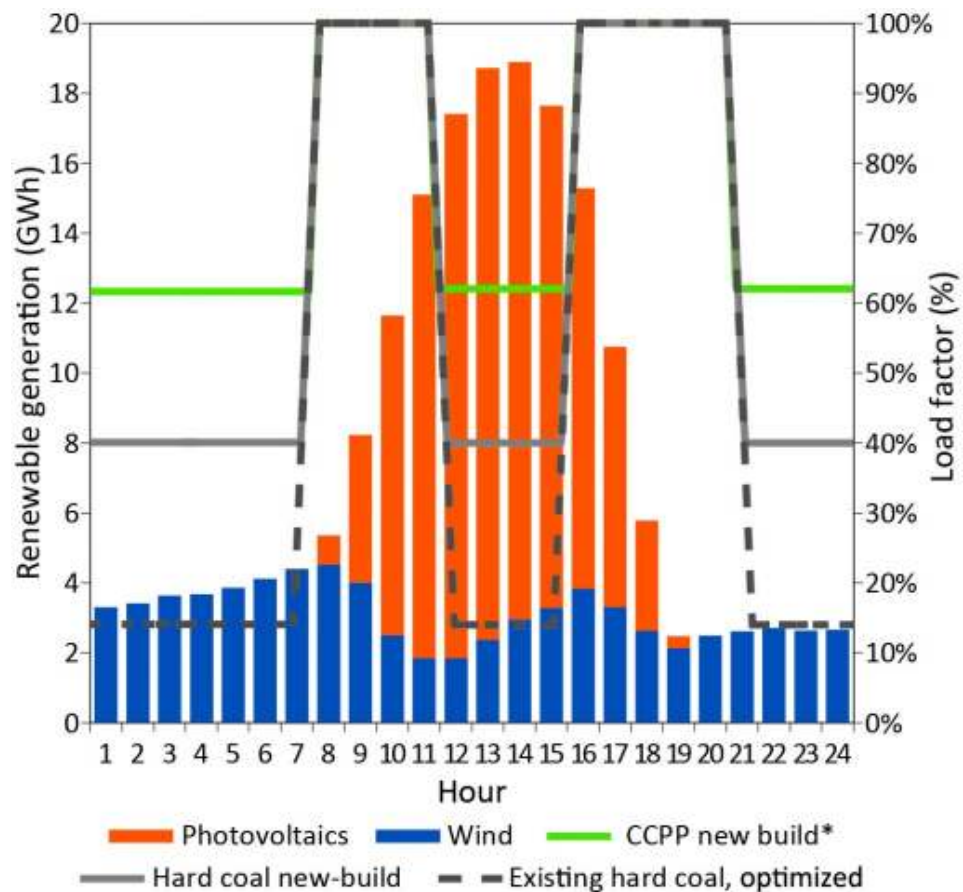


Figura 65. Generación de energía renovable para el 16 de marzo de 2012. Alemania. Fuente: <http://cornerstonemag.net/the-flexibility-of-german-coal-fired-power-plants-amid-increased-renewables/>

Para cubrir el consumo peak de la mañana, las centrales eléctricas de carbón y gas han entrado en funcionamiento. Con el fin de dar cabida a la alta y temporal generación fotovoltaica en torno al mediodía, y después proporcionar plena carga para cubrir el peak de la tarde, las plantas eléctricas de gas y de carbón fueron operados de forma intermitente entre el funcionamiento a plena carga y mínimo técnico.

La **Figura 65** muestra el desarrollo de la generación intermitente y la operación ajustada de las plantas convencionales de energía (nuevas plantas de gas y central de vapor, nuevas centrales térmicas de carbón, y una planta térmica de carbón existente con parámetros de flexibilidad optimizada), a raíz de los cambios en la demanda y la generación disponibles a partir de fuentes de energía renovables. En el caso de 16 de marzo de 2012, las plantas de generación térmicas nacionales fueron capaces de acomodar las variaciones de generación fotovoltaica debido a su capacidad de operar en forma flexible en el corto plazo.

Parámetros de flexibilidad del parque térmico Alemán

En la configuración habitual de dos turbinas a gas y una turbina de vapor, la carga mínima de una planta de ciclo combinado operando con gas es por lo general alrededor del 60% de su capacidad instalada. Una carga aún más baja es alcanzable mediante la desconexión de una turbina de gas; esto, sin embargo, causa una disminución sustancial de la eficiencia, y por lo tanto raramente se emplea.

Por el contrario, una nueva planta térmica de carbón tiene una capacidad de carga mínima más baja de aproximadamente un 40%, con un mayor potencial para reducir el mínimo técnico a un rango entre un 20% a 25%. La razón corresponde a que la producción de vapor de la caldera de carbón se controla mediante la combustión directa de combustible y no, como es el caso de una central de ciclo combinado, a través de la carga de la TG para la producción de vapor en el HRSG.

Los operadores de centrales eléctricas alemanas también han hecho lo posible en reducir la carga mínima de operación de las centrales existentes mediante la optimización de los sistemas de control. Hoy en día, las plantas eléctricas de carbón optimizadas son capaces de operar a un nivel de carga parcial de al menos un 20% de la capacidad a plena carga.

La rampa de carga entre la carga parcial y plena carga en las centrales térmicas implica cambios de carga de aproximadamente de tres puntos porcentuales por minuto. Por lo tanto, el cambio en el modo de operación o consiga del parque térmico puede ser obtenido en menos de 30 minutos (véase la **Tabla 33** y la **Figura 66**).

Tabla 33. Ejemplos de parámetros de flexibilidad de las centrales de carbón y gas.

Parámetro	Unidad	Gas Natural CCPP Nuevo	Carbón Duro (Antracita) Nueva Central	CT Lignito Nueva	CT Hard Coal (Antracita) Optimizada (Existente)
Capacidad	MW	800	800	1100	300
Mínimo Técnico	%	~ 60%	~25% – 40%	~25% – 40%	~ 20%
Tasa de cambio promedio de carga	%/min	~3.5	~ 3	~ 3	~ 3

Fuente: FW.

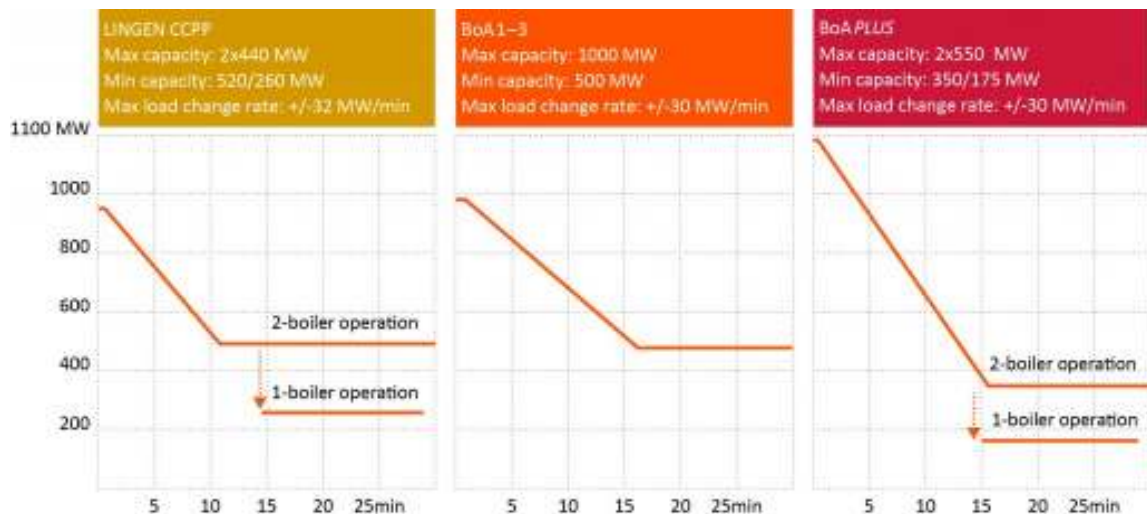


Figura 66. Comparación de la flexibilidad de carga de nuevas unidades de generación a gas y lignito en el central Rhineland 1. Nota: BoA corresponde a una abreviación Alemana de “Planta de Generación con lignito e ingeniería de planta optimizada”. BoA 1-3 son plantas en operación y BoA PLUS está en etapa de construcción.

DINAMARCA

La capacidad de energía renovable en Dinamarca en 2013 fue de aproximadamente 5 GW, que era aproximadamente igual a la demanda máxima de energía de la red eléctrica de Dinamarca. La mayor parte de estos 5 GW corresponde a la energía eólica terrestre (on-shore), con una proporción menor de la energía eólica marina (off-shore), y una pequeña cantidad de energía

solar fotovoltaica (0,5 GW). En 2013, la energía eólica proporcionó una cuota media del 33% de la demanda total de energía de Dinamarca. En enero de 2014, el viento suministró un 62% promedio de la demanda total de energía. El 19 de enero de 2014, el viento generó una cantidad de electricidad equivalente al 105% de la demanda de energía para ese día.

¿Cómo se gestiona Dinamarca para integrar y equilibrar estas grandes cuotas de energía renovable? Esta cuestión debe ser considerada en el contexto de la "opinión prevaleciente" de hace 15 a 20 años entre casi todas las compañías de energía eléctrica e ingenieros eléctricos. Esta "idea predominante", consistía en que por encima de un 5% a 10% de generación mediante la utilización de las energías renovables "variables" como la eólica y solar, se podría disminuir la confiabilidad del sistema eléctrico.

La mayoría de los expertos hoy apuntarían a una fuerte integración de Dinamarca con las redes vecinas de Europa, incluyendo el bien desarrollado Nordic Pool Market, como un factor principal en Dinamarca que permite integrar y equilibrar esta alta generación variable sin disminuir la confiabilidad de la red. Dinamarca puede comprar y vender libremente la energía de sus vecinos para equilibrar sus energías renovables. Pero la historia Danesa es mucho más importante que eso, y también incluye muchas otras innovaciones que han jugado un papel crucial en la situación actual de Dinamarca, y que desempeñará un papel importante en su futuro ya que planea alcanzar una cuota de un 100% de energías renovables en el largo plazo.

Una de las principales innovaciones en Dinamarca es la integración del suministro de calor y la generación de electricidad. La mitad de toda la electricidad en Dinamarca es producida por plantas pequeñas de calor y electricidad (CHP – Combined Heat and Power). Estas plantas alimentan las redes de abastecimiento de calefacción urbana que incluyen grandes tanques de agua para almacenamiento de energía térmica. Todo este sistema fue diseñado a partir de la década de 1980 con la flexibilidad en mente, y las plantas de calor se han construido para permitir la variación de la proporción de calor y electricidad, y para el almacenamiento de calor a fin de permitir el cambio de la salida de las plantas de cogeneración sin afectar el suministro de calor y confort interior. Esto significa que las plantas de cogeneración pueden variar su producción de electricidad en respuesta a cambios en la salida del viento, y por lo tanto proporcionar equilibrio. Muchas de estas plantas de cogeneración son a base de biomasa, las cuales proporcionan una gran base para el equilibrio de las energías renovables intermitentes.

Otra innovación es la "rampa por hora" y "operación cíclica diaria" de las centrales de carbón, es decir, variando su producción en un amplio intervalo

durante el día, incluso operando en régimen de dos turnos. En la mayor parte del mundo, las centrales eléctricas de carbón están diseñadas para funcionar en carga base, y las empresas eléctricas por lo general afirman que el aumento de una operación variable y cíclica reduce la eficiencia, aumenta los costos, disminuye la vida útil del equipo, y en general es poco aconsejable o incluso imposible. Sin embargo, en varios países, entre ellos Alemania y Dinamarca, la operación cíclica es considerada una práctica normal de operación. Una vez más, Dinamarca anticipa la necesidad de flexibilidad del sistema de energía mucho antes que la mayoría, incluso hace décadas.

Durante los últimos veinte años, Dinamarca ha realizado modificaciones adicionales a las plantas de carbón existentes para aumentar su flexibilidad (como lo ha hecho Alemania). Estas modificaciones, tanto en software y equipos de control, han permitido aumentar los gradientes de carga, disminuir los mínimos técnicos en forma estable, arranques más rápidos, y sumado a la incorporación de software para mejorar los tiempos de respuesta ante una determinada consigna de carga. A través de estas medidas, las plantas de carbón en Dinamarca ahora pueden alcanzar rampas de cargas de hasta 3% a 4% de la potencia nominal por minuto. De igual forma, los últimos ciclos combinados instalados en Dinamarca presentan una tasa de carga de un 3% de la carga nominal por minuto. En cuanto a los mínimos técnicos de las plantas de carbón, estas pueden alcanzar niveles de hasta un 10% a 20% de la carga nominal en forma estable.

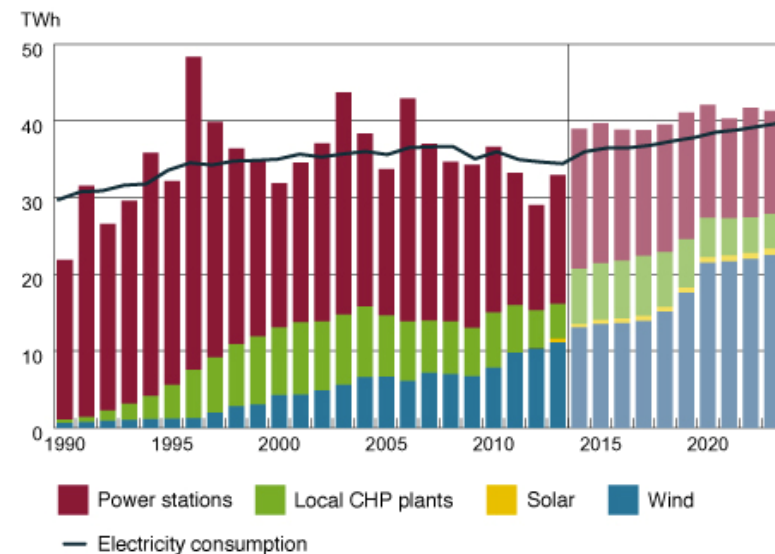
Una tercera innovación corresponde a la incorporación de los sistemas de pronósticos avanzados del clima para la planificación de la operación y despacho de las unidades ERNC Intermitentes, teniendo en cuenta la variabilidad de la generación que se proyecta en el corto o inmediato plazo. Este tipo de sistema es bastante común y altamente sofisticados en regiones con altas cuotas de energías renovables intermitentes, como California, Alemania y España. Tal predicción del clima puede ser acreditado como una importante contribución a la capacidad de Dinamarca de integrar y equilibrar las altas cuotas de las energías renovables, ya que hace que las energías renovables variables sean altamente predecibles para el control del sistema eléctrico y el despacho con un día de antelación, que es como la mayoría de los mercados de energía de todo el mundo operan hoy en día.

Durante el día y en tiempo real, el centro de control del sistema eléctrico Danés compara constantemente la salida real de las energías renovables en contra de la predicción hecha el día anterior. Los errores reales respecto a las predicciones son utilizados para pronosticar la producción de renovables en las

próximas horas, disminuyendo aun más la incertidumbre de generación en las horas posteriores.

Una cuarta innovación se refiere a la práctica de la planificación de la transmisión. El operador del sistema eléctrico de Dinamarca, Energinet, planea la nueva capacidad de transmisión de manera proactiva anticipando la futura interconexión de los parques eólicos, sobre la base de la planificación de proyectos como también aquéllos que se están desarrollando o tienen su aprobación respectiva. Por lo tanto, el fortalecimiento de transmisión se produce de forma paralela a la nueva generación, no después. Energinet tiene un plan integral para el mejoramiento de toda la red de transporte en el futuro, en consonancia con el aumento de cuotas de energía renovable.

La quinta y última pieza para la integración y equilibrio de las energías renovables, corresponde al funcionamiento del propio mercado eléctrico. Dinamarca también se beneficia de su participación en el Nordic Pool Market con Suecia, Noruega y Finlandia. La flexibilidad de la producción de electricidad a partir de las dos plantas de cogeneración y carbón en Dinamarca les permite beneficiarse de vender (en el día) a estos mercados, y también participar en los mercados "auxiliares" (también llamados mercados de balance) que están diseñados para proporcionar energía de equilibrio ante las fluctuaciones en la demanda del sistema en comparación con la generación de sistema. Tales mercados auxiliares o de equilibrio, son una característica normal de la mayoría de los mercados de energía en todo el mundo, segundo a segundo, minuto a minuto, y hora tras hora equilibrando la oferta y la demanda de electricidad, incluso en ausencia de la energía renovable .



Electricity consumption and generation in Denmark 1990-2023

Figura 67. Consumo y generación de energía en Dinamarca. Periodo 1990 – 2023. Fuente:IEA

Un ejemplo extremo de los mecanismos del mercado para el equilibrio de la oferta y demanda de energía, corresponde a un día en enero de 2014 cuando la generación de energía eólica era el equivalente a un 105% de las necesidades energéticas de Dinamarca para ese día en particular. En ese día, los precios de la electricidad en Dinamarca se dispararon hasta llegar a cero, creando un gran incentivo para detener todas las otras plantas de energía durante el día, y la energía que se exporta a los países vecinos dan cuenta de un precio de venta mayor a cero. (Por supuesto, el efecto también fue la reducción de los precios de mercado en los países vecinos, lo cual es visto como bueno o malo, dependiendo de si uno es un productor o un consumidor de esos otros países.)

La experiencia de Dinamarca podrá no ser del todo relevante para países mucho más grandes y menos interconectados, por una serie de razones, incluyendo: (a) una fuerte interconexión con los países vecinos; (B) gran cantidad de energía eólica en relación con la energía solar; (C) el uso de las instalaciones de cogeneración y de almacenamiento de calor para equilibrar las energías renovables; y (d) las estructuras de mercado avanzadas, junto con los países nórdicos (Nordic Pool Market).

JAPON

La mayor parte de las centrales eléctricas fueron construidas antes de 1980, utilizando petróleo combustible y calderas de circulación natural. De igual forma, algunas calderas de presión variable y un paso fueron diseñadas para operar en carga base. En la última década, se instalaron unidades de gran escala (>600MW) y de tipo supercríticas de presión variable, las cuales han sido diseñadas para operar bajo una modalidad de dos turnos o carga variable. De igual forma, muchas de las unidades antiguas fueron modificadas o adaptadas para poder operar bajo este tipo de régimen de operación.

Un alto nivel de monitoreo y automatización de plantas ha permitido a Japón alcanzar altos niveles de disponibilidad, eficiencia y flexibilidad del parque térmico.

El enfoque operacional general de Japón, corresponde de ajustar la oferta y demanda del sistema, mediante la operación del parque térmico a carga parcial en vez de realizar una operación de dos turnos.

Como se aprecia en las **Figura 68 a Figura 70**, el rol del parque térmico será fundamental considerando la importante penetración de las ERNC como también la disminución o continua salida de la generación nuclear en ese país, donde se visualiza que la flexibilidad de los ciclos combinados será suma importancia en la confiabilidad del sistema.

