

EL GAS NATURAL Y LA GENERACIÓN ELÉCTRICA FLEXIBLE. SEIS CENTRALES QUE MARCAN TENDENCIA EN EL MUNDO

El gas natural es percibido como una buena fuente de electricidad por un buen número de razones, tanto económicas, como operacionales y ambientales: es de bajo riesgo (técnico y financiero), produce menos emisiones de carbono que otros combustibles fósiles, además las plantas de gas se pueden construir con relativa rapidez, en algunos casos en alrededor de dos años, a diferencia de las instalaciones nucleares, cuya construcción puede llevar mucho más tiempo. De acuerdo con las previsiones de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) el gas natural seguirá aumentando su cuota en el mix energético mundial, con un crecimiento del 2% por año hasta 2020. Las centrales de gas natural son flexibles, tanto en términos técnicos como económicos, para reaccionar rápidamente a picos de demanda, y están perfectamente hermanadas con opciones renovables intermitentes como la energía eólica. Varios picos de demanda ocurridos en el transcurso de un mes, tienen un importante efecto multiplicador sobre el coste de la electricidad entregada, por lo que tener una fuente de energía como el gas, que puede hacer frente a estos picos, es una ventaja significativa.

Estas ventajas son reconocidas a nivel mundial y cada vez son más los proyectos de generación eléctrica alrededor del globo que tratan de aprovechar las ventajas del gas natural que mencionábamos más arriba. Es por ello, que en esta edición de FuturENERGY, y en concreto en este especial dedicado al gas natural y sus aplicaciones, realizamos un repaso a algunos de los proyectos más representativos de centrales eléctricas a gas de todo el mundo. Para ello hemos seleccionado seis proyectos un proyecto por continente, y dos en América (Norteamérica y Latinoamérica), ya sea de generación con turbina de gas o con motores de gas, en ciclo simple o en ciclo combinado, en configuración de cogeneración o de generación pura, bien para suministro en carga base o para recorte de picos de demanda..., todas ellas puestas en servicio aproximadamente hace como mucho un año o próximas a estarlo. Todas ellas son especiales en su categoría por uno u otro motivo, ya sea su eficiencia, su potencia, su flexibilidad, en definitiva una muestra representativa de las centrales eléctricas a gas de hoy en día.

NATURAL GAS AND FLEXIBLE POWER GENERATION. SIX OF THE WORLD'S TREND-SETTING PROJECTS

Natural gas is seen as a good source of electricity supply for a number of economic, operational and environmental reasons: it is low-risk (technically and financially); it produces less carbon emissions than other fossil fuels; and gas plants can be built relatively quickly in around two years unlike nuclear facilities, whose construction can take much longer. In line with International Energy Agency (IEA) forecasts, natural gas will continue to increase its share of the global energy mix, growing at 2% per year until 2020. Natural gas plants are flexible both in technical and economic terms, so they can react quickly to demand peaks. They can also be ideally twinned with intermittent renewable options such as wind power. Over the course of a month, various spikes in demand have a sizeable knock-on effect on the cost of delivering electricity, so having a source of energy such as gas that is able to cope with these spikes, is a significant advantage.

These advantages enjoy global recognition and there are an increasing number of power generation projects around the world that are trying to make the most of the advantages contributed by natural gas as set out above. And this is why this month's issue of FuturENERGY - specifically this special report focusing on natural gas and its applications - is reviewing some of the most representative gas power plant projects from around the world. We have selected six projects - one for each continent and two for America (North America and Latin America) - covering gas turbine or gas engine generation, in single or combined-cycle, in a CHP or pure generation configuration, whether for baseload supply or to cover demand peaks..., and all of which were commissioned within the past year or are about to enter into operation. They are all unique in their field for one reason or another, whether due to their efficiency, capacity or flexibility; in short, an example of the most representative gas plants of our times.



