

Modernización y aumento de potencia de la central nuclear Laguna Verde (México)

J.L. García-Serrano, A. Merino y L. Ruiz Gutiérrez

El proyecto de aumento de potencia de la central nuclear de Laguna Verde consiste en la rehabilitación y modernización de los equipos y sistemas del ciclo térmico (BOP) de las Unidades 1 y 2 para permitir operar al 120% de su potencia térmica original. El alcance del proyecto comprende el diseño, ingeniería, suministro de los equipos, desmontaje, instalación, capacitación, pruebas y puesta en servicio de las modificaciones a realizar. La duración del proyecto es de cuatro años (2007-2010) y la implantación de las modificaciones se ha realizado en cuatro recargas, dos por unidad. Entre otras modificaciones, se ha sustituido el condensador principal, los MSR, calentadores, turbogrupos y sistemas auxiliares, sistemas eléctricos (transformadores, barras de fase aislada e interruptor principal), etc.

The objective of this project is to perform the modifications on the thermal cycle of the plant required by an Extended Power Uprate, to achieve a safe and reliable operation of the plant at 120% of its original thermal power.

The scope includes the design, engineering, training, supply of equipment, dismantling, installation, testing and commissioning.

The duration of the project is 4 years (82007-2010), and all the modifications have been implemented in four outages, two per unit.

The main modifications carried out are the change of the condenser, moisture separator and main steam reheaters, the feedwater heaters, the turbogenerator and its auxiliaries, transformers, isolated phase bus and main circuit breaker, etc.

INTRODUCCIÓN

Para las centrales en operación, un método que permite la renovación de sus equipos, con mejora en la seguridad y flexibilidad operativa a la vez que aumenta su eficiencia, son los programas de modernización y aumento de potencia, que iniciaron hace más de una década en EEUU, y que se están incrementando en los últimos años tanto en EEUU, como en Europa.

El fundamento del aumento de potencia se basa en reanalizar el diseño total de la central nuclear, con las nuevas condiciones para la nueva potencia térmica aumentada y, con los métodos de cálculos actuales, identificar los componentes que son necesarios reemplazar, seguir manteniendo o incluso aumentar los márgenes de seguridad del diseño original.

Los rangos en los que se están realizando los programas de aumento de potencia, van desde un modesto 2% hasta

el 25% en potencia eléctrica, combinando el aumento de potencia térmica con la mejora de eficiencia de los equipos.

En el caso español y, más concretamente, en las centrales de Iberdrola, cabe destacar el caso de C.N. Cofrentes con un aumento del 112% de potencia térmica.

El presente artículo quiere mostrar la experiencia de los trabajos que se están desarrollando por Iberdrola Ingeniería y Construcción, para la central de Laguna Verde, en México, propiedad de la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Esta planta de generación está constituida por dos unidades del tipo Agua Ligera en Ebullición (BWR), diseño de General Electric en los años 80.

El objetivo de este proyecto es la operación de la planta al 120% de su potencia térmica original, renovando y modernizando sus equipos e instalaciones para posibilitar una extensión de la operación de la planta hasta un periodo adicional de vida útil de 40 años.



LETICIA RUIZ GUTIÉRREZ

es ingeniero químico por la ETSIT de la Universidad de Cantabria.

Trabaja en Iberdrola Ingeniería y Construcción, desde hace 3 años, como Coordinadora del proyecto de Modernización y Aumento de Potencia de las unidades 1 y 2 de Laguna Verde, dando apoyo a la Dirección de Proyecto.



JOSE LUIS GARCÍA-SERRANO TAPIA

es ingeniero industrial. Especialidad Técnicas Energéticas, por la ETSII de Madrid.

Desde el comienzo de su carrera profesional ha participado en la mayoría de los proyectos de las CCNN españolas. Actualmente, perteneciendo a Iberdrola Ingeniería y Construcción, es, director de Ingeniería del Proyecto de Modernización y Aumento de Potencia de la Central Nucleoeléctrica de Laguna Verde.



ALEJANDRO MERINO TEILLET

Ingeniero Industrial por la Universidad Politécnica de Madrid.