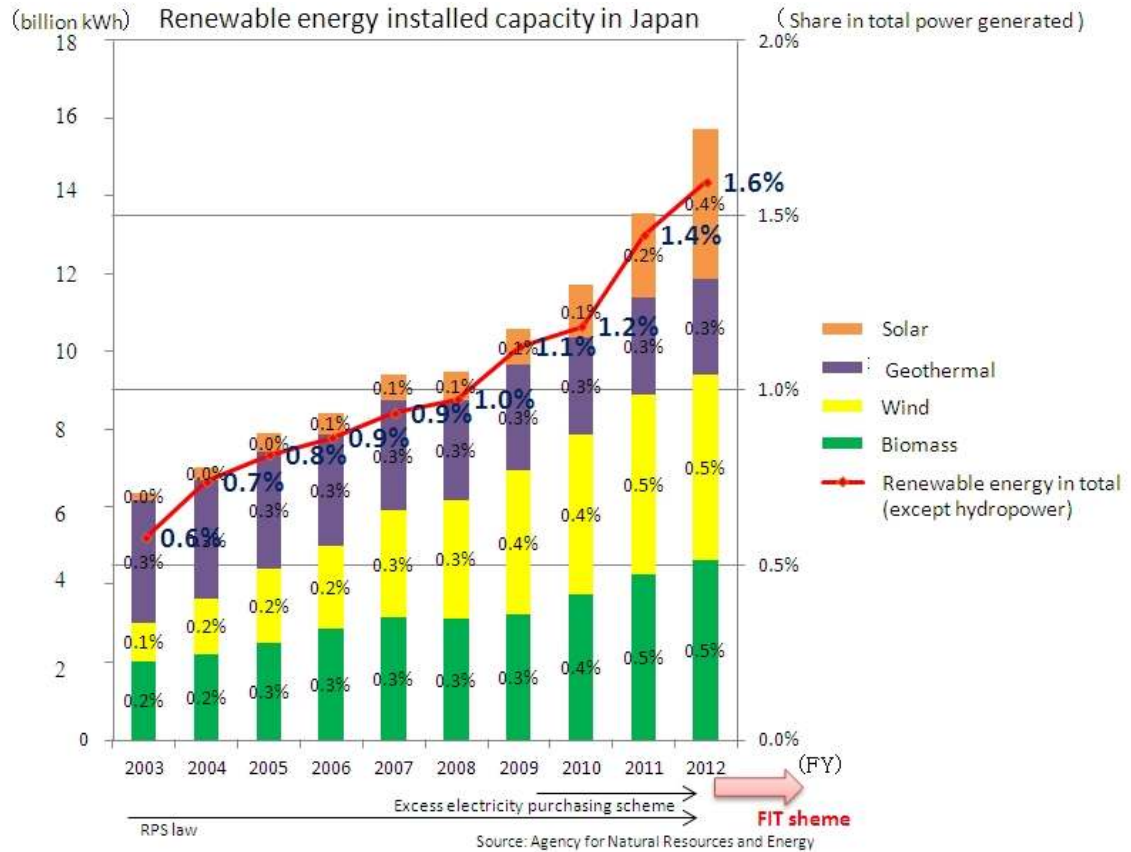


Figura 68. Capacidad instalada ERNC en Japón. Distribuida en la energía total generada. Fuente: EIA

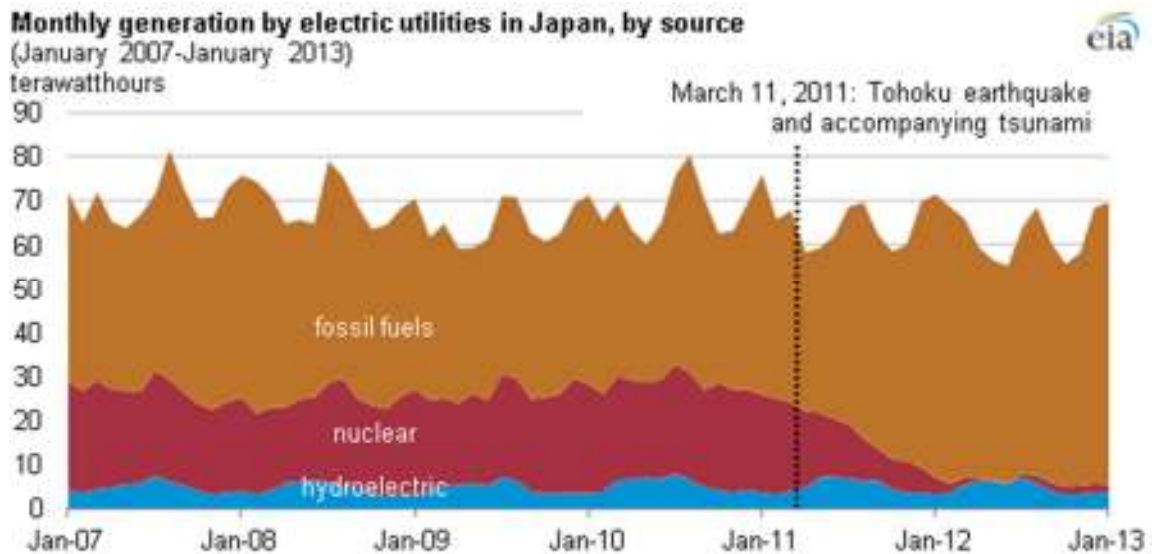


Figura 69. Generación mensual por tipo de tecnología de generación en Japón. Fuente: EIA

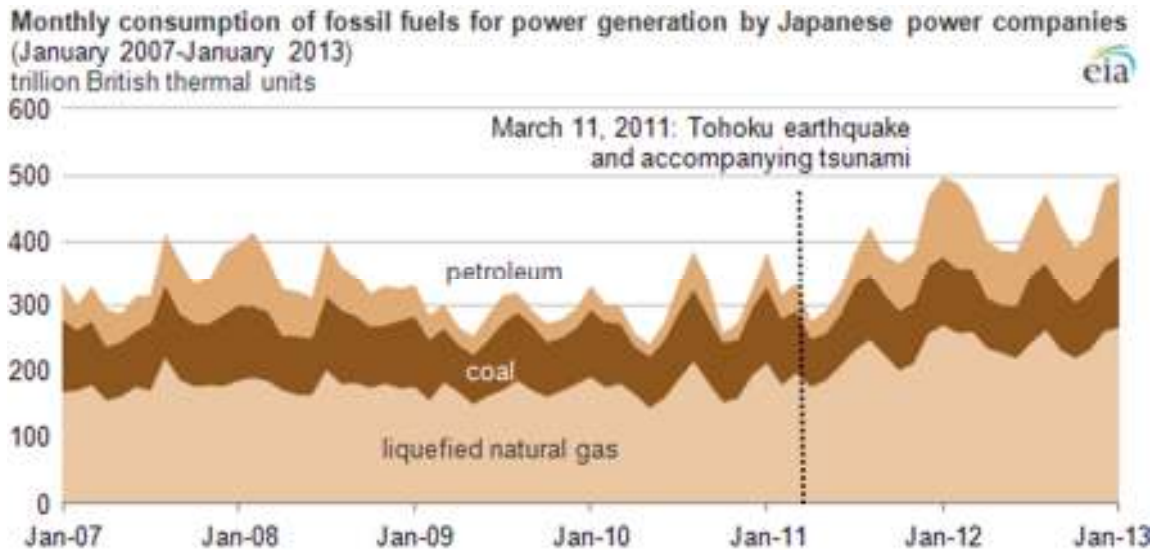


Figura 70. Consumo mensual por tipo de combustible para la generación de electricidad en Japón. Fuente: EIA

ESTADOS UNIDOS - CALIFORNIA

Actualmente, California obtiene el 20% de su electricidad de fuentes renovables, sin contar las grandes centrales hidroeléctricas. En 2020, la política de Cartera de Energía Renovable de California requiere una participación de 33%. En 2020, una gran parte de ese 33% será la energía solar, que ha estado creciendo rápidamente en los últimos años gracias a una variedad de incentivos estatales y federales. El gran porcentaje o bloque de energías renovables variables, tanto solar como eólica, plantea un reto para la red eléctrica de California. Pero las compañías de energía de California, las autoridades reguladoras, y el operador de la red están hoy dirigiendo este desafío en forma satisfactoria y colectiva.

California tiene muy bien desarrolladas las innovaciones, los mecanismos y marcos regulatorios que están destinadas a garantizar la fiabilidad del sistema considerando la alta integración de energía renovables variables o intermitentes en el futuro.

El más importante de estos factores corresponde a la simplicidad del mercado de la electricidad de California. La flexibilidad inherente de muchas de las plantas de energía de gas natural de California, que en conjunto proporciona aproximadamente el 60% de la energía, permite a estas plantas obtener el beneficio de poder vender energía en el mercado mayorista con un día de antelación normal, así como los mercados "auxiliares".

La mayor parte de las nuevas centrales eléctricas de turbinas de gas construidas en California han sido diseñadas con altos niveles de flexibilidad, lo que les permite responder rápidamente a las condiciones del sistema y los

beneficios de la venta en los mercados de ajuste. La **Figura 71** ilustra la proyección al 2020 de la curvas de carga del sistema y los niveles de flexibilidad requeridos para el parque térmico, donde en los casos crítico se requerirían el ingreso de 13GW en dos (2) horas. Estas turbinas de gas de forma rutinaria y rentable proporcionan la potencia de equilibrio necesario para equilibrar las energías renovables variables, a través de la operación normal de los mercados al por mayor y auxiliares o de equilibrio.

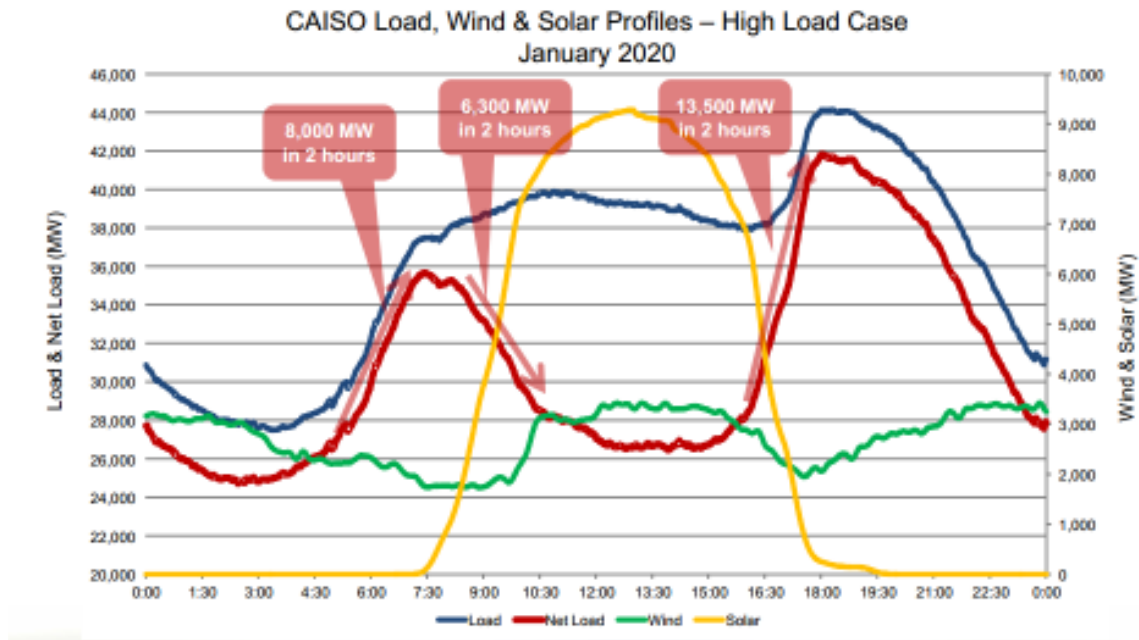


Figura 71. Perfiles de carga CAISO – Proyección Alta Carga 2020. Fuente : CAISO

Como parte de la operación de mercado de la electricidad, el operador de la red eléctrica (ISO) ha desarrollado dos mecanismos innovadores para asegurar la flexibilidad y fiabilidad para equilibrar las energías renovables variables. El primero de ellos es más un mandato, que requiere generadores de energía para ofertar una parte de su capacidad más flexible en el mercado en todo momento, de manera que el operador de la red pueda recurrir a esa capacidad cuando sea necesario para equilibrar las energías renovables. Por ejemplo, en Dinamarca también se ordena que algunas plantas de generación de energía "deban ejecutar ciertas obligaciones", en las que algunas unidades deben mantenerse en línea y disponible, pero produciendo la menor cantidad de energía posible, para que estén listos para proporcionar equilibrio de potencia cuando sea necesario.

Un segundo mecanismo implementado por parte del ISO, corresponde a la "Flexible Ramping Product" (FRP). El objetivo básico de este mecanismo

corresponde a permitir al ISO poder cambiar la modalidad de generación, desde periodos de rampas bajas a rampas altas de carga.

De particular interés para la ISO es el período de "alta rampa" en los periodos de tardes a futuro, cuando la radiación solar disminuye rápidamente a medida que el sol se pone, y la totalidad de la demanda del sistema aumenta simultáneamente hacia un peak a inicios de la noche. Este "problema de rampa" ha sido tan discutido en California, y está representado mediante la "Curva del pato." Esta curva muestra que en 2020, hasta 13 GW de aumento gradual de la capacidad, lo que equivale a más de un tercio de potencia total de California, podría tener que estar disponible durante un corto período de 2 a 3 horas por la tarde.

Con el FRP, la ISO paga a los generadores por permanecer "apagados" durante los períodos de baja rampa, de modo que el generador está entonces disponible para "encender" durante los períodos de alta de la rampa, a petición (despacho) de la ISO. Los pagos realizados por permanecer apagado durante los períodos de baja rampa, junto con los pagos cuando se utiliza la central durante los períodos de gradientes altos, deberían ser suficientes para compensar al generador de los ingresos perdidos durante el periodo que está detenido. El FRP está diseñado para permitir que todos los tipos de generadores puedan participar, incluyendo energía eólica y solar, así como el almacenamiento de energía.

Un aspecto clave del FRP es que introduce un nuevo esquema de asignación de los costos adicionales de flexibilidad. El principio básico de este nuevo esquema es el siguiente: los costos de mercado de la capacidad de tomar carga bajo el FRP deben ser pagados todos los participantes del mercado quienes están creando la necesidad de una gran flexibilidad.

CAISO tiene una extensiva regulación asociada a asegurar la confiabilidad del sistema con alta generación de energías renovables intermitentes. El más importante corresponde a las modificaciones de recursos para asegurar una adecuada capacidad de balance a fin de incorporar las ERNC variable en cualquier momento.

Un segundo marco regulatorio en California se refiere a la planificación a largo plazo. De esta forma, los operadores y reguladores del sistema eléctrico deben asegurar que existe la suficiente capacidad y flexibilidad en el sistema considerando las centrales eléctricas que se retiran, como también las que se construyen.

Más allá del mercado de la electricidad y de estos marcos regulatorios, una serie de otras innovaciones importantes se han incorporado en el CAISO para incrementar la flexibilidad del sistema en los últimos años. Estas son:

- i. Incorporación de un sistema de predicción de las condiciones climáticas para disminuir las incertidumbres respecto de la generación ERNC intermitente.
- ii. Innovación y planeamiento del sistema de distribución. En el futuro, las empresas de distribución tendrán que planificar e innovar en una variedad de formas para gestionar la generación distribuida, flujos de potencia de dos vías, respuesta de la demanda, el almacenamiento, los inversores inteligentes, micro-redes, y una serie de otras tendencias.
- iii. Normas de interconexión y asignación de costos de generación y almacenamiento distribuido.
- iv. Interconexión con sistemas aledaños a fin de permitir un traspaso de flujos de energía incrementando la flexibilidad y confiabilidad del sistema.
- v. Cálculo y monitoreo de la confiabilidad del sistema, a fin de estar en forma continua ajustando las curvas de oferta y demanda del sistema. El centro de control realiza cada 5 minutos una actualización de la situación del mercado a fin de ajustar el sistema para el próximo periodo.

California continúa luchando activamente con aquellos aspectos críticos para garantizar la confiabilidad y flexibilidad del sistema. Estos problemas incluyen las tasas de rampa, el exceso de generación, los marcos de fiabilidad de la red y metodologías de modelamiento, retiros de plantas convencionales, los pagos por capacidad, diseño de tarifas y de interconexión, las tarifas de almacenamiento de energía y la interconexión, respuesta de la demanda, y metodologías de modelamiento de sistemas de energía avanzados que dan cuenta de la presencia de elevadas cuotas de energías renovables variables.

5. OPERACIÓN ACTUAL DEL PARQUE DE GENERACIÓN TÉRMICA

5.1 LÍMITES DINÁMICOS DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN CONVENCIONAL

Respecto a los límites dinámicos de operación de las centrales térmicas, en la **Tabla 34** se especifican los valores estandarizados para las variables de mínimo técnico, tasa de variación de carga, tiempos de partida y detención, de acuerdo a los parámetros internacionales vigentes para cada una de las tecnologías.

Tal como se observa en el capítulo 5.2, los parámetros internacionales están muy por debajo de los valores que han declarado en el sistema eléctrico Chileno, punto importante a la hora de establecer el real potencial de mejora en cuanto a la flexibilidad que puede obtener en el sistema.

Adicionalmente, en la **Figura 72** se ilustran los parámetros estandarizados para la variación de la eficiencia en función de la carga para las distintas tecnologías convencionales de generación térmica.

Tabla 34. Límites dinámicos estándares para centrales térmicas.

Tipo Central	Mínimo Técnico	Ramping	Partida/Parada ramping	Tiempo de partida mínimo	Tiempo de detención mínimo
	[%Pmax]	[%Pmax/min]	[%Pmax/ciclo]	[hr]	[hr]
Nuclear	40 - 50	0,25 - 5	50 - 100	0,25 -24	24
PC Convencional	25 - 40	0,66 - 4	40 - 100	0,25 -10	3 – 10
PC Lignito	40 -60	0,66 – 4	60 - 100	0,25 -10	3 - 10
Planta Vapor-Gas	40	0,83 - 4	40 – 100	0,25 - 6	1 - 6
Ciclo Combinado	30 - 50	0,83 - 10	50 - 100	0,25 - 6	0,5 - 6
Ciclo Abierto	20 - 50	0,83 - 25	50 - 100	0,25 - 1	0,25 - 1

Fuente: IMPACT OF PLANT CYCLING ON AVAILABILITY. POWER2015-49359

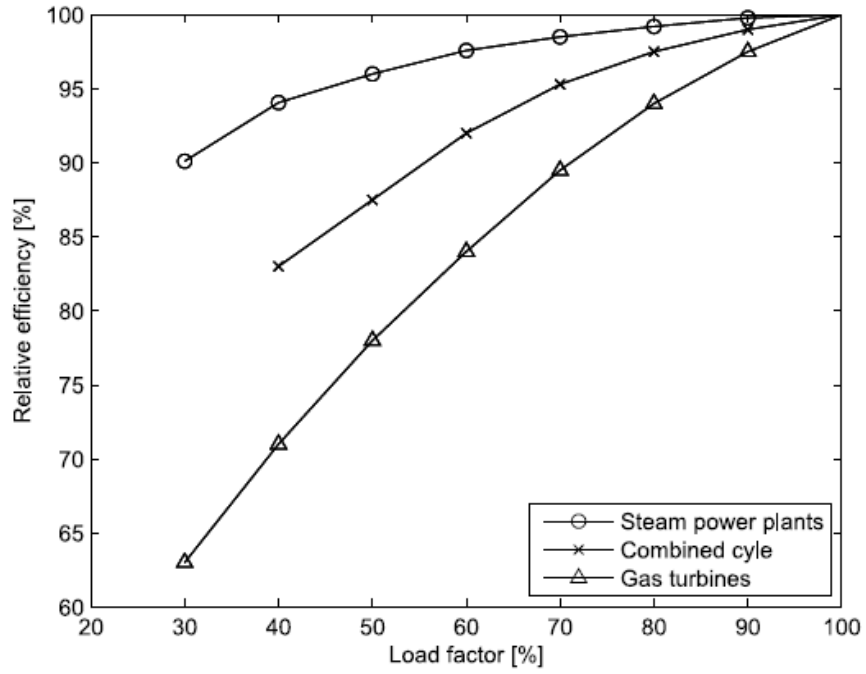


Figura 72. Variación de la eficiencia en función del porcentaje de carga de distintas tecnologías de generación. Fuente: IMPACT OF PLANT CYCLING ON AVAILABILITY. POWER2015-49359

5.2 CARACTERIZACIÓN DEL PARQUE DE GENERACIÓN TÉRMICO CHILENO

En las siguientes tablas se establece un resumen de las principales características del parque térmico Chileno, respecto específicamente en cuanto a sus condiciones de operación y variables críticas para la flexibilidad del sistema. En términos generales, se realiza la comparación de estos parámetros respecto a los estándares internacionales determinados para cada uno de los tipos de tecnologías de generación considerados.