EUROPA, ALEMANIA LA UNIDAD FORTUNA DE LAUSWARD, UNA CENTRAL ELÉCTRICA Y TRES RÉCORDS MUNDIALES

UNA NUEVA CENTRAL DE CICLO COMBINADO EN LA ZONA DE LAUSWARD EN EL PUERTO DE DÜSSELDORF, ROMPE TRES RECORDS MUNDIALES, CON UNA EFICIENCIA NETA SUPERIOR AL 60% Y UNA EFICIENCIA DEL COMBUSTIBLE DEL 85%, MIENTRAS PROPORCIONA 300 MWT PARA UNA RED DE CALEFACCIÓN URBANA. LA UBICACIÓN DE LA CENTRAL ELÉCTRICA LAUSWARD, PROPIEDAD DE STADTWERKE DÜSSELDORF (SWD), PROPORCIONA UNAS EXCELENTE CONDICIONES, DEBIDO A LA DISPONIBILIDAD Y POSIBILIDAD DE EXPANSION DE LA INFRAESTRUCTURA DE GAS NATURAL, LA POSIBILIDAD DE EMPLEAR AGUA DEL RÍO RIN PARA LA REFRIGERACIÓN Y LA CERCANÍA A LOS CONSUMIDORES FINALES.

Dentro del complejo Lausward, se construye actualmente la nueva unidad Fortuna, una central de ciclo combinado de 595 MW y 300 MWt para calefacción urbana. El proyecto, un llave en mano de Siemens, entrará en operación comercial en 2016. Además de las características ya mencionadas, que la convierten en única en su clase en el mundo, la unidad Fortuna será capaz de alcanzar plena carga en apenas 30 minutos, compensando las fluctuaciones de generación de plantas eólicas y solares.

El corazón de la planta es la potente turbina de gas de Siemens SGT5-8000H, fabricada en Berlín. Esta turbina de gas de la clase H y de gran potencia, pesa 390 t y ofrece rápidos arranques y paradas, es muy flexible en su operación y también muy eficiente. Puesta en servicio por primera vez en 2008, más de 40 turbinas de la clase H de Siemens se han vendido ya, proporcionando más de 100.000 Horas Equivalentes de Operación (EOH, por sus siglas en inglés) de experiencia operacional.

La central de Lausward, la primera del mundo en extraer 300 MWt para un sistema de calefacción urbana de una única unidad operando en ciclo combinado, también albergará la turbina de vapor Siemens SST5-5000 (con etapas de alta, media y baja presión), un generador Siemens SGen5-3000W en configuración de eje simple, una unidad de recuperación de calor 3P-RH Benson de alta presión fabricada por Siemens Austria y un compresor de gas tipo Borsig T-Jet 45.

El sistema de instrumentación y control SPPA-T3000 y otros sistemas auxiliares también forman parte del proyecto llave en mano, que incluye un contrato de mantenimiento a largo plazo para los componentes principales.

Diseñada por el estudio de arquitectos kadawittfeldarchitektur, con sede en Achen, la unidad Fortuna no estropeará el paisaje de los vecinos de la ciudad de Düsseldorf. Con una magnífica ubicación en primera línea del puerto, en el diseño de la planta se han utilizado marcos cerrados de acero y articulaciones intermedias para transmitir una sensación especial de ritmo; la chimenea está rodeada por una estructura de vidrio, convirtiéndose en una “ventana de la ciudad”, rematada con una iluminación bilateral, que da una tonalidad verde monocromática.

EUROPE, GERMANY LAUSWARD'S FORTUNA UNIT: ONE POWER PLANT AND THREE WORLD RECORDS

A NEW CCGT POWER PLANT IN THE LAUSWARD AREA OF DÜSSELDORF PORT BREAKS THREE WORLD RECORDS WITH A NET EFFICIENCY OF OVER 60% AND A FUEL EFFICIENCY OF 85% WHILST PROVIDING 300 MWT OF DISTRICT HEATING. THE LAUSWARD POWER PLANT OWNED BY STADTWERKE DÜSSELDORF (SWD) OFFERS EXCELLENT SITE CONDITIONS DUE TO THE AVAILABILITY AND EXPANDABLE INFRASTRUCTURE OF NATURAL GAS, THE POSSIBILITY OF USING WATER FROM THE RIVER RHINE FOR COOLING AND ITS PROXIMITY TO FINAL CONSUMERS.