Trabaja en Iberdrola Ingeniería y Construcción como director del Departamento de Ingeniería de Centrales Nucleares y director del proyecto Modernización y Aumento de Potencia de Laguna Verde.



Figura 1: Foto panorámica de la central nuclear Laguna Verde (México).



Figura 2. Maniobra extracción MSR con nueva grúa ed. de turbina.

El proyecto está subdividido en dos proyectos independientes, cuyas interfaces coordina CFE. De un lado, los trabajos de ingeniería y posibles modificaciones para asegurar la operación fiable y segura de la isla nuclear y sus sistemas asociados y, de otra parte, la modernización y aumento de capacidad y mejora de la eficiencia del ciclo de vapor y sistemas eléctricos principales.

El consorcio constituido en un 97% por Iberdrola Ingeniería y Construcción S.A.U. y en un 3% por Alstom Mexicana, S.A. de C.V., fue el adjudicatario de estos últimos trabajos, en una licitación internacional, compitiendo con General Electric y Siemens. El proyecto se inició en marzo de 2007 y se ha realizado en menos de cuatro años, después de haber ejecutado todos los trabajos de modificación de equipos y sistemas previstos en el proyecto, divididos en cuatro recargas, y las pruebas correspondientes. La Unidad 1, se sincronizó en agosto de 2010 y la Unidad 2, en enero de 2011.

El alcance de este proyecto comprende el diseño, la ingeniería, capacitación, suministro de los equipos, desmontaje de equipos existentes e instalación de los nuevos, pruebas, puesta en servicio y, tratamiento y entrega a CFE de los residuos radiactivos generados durante la ejecución del proyecto, a fin de garantizar la operación fiable y segura de la planta en las nuevas condiciones de potencia térmica extendida del reactor, con un ciclo térmico optimizado de manera que la potencia bruta del generador se incremente de los actuales 686,7 MWe hasta un valor de 817,1 MWe en ambas unidades (figura 1).

IMPLANTACIÓN DE LAS MODIFICACIONES DE LOS EQUIPOS

Para la implantación de las modificaciones que se describen a continuación, se ha dispuesto de dos recargas por unidad, en los años 2008 y 2010, para la Unidad 1 y 2009 y 2010, para la Unidad 2.

Previamente, se emplearon dos recargas más, en marzo de 2007 para la Unidad 1, y octubre de 2007, para la Unidad 2, en las que se realizaron inspecciones a fin de planificar adecuadamente las actividades de modificación y sustitución de equipos necesarios durante el desarrollo del proyecto.

El programa básico para la sustitución y modificación de equipos es, a grandes rasgos, el siguiente:

- Previo a la recarga de 2008 de la Unidad 1 y de 2009 de la Unidad 2, se ha instalado una nueva grúa adicional del Edificio de Turbina, dado que es necesaria para llevar a cabo los trabajos de montaje de los equipos.
- Durante la recarga de otoño de 2008 en la Unidad 1 y de primavera de 2009 en la Unidad 2, se han llevado a cabo la implantación de las modificaciones asociadas al cambio del condensador, separadores de humedad y recalentadores del vapor principal (MSR) y el cambio de los calentadores 5 y 6 de agua de alimentación, así como el sistema de control distribuido de nivel de ambos trenes de calentadores.
- Durante la segunda recarga de cada unidad, llevadas a cabo en primavera y otoño de 2010, se han realizado siguientes trabajos principales:
 - Sustitución del turbogruppo: turbina principal (de alta y baja presión), generador eléctrico completo y la excitatriz, sistema electrohidráulico de control de la turbina y sistema supervisorio.
 - Sustitución válvulas de by-pass del vapor principal.
 - Sustitución de transformadores, barras de fase aislada e interruptor principal.
 - Sustitución del condensador de off-gas.
 - Instalación de dos nuevos prefiltros y desmineralizadores.
 - Rehabilitación del sistema de HVAC del edificio de turbina.
 - Sustitución de los eyectores y del intercondensador de vacío del condensador.

Las modificaciones más significativas, en cuanto a componentes principales se refiere, se detallan a continuación.