La Tabla 35 indica las potencias mínimas declaradas por cada una de las máquinas, donde claramente la tendencia es que son valores superiores a los estándares internacionales en la materia.

Tabla 35. Potencia mínima declarada para unidades térmicas.

COSTO DE PARTIDA [USD/MW]								
Tecnología	Combustible	SIC			SING			Ref
		Min	Med	Max	Min	Med	Max	NREL 2012
TV	Carbón	67	386	537	4	21	43	147
TG	Diesel	6	56	186	0	0	0	103
MD	Diesel	0	17	165	S/I			S/I
TV	Diesel	0	0	0	S/I			58
TG	FO	S/I			S/I			103
TV	FO	S/I			S/I			58
TV	Biomasa & Otros	0	23	223	S/I			58
CA	GNL	70	96	163	24	93	182	55
CC	GNL	121	145	198	17	76	116	55
CA	Diesel	S/I			67	152	189	55
CC	Diesel	S/I			76	113	119	55

Fuente CDEC SING y SIC.

De igual forma, en la Tabla 36 se establecen los parámetros de tiempo mínimo de encendido en los cuales se verifica la misma tendencia anterior.

Finalmente, en la Tabla 37 se establecen los costos de partida declarados para cada una de las tecnologías, donde se pueden apreciar diferencias considerables respecto a los estándares internacionales, los cuales podrían ser atribuidos a diferencias en los precios de los combustibles de partida, sumado a un error en el cálculo de estos parámetros en forma local.

Tabla 36. Tiempo mínimo de encendido de las unidades térmicas.

POTENCIA MINIMA [%Pmax]								
Tecnología	Combustible	SIC			SING			Ref
		Min	Med	Max	Min	Med	Max	IEA 2014
TV	Carbón	40%	52%	69%	48%	60%	71%	50%
TG	Diesel	0%	39%	100%	36%	50%	59%	15%
MD	Diesel	0%	18%	88%	36%	50%	59%	S/I
TV	Diesel	16%	26%	34%	S/I			30%
TG	FO	S/I						15%
TV	FO							30%
TV	Biomasa & Otros	0%	28%	83%				30%
CA	GNL	50%	62%	69%				31%
CC	GNL	64%	68%	76%	41%	75%	93%	40%
CA	Diesel	S/I			31%	77%	90%	15%
CC	Diesel				41%	75%	93%	40%

Fuente CDEC SING y SIC.

Tabla 37. Costos de partidas del parque térmico Chileno.

TIEMPO MINIMO DE ENCENDIDO [hr]								
Tecnología	Combustible	SIC			SING			Ref
		Min	Med	Max	Min	Med	Max	PJM
TV	Carbón	S/I			48	63	120	15
TG	Diesel				5	5	5	5
MD	Diesel				S/I			6
TV	Diesel							0
TG	FO							5
TV	FO							6
TV	Biomasa & Otros							6
CA	GNL				0,3	0,5	1	5
CC	GNL				3	4	6	6
CA	Diesel				30	30	30	5
CC	Diesel	30	30	30	6			

Fuente CDEC SING y SIC.

Dentro de los parámetros que se consideran para la caracterización se considera la potencia, antigüedad y tasa de salida forzada histórica de cada tecnología.

La Figura 73 ilustra la distribución de potencia de las centrales a carbón totales del sistema eléctrico Chileno (SIC y SING). La potencia instalada total a la fecha asciende a los 4.093 [MW], donde un 75% de las centrales instaladas poseen potencia iguales o inferiores a 250MW. Las centrales con mayor potencia son de 350 MW.

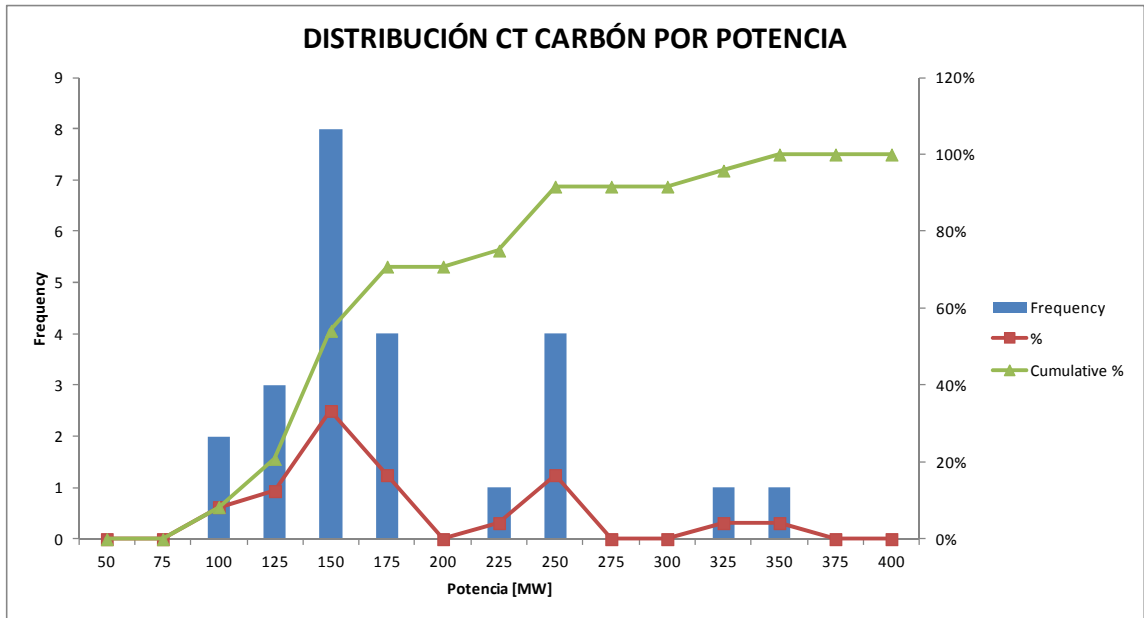


Figura 73. Distribución por potencia centrales a carbón SING + SIC. Fuente: Elaboración propia sobre la base de los CDEC.

Respecto a la antigüedad, en la Figura 74 se ilustra la distribución por años de operación del parque térmico a carbón. Se puede apreciar que alrededor del 60% corresponde a unidades con más de 15 años de antigüedad.

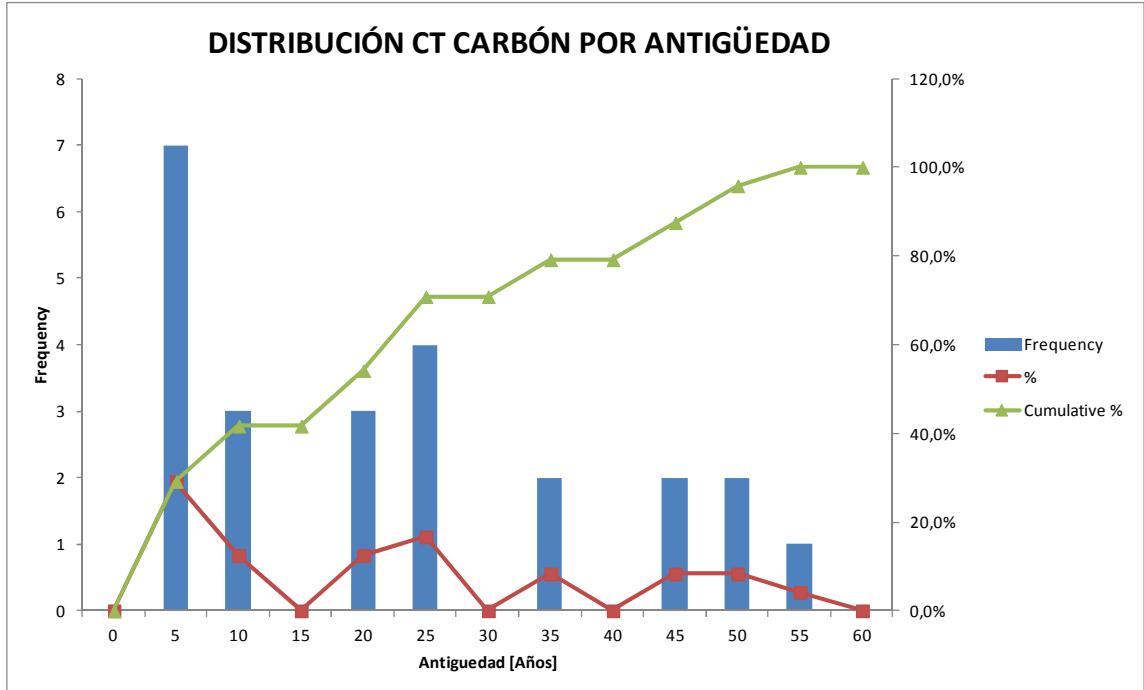


Figura 74. Distribución por antigüedad de centrales a carbón SING + SIC. Fuente: Elaboración propia sobre la base de los CDEC.

En la Figura 75 se ilustra la evolución de la tasa de salida forzada de la CT Carbón desde el año 2010 a la fecha, donde se puede verificar que solo un 20% de las centrales está bajo los parámetros CDEC establecidos para este tipo de unidades (<2,3%). Esta situación sumada a la antigüedad del parque térmico a carbón, hace de suma importancia la evaluación de detalle de cada central en operación en el sistema, a fin de verificar cual sería su comportamiento futuro respecto considerando las condiciones de despacho para este tipo de unidades en función de la integración de ERNC.

No obstante, en la Figura 76 se ilustra la evolución y distribución de la tasa de salida forzada de las centrales térmicas a carbón versus la curva típica esperada para este tipo de tecnología, donde se verifica que las unidades de menor edad presentan valores por debajo de lo esperado, y para la unidades con mayores años de operación la dispersión depende fundamentalmente del historial de operación, mantenimiento y diseño de cada unidad.

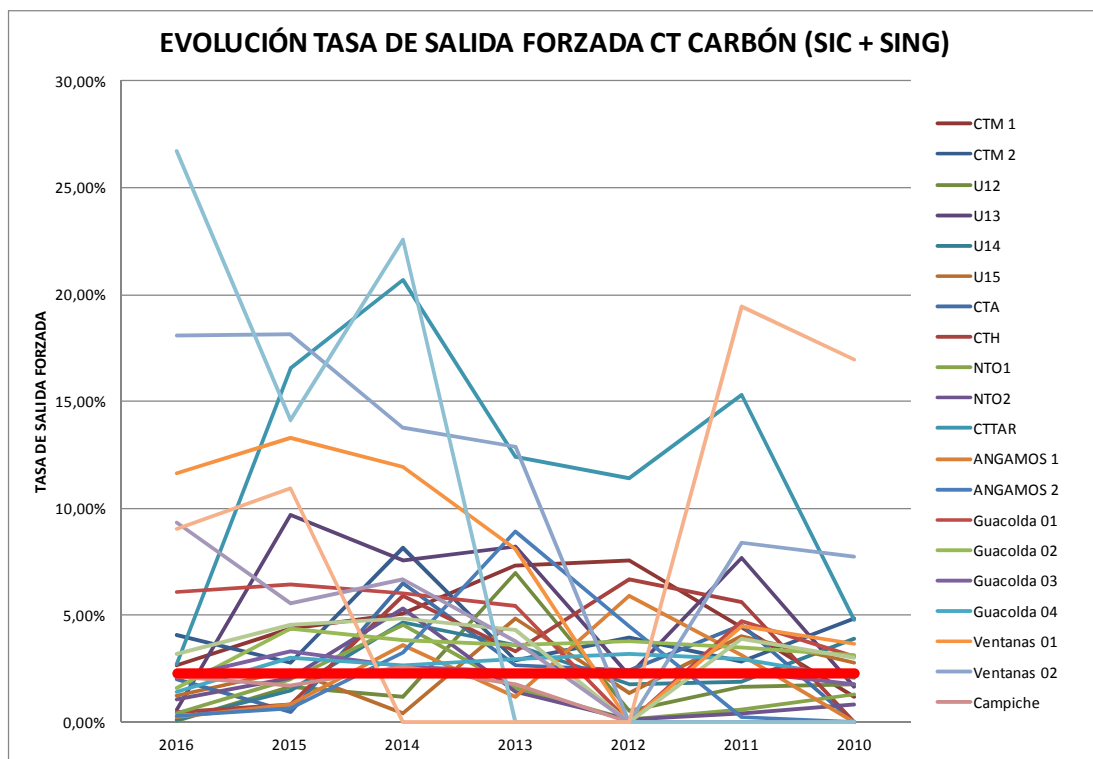


Figura 75. Evolución tasa de salida forzada de centrales a carbón SING + SIC. Fuente: Elaboración propia sobre la base de los CDEC.

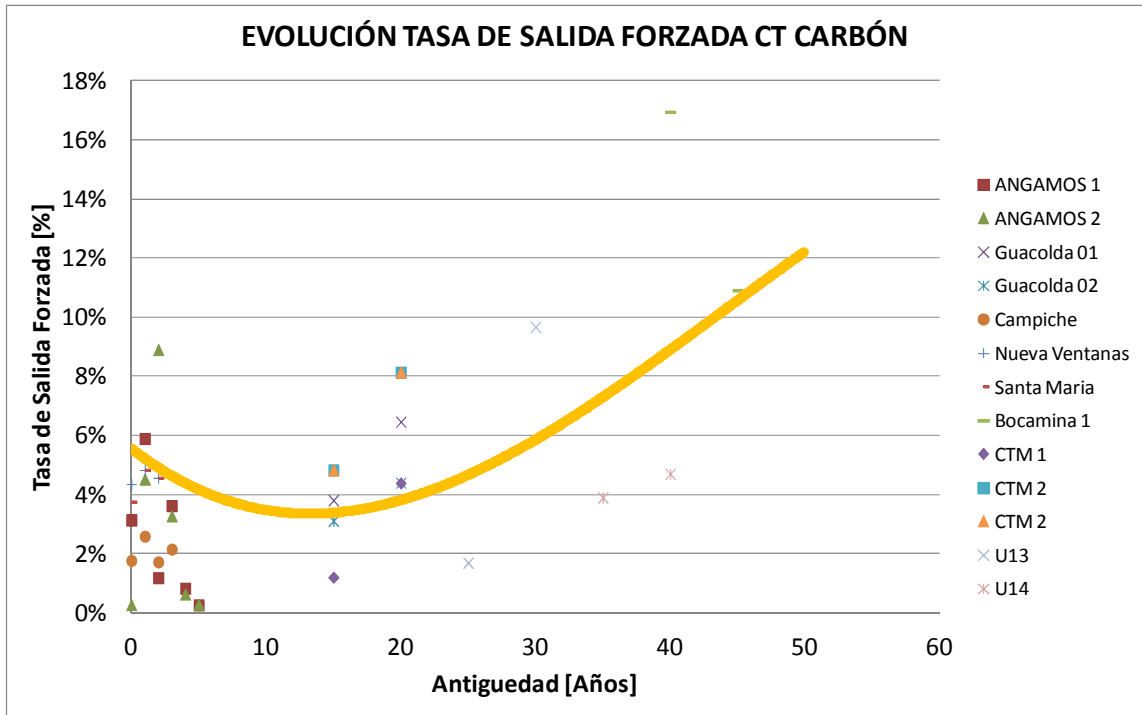


Figura 76. Evolución tasa de salida forzada de centrales a carbón SING + SIC. Fuente: Elaboración propia sobre la base de los CDEC.

Para el caso de las tecnologías a gas y combustible líquido, en las siguientes figuras se ilustran la distribución de potencia, antigüedad y evolución de la tasa de salida forzada.

En cuanto a la potencia, los ciclos combinados tienen una potencia instalada de unos 3.015 MW, cuyo rango de potencia va entre los 250 y 392 MW. La antigüedad de estas máquinas va entre los 8 y 26 años, donde el 85% de las máquinas está por sobre los 15 años de antigüedad.

La potencia de las turbinas a gas varía entre los 37 y 130 MW, donde la antigüedad va entre los 7 a 23 años.

Para el caso de la tasa de salida forzada, solo el 30% de los ciclos combinados están bajo los estándares internacionales para el año 2015, y para el caso de las turbinas a gas ninguna de las unidades cumple con dicha condición de acuerdo a lo observado en la Figura 77.

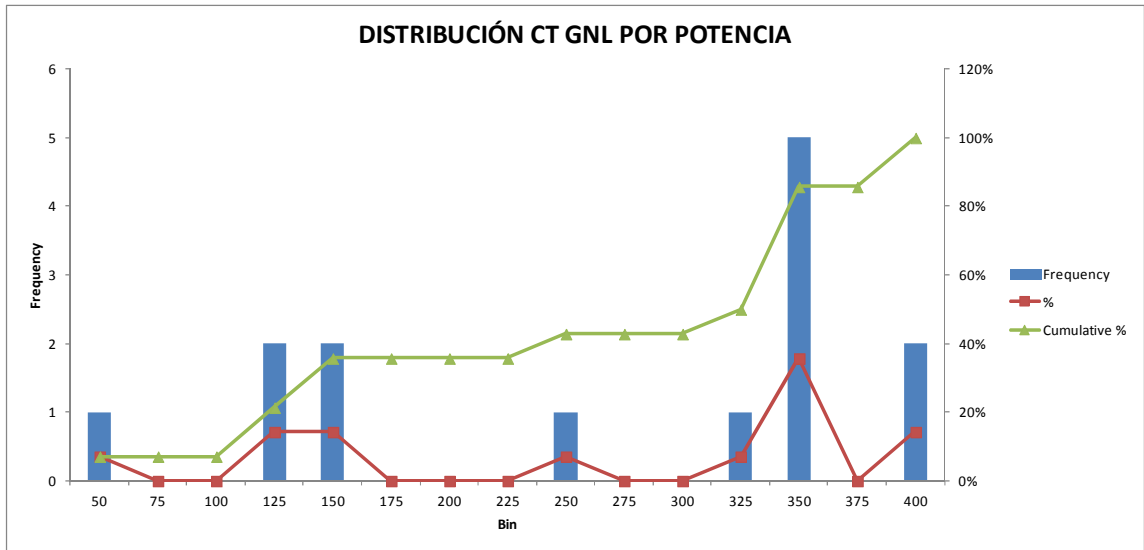


Figura 77. Distribución por potencia CT GNL SING + SIC. Fuente: Elaboración propia sobre la base de los CDEC.