The new Fortuna unit, a 595 MW, 300 MWt district heating CCGT power plant is currently under construction within the Lausward complex. This Siemens turnkey project is due to enter into commercial operation in 2016. In addition to the features already mentioned, that make it the only one in its class in the world, the Fortuna unit will be able to achieve full load in just 30 minutes, compensating for generation fluctuations from wind and solar plants

The heart of the plant is the mighty Siemens SGT5-8000H gas turbine, manufactured in Berlin. This high output H-class gas turbine, weighing 390t, offers fast start-up

and shutdown and is highly flexible in terms of both operation and efficiency. First commissioned in 2008, over forty Siemens H-class turbines have already been sold, providing over 100,000 EOH of operating experience.

The Lausward plant, the first in the world to extract 300 MWt of district heat from a single power plant unit in combined

cycle operation, will also house a Siemens SST5-5000 (HP, IP and LP) steam turbine; a Siemens SGen5-3000W generator in a single shaft arrangement; a 3P-RH Benson (HP) HRSG unit, manufactured by Siemens Austria; and a Borsig Type T-Jet 45 gas compressor.

The SPPA-T3000 I&C system and other auxiliary systems also form part of the turnkey project which includes a long-term maintenance contract for the main components.

Designed by the Achen-based architects' studio kadawittfeldarchitektur, the Fortuna unit will not be an eyesore for the nearby residents of Düsseldorf city. Occupying a prominent position on the harbour front, the plant design has used closed steel frames and intermediate joints to convey a special sense of rhythm. With its stack enclosed behind glass, the building is turned into a “window of the city”, finished off with bilateral illumination to give a monochromatic green hue.



ASIA, JORDANIA

IPP3, LA MAYOR PLANTA DE MOTORES DEL MUNDO

EL PASADO 29 DE ABRIL TUVO LUGAR EN EL EMPLAZAMIENTO DE LA PLANTA, CERCA DE AMMAN, JORDANIA, LA INAUGURACIÓN DE LA PLANTA IPP3. LA PLANTA ESTÁ ALIMENTADA POR 38 MOTORES MULTI-COMBUSTIBLE WÄRTSILÄ 50DF, CON UNA POTENCIA CONJUNTA DE 573 MW. LA CUALIDAD QUE DEFINE AL PROYECTO IPP3 ES SU TAMAÑO. ES LA MAYOR CENTRAL ELÉCTRICA DEL MUNDO CON MOTORES Y LA MAYOR CAPAZ DE UTILIZAR TRES COMBUSTIBLES, GAS NATURAL Y FUELOIL PESADO COMO COMBUSTIBLES PRINCIPALES Y FUELOIL LIGERO COMO COMBUSTIBLE DE RESERVA.

IPP3 es propiedad de AAEP (Amman Asia Electric Power Company). Un consorcio liderado por Wärtsilä, y formado por la propia Wärtsilä y Lotte Engineering & Construction de Corea del Sur, fue contratado para suministrar esta planta de 573 MW. El valor total del contrato EPC (Ingeniería, Aprovisionamiento y Construcción) fue de 552 M\$, de los cuales 334 M\$ correspondieron a Wärtsilä. Además la compañía fue contratada también para realizar el servicio una vez terminada la planta, se firmaron un contrato de suministro de repuestos, de 15 años de duración, y otro de servicio técnico durante 5 años. IPP3 es la mayor planta de la historia de Wärtsilä dentro del portfolio Smart Power Generation.

IPP3 se está usando para cubrir los fuertes picos diarios de la demanda eléctrica de Jordania. La planta es capaz de realizar múltiples arranques y paradas diarias sin ningún tipo de impacto en el coste de mantenimiento de la compañía eléctrica, una característica inexistente previamente en la red, proporcionando al cliente la muy necesitada flexibilidad operacional. La capacidad de arranque rápido y de subida y bajada rápida de potencia son características clave de la tecnología de motores de combustión interna.