Instalación de una nueva grúa adicional, tipo puente, en el Edificio de Turbina

Durante la pre-recarga (planta en operación), se ha realizado la instalación de la nueva grúa con una capacidad de 165 Ton. Esta nueva grúa, fabricada por Hormiga-Demag, ha aumentado la flexibilidad de la planta durante los periodos de recarga, ya que ha sido utilizada con éxito en las maniobras de extracción



Figura 3: Maniobra instalación nuevo MSR.

MSR instalado

e introducción de los MSR (figura 2), así como del generador.

La maniobra de extracción del generador antiguo y colocación del nuevo, es de especial importancia, puesto que se ha empleado la nueva grúa, con una capacidad de 165 Ton, para elevar el estator del generador, que pesa aproximadamente 320 Ton. Esta maniobra se ha logrado mediante la utilización de un equipo especial de izado, con capacidad de 320 toneladas, que se ha montado sobre la estructura de la grúa. Para ello se han realizado los estudios de ingeniería correspondientes, y se han analizado los componentes a los que se transmitiría la carga, es decir, el puente grúa y todas las partes móviles afectadas por la carga, así como la nave del Edificio de Turbina.

Esta maniobra ha permitido ahorrar un esfuerzo considerable, al no ser necesaria la instalación de ninguna grúa externa al Edificio de Turbina para el izado del generador.

Sustitución de los separadores de humedad y recalentadores (MSR)

Estos equipos recalientan el vapor que, saliendo de la turbina de alta presión, se dirigen a los cuerpos de baja presión. De esta manera, se consigue evitar la entrada de humedad en los cuerpos de baja, mejorando su rendimiento y operación a largo plazo.

Durante las dos primeras recargas (septiembre 2008 y marzo 2009) se han instalado los MSR de alta eficiencia, compuestos por un separador de humedad o chevron de alto rendimiento con una eficiencia en torno al 99,5% en la eliminación de la humedad, y dos etapas de recalentamiento con diseño de tubos aleteados de cuatro pasos por etapa, capaces de conseguir TTD menores de 9°F. Estos equipos han sido diseñados y fabricados por TEi/Swecomex (México), y son totalmente compatibles para

operar con la turbina antigua MHI y la nueva turbina Alstom.

Para la mejora de la eficiencia de los nuevos MSR, se ha realizado el reemplazo de las líneas de *scavenging* de drenes, por otras de acero aleado. Así mismo, se ha instalado nueva instrumentación para los MSR, mejorando las medidas de temperatura y presión, necesarias para el cálculo del rendimiento de los mismos (figura 3).

Modernización del condensador principal

Con el fin de mejorar el rendimiento del ciclo, garantizar la operación a plena potencia de la planta en las condiciones más cálidas de operación (el condensador es refrigerado directamente por el agua del Golfo de México), y mejorar la química del reactor, evitando las aportaciones de cobre al reactor provenientes de los tubos actuales de cuproníquel o *admiralty*, se han sustituido los haces tubulares del condensador actual por otros haces de un diseño térmico optimizado y tubos de titanio.

El nuevo diseño del condensador permite una adecuada remoción de los gases incondensables del condensador, garantizando un adecuado subenfriamiento de los mismos. Así mismo, se han sustituido los eyectores de vapor actuales y el intercondensador de vapor de eyectores e instrumentación asociados para garantizar el vacío del condensador.

La modificación del condensador, plantea unas dificultades de montaje muy importantes, en tanto el condensador no es accesible directamente desde el exterior del Edificio de Turbina, lo que ha requerido el transporte de los haces a través de la planta de turbina y la bajada de los mismos hasta el emplazamiento del condensador a través de un hueco de equipos, para lo cual ha sido necesario dividir cada haz tubular en cuatro subhaces que luego se han ensamblado antes de su introducción hasta su ubicación final en el interior del condensador. Adicionalmente, hay que tener en cuenta que, por ser un reactor



Figura 4. Extracción de módulo de haces tubulares del condensador.



Figura 5. Cierre del condensador tras el retrofit.



Figura 6. Introducción nuevos haces tubulares en el condensador.

BWR, el condensador, como el resto de los equipos que se han modificado, estaban contaminados, lo que ha requerido realizar los trabajos como zona confinada, con el importante impacto en el rendimiento de los trabajos, al tener que trabajar con el equipamiento de protección radiológica que impone importantes limitaciones en el rendimiento y avance de los trabajos.