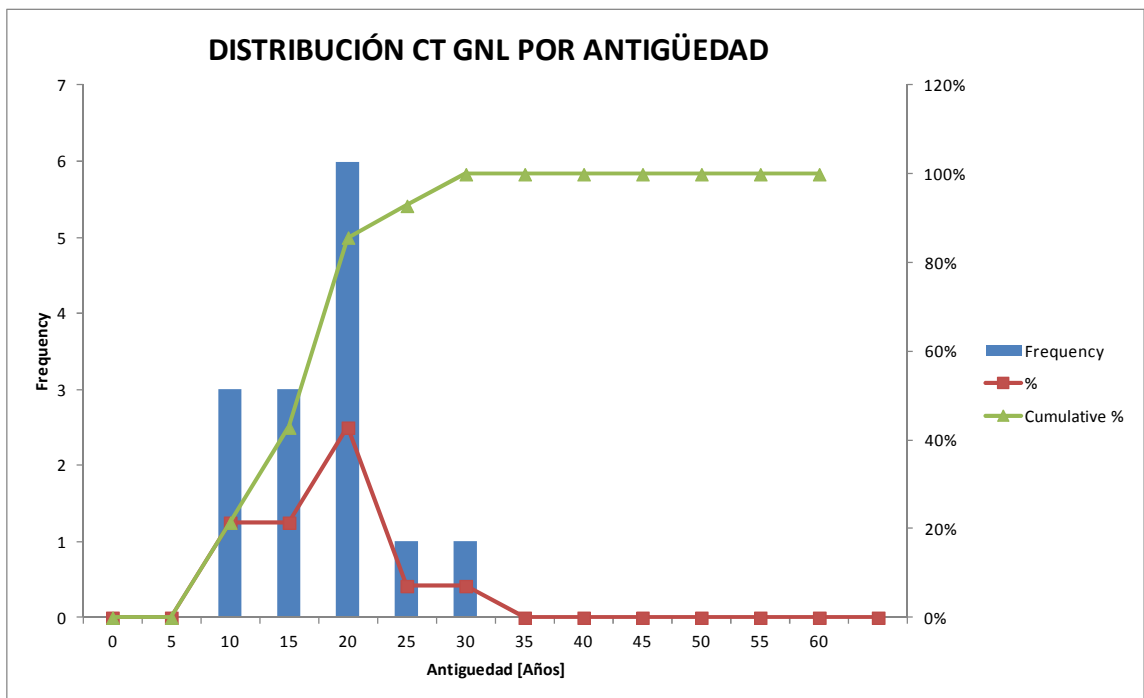


Figura 78. Distribución por antigüedad de CT GNL SING + SIC. Fuente: Elaboración propia sobre la base de los CDEC.

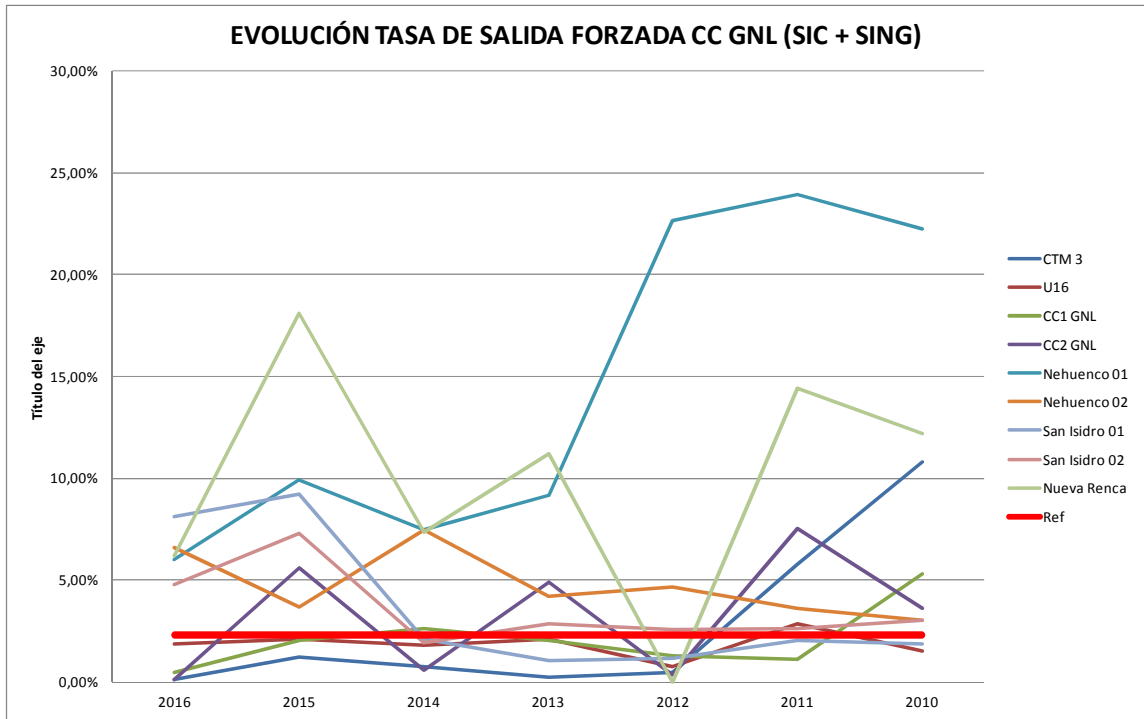


Figura 79. Evolución tasa de salida forzada de CCGNL SING + SIC. Fuente: Elaboración propia sobre la base de los CDEC.

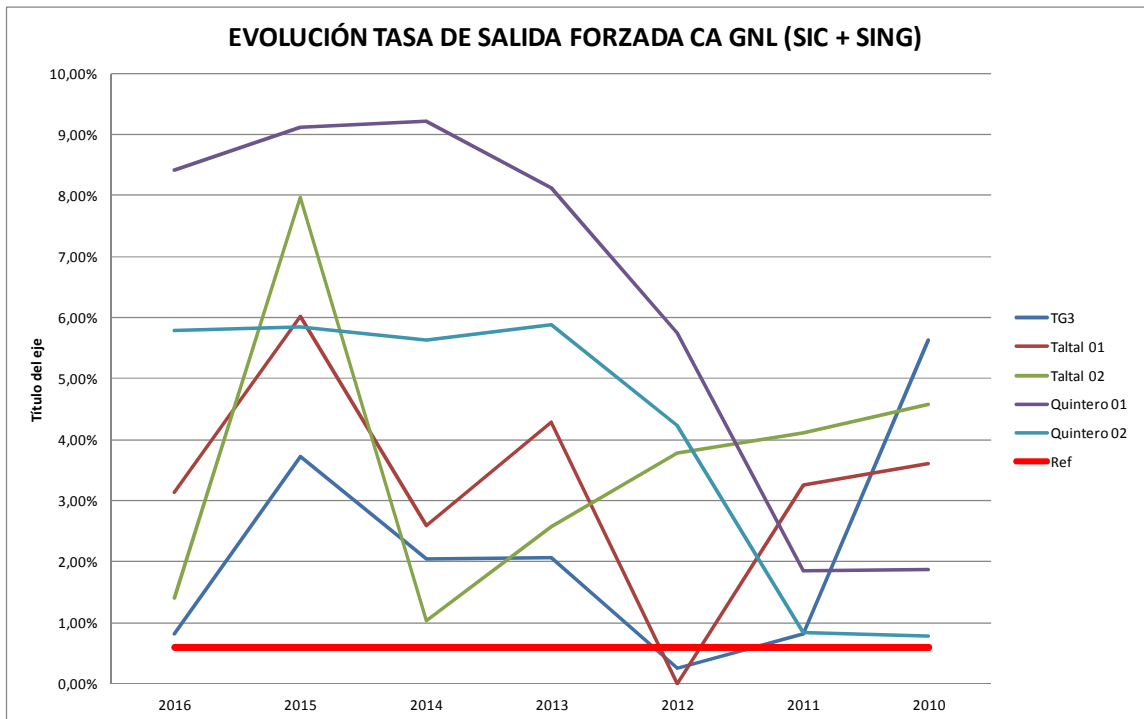


Figura 80. Evolución tasa de salida forzada de CAGNL SING + SIC. Fuente: Elaboración propia sobre la base de los CDEC.

5.3 OPERACIÓN ACTUAL Y FUTURA DEL PARQUE TÉRMICO

Una de las preocupaciones más relevantes en torno a la operación del sistema con altos niveles de generación variable tiene relación con la operación cíclica de las unidades térmicas. En las Tabla 38 a Tabla 40 se muestra el número de ciclos semanales y anuales promedio obtenidos como resultado del despacho horario en consideración de las restricciones técnicas del actual parque térmico y parámetros internacionales, respectivamente. De igual forma, se presenta la referencia internacional para esta materia.

Tabla 38. Número de ciclos semanales promedio para unidades térmicas, con parámetros nacionales.

TECNOLOGÍA	EF000	EF050	EF100	EF150	REF PJM
CARBÓN	0.04	0.10	0.12	0.08	2.00-5.00
GNL-TL	0.45	0.45	1.08	2.41	14.00-21.00
GNL-CCTG	1.13	2.23	3.08	3.76	11.00
GNL-CCTV	1.28	2.51	3.73	4.05	11.00
GNL-CC	0.66	0.83	0.95	1.17	11.00
DIÉSEL-TG	2.53	3.34	4.12	4.93	14.00-21.00
DIÉSEL-CCTG	1.10	1.52	1.94	2.16	11.00
DIÉSEL-CCTV	0.57	0.69	0.88	1.06	11.00
DIÉSEL-CC	0.02	0.02	0.03	0.06	11.00
DIÉSEL_FO	0.02	0.02	0.03	0.06	8.00
DIÉSEL_EMB	11.54	11.70	12.04	11.14	-

Fuente: MESA ERNC. Una mirada participativa del rol y los impactos de las energías renovables en la matriz eléctrica futura”.

Tabla 39. Número de ciclos semanales promedio para unidades térmicas, con parámetros nacionales.

CICLOS ANUALES CON RESTRICCIONES Y PARAMETROS NACIONALES_CICLOS-AÑO				
Partida - Detención [#]	EF000	EF050	EF100	EF150
	CRV1	CRV1	CRV1	CRV1
	VEsp	VEsp	VEsp	VEsp
nc_Carbon	2	5	6	4
nc_GNL-TG	24	23	56	125
nc_GNL-CCTG	59	116	160	196
nc_GNL-CCTV	67	131	194	211
nc_GNL-CC	34	43	49	61
nc_Diesel-TG	132	174	214	256
nc_Diesel-CCTG	57	79	101	112
nc_Diesel-CCTV	29	36	46	55
nc_Diesel-CC	1	1	2	3
nc_Diesel_FO	1	1	2	3
nc_Hidro_Emb	600	608	626	579

Fuente: MESA ERNC. Una mirada participativa del rol y los impactos de las energías renovables en la matriz eléctrica futura”.

Tabla 40. Número de ciclos semanales promedio para unidades térmicas, con parámetros internacionales.

CICLOS ANUALES CON RESTRICCIONES Y PARAMETROS INTERNACIONALES_CICLOS-AÑO				
Partida - Detención [#]	EF000	EF050	EF100	EF150
	CRV1	CRV1	CRV1	CRV1
	VEsp	VEsp	VEsp	VEsp
nc_Carbon	4	6	101	141
nc_GNL-TG	35	44	97	148
nc_GNL-CCTG	94	157	233	259
nc_GNL-CCTV	106	170	217	245
nc_GNL-CC	77	84	116	135
nc_Diesel-TG	32	40	60	112
nc_Diesel-CCTG	107	67	59	108
nc_Diesel-CCTV	115	65	57	110
nc_Diesel-CC	3	2	4	18
nc_Diesel_FO	3	2	4	18
nc_Hidro_Emb	529	508	553	525

Fuente: MESA ERNC. Una mirada participativa del rol y los impactos de las energías renovables en la matriz eléctrica futura”.

De los resultados obtenidos, y en virtud de los niveles de integración de ERNC explorados, se observa que las unidades de vapor-carbón continúan con el número de ciclos promedios experimentados actualmente en la operación de los sistemas eléctricos nacionales.

Asimismo, se observa que con una incorporación masiva de fuentes variables como eólica y solar fotovoltaica, el número de ciclos promedio de turbinas asociadas a ciclos combinados operando con GNL podría triplicarse.

Dicha condición no dista de ciclos operativos que unidades de estas características han experimentado en la operación normal de los sistemas nacionales, y están muy por debajo de operaciones típicas en sistemas eléctricos internacionales. Los resultados muestran que en el peor de los casos no se superarían 3 partidas semanales para unidades de ciclo combinado.

Si las características técnicas de nuestro parque térmico se acercaran a parámetros internacionales, que permitirían una mejor integración de energía variable, se observa un aumento en el número de ciclos de varias tecnologías térmicas a medida que aumenta el nivel de participación eólico-fotovoltaico. Particularmente se aprecia un aumento en los ciclos de las unidades de carbón y de los ciclos combinados que operan con GNL.

Lo anterior se deduce de una disminución en el costo de ciclaje con unidades de carbón y GNL en desmedro de realizar dicha tarea con unidades diesel. A pesar de observar una operación más agresiva, los resultados muestran que en ningún caso se obtienen valores de ciclos promedio por sobre la referencia internacional.

Los niveles de generación por tipo de tecnología y escenario analizado, están indicados en la Tabla 41 y Tabla 42, como también la evolución de la generación esperada y potencia por tipo de tecnología en la Figura 81 y Figura 82, respectivamente, donde claramente se ve el incremento en la participación de las tecnologías ERNC de tipo intermitente.

Esta incorporación masiva de energía renovable variable generará un uso más intensivo del parque térmico e hidroeléctrico con el objetivo de gestionar eficientemente niveles crecientes de variabilidad e incertidumbre en la operación. A fin que las ERNC de generación variable no generen alzas en los costos operacionales tendientes a incrementar los costos globales de expansión de los sistemas eléctricos, es preciso profundizar en las posibilidades de flexibilizar el actual parque térmico producto de la declaración de los parámetros técnicos y económicos que agentes realizan de sus instalaciones. A la vista de los resultados obtenidos, se concluye que los parámetros operacionales de las plantas térmicas son de suma importancia a la hora de otorgar la flexibilidad al

sistema eléctrico. Ellos tienen una incidencia significativa en la operación del sistema y sus costos, de forma creciente con los niveles de participación ERNC variable. Por tanto, su esclarecimiento y validación son necesarios para conocer el nivel real de flexibilidad del sistema y su capacidad de integrar ERNC variable de forma eficiente en lo técnico y económico.

Tabla 41. Generación proyectada por tipo de tecnología – Caso parque térmico con parámetros nacionales.

GENERACIÓN CON RESTRICCIONES PARAMETROS NACIONALES				
Id_sExp	EF000	EF050	EF100	EF150
Id_ScenUC	CRV0	CRV0	CRV0	CRV0
Id_sHidro	VEsp	VEsp	VEsp	VEsp
Gen_Tot [GWh]	137 624	137 625	137 625	137 625
Biom_Otro	3 457	3 851	3 670	3 405
Carbón	38 650	34 471	31 973	30 269
GNL	13 451	12 235	11 013	9 977
Diesel_FO	5 371	4 849	4 774	4 792
Hidro_Pas	37 100	25 299	16 348	8 179
Hidro_SE	28 317	28 956	30 027	29 243
Eólica	3 558	13 953	21 339	29 598
Solar	7 582	13 684	18 106	21 731

Fuente: MESA ERNC. Una mirada participativa del rol y los impactos de las energías renovables en la matriz eléctrica futura”.

Tabla 42. Generación proyectada por tipo de tecnología – Caso parque térmico con parámetros internacionales.

GENERACIÓN CON RESTRICCIONES PARAMETROS INTERNACIONALES				
Id_sExp	EF000	EF050	EF100	EF150
Id_ScenUC	CRV0	CRV0	CRV0	CRV0
Id_sHidro	VEsp	VEsp	VEsp	VEsp
Gen_Tot [GWh]	137 625	137 625	137 625	137 625
Biom_Otro	3 597	4 012	3 863	3 670
Carbón	39 329	36 479	31 289	28 742
GNL	14 200	12 244	10 906	9 514
Diesel_FO	4 005	2 829	2 172	1 766
Hidro_Pas	37 078	25 284	16 358	8 203
Hidro_SE	28 271	28 961	30 129	29 529
Eólica	3 560	13 990	21 787	30 473
Solar	7 584	13 825	21 120	25 725

Fuente: MESA ERNC. Una mirada participativa del rol y los impactos de las energías renovables en la matriz eléctrica futura”.

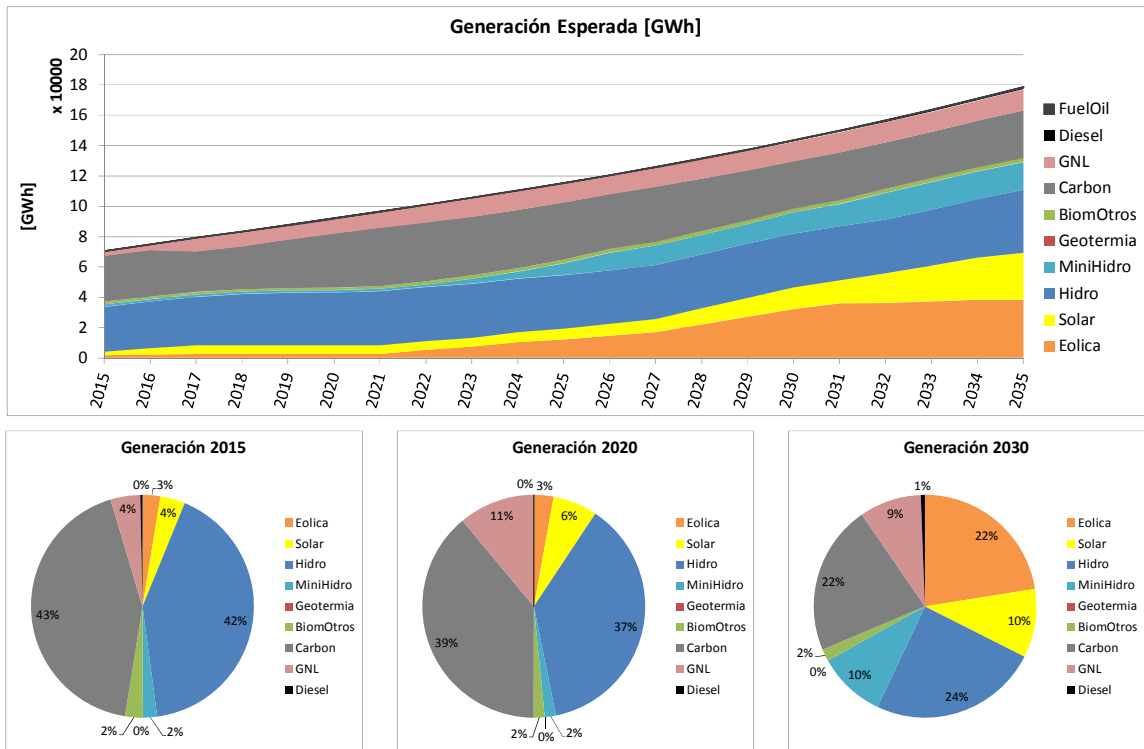


Figura 81. Evolución generación esperada por tipo de fuente primaria. Fuente: MESA ERNC. Una mirada participativa del rol y los impactos de las energías renovables en la matriz eléctrica futura”.