La dificultad de la maniobra ha exigido una planificación muy detallada de la misma, considerando además el periodo de tiempo de 43 días que hay para la sustitución de los haces tubulares (figuras 4, 5 y 6).

Por otra parte, como consecuencia de la instalación de los nuevos haces de titanio, que es un material inerte susceptible al crecimiento biológico, y para garantizar en cualquier caso un adecuado rendimiento térmico del condensador, se ha instalado un sistema de limpieza de bolas de los tubos del condensador.

Además, se ha instalado un sistema de protección catódica, para mejorar el comportamiento frente a la corrosión del condensador.

Sistema de condensado, agua de alimentación y drenaje de calentadores

El agua de alimentación al reactor requiere ser calentada para conseguir las condiciones necesarias de presión y temperatura previas a su entrada al reactor. El aumento de potencia con su consecuente aumento de caudal, requiere un incremento en las prestaciones de los equipos que forman los trenes de acondicionamiento del agua de alimentación para mantener las variables demandadas por el reactor. Esta nueva situación se ha conseguido con el cambio realizado de la última etapa de calentadores de baja presión (calentadores 5A/B) y el

cambio de la etapa de alta presión (calentadores 6A/B) (figura 7).

Por otra parte, se ha realizado la evaluación del sistema de condensado y drenaje de calentadores frente a los nuevos caudales esperados tras el EPU 120%. En general, el caudal de condensado se incrementará en torno a un 20%, para lo cual ha sido necesario aumentar la capacidad de las bombas de condensado existentes, cambiando los rodets antiguos por otros nuevos. Así mismo, y de cara a mantener una adecuada redundancia que garantice la operación del sistema ante posibles transitorios de operación, se ha instalado una cuarta bomba de condensado y una cuarta bomba de refuerzo adicionales, que permanecerán en reserva en operación normal.

En cuanto al sistema de drenaje de calentadores, según los estudios y evaluaciones realizadas, únicamente se requiere sustituir los motores eléctricos de las bombas de drenaje, por otros de mayor potencia.

Así mismo, en el sistema de drenajes se ha sustituido un conjunto de válvulas de control, que requieren un mayor caudal de vapor, para los nuevos caudales del sistema.

Desde el punto de vista de la instrumentación, se ha modernizado todo el sistema de control de nivel de calentadores, implantándose un sistema completo de control distribuido (*Field bus*).

Sustitución del turbogruppo

El aumento de potencia al 120% conlleva un incremento del caudal de vapor superior al 20% frente a las condiciones originales. La turbina antigua, marca Mitsubishi, no tenía capacidad suficiente, por lo que ha sido necesario cambiarla por una de mayor capacidad.

Después de un análisis de los posibles suministradores, el consorcio liderado por Iberdrola, decidió implantar una turbina Alstom, con un modelo fabricado ex profeso para adecuarse a



Figura 7: Nuevo calentador de agua de alimentación (5B).

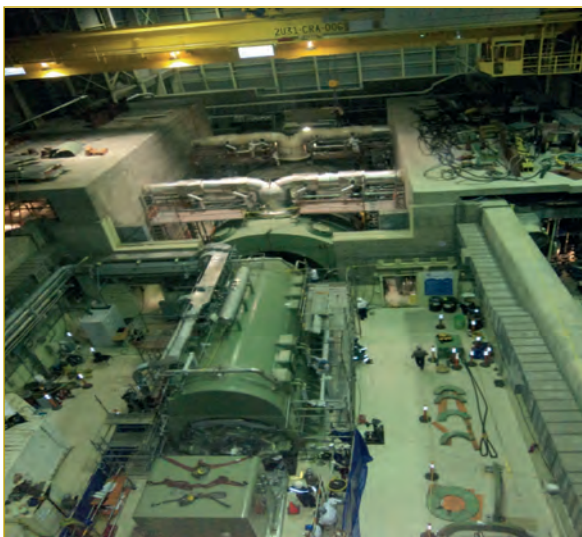


Figura 8: Panorámica del nuevo Turbogrupos



Figura 9: Prueba contra incendio de los nuevos transformadores principales.

las características de la planta, caracterizada por un diseño termodinámico muy eficiente, y rotores integrales, tanto en alta presión como en baja presión, a fin de minimizar la necesidad de mantenimiento de los rotores de baja presión y garantizar su operación de cara a una posible extensión de vida, evitando las grietas que suelen aparecer en los discos y acoplamientos de los álabes en los rotores nucleares no integrales típicos de los años 70.