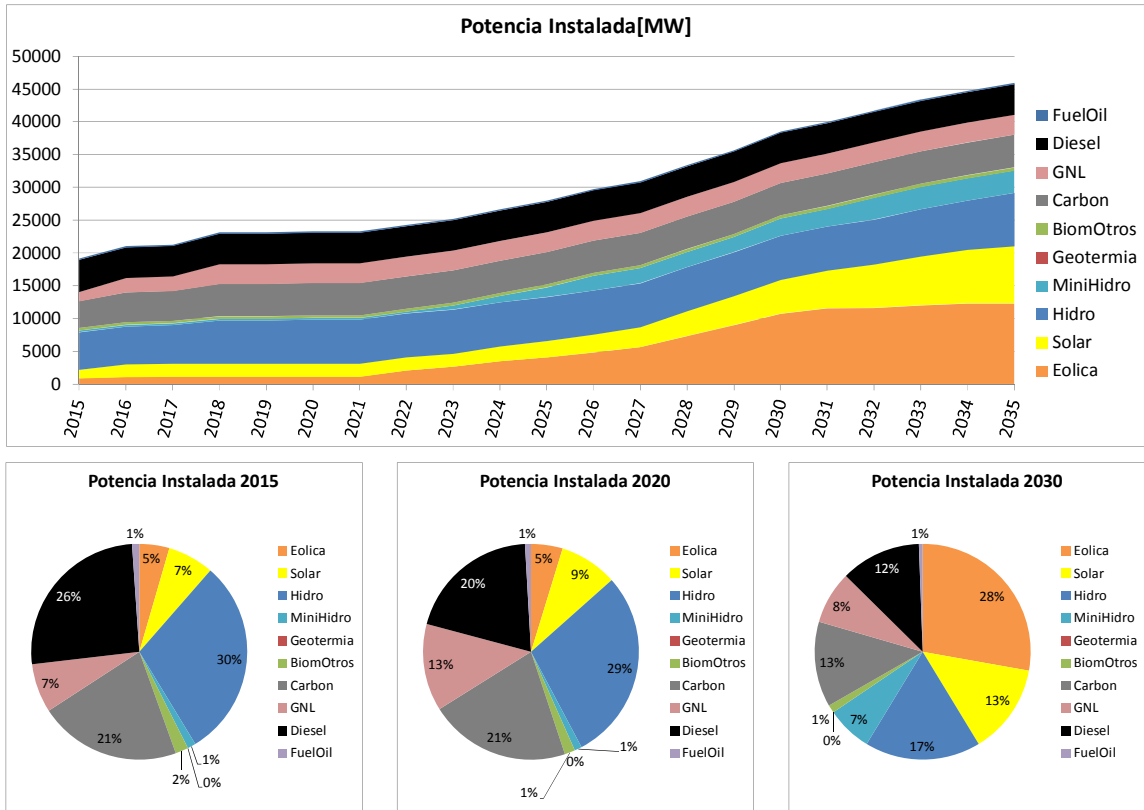


Figura 82. Evolución de la potencia instalada esperada por tipo de fuente primaria de energía. Fuente: MESA ERNC. Una mirada participativa del rol y los impactos de las energías renovables en la matriz eléctrica futura”.

5.4 COSTOS DE OPERACIÓN CICLICA PARA EL PARQUE TERMICO ACTUAL

5.4.1 Costos de partida Centrales Térmicas

Un aspecto importante a evaluar dentro de los objetivos de la presente tesina, corresponde a los costos de partida y operación cíclica que se podrían obtener a futuro producto de la incorporación masiva de unidades de generación ERNC de tipo intermitente.

En la Tabla 43 se establecen los costos típicos de partida de cada una de las distintas tecnologías de generación térmica, en función del tipo de arranque que se produzca.

Los costos de partida están asociados principalmente al consumo de combustible, auxiliares, químicos, agua y otros relacionados durante el proceso de arranque de la unidad.

Tabla 43. Costos típicos de arranque de unidades de generación térmica.

COSTOS TÍPICOS DE PARTIDA DE UNIDADES DE GENERACIÓN TÉRMICA							
Ítem		Carbón Subcrítica - Pequeña (200MW)	Carbón Subcrítica - Grande (500MW)	Carbón Supercrítica (650MW)	Ciclo Combina do Gas (1)	TG	Gas - Vapor
Consumo de combustible							
Partida en caliente	MMTBU/M W cap.	5	7,5	10,1	0,19	0.18	3,67
Partida tibia	MMTBU/M W cap.	6,67	10	17,1	0,2	0.19	6,99
Partida Fría	MMTBU/M W cap.	9,33	14	20,1	0,24	0.22	8,92
Otros costos (Auxiliares, químicos, agua, etc.)							
Partida en caliente	USD/MW cap.	4,58	5,61	5,81	n/a	0.95	3,99
Partida tibia	USD/MW cap.	6,14	7,98	8,62	n/a	0.95	6,86
Partida Fría	USD/MW cap.	7,95	10,15	11,58	n/a	0.95	11,44
Nota (1) considera TG + HRSG, no TV							

Fuente: Power Plant Cycling Costs. NREL

De la tabla anterior se desprende que claramente el principal factor que define los costos de partida de las unidades de generación corresponde al costo de combustible. De igual forma, es importante destacar el efecto cambiando de los factores precio del combustible y cantidad de combustible consumido durante cada uno de los tipos de arranque de la unidad, lo cual da como resultado un amplio rango de estos costos, sujetos principalmente al precio de suministro del combustible, sobre todo en mercados importadores. A modo de ejemplo, la Figura 83 ilustra la distribución del precio del GNL en el SING, donde se observa que un 20% de los precios estuvo en el rango de los 40 a 60 \$/m³, un 40% entre los 100 y 150 \$/m³ y el resto entre los 200 y 330 \$/m³, ilustrando la clara variabilidad de este suministro.

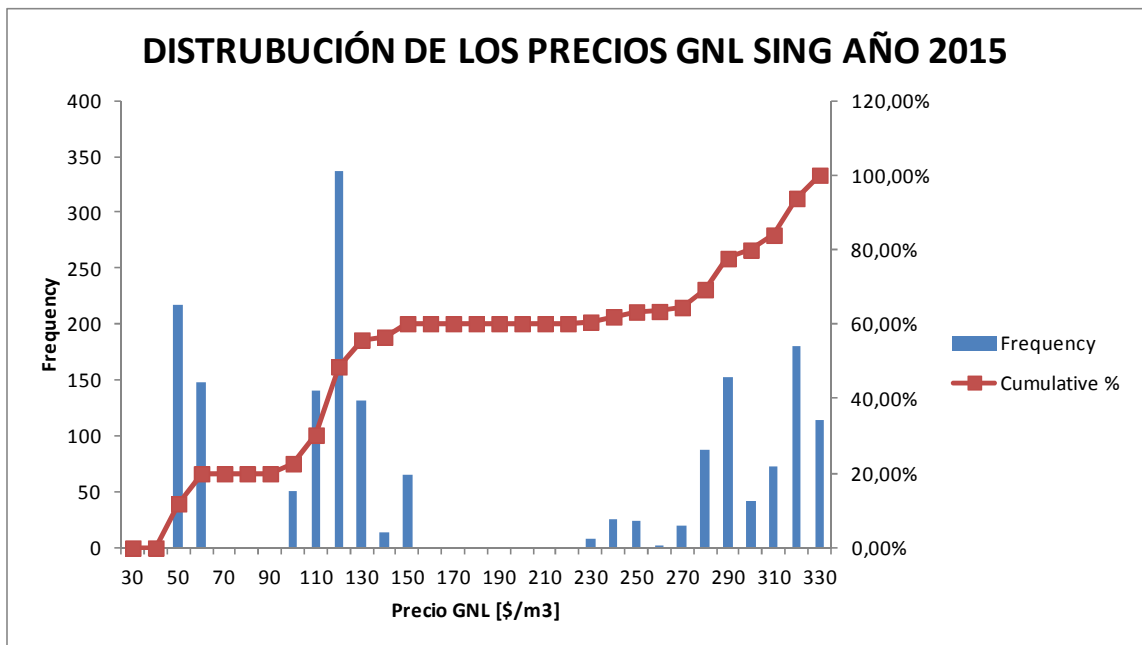


Figura 83. Distribución precio GNL en el SING año 2015. Fuente: Elaboración propia sobre la base información CDEC SING.

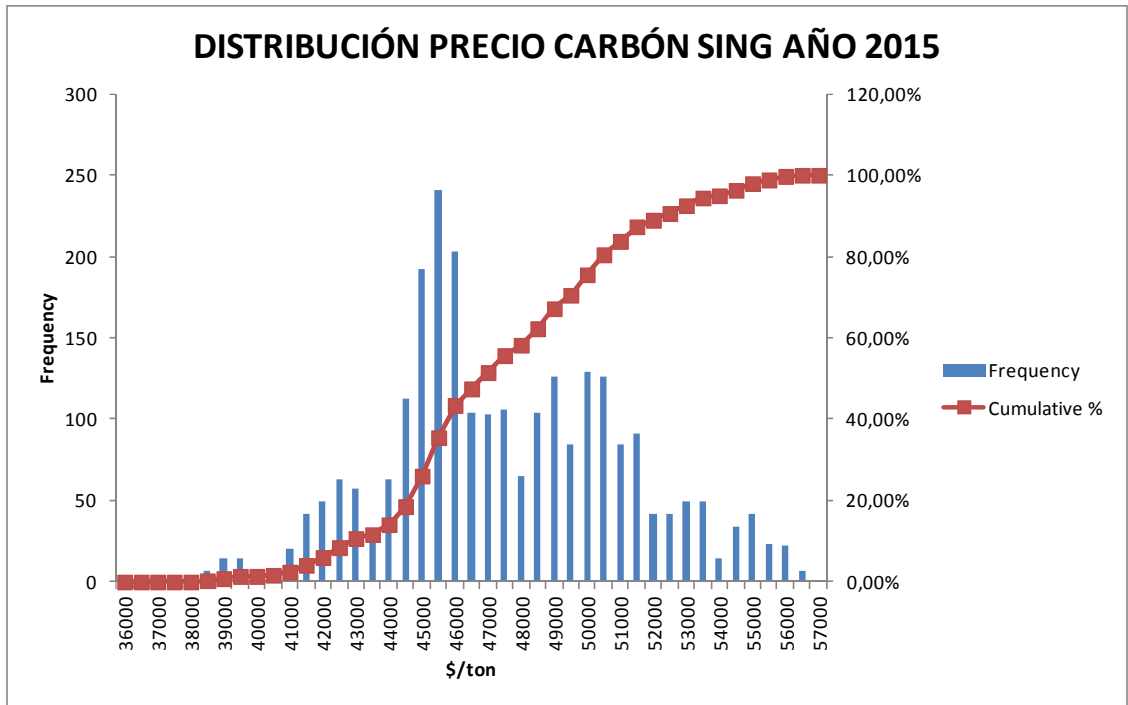


Figura 84. Distribución precio carbón en el SING año 2015. Fuente: Elaboración propia sobre la base información CDEC SING.

Caso distinto se observa para el carbón en el SING, tal como lo ilustra Figura 84, donde se aprecia una menor variabilidad del precio de este combustible para el periodo 2015 y años anteriores.

Desde el punto de vista del consumo de combustible durante el proceso de arranque de las unidades, en la Tabla 44 a Tabla 46 se presentan las curvas de arranque y consumo de combustible de un ciclo combinado (392 MW) y turbina a gas (80MW) operando con gas natural licuado y en el sistema eléctrico nacional.

Se puede observar que para ambas tecnologías los consumos específicos están por sobre lo indicado en la referencia internacional, como también que puede existir un amplio rango de consumo de combustible dependiendo de las condiciones específicas que imponga el operador para un tipo de arranque específico. Es así que para el caso del ciclo combinado, el consumo específico puede variar entre los 8,67 a 11,69 MMBTU/MWcap.

Tabla 44. Costo típico de arranque de unidad CC GNL 392 MW Caso 1.

CASO CICLO COMBINADO GNL_DLN - 392 MW CASO 1			
Tiempo [min]	MW	% Carga	Consumo de combustible (Nm3)
0	0	0%	0
0	20	8%	1.833
5	50	19%	1.530
50	50	19%	16.129
80	130	51%	14.955
140	130	51%	38.315
150	235	91%	8.224
170	257	100%	20.896
Consumo combustible partida en frio		Nm3	101.883
		Nm3/MW	259,91
		kg/MW	194,23
		lb/MW	427,8
		MMTBU/MW	8,67

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 45. Costo típico de arranque de unidad CC GNL 392 MW Caso 2.

CASO CICLO COMBINADO GNL_DLN - 392 MW CASO 2			
Tiempo [min]	MW	% Carga	Consumo de combustible (Nm3)
0	0	0%	0
10	10	4%	2.750
10	20	8%	1.833
20	130	51%	4.460
50	130	51%	19.158
60	220	86%	7.962
150	220	86%	85.839
155	235	91%	4.900
165	257	100%	10.448
Consumo combustible partida en frio		Nm3	137.349
		Nm3/MW	350,38
		kg/MW	261,84
		lb/MW	576,7
		MMTBU/MW	11,69

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 46. Costos típico de arranque de unidades CA GNL 80MW.

CASO ABIERTO GNL_DLN - 80MW			
Tiempo [min]	MW	% Carga	Consumo de combustible (Nm3)
0	0	0%	0
3	0	0%	0
8	0	0%	593
18	16	20%	1.901
23	32	40%	1.276
28	48	60%	1.553
33	64	80%	1.806
35	80	100%	854
		Nm3	7.982,8
		Nm3/MW	20,36
Consumo combustible partida en frio		kg/MW	15,22
		lb/MW	33,5
		MMTBU/MW	0,68

Fuente: Elaboración propia.

Resulta fundamental la caracterización del parque térmico actual en cuanto a los consumos de combustible para los distintos tipos de arranque y distintas condiciones que se puedan realizar, dentro de los límites establecidos por el fabricante en el diseño específico de la unidad en particular, todo esto con la finalidad de disminuir la incertidumbre en cuanto a esta variable que afecta el costo de arranque de las unidades.

De esta forma, a continuación se presenta un análisis comparativo entre los costos declarados en el SING y SIC y los costos calculados en el marco de la presente tesis, en cuanto a los costos de partida en arranque en frío de las tecnologías de ciclo combinado y ciclo abierto operando con gas para el año 2015.

Se puede indicar que la variabilidad de estos costos depende principalmente del precio del combustible, el cual puede sufrir grandes fluctuaciones dependiendo del periodo y condiciones de mercado como ilustrado en la Tabla 47 y Figura 85.

Tabla 47. Comparación costos típico de arranque de unidades CC y CA GNL.

Caso	Min	Med	Max
Ref_CC SIC	121	145	198
Ref_CC SING	17	76	116
Ref_CA SIC	70	96	163
Ref_CA SING	24	93	182
Calculado_CC SIC	94,60	102,71	111,07
Calculado_CC SING	23,91	93,45	176,12
Calculado_CA SIC	26,9	29,3	31,6
Calculado_CA SING	6,81	26,61	50,16

Fuente: Elaboración propia y CDEC.

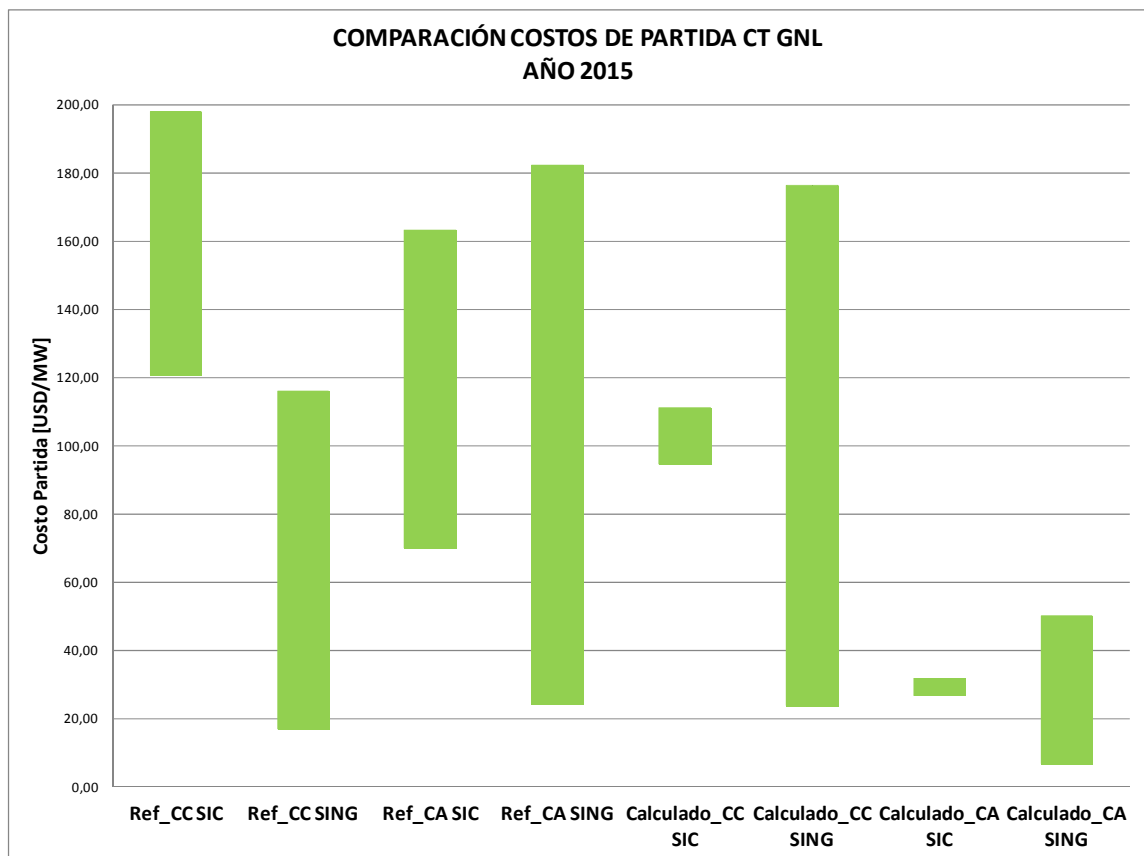


Figura 85. Comparación costos típico de arranque de unidades CC y CA GNL. Fuente: Elaboración propia y CDEC.

5.4.2 Costos de operación cíclica de Centrales Térmicas

Sobre la base de la caracterización de los consumos, tiempos y costos de partida calculados para las tecnologías de ciclo combinado y ciclo abierto en el capítulo anterior, a continuación se realiza una estimación del rango del costo de operación cíclica que se obtendría considerando el desempeño de unidades relativamente nuevas, las cuales tienen menos de 10 años de operación. Los costos se han calculado para una condición de arranque en frío, subdividiendo el costo total entre los ítems de costo capital y mantenimiento, combustible de partida, potencia auxiliar, pérdida de eficiencia y costos de insumos durante el arranque.

En las Tabla 48 y Tabla 49, se observan que los resultados de las estimaciones de los costos de operación cíclica son superiores a los informados en el capítulo 4.1.2, cuya diferencia se produce principalmente por los ajustes en los niveles de precio de los combustibles y precio de la energía para la alimentación de los servicios auxiliares. De esta forma y para el caso de un ciclo combinado operando con GNL, se obtienen una diferencia de un 87% del valor esperado de operación cíclica para partida fría versus los esperados bajo parámetros internacionales.

De esta forma y considerando las grandes diferencias encontradas para este tipo de tecnologías, sumado a la falta de información del parque actual, resulta de suma importancia realizar la línea base de la caracterización real de las unidades de generación, sumado a la estimación de los costos cíclicos actuales y proyectados bajo distintos escenarios de integración ERNC, cuyos análisis sean realizados por parte de instituciones idóneas en el tema o por los propios fabricantes de cada una de las unidades.

Tabla 48. Estimación costos de operación cíclica CC GNL para partidas en frío.

COSTO DE OPERACIÓN CICLICA CC GNL SING							
Tipo de transiente	Categoría de costo	Costo Cycling [USD/MW cap.] por ciclo					
		Esperado	%	Bajo	%	Alto	%
Partida Fría (> 120 horas fuera de servicio)	Mantenimiento & capital	147,90	56,7%	39,16	57,3%	267,16	55,5%
	Combustible partida	93,45	35,8%	23,91	35,0%	176,12	36,6%
	Potencia Auxiliar	12,23	4,7%	3,22	4,7%	21,80	4,5%
	Perdida Eficiencia	5,84	2,2%	1,56	2,3%	13,48	2,8%
	Costo Insumos	1,67	0,6%	0,46	0,7%	2,77	0,6%
	Costo Total		261,04	100%	68,30	100,0%	481,21

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 49. Estimación costos de operación cíclica CA GNL para partidas en frío.

COSTO DE OPERACIÓN CICLICA CA GNL SING							
Tipo de transciente	Categoría de costo	Costo Cycling [USD/MW cap.] por ciclo					
		Esperado	%	Bajo	%	Alto	%
Partida Fría (> 120 horas fuera de servicio)	Mantenimiento & capital	42,12	56,7%	11,15	57,3%	76,09	55,5%
	Combustible partida	26,61	35,8%	6,81	35,0%	50,16	36,6%
	Potencia Auxiliar	12,23	4,7%	0,92	4,7%	6,21	4,5%
	Perdida Eficiencia	5,84	2,2%	0,45	2,3%	3,84	2,8%
	Costo Insumos	1,67	0,6%	0,13	0,7%	0,79	0,6%
	Costo Total	74,34	100%	19,5	100%	137	100%

Fuente: Elaboración propia.

6. NIVELES DE INTEGRACIÓN ÓPTIMOS DEL PARQUE DE GENERACIÓN ERNC TIPO INTERMITENTE

6.1 ANÁLISIS DEL SISTEMA ELÉCTRICO CHILENO

Respecto a los niveles de integración óptimo del parque ERNC de tipo intermitente, en el presente capítulo se establece un resumen de los principales resultados obtenidos en la MESA ERNC.

De esta forma, la Figura 86 ilustra en la parte inferior, el punto correspondiente al óptimo original del modelo de planificación. Sobre él se visualiza la curva de costos globales obtenida con el modelo de planificación de inversión y operación (Nivel 1), el de operación de largo plazo (Nivel 2), la curva obtenida con el modelo de despacho sin restricciones (Nivel 3) y con restricciones técnicas (Nivel 4). En la figura, solo la componente de costo de operación se modifica a medida que se cambia el nivel de detalle con el cual se calcula dicha componente, concluyéndose que a medida que se aumenta el nivel de detalle se obtienen mayores costos operativos, resultado independiente del nivel de generación renovable variable que se considere en los sistemas.

Tanto la curva resultante de la operación de largo plazo (Nivel 2) como también del despacho sin restricciones (Nivel 3) mantienen la misma forma de la curva obtenida en la planificación de la expansión (Nivel 1), indicando que el nivel óptimo de participación eólica y fotovoltaica, de acuerdo a los supuestos de planificación utilizados, se encuentra en torno al 32%. Sin embargo, al incluir las restricciones del parque térmico en el modelo de despacho horario (Nivel 4), la curva cambia su forma, indicando que bajo los mismos supuestos el nivel óptimo de generación renovable variable se encontraría en torno al 20%. Este resultado tiene directa relación con el nivel de flexibilidad que tienen los sistemas interconectados, flexibilidad que permite manejar altos niveles de generación variable. De todos modos, es importante notar que prácticamente todas las curvas se mueven dentro de una banda de $\pm 10\%$ del costo total de desarrollo del sistema en torno a los 8.000 [MMUS\$/año].

Con el objetivo de analizar cuáles restricciones operativas son las que provocan el aumento del costo operativo en el modelo de despacho con restricciones, se realizó un ejercicio de sensibilización utilizando como referencia parámetros internacionales para el parque térmico actual de generación. En particular se realizaron los siguientes ejercicios de sensibilización:

- Reducción de tiempos mínimos de operación y reducción de potencias mínimas en base a información recopilada por la Agencia Internacional de Energía.
- De forma adicional se procedió a modificar la reserva en giro por error de pronóstico solar, modificación que consistió en no utilizar el error de pronóstico para aquellas horas de salida y entrada del sol, en las cuales se genera un error importante de pronóstico ya que se trata de dos instantes del día con una fuerte rampa de aumento y disminución del potencial solar que es propia del fenómeno de salida y entrada del sol.
- En conjunto con las dos sensibilizaciones anteriores, se incorporó una reducción de los costos de partida, en base a información del laboratorio NREL.
- Planificación de la operación conjunta de SIC y SING interconectados.
- Y finalmente, de forma independiente, se realizó una simulación sin incorporar límites en el sistema de transmisión.

En virtud de los resultados obtenidos, es posible indicar que las restricciones impuestas por el sistema de transmisión no afecta de forma relevante el costo operativo para el escenario analizado al 2029. Por otro lado, la modificación de los parámetros como: tiempo mínimo de operación, potencia mínima, la modificación de la reserva en giro asociada al error de pronóstico en las horas de salida y entrada del sol y los costos de partida (en orden de mayor incidencia a menor) afectan de manera relevante los costos de ambos sistemas, particularmente en el SING donde la reducción del costo operativo es de hasta un 37%, y en el caso de ambos sistemas en conjunto es hasta de un 22%.

La Figura 87 da cuenta el impacto de la flexibilidad del sistema en los costos nominales globales, incluyendo costos de inversión, operación, falla y administración. Se observa que en la medida en que el sistema de cuenta de un mayor grado de flexibilidad operativo del parque térmico, entonces podrían lograrse niveles eficientes de participación eólica-fotovoltaico en rangos más altos a los aquí expuestos.

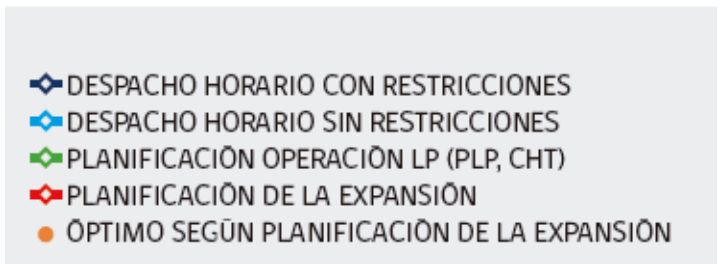
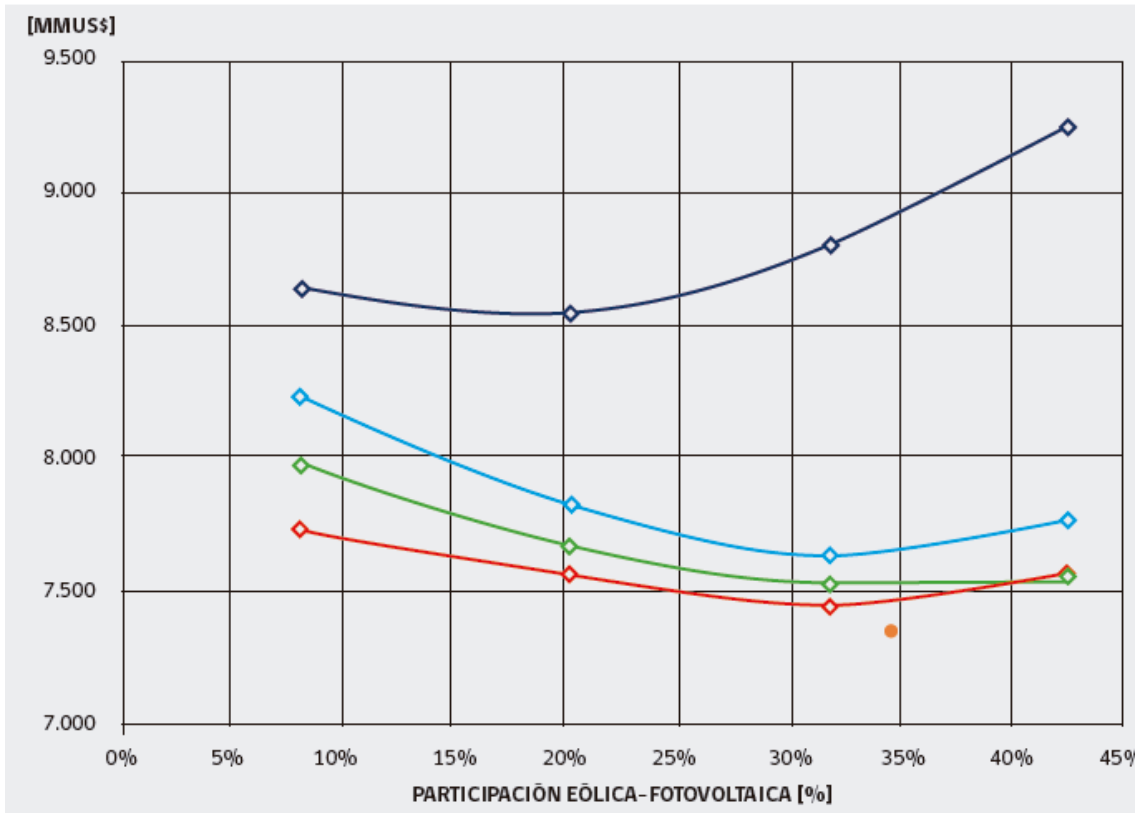


Figura 86. Resultados de costo nominal global (Inversión, operación, falla y administración) obtenido con cada modelo para el año 2029. Fuente: MESA ERNC. Una mirada participativa del rol y los impactos de las energías renovables en la matriz eléctrica futura”.

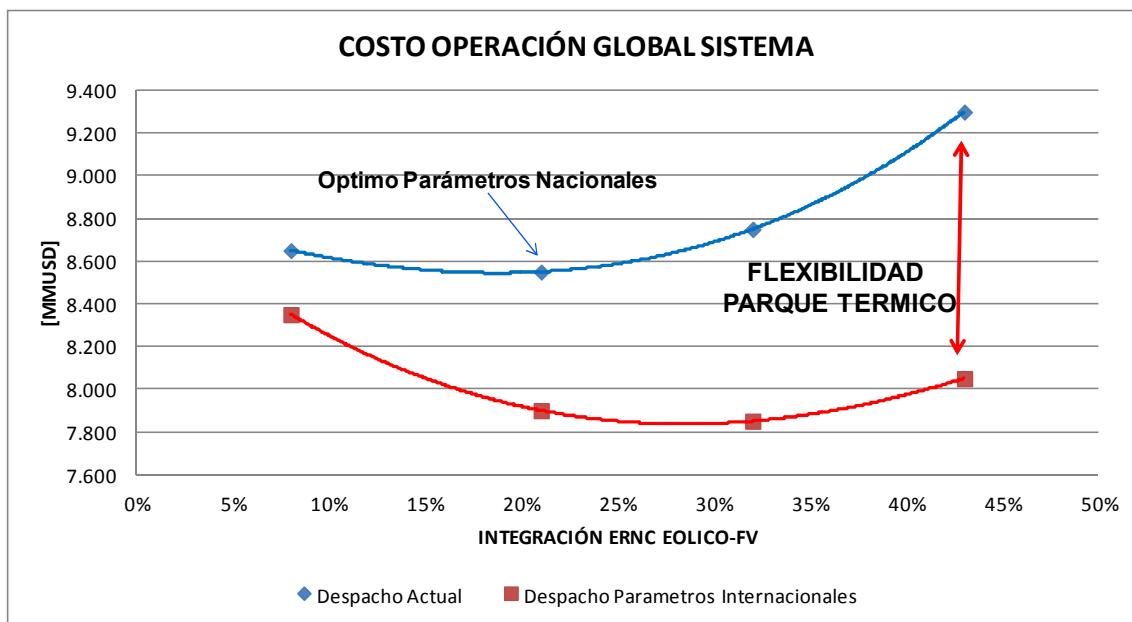


Figura 87. Resultados de costo nominal global (Inversión, operación, falla y administración) utilizando parámetros internacionales. Fuente: MESA ERNC. Una mirada participativa del rol y los impactos de las energías renovables en la matriz eléctrica futura”.

Tal como ya se ha indicado anteriormente, la introducción de un bloque masivo de generación ERNC intermitente provoca una disminución de los costos de generación de un sistema, producto del desplazamiento de generación térmica convencional por energía a costo casi cero.

No obstante, en algunos casos y desde el punto de vista del mercado de generación completo esta reducción podría ser menos importante. Esto ocurre cuando la adición de un bloque masivo de ERNC intermitente no modifica la tecnología que marca el costo marginal del sistema en muchas de las horas del año. Este es el caso de algunos sistemas Europeos con una gran cantidad de ciclos combinados dentro de su matriz.

Esto se ilustra en las Figura 88 y Figura 89. La Figura 88 ilustra la función de generación u oferta del sistema eléctrico Español para el año 2004, más las funciones de distribución de probabilidad de la demanda anual y carga térmica neta. En el eje Y se indican las distribuciones de precios con y sin generación eólica, como también la significativa disminución del precio promedio anual de generación. En caso contrario, la Figura 89 refleja una típica función de generación en el año 2010, con significativas diferencias debido al impacto del impuesto a las emisiones de CO₂ y la incorporación de un gran número de ciclos combinados, lo cual resulta en un curva de oferta plana dentro del rango de precio en el cual los costos marginales varían en la mayor parte del tiempo. En este caso, es bastante evidente que la diferencia de costos marginales para los casos con y sin generación eólica es bastante pequeña.

Hasta la fecha, las últimas centrales de ciclo combinado instaladas en todo el mundo son bastante estándar, con similares eficiencias y también los costos de

combustible dentro de cada sistema de energía. Estos efectos se han observado en el mercado eléctrico de España, en el cual se puede atribuir a la reducción de los factores de carga de los ciclos combinados, y a la activación de las cláusulas take-or-pay inflexibles incluidos en los contratos de suministro de gas natural.

Esta condición debe ser tomada en cuenta dentro de los efectos globales al sistema eléctrico Chileno producto de la implementación de la Norma Técnica para la planificación y programación de las unidades de generación que utilicen GNL, donde aquellas que tengan contratos de tipo inflexible, el Coordinador deberá utilizar la totalidad de dicho volumen de gas dando prioridad de despacho.

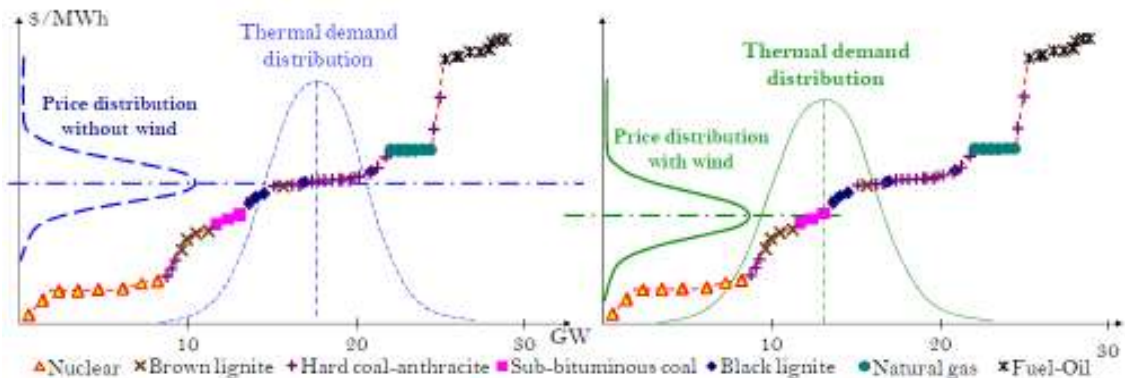


Figura 88 Distribución de probabilidad del costo marginal con y sin la integración de generación Eólica. Sistema Eléctrico Español – Año 2004 Fuente: Economics of Energy and Environmental Policy

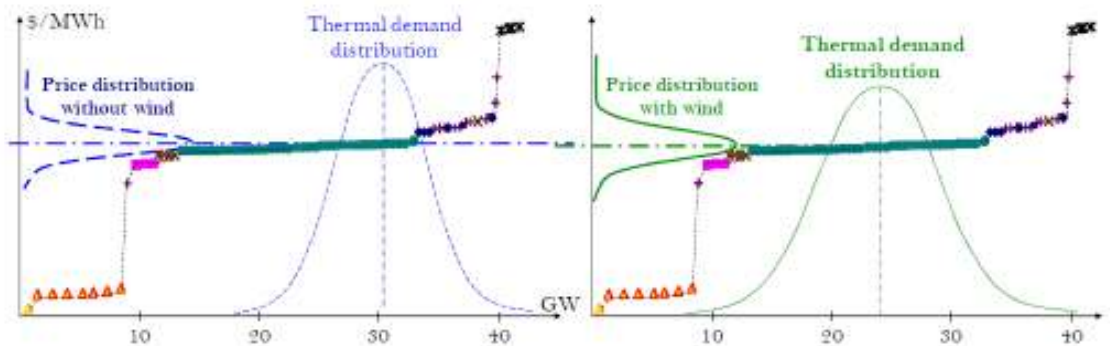


Figura 89. Distribución de probabilidad del costo marginal con y sin la integración de generación Eólica. Sistema Eléctrico Español – Año 2010. Fuente: Economics of Energy and Environmental Policy

7. MEJORAMIENTO OPERACIONAL DEL PARQUE DE GENERACIÓN TÉRMICA PRODUCTO DE LA INTEGRACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS ERNC

7.1 MEJORAS OPERACIONALES, TECNOLOGÍAS DISPONIBLES Y COSTOS ASOCIADOS

En relación a las mejoras que pueden ser implementadas en el parque térmico para un mejor desempeño ante una condición de operación cíclica, se pueden dividir en aspecto de mejoras operacionales como modificaciones al equipamiento existente, los cuales implican un costo de inversión asociado.