Así mismo, y para hacer frente al incremento esperado de potencia eléctrica, se ha procedido con la sustitución del generador por otro de mayor capacidad, también suministrado por Alstom y con una capacidad nominal de 950 MVA.

La sustitución del turbogrupos comprende, por tanto, el cambio de los rotores de la turbina de alta presión, los dos cuerpos de la turbina de baja presión, incluyendo carcasas interiores, el generador eléctrico completo y la excitatriz. También se ha instalado un nuevo sistema electrohidráulico de control de la turbina (DEHC) y un nuevo sistema supervisorio (TSI), además de todos los sistemas auxiliares de turbina y generador (figura 8).

El diseño de estos componentes y ejecución de los trabajos de montaje e instalación de los mismos, ha sido realizado por Alstom en la primavera de 2010, se instaló la Unidad 1, y en otoño de 2010, la Unidad 2.

Sustitución de transformadores principales

El alcance ha comprendido la sustitución de los siete transformadores (tres por unidad más uno de reserva común a ambas unidades) de relación de transformación 21,5/400 kV, así como de los sistemas auxiliares de los mismos (pro-

tección contra incendios por agua y el sistema de limpieza de bornas por agua debido al elevadísimo índice de salinidad del ambiente en Laguna Verde).

Los transformadores anteriores que disponía la planta (fabricados por Parson Peebles), tenían una potencia de 230 MVA y una impedancia del 6,76%. Los nuevos transformadores instalados tienen una potencia de 105/300 MVA (ONAN/OFAF) y una impedancia del 12%.

Los nuevos transformadores han sido equipados con un sistema de antiexplosión en base inyección de nitrógeno, así como equipos de monitorización on-line de agua, gases, partículas, bornas y descargas parciales.

El diseño, fabricación y montaje de los transformadores ha sido realizado por la compañía IEM (Tlanepantla, México).

El diseño de los nuevos transformadores tuvo fuertes limitantes dimensionales, ya que necesitaban más volumen, debido al aumento de potencia y al requerimiento de funcionamiento en régimen ONAN (refrigeración del transformador por circulación natural de aceite y aire), que implica la instalación de radiadores en el transformador que los viejos no tenían.

El diseño final adoptado para resolver todos estos problemas, fue un transformador acorazado (más estrecho, pero 700 mm más alto), con el sistema de aerorefrigerantes en el frontal delantero y los radiadores en la parte trasera.

Este diseño, también facilitó el transporte de los transformadores a la planta, que pudo ser realizado por carretera (con el transformador en posición horizontal). Ya en planta, los transformadores fueron colocados en posición vertical (mediante la utilización de un marco hidráulico) y fueron armados completamente (bornas, sistema de refrigeración,

gabinete de control e instrumentación del transformador) (figura 9).

Sustitución barras de Fase Aislada

Así mismo, y para hacer frente al incremento de casi un 20% en la intensidad eléctrica producida por el generador y que es transportada desde el generador a los transformadores por las barras de fase aislada, es necesario sustituir estas barras por otras de mayor capacidad.

El alcance ha comprendido la sustitución de las barras de Fase Aislada (conducto principal y derivación hacia el trafo auxiliar) y sus estructuras soportes, así como el sistema de refrigeración forzada asociado. Las barras de Fase Aislada anteriores (fabricadas por Alstom), tenían una intensidad nominal de 21.000 A y estaban equipadas con un sistema de refrigeración forzada. Las nuevas barras tienen una intensidad nominal de 26.000 A y están equipadas asimismo de un sistema redundante de refrigeración forzada con aire-agua. El diseño y fabricación de las barras ha sido realizado por la compañía Powergear Limited (Bangalore, India).

El diseño de las nuevas barras de Fase Aislada tuvo que adaptarse a las limitaciones dimensionales existentes en planta, que requerían que la anchura total de las tres fases de las barras se mantuviera, ya que no había espacio disponible para una barras de dimensiones mayores.