De esta forma, las principales mejoras operacionales que puedan implementar los operadores son las siguientes:

- i. **Enfriamiento Forzado.** Velar por el cumplimiento de las limitaciones de la utilización de la ventilación forzada a fin de evitar corrosión y falla por fatiga.
- ii. **Monitoreo de los cabezales de entrada al economizador.** Los colectores de entrada pueden agrietarse producto de la adición intermitente de agua fría. Recomendación $< 38^{\circ}\text{C}$ de diferencia de temperatura.
- iii. **Procedimientos de detención de la unidad.** La elección de los procedimientos de detención y conservación de la caldera ayudan a disminuir las fallas y otros efectos producto de la fatiga debido a la corrosión.
- iv. **Manejo de las partes a presión.** Controlar periódicamente la degradación de las partes a presión.
- v. **Modificación de procedimientos operacionales de la caldera.** Control de temperaturas de metal, reemplazo de tubos (pinchazos), programa de control de la fatiga térmica y cíclica, control de la erosión de la ceniza volante, juntas de expansión, control de soldaduras, etc.
- vi. **Monitoreo de temperatura en las partes de la turbina.** Monitoreo de las tasa de carga (limites) y monitoreo de los cambios de temperatura de los de carcasa, cabezales y otros elementos metálicos críticos.
- vii. **Mantenimiento de la química del agua del ciclo.** Para reducir la corrosión, la química del agua debe mantenerse dentro de los parámetros adecuados para proteger las superficies que se oxidan

De igual, a continuación se detallan las mejoras en cuanto a flexibilidad que se pueden implementar tanto en las tecnologías de gas como de carbón.

MEJORA FLEXIBILIDAD OPERACIONAL TURBINAS A GAS Y CICLOS COMBINADOS

El rango de operación de una TG está restringido por limitaciones de diseño, junto con los requisitos de operación impuestas desde el exterior.

Las limitaciones de diseño son impulsadas principalmente por la durabilidad piezas durante su vida útil. En términos más específicos, las TGs deben tener un mínimo de disponibilidad esperada entre mantenimientos, manteniendo el desempeño dentro de niveles aceptables. El rango de operación de una TG puede ser incrementado, pero hay que tener en cuenta que algunas de estas modificaciones pueden ir en contra principalmente tanto del “Heat Rate”, como también a incrementar los costos variables de operación. Por esta razón, resulta primordial balancear los beneficios asociados a un incremento del rango de operación y flexibilidad, versus los efectos adversos que pudiesen tener sobre el desempeño global de las maquinas.

Las soluciones para mejorar la flexibilidad de este tipo de tecnología, están basados principalmente en las secuencias de arranque, rendimiento a plena carga, carga parcial y mínimo técnico.

Para el caso de las secuencia de partida, las mejoras están enfocadas en obtener secuencias más rápidas, confiables y con un buen desempeño ante continuas partidas, enfocadas a disminuir los tiempos de partida, los costos de consumo de combustible y menores niveles de emisiones. A modo de ejemplo, muchos de los tecnólogos han cambiado la etapa de purga durante la etapa de detención, sumado al incremento de las tasa de aceleración y carga logrando un reducción de 10 minutos en un partida bajo una modalidad de ciclo abierto. De esta forma, se logra una disminución de los tiempos de arranque entre un 50% a 60% con una reducción de las emisiones del proceso de arranque.

El mejoramiento de la flexibilidad a carga parcial está enfocado a una mejora de los tiempos de respuesta, eficiencia, emisiones, elevadas tasas de carga y el ajuste automático del sistema de combustión. Actualmente se han observado un mejoramiento de un 50% de las tasas de carga bajo esta modalidad de operación, ofrecidas por casi todos los tecnólogos.

Para el caso de una operación a mínimo técnico, principalmente las soluciones están enfocadas a disminuir los niveles de emisiones y consumo de combustible, como también un menor nivel de carga sumado a la estabilidad de operación.

De esta forma, en las **Tabla 50** a **Tabla 52** se indican los mejoramientos en performance y costos relacionados para cada una de las mejoras consideradas tanto en TGs como en ciclos combinados, sobre la base de distinto tipos de modelos de TGs.

Tabla 50. Mejoras de desempeño y costos asociados para incremento flexibilidad detenciones.

Ítem	Ciclo Abierto			Ciclo Combinado		
	B Frame	E Frame	F Frame	B Frame	E Frame	F Frame
Mejoramiento Detención	5%	5%	10%	5%	5%	10%
Rango precio [MUSD]	120 - 180	160 - 240	400 - 600	120 - 180	160 - 240	400 - 600

Fuente: FW

Tabla 51. Mejoramiento de desempeño y costos relacionados – Secuencia de partida.

Ítem	Ciclo Abierto			Ciclo Combinado
	B Frame	E Frame	F Frame	F Frame
Emisiones NO_x	-	-	54%	54%
Emisiones CO	50%	50%	-	-
Emisiones CO₂	66%	66%	-	-
Combustible Partida	66%	66%	-	-
Tiempo Partida	50%	50%	59%	59%
Rango Precio [MUSD]	240 - 360	240 - 360	800 - 1200	1320 - 1980

Fuente: FW

Tabla 52. Mejoramiento de desempeño y costos relacionados – Tasa de Carga.

Ítem	Ciclo Abierto	Ciclo Combinado
	F Frame	F Frame
Tasa de Carga	100%	100%
Rango Precio [MUSD]	400 - 600	400 - 600

Fuente: FW

MEJORA FLEXIBILIDAD OPERACIONAL CENTRALES TERMICAS A CARBÓN

En cuanto a las alternativas de modificaciones a implementar en cada uno de los sistemas de las unidades de generación convencional a carbón, en la Tabla 53 a Tabla 57 se especifican los tipos de retrofit a implementar por sistema y tipo de tecnología, estableciendo los costos de inversión (incluye suministro, montaje y pruebas) y la mejora esperada en cuanto a los principales parámetros operativos relevantes en cuanto a la flexibilidad operativa.

Al igual que para el caso de los ciclos combinados, las mejoras de flexibilidad operacional indicadas en las siguientes tablas, están enfocadas a mejorar la tasa de carga de las unidades, detención y los tiempos de partida y detención.

Tabla 53. Mejoras en calderas para operación cíclica.

MEJORAMIENTO DE CALDERAS						
Tipo de retrofit	Costo (Suministro e instalación) MMUSD			Mejora Esperada		
	Carbón Subcrítica pequeña (200 MW)	Carbón Subcrítica Grande (500 MW)	Supercrítica (750 MW)	Velocidad de rampa	Rechazo	Partida/Detención
Mejora y automatización de drenajes	3	5	5		50%	50%
Redistribución flujo vapor y mejora en SH/RH	2,5	5	7	33%	33%	33%
Instalación de calentadores de Aire/Vapor	0,5	1	2	33%	33%	33%
Bypass flujo de gases para mantener caliente los calentadores de aire	0,7	1,5	3		50%	50%
Mejora cestas precalentadores de aire regenerativo	1,2	2	2		50%	50%
Mejora de juntas de expansión	1,5	2	3		50%	100%

Fuente: Cost-Benefit Analysis of Flexibility Retrofits for Coal and Gas-Fueled Power Plants. NREL

Tabla 54. Mejoras en molinos para operación cíclica.

MEJORAMIENTO DE MOLINOS						
Tipo de retrofit	Costo (Suministro e instalación) MMUSD			Mejora Esperada		
	Carbón Subcrítica pequeña (200 MW)	Carbón Subcrítica Grande (500 MW)	Supercrítica (750 MW)	Velocidad de rampa	Rechazo	Partida/Detención
Mejora en los detectores de flama en los quemadores	0,5	1	1,5	33%	33%	33%
Encendedores de gas para operación a mínimo técnico	2	3	4		100%	
Quemadores duales gas/carbón	10	12	16	33%	33%	33%
Mejora del sistema de control y alimentación de molinos	3,6	7,2	10	33%	33%	33%
Mejora en el sistema de control de presión de molienda	3	5	7	33%	33%	33%

Fuente: Cost-Benefit Analysis of Flexibility Retrofits for Coal and Gas-Fueled Power Plants. NREL

Tabla 55. Mejoras en sistemas de abatimiento de emisiones para operación cíclica.

MEJORAMIENTO DE SISTEMA DE CONTROL DE EMISIONES						
Tipo de retrofit	Costo (Suministro e instalación) MMUSD			Mejora Esperada		
	Carbón Subcrítica pequeña (200 MW)	Carbón Subcrítica Grande (500 MW)	Supercrítica (750 MW)	Velocidad de rampa	Rechazo	Partida/Detección
Calefactores en tolvas filtro de magas y precipitadores	0,5	1	1,8		50%	50%
Sistema de transporte de ceniza de tipo seco	2	3	4		50%	50%

Fuente: Cost-Benefit Analysis of Flexibility Retrofits for Coal and Gas-Fueled Power Plants. NREL

Tabla 56. Mejoras en BOP (Balance of Plant) para operación cíclica.

MEJORAMIENTO DE BOP						
Tipo de retrofit	Costo (Suministro e instalación) MMUSD			Mejora Esperada		
	Carbón Subcrítica pequeña (200 MW)	Carbón Subcrítica Grande (500 MW)	Supercrítica (750 MW)	Velocidad de rampa	Rechazo	Partida/Detección
Sistema de vapor auxiliar	3,2	4	6		50%	50%
Sistema de monitoreo de vibración del equipamiento rotatorio	1,5	2,5	4		50%	33%
Sistema de monitoreo de aceite de transformadores	0,57	1,5	2,25	33%	33%	33%
Mejoramiento del sistema de partida de las bombas de agua de alimentación a mínima carga	4	6	8	33%	33%	50%
Controladores de velocidad para VTI y VTF	5	7,5	7,5	33%	33%	33%

Fuente: Cost-Benefit Analysis of Flexibility Retrofits for Coal and Gas-Fueled Power Plants. NREL

Tabla 57. Mejoras en Turbina a Vapor para operación cíclica.

MEJORAMIENTO TURBINA A VAPOR						
Tipo de retrofit	Costo (Suministro e instalación) MMUSD			Mejora Esperada		
	Carbón Subcrítica pequeña (200 MW)	Carbón Subcrítica Grande (500 MW)	Supercrítica (750 MW)	Velocidad de rampa	Rechozo	Partida/Detención
Mantas de calefacción eléctrica	1	2	2,5			100%
Sistema de virado y motor de arranque	0,75	1,5	2			100%
Sistema para operación slide pressure	1	1,8	4	33%	33%	33
Mejoramiento sistema drenaje	0,25	0,5	0,75			100%
Sistema de retención de agua	0,5	0,75	1	33%	33%	33%
Revestimiento tubos condensador	0,5	0,75	1		50%	50%

Fuente: Cost-Benefit Analysis of Flexibility Retrofits for Coal and Gas-Fueled Power Plants. NREL

7.2 FACTIBILIDAD TECNICA Y ECONOMICA DE MEJORAMIENTO DEL PARQUE TÉRMICO CHILENO

Desde el punto de vista técnico, la factibilidad de poder incrementar la flexibilidad operacional del parque de generación térmico existente dependerá de las soluciones o alternativas que pueda ofrecer cada fabricante (OEMS – Original Equipment Manufacturers), cuyas soluciones apuntan a obtener un mejor desempeño ante la operación cíclica de la unidades, sobre todo enfocándose en obtener mejores niveles de mínimo técnico, mejoramiento de la capacidad de tomas de carga más rápida y partidas más rápidas y menos costosas y menores niveles de emisiones.

En términos específicos, la solución que se implemente en una determinada unidad de generación dependerá de su diseño original, antigüedad, data histórica operacional y proyección de despacho a futuro. A nivel general, se puede establecer que el parque térmico puede obtener un mejoramiento respecto a la condición actual, quizás no alcanzando los niveles internacionales indicados en la presente tesina, pero que de igual forma permitirán una disminución de los costos de operación cíclica global del sistema.

De esta forma, el perfil contemporáneo de la misión de una planta de generación eléctrica, está basado sobre el principio de operar menos tiempo a plena carga, tal como lo ilustra la Figura 90.



Figura 90. Características actuales de las centrales de generación térmica ante una operación cíclica. Fuente: Cost-Benefit Analysis of Flexibility Retrofits for Coal and Gas-Fueled Power Plants

Las limitaciones o barreras de implementación de determinadas modificaciones o retrofit de las unidades de generación térmica existentes están dadas principalmente por aspectos económicos relativos a las proyecciones de despacho de la unidad, periodo de vida útil remanente y beneficio económico serán factores fundamentales para la toma de decisión en cuanto al alcance y periodo para implementar dichas modificaciones, sobre todo ante condiciones fluctuantes de los mercados.

A modo de ejemplo, a continuación se realiza un análisis de evaluación económica sobre la base de la reducción de los costos de operación cíclica de una CT Carbón de 200 MW de capacidad, bajo los distintos escenarios de operación proyectados para los distintos escenarios de integración de ERNC.

La Tabla 58 resume las principales modificaciones consideradas para le retrofit de la unidad, con sus respectivos costos de inversión asociados, los cuales están sobre la base de un contrato de tipo EPC, cuyo monto total corresponde a 36,45 [MMUSD].

Tabla 58. Costos de inversión CT Carbón 200 MW para operación cíclica.

INVERSIÓN CT CARBÓN PARA OPERACIÓN CYCLING		
Ítem	Descripción	Inversión [MMUSD]
Caldera	Mejora y automatización de drenajes	3
	Redistribución flujo vapor y mejora en SH/RH	2,5
	Instalación de calentadores de Aire/Vapor	0,5
	Bypass flujo de gases para mantener caliente los calentadores de aire	0,7
	Mejora cestas precalentadores de aire regenerativo	1,2
	Mejora de juntas de expansión	1,5
Molinos	Mejora en los detectores de flama en los quemadores	0,5
	Mejora del sistema de control y alimentación de molinos	3,6
	Mejora en el sistema de control de presión de molienda	3
BOP	Sistema de vapor auxiliar	3,2
	Mejoramiento del sistema de partida de las bombas de agua de alimentación a mínima carga	4
	Controladores de velocidad para VTI y VTF	5
TURBINA A VAPOR	Mantas de calefacción eléctrica	1
	Sistema de virado y motor de arranque	0,75
	Sistema para operación slide pressure	1
	Mejoramiento sistema drenaje	0,25
	Sistema de retención de agua	0,5
	Revestimiento tubos condensador	0,5
SISTEMA QUIMICO	Sistema de inertización con N2 para conservación caldera	1
	sistema de control de condensado para control químico agua	1,25
	Incremento capacidad estanque condensados	1,5
TOTAL		36,45

Fuente: Flexible Coal. Evolution from Baseload to Peaking Plant.

Tabla 59. Parámetros de evaluación económica.

PARAMETROS DE EVALUACIÓN ECONOMICA		
Ítem	Valor	Unidad
Tasa	10%	
hrs/año	8.760	
CT Carbón	200	MW
FP (Inicial)	85%	
Tiempo Cold Start	40	hrs
Costo O&M Inicial	2,82	USD/MWh
Costo Cycling Inicial	299,34	USD/MW- Cold Start
Costo O&M Post Retrofit	2,66	USD/MWh
Costo Cycling Post Retrofit	191,41	USD/MW- Cold Start

Fuente: Elaboración propia en base a la información indicada en los capítulos precedentes.

Tabla 60. Escenario de ahorro de operación cíclica para pagar la inversión en retrofit de CT Carbón 200MW.

AHORRO MINIMO ANUAL COSTO OPERACIÓN CICLICA PARA PAGO INVERSIÓN	
Periodo [Años]	Pago [[USD/año]
5	\$ 9.615.418,17
10	\$ 5.932.069,64
20	\$ 4.281.403,32
25	\$ 4.015.626,23
30	\$ 3.866.588,60
35	\$ 3.779.489,75

Fuente: Elaboración propia.

Sobre la base de la información anterior, en la Tabla 61 se indica la reducción de costos para cada uno de los escenarios analizando, donde se puede apreciar que bajo ningún caso de análisis se lograría amortizar la inversión inicial, solo acercándose para el caso de un 100% de integración del valor objetivo (40% generación anula en ERNC) para un periodo de 35 años, casi equivalente a la vida útil típica de una Central térmica a Carbón.

De esta forma resulta fundamental definir la real magnitud del retrofit que se debe realizar a determinadas unidades de generación, a fin de minimizar las inversiones y optimizar el beneficio al sistema completo por concepto de la incorporación de un bloque masivo de bajo costo.

De acuerdo a la experiencia internacional en la materia y considerando que resulta inviable justificar grandes montos de inversiones para incrementar la flexibilidad de todo el parque de generación térmica, se realizó un análisis del sistema Rocky Mountain Power Pool System (RMPP) identificando aquellas

unidades claves para la operación en función de distintos niveles de integración de generación intermitente, determinando los niveles de flexibilidad requeridos para cada una de ellas.

En términos generales, alrededor del 25% de la capacidad instalada de unidades de generación a carbón y ciclos combinado fueron identificados para realizar retrofit.

Para el caso de las centrales a carbón, se realizó una inversión de alrededor de 9 MMUSD (3 Unidades x 3MMUSD cada una), destinados a mejorar los niveles de mínimo técnica y estabilidad bajo dicha condición de operación, con lo cual se logra un disminución de los costos de operación del sistema de alrededor de 13 MMUSD para un escenario de integración de un 44% de ERNC. El detalle está indicado en la Tabla 62.

Tabla 61.Reducción de costos operación cíclica CT Carbón 200MW

REDUCCIÓN DE COSTOS OPERACIÓN CICLICA CT CARBÓN 200 MW				
ITEM	PARAMETROS NACIONALES		PARAMETROS INTERNACIONALES	
	EF050	EF100	EF050	EF100
	CRV1	CRV1	CRV1	CRV1
	VEsp	VEsp	VEsp	VEsp
Partida/detención anual	5	6	6	101
FP Real - Par. Nacional	82,6%	82,1%	82,3%	38,7%
Costo Cycling Inicial	308.114	385.490	349.104	6.076.337
Costo O&M Inicial	4.083.436	4.054.278	4.067.990	1.909.774
Costo Cycling Post Retrofit	197.025	246.504	223.237	3.885.549
Costo O&M Post Retrofit	3.851.752	3.824.248	3.837.182	1.801.418
Reducción Costo Cycling Anual	342.773	369.016	356.676	2.299.144

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 62. Impacto del retrofit de unidades a carbón sobre los costos de producción globales sistema RMPP.

IMPACTO DEL RETROFIT DE UNIDADES CARBÓN EN COSTOS PRODUCCIÓN			
Ítem	44% Integración ERNC	44% Integración ERNC con retrofit	Diferencia
Costo Combustible [USD]	679.659.987	668.431.932	11.228.055
Costo Variable O&M [USD]	106.289.366	105.653.808	635.558
Costo Cycling [USD]	67.286.403	65.419.047	1.867.356
Costo Total Generación [USD]	853.235.756	839.504.787	13.730.969

Fuente: RETROFITTING FOSSIL POWER PLANTS FOR INCREASED FLEXIBILITY. POWER2014-32024

De igual forma para los ciclos combinados, se obtiene una disminución de los costos de operación del sistema de alrededor de 2 MMUSD para un nivel de integración de un 27% de ERNC, producto del retrofit de 3 unidades de ciclo combinado para las cuales se les mejoró el nivel de mínimo técnico y estabilidad de operación, cuyo monto de inversión total fue de 1.5MMUSD. El detalle de la disminución de costos está indicado en la Tabla 63.

Tabla 63. Impacto del retrofit de unidades CC sobre los costos de producción globales sistema RMPP.

IMPACTO DEL RETROFIT DE UNIDADES CCGT EN COSTOS PRODUCCIÓN			
Ítem	27% Integración ERNC	27% Integración ERNC con retrofit	Diferencia
Costo Combustible [USD]	1.217.685.234	1.216.455.256	1.229.978
Costo Variable O&M [USD]	116.978.206	116.706.891	271.315
Costo Cycling [USD]	60.397.638	59.810.136	587.502
Costo Total Generación [USD]	1.395.061.078	1.392.972.283	2.088.795

Fuente: RETROFITTING FOSSIL POWER PLANTS FOR INCREASED FLEXIBILITY. POWER2014-32024

Esta investigación pone de manifiesto los beneficios de la implementación o mejoramiento de la flexibilidad del parque térmico existente, ya sea haciendo las modificaciones operativas o realizando modificaciones del equipamiento. No obstante, se hace prudente que la selección de opciones de modernización en varias unidades se hizo con el fin de realizar un análisis realista de costos y beneficios. Por ejemplo, unidades relativamente nuevas poseen sistemas de control que les permiten tener un mejor desempeño ante la operación cíclica, con lo cual no han sido consideradas para implementar mejoras. Por otra parte, retrofit extremadamente costosos e invasivos, como un sistema de bypass de la turbina de vapor, lo que permite obtener mejoras en los tiempos de partida,

detención y sincronización, no será rentable en términos generales para cada una de las unidades.

La realización de retrofit de las unidades de generación térmica de un determinado sistema eléctrico, se traducirá en beneficios a nivel de sistema, lo que reducirá el coste total de producción mediante la sustitución de la generación térmica convencional por generación renovable.

El aumento de la operación cíclica se traducirá en una menor generación de energía y bajos factores de capacidad de algunos generadores térmicos convencionales y por lo tanto la decisión de adaptar dichas unidades se haría por parte de los mismos propietarios. En un mercado libre, la mayoría de los propietarios de estas centrales tratarían de maximizar su beneficio y si se prevé una reducción de los ingresos, estos podrían optar por no invertir en sus instalaciones.

De esta forma, se requiere mayor investigación para evaluar los beneficios de adaptación de las unidades en un sistema. Los cambios del mercado para incentivar a los propietarios a implementar inversiones con miras a incrementar su flexibilidad operacional, junto con la determinación de la capacidad de generación óptima para efectuar las modificaciones o retrofit, deben ser realizados como parte del proceso de integración óptima de la generación ERNC con el parque térmico.

Similar evaluación se deberá realizar con el fin de definir la incorporación de una nueva unidad diseñada para operar bajo una condición cíclica. A modo de ejemplo, en la Tabla 64 se establecen las diferencias entre las principales partidas de un contrato EPC para un ciclo combinado de 600MW, realizando la comparación entre un ciclo combinado diseñado para carga base versus el diseñado para operación cíclica. En términos promedio, se establece una diferencia entre 10% a 12% del equipamiento electromecánico, lo cual se traduce en una diferencia de un 5,8% de los costos específico del EPC. Adicionalmente, se observa un diferencia de un 7,8% en cuanto a los costos variables de O&M para el caso del ciclo combinado diseñado para operación cíclica. Todas estas variables deberán ser evaluadas por parte de los generadores a fin de definir si es factible incorporar este tipo de tecnología, en función de los incentivos que perciba del mercado.

Tabla 64. Resumen costo capital referencial ciclo combinado 600 MW diseñado para carga base y operación cíclica (cycling)

RESUMEN COSTO CAPITAL REFERENCIAL CICLO COMBINADO 600 MW		
Ítem	Valor [MMUSD]	
	Carga Base	Cycling
Turbina a Gas	97,3	109,0
HRSG/SCR	43,5	48,7
Condensador	4,2	4,7
Turbina a Vapor	35,5	39,8
Otros Equipos	60,6	67,9
Mano de Obra	213,8	213,8
Materiales	45,1	45,1
Impuestos	19,6	20,7
% Ganancia Contratista EPC	66,9	70,8
Contingencias EPC	62,4	66,0
Total Costo EPC [MMUSD]	648,9	686,4
Costo Especifico EPC [USD/kW]	1.081,5	1.144,1
Costo O&M Variable [USD/MWh]	1,02	1,1

Fuente: Elaboración propia. MHI, GE, SEI.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Sobre la base de lo analizado en los capítulos anteriores, a continuación se detallan las conclusiones y recomendaciones de la presente tesina:

- i. Existe una clara relación entre la operación cíclica y la disminución de la confiabilidad, incremento de los periodos de mantenimiento y consecuentemente disminución de la disponibilidad de las unidades de generación térmica.
- ii. La disminución de la confiabilidad se ve reflejada en el aumento de las tasa de salida forzada de la unidades, relacionada directamente con la cantidad y tipo de operación cíclica que se ven sometidas.
- iii. El daño en los mecanismos y componentes de centrales se ve incrementado desde una operación de seguimiento de carga hasta una operación cíclica de partidas en frio.
- iv. Los costos de operación cíclica están asociados al incremento en los costos de capital y mantenimiento, costos de partida, costos de energía y costos de disminución de la eficiencia.
- v. Al igual que el daño de la operación cíclica, los costos van incrementado desde una operación de seguimiento de carga hasta operaciones de partida en frio de la unidad.
- vi. Los efectos de la operación cíclica y el comportamiento de las unidades térmicas de generación dependerá del tipo de central, su diseño, historial de mantenimiento y operación.
- vii. En cuanto a los efectos adversos de la operación cíclica, el “Heat Rate” se puede degradar a razón de un 10% en un período de 30 años. La estimaciones realizadas establecen que aproximadamente ente 1% - 5% de esta pérdida de eficiencia es atribuible a la operación cíclica.
- viii. Con el aumento de las horas totales de salida forzada, las unidades térmicas comienzan a tener eventos de alto impacto y de baja probabilidad de ocurrencia (HILP)
- ix. Desde el punto de vista regulatorio y específicamente en cuanto a la Norma de emisiones de centrales termoeléctricas (DS-13.11), se observa que bajo ciertos escenarios las unidades de generación podrían no cumplir con el número máximo de horas definidos para superar los límites máximos establecidos en la norma, sobre todo para el caso de unidades con atributos de mayor flexibilidad de operación (Caso CCGNL) y unidades a carbón con sistemas de desulfurización de tipo semi-seco.
- x. Respecto a la caracterización de nuestro parque térmico, se puede establecer que este no presenta niveles de flexibilidad acordes a los requerimientos que se establecen para un integración optima de ERNC (diseñados para operación a carga base), es un parque maduro en

cuanto a antigüedad y presenta tendencias en los niveles de confiabilidad acorde a los parámetros estándares para las centrales a carbón, Tendencia distinta se visualiza para unidades de ciclo combinado.

- xi. De esta forma, las Centrales Térmicas claves para el sistema deberán contemplar sistemas de abatimiento post-combustión SCR para abatimiento de NOx. Las Unidades nuevas deberían considerar FGD Húmedos (WFGD) para el abatimiento SO₂ y SCR con medidas primarias para abatimiento de NOx. Además, surge la necesidad de explorar la factibilidad de relajar las exigencias del DS-13.11 para aquellas unidades claves en la operación del sistema que estén obligadas a operar en modo cíclico y que técnicamente no sea factible cumplir con los límites establecidos. De igual forma, resulta fundamental revisar el diseño de los CEMS para la medición confiable a cargas bajas y ante cambios de combustible de las Unidades generadoras, como también mejorar las practicas operacionales respecto a los filtros de mangas para minimizar emisiones MP (realizar pre-coating), cambiar los combustibles de partida de las calderas con combustibles de menor contenido de azufre y mejorar los tiempos de partida.
- xii. Desde el punto de vista de las emisiones globales del sistema, se observa que a medida que se incrementa el nivel de integración ERNC las distintas emisiones se ven disminuidas, producto del desplazamiento de generación térmica, logrando disminuciones entre un 10% a 40% según tipo de contaminante y nivel de flexibilidad del parque.
- xiii. Un aspecto importante a destacar, es que si bien la emisiones producto de la operación cíclica se ven incrementadas a medida que aumentan los niveles de integración, estas emisiones solo representan entre un 1% y 3% de las emisiones globales, con lo cual no serian relevantes.
- xiv. Considerando la experiencia internacional en cuanto a flexibilizar el parque térmico, se plantea la posibilidad de considerar la instalación de centrales de carbón de tipo supercríticas, considerando sus elevados atributos de flexibilidad y confiabilidad de operación. De igual forma para los ciclos combinados, considerar HRSG de tipo Benson y sistemas relacionados, que permiten un buen desempeño sobre todo ante una operación de dos turnos.
- xv. Respecto a los niveles de integración optimo del parque ERNC intermitente en el sistema eléctrico Chileno, de acuerdo a los estudios realizados por la mesa ERNC, considerando los niveles de flexibilidad actuales del parque térmico, el nivel óptimo de integración estaría alrededor de un 20% de la generación total. En el caso de incrementar

los niveles de flexibilidad acorde a los estándares internacional, el nivel óptimo de integración estaría entorno al 33%.

- xvi. En cuanto al despacho futuro de las unidades, y en virtud de los niveles de penetración de ERNC explorados, se observa que las unidades de vapor-carbón continúan con el número de ciclos promedios experimentados actualmente en la operación de los sistemas eléctricos nacionales.
- xvii. Asimismo, se observa que con una incorporación masiva de fuentes variables como eólica y solar fotovoltaica, el número de ciclos promedio de turbinas asociadas a ciclos combinados operando con GNL podría triplicarse.
- xviii. Las estimaciones preliminares de los costos de partida y de operación cíclica del parque nacional son superiores a los estándares internacionales, donde se visualiza un claro efecto de la componente relacionada con los costos de combustible.
- xix. Dependiendo de la magnitud del régimen operativo al cual se vean sometidas las tecnologías más flexibles, estas unidades podrían quedar fuera del despacho económico producto de una actualización por aumento del CVNC, que reconozca los efectos de menor colocación y mayor frecuencia de mantenimientos.
- xx. Conformes a esto, y dada la importancia de contar con estas tecnologías en el despacho, se prevé necesario evaluar mecanismos que permitan reconocer y asignar los costos asociados al régimen de “Cycling” que se presente en éstas unidades generadoras, evitando incrementar el CVNC y de esta manera asegurar su despacho diario.
- xxi. Una alternativa a evaluar es establecer un Servicio Complementario que remunere este servicio, a efectos de incentivar la flexibilidad del parque generador, que desde el punto de vista de la presente tesina debería contemplar todos aspectos resumidos en la Figura 91, donde se observa que al menos por concepto de operación cíclica se deberían reconocer entre 45 y 92 MMUSD al año al parque térmico, en función de los distintos escenarios de integración ERNC y flexibilidad del sistema.
- xxii. En cuanto al costo de producción de las tecnologías térmicas, se determina que el mejorar los niveles de flexibilidad actuales del parque podría traer un ahorro anual entre 200 y 680 MMUSD dependiendo del nivel de integración y flexibilidad del parque. Cabe destacar que dicho montos consideran los costos cycling de las unidades de generación
- xxiii. El incremento de la indisponibilidad afectará directamente los ingresos por concepto de potencia de suficiencia, sobre todo para aquellas unidades que han sido diseñadas para operar en carga base. De igual forma, la integración masiva de ERNC disminuirá los niveles de

generación esperados para cada una de las tecnologías térmicas, afectando su factor de planta e ingresos por concepto de venta de energía al sistema.



Figura 91. Estructura del Servicio Complementario Cycling. Fuente: Elaboración propia

- xxiv. Desde el punto de vista de la tecnología, la mitigación de los efectos adversos anteriormente indicados trae consigo un incremento de los niveles de flexibilidad, incorporación de sistemas de abatimiento de emisiones adicionales, mejora de la confiabilidad y modificación de los diseños, todo lo cual se traduce en la necesidad de realizar inversiones adicionales tanto en las unidades existentes como en las nuevas. A modo de ejemplo, para el caso de los ciclos combinados diseñados para una operación cíclica, se observa un incremento entre un 10% a 12% en cuanto a los costos de inversión del equipamiento electromecánico, lo que se traduce en un incremento del 5,8% del costo total del contrato EPC (CC Carga Base 1.082 USD/kW; CC Cycling 1.144 USD/kW). Además, se observa que existen un incremento en los costos variable O&M de alrededor de un 8,7%.
- xxv. En cuanto a la factibilidad técnica de mejorar los niveles de flexibilidad del parque térmico actual, no se prevén grandes limitaciones, donde la gran incertidumbre está asociada a los niveles reales que se puedan alcanzar, versus los niveles requeridos por el sistema para cada una de la unidades claves para la integración de generación ERNC Intermitente.
- xxvi. La limitaciones o barreras de implementación de determinadas modificaciones o retrofit de las unidades de generación térmica existentes están dadas principalmente por aspectos económicos relativos a las proyecciones de despacho de la unidad, periodo de vida útil remanente y beneficio económico a obtener, los cuales representan los

factores fundamentales para la toma de decisión en cuanto al alcance y momento de implementar dichas modificaciones, sobre todo ante condiciones fluctuantes de los mercados.

- xxvii. De acuerdo a la experiencia internacional y considerando que resulta inviable justificar grandes montos de inversiones a todo el parque térmico para mejorar la confiabilidad y flexibilidad del parque, es que resulta fundamental verificar aquellas unidades de generación térmicas claves y los atributos en cuanto a flexibilidad que se requieren para la operación óptima del sistema.
- xxviii. De igual forma, el Coordinador deberá mantener en la medida de lo posible la operación a carga base del resto de las unidades de generación térmica, que no son claves para la integración masiva de ERNC intermitente en el sistema, con lo cual no presentan elevados atributos en cuanto a flexibilidad. Todo esto obviamente manteniendo su orden de merito preestablecido.
- xxix. Considerando los resultados obtenidos en la presente tesina, la recomendación principal considera la planificación de la integración masiva y óptima de las tecnologías de generación ERNC intermitentes con el parque térmico, donde se consideren las etapas de determinación de las centrales claves y atributos necesarios en cuanto a flexibilidad para la operación confiable del sistema, para en forma posterior realizar una etapa de línea base y caracterización real y de detalle del parque térmico, determinando los niveles actuales de flexibilidad, integridad, potencial de mejora y factibilidad técnica y económica, determinando los costos asociados que se deberían reconocer a los generadores térmicos, cuya información represente la base del proceso regulatorio que defina el alcance, modalidad de pago y otros aspectos relevantes del servicio complementario asociado a la operación cíclica.
- xxx. Es importante destacar que la caracterización del parque térmico no resulta un proceso rápido, el cual puede tardar un par de meses en establecer las condiciones actuales de flexibilidad e integridad de una unidad de generación, sumado a las proyecciones de costos de operación cíclicos y efectos sobre la tasa de salida forzada, tal como se ilustra la Figura 92. Además de destacar que corresponden a estudios especializados y de alto costo, lo cuales desarrollados tanto por consultoras internacionales expertas en la materia, como también por los mismos fabricantes (OEMs).

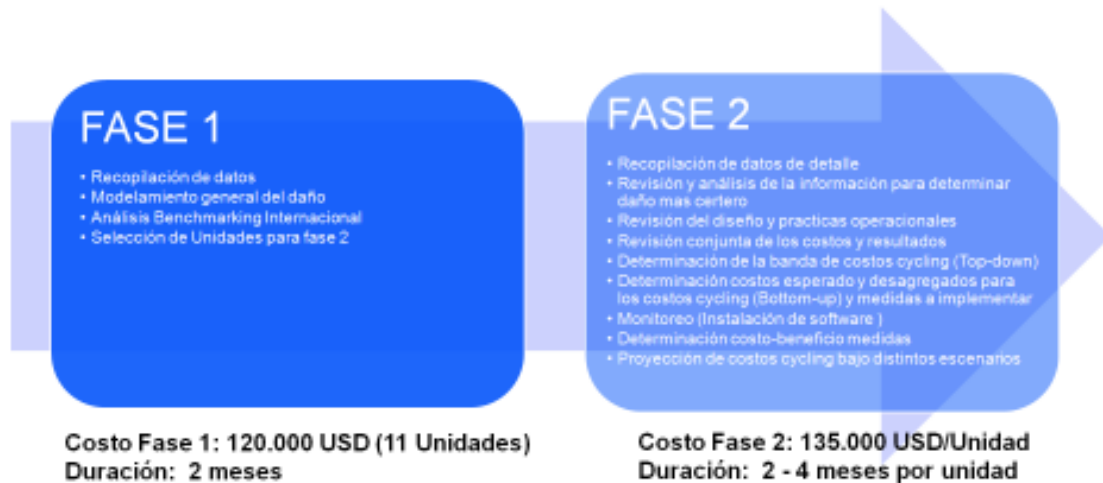


Figura 92. Estudio de integridad y determinación costos operación cíclica Centrales Térmicas.
Fuente: Elaboración propia a partir información Intertek Industries Services.

9. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Power Plant Cycling Costs. April 2012 N. Kumar, P. Besuner, S. Lefton, D. Agan, and D. Hilleman *Intertek APTECH Sunnyvale, California* NREL Technical Monitor: Debra Lew
- [2] Cost-Benefit Analysis of Flexibility Retrofits for Coal and Gas-Fueled Power Plants. August 2012 – December 2013 S. Venkataraman, G. Jordan, and M. O'Connor GE Energy Schenectady, New York N. Kumar and S. Lefton Intertek AIM Sunnyvale, California D. Lew, G. Brinkman, D. Palchak, and J. Cochran National Renewable Energy Laboratory (NREL) Golden, Colorado NREL Technical Monitors: Debra Lew and Kara Clark
- [3] The Cost of Cycling Coal Fired Power Plants. By: Steven A Lefton, Phil Besuner APTECH Engineering Services.
- [4] Fast cycling and rapid start-up: new generation of plants achieves impressive results Reprint from: *Modern Power Systems*, January 2011. Author: Lothar Balling, Siemens AG, Erlangen, Germany
- [5] Impact of Load Following on Power Plant Cost and Performance: Literature Review and Industry Interviews. October 1, 2012. DOE/NETL-2013/1592.
- [6] Generator Cycling due to High Penetrations of Wind Power by Niamh Troy.
- [7] Advanced Methods of HRSG Design for Life Cycle Optimization Under Fast Startups. Horst Hack, Zhen Fan, Andrew Seltzer Foster Wheeler North America Corp., USA. Javier Alvarez Foster Wheeler ES, Spain. Presented at POWER-GEN International 2012 Orlando, Florida, USA. December 11-13, 2012
- [8] Cycling of conventional power plants: technical limits and actual costs. Kenneth Van den Bergh, Erik Delarue. TME WORKING PAPER - Energy and Environment. Last update: March 2015.
- [9] EFECTOS TÉCNICO-ECONÓMICOS DE LA INTEGRACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA Y SOLAR EN EL SING: ESCENARIO AÑO 2017. ESTUDIO 2015. CDEC-SING.
- [10] Informe Final "MESA ERNC. Una mirada participativa del rol y los impactos de las energías renovables en la matriz eléctrica futura".
- [11] EPRI: Damage to Power Plants Due to Cycling
- [12] RETROFITTING FOSSIL POWER PLANTS FOR INCREASED FLEXIBILITY. POWER2014-32024
- [13] IMPACT OF PLANT CYCLING ON AVAILABILITY. POWER2015-49359
- [14] COST AND PERFORMANCE DATA FOR POWER GENERATION TECHNOLOGIES. Black & Veatch for NERL.
- [15] Startup and Shutdown NOx Emissions from Combined-Cycle Combustion Turbine Units. EPRI CEM User Group Meeting. Chicago, Illinois AM Session – May 24, 2002.
- [16] Assessment of startup period at coal-fired electric generating units. US EPA.