La mayor capacidad de las nuevas barras hizo necesario incrementar el diámetro de las mismas en 150 mm respecto al diseño previo existente, por lo que fue necesario reducir al máximo la distancia entre fases (hasta el mínimo necesario por mantenimiento), para poder respetar la anchura total de las barras anteriores.



Figura 10: Alineación y soldadura de tramos externos de las nuevas barras de fase aislada.



Figura 11: Instalación del nuevo Interruptor de generación.

Por otro lado, el cambio simultáneo de todos los equipos con los que se conectan las barras (generador, interruptor de generación, transformador principal y auxiliar), por otros con dimensiones diferente a los existentes (cambiando por tanto la posición de referencia y el tipo de conexión de las barras con todos ellos), hizo necesario un esfuerzo de ingeniería para coordinar el diseño de las conexiones del Bus con todos estos

equipos y asegurar la correcta conexión de los mismos (figura 10).

Sustitución del interruptor de generación

Se ha realizado la sustitución del interruptor existente en la planta (Brown Boveri Company) con una intensidad nominal de 22.000 A, de polos separados, que disponía de un accionamiento neumático con soplado de aire, refri-

gerado por agua y con una capacidad interruptiva de 140 kA, por un nuevo interruptor de generación instalado modelo HEC-7C de ABB. Es un interruptor tripolar, con accionamiento electrohidráulico, cámara de extinción con SF6 y está diseñado para funcionamiento a una intensidad nominal de 26.000 A y con una capacidad interruptiva de 210 kA.

El diseño y fabricación del nuevo interruptor ha sido realizado por la compañía ABB en su factoría de Zurich (Suiza).

El nuevo interruptor, aparte de aportar una mayor intensidad nominal y capacidad de corte, al tener un accionamiento electrohidráulico, ha permitido la eliminación de los sistemas auxiliares necesarios para el interruptor previo (aire comprimido y agua de refrigeración).

Sin embargo, las dimensiones del nuevo interruptor son diferentes al interruptor anterior, ya que al tener el accionamiento tripolar es más ancho que el interruptor previo existente, lo que hizo necesario desplazar su posición, por lo que hubo que realizar una maniobra especial, con gatos y pistones hidráulicos, hasta una plataforma temporal, hasta ser colocado en su posición final (figura 11).

Sistema de HVAC del Edificio de Turbina

Debido a las condiciones ambientales del Golfo de México, y al estado anterior del sistema de ventilación de la planta, ha sido necesario mejorar el mismo. Los principales equipos que se han instalado son:

- Sistema de agua enfriada, incluyendo cuatro chillers, bombas de refrigeración, y sistema de tuberías y sistemas de control, de más de 5 Mwe de potencia
- Ocho ventiladores de suministro centrífugos.
- Cuatro ventiladores de extracción contra-rotacionales, con control variable de frecuencia.
- Cuatro Fan-coils, para mejorar las condiciones de temperatura dentro del edificio de turbina (figuras 12 y 13).

Otras modificaciones

Para ampliar la capacidad del sistema de filtros desmineralizadores, se han instalado dos trenes prefiltros-desmineralizadores adicionales, a fin de cumplir con la remoción de material soluble e insoluble de condensado que se dirige hacia el reactor, garantizando su integridad estructural y su operación bajo las nuevas condiciones EPU. Esta modificación incluye tanto los equipos como toda la instrumentación asociada sistema local y remoto, así como



Figura 12.



Figura 13.



Figura 14: Corte con hilo de diamante.



Figura 15: Volteo de haces mediante sistema hidráulico.

los controles, indicadores de alarma y cableado.

Se han instalado unas nuevas válvulas de by-pass de turbina, suministradas por CCI, con cuerpo independiente, que mejora la fiabilidad de las mismas. Estas válvulas se encuentran plenamente integradas en el Sistema de Control Electrohidráulico.

LECCIONES APRENDIDAS

Después de cada recarga, se han mantenido reuniones interdisciplinarias, con el objetivo de analizar las posibles áreas de mejora y establecer acciones para la consecución de dicha mejora. Como resultado de estas jornadas, se han establecido una serie de lecciones aprendidas, que nos sirven como experiencia para el desarrollo de futuros proyectos de aumento de potencia de centrales nucleares.

- **Selección y cualificación del personal:** la contratación de personal cualificado y con amplia experiencia en la planta es imprescindible, así como la formación previa de los trabajadores. Más importante, incluso si cabe, que la cualificación de los trabajadores, es la correcta selección de los supervisores/jefes de equipo. El sentimiento de "equipo" ha sido de vital importancia para la eficiencia de los trabajadores y la consecución de los hitos críticos del proyecto.
 - **Organización de trabajos y turnos:** en los trabajos de ejecución de las modificaciones de la CNLV, en especial en los periodos de recarga, han participado alrededor de 2000 personas de Iberdrola Ingeniería y Construcción, repartidas entre España y México; así como más de 1500 personas trabajando directamente en sitio, pertenecientes a más de 50 empresas subcontratistas diferentes.
- Debido a la fuerza de trabajo necesaria durante las recarga, ha sido necesario establecer diferentes turnos y horarios, con el objetivo de optimizar

la utilización del tiempo y desarrollar los trabajos de acuerdo al programa. Los mismos trabajadores (mismas personas y mismo número) pueden rendir más del doble bien organizados.

- **Planificación y seguimiento de los trabajos:** un factor clave del éxito de la recarga es la planificación detallada y realista, hasta el máximo detalle posible, antes del comienzo de los trabajos, incluyendo maniobras, herramientas, etc., así como el establecimiento de planes de contingencia.
- **Preparación periodo Pre-recarga:** otro factor de vital importancia, puesto que las paradas para la recarga de combustible tienen una duración muy limitada en el tiempo, la maximización de los trabajos durante la pre-recarga, con una exhaustiva planificación de todos aquellos trabajos que se pueden realizar en operación.
- **Mejora de las comunicaciones dentro de la planta:** la mejora de los sistemas de comunicación (telefonía móvil, conexión a internet en los ordenadores de planta, etc.) ha sido fundamental para el desarrollo de los trabajos, ya que ha permitido un ahorro de tiempo considerable.
- **Movimiento de cargas pesadas:**
 - MSR: Transporte Marino con Plataforma hidráulica.
 - Volteo de haces tubulares del condensador mediante sistema hidráulico (figura 15).
 - Maniobras para la extracción/ introducción de haces tubulares mediante colchones de aire.
 - Maniobra del estator del generador.
- **Empleo de soluciones tecnológicas avanzadas:**
 - Métodos avanzados de corte: corte mediante hilo de diamante (figura 14).
 - Diseño de plataformas de extracción/ introducción de haces.

CONCLUSIONES

Un proyecto de aumento de potencia significa una oportunidad para la central que lo acomete en cuanto a la modernización y mejora del rendimiento de sus equipos, mejora del mantenimiento, profundización en el conocimiento de la planta y motivación de su personal de cara a un proyecto retador.

Este proyecto, que ha supuesto el mayor contrato nuclear de una empresa española en el extranjero, supone así mismo una apuesta clara del cliente por el desarrollo de la energía nuclear a largo plazo como forma de energía limpia y no contaminante, libre de emisiones de CO₂, demostrando su capacidad para desarrollar proyectos retadores con un alto impacto en el desarrollo del país, en cuanto al desarrollo de las capacidades técnicas y productivas de México.

Otras ventajas de aumento de potencia:

- Generación de un considerable valor económico a corto plazo, con un precio marginal del kWh muy competitivo frente a otras alternativas tecnológicas.
- Supone una completa revisión del diseño de la planta, lo que permite evaluar y confirmar márgenes frente al organismo regulador.

A continuación se enumeran algunos de los factores clave del éxito de la recarga:

- Implementación de las lecciones aprendidas durante la recarga anterior.
- Planificación detallada y realista de la ejecución de los paquetes de modificación.
- Establecimiento de planes de contingencia.
- Coordinación entre el equipo de trabajo del cliente e Iberdrola.
- Maximización de los trabajos durante la pre-recarga: planificación de todos los trabajos que se pueden realizar en operación.
- Reingeniería del montaje del equipo, en función de las lecciones aprendidas. ■