IPP3 y su planta "hermana", IPP4 de 250 MW están en operación comercial desde finales de 2014. De acuerdo con los datos proporcionados por el operador de red NEPCO, el impacto en la red eléctrica jordana es importante. Desde que las dos plantas de motores cubren la mayoría de la demanda punta, las centrales eléctricas de turbinas de gas de la red han sido relevadas de esta tarea.

Previamente, Wärtsilä realizó un completo estudio de la red, que concluyó que el uso en el país de turbinas de gas convencionales no estaba proporcionando la flexibilidad requerida en términos de utilización del combustible, así como de gestión de las fluctuaciones de carga diarias en la red. Con IPP3 ahora las turbinas producen en carga base constante, operando de forma mucho más eficiente. Esto conduce a importantes ahorros de combustible, de costes energéticos y de emisiones de CO₂.

Además de la flexibilidad operacional, IPP3 proporciona flexibilidad de combustible. Puede funcionar con tres combustibles, fueloil pesado, fueloil ligero y gas natural. Además, la tecnología empleada asegura que el uso de agua en la planta está muy próximo a cero, lo que es estupendo desde la perspectiva de la sostenibilidad.

En base a la comparación de la eficiencia de las centrales térmicas de vapor existentes en la red, que son mucho menos eficientes, incluso cuando la nueva planta está funcionando con fueloil pesado, se estima que IPP3 típicamente produce alrededor del 35% menos de emisiones de CO₂ por kWh en comparación con un central de vapor existente funcionando con gasoil.



ASIA, JORDAN

IPP3, THE WORLD'S LARGEST ENGINE POWER PLANT

THE INAUGURATION OF IPP3 PLANT TOOK PLACE ON 29 APRIL 2015 AT THE PLANT SITE NEAR AMMAN, JORDAN. POWERED BY 38 WÄRTSILÄ 50DF MULTI-FUEL ENGINES WITH A COMBINED CAPACITY OF 573 MW, THE IPP3 PROJECT'S DEFINING QUALITY IS ITS SCALE. THIS IS THE WORLD'S LARGEST ENGINE POWER PLANT AND THE LARGEST TRI-FUEL POWER PLANT CAPABLE OF UTILISING NATURAL GAS AND HEAVY FUEL OIL AS ITS MAIN FUELS AND LIGHT FUEL OIL AS BACK UP.

IPP3 is owned by AAEP (Amman Asia Electric Power Company). A Wärtsilä-led consortium, consisting of Wärtsilä itself and Lotte Engineering & Construction of South Korea, was contracted to supply the 573 MW plant. The total value of the EPC (Engineering, Procurement and Construction) contract was US\$552m, of which US\$334m corresponded to Wärtsilä. The company was also contracted to service the finished plant, signing a 15-year Parts Supply Agreement, as

well as a 5-year Technical Service Agreement. IPP3 is the largest Smart Power Generation plant in the history of Wärtsilä.

IPP3 is being used to cover the sharp daily peaks of electricity demand in Jordan. The plant is capable of multiple daily quick starts and stops without any maintenance cost impact

on the utility, a feature previously missing in the grid system, providing the customer with much needed operational flexibility. Fast starting and the ability to ramp output up and down quickly and efficiently are key features of internal combustion engine technology.

IPP3 and its sister plant, the 250 MW IPP4, have been in commercial operation since late 2014. According to data provided by the national grid operator NEPCO, their impact on the Jordanian power grid is significant. As the two engine plants cover most of the peak demand, the large gas turbine power plants in the grid have been released from this task.

Wärtsilä conducted a thorough prior grid study, which concluded that the country's use of conventional gas turbines was not giving them the flexibility they required in terms of fuel usage as well as management of the grid's daily load fluctuations. IPP3's turbines now produce steady base load, operating much more efficiently. This leads to significant savings in fuel, energy costs and CO₂ emissions.

In addition to operational flexibility, IPP3 provides fuel flexibility. The tri-fuel plant can run on heavy fuel oil, light fuel oil and natural gas. Besides, the technology used ensures that the plant's use of water will be close to zero, which is fantastic from a sustainability perspective.

Comparing the efficiency of the grid's existing thermal steam plants, which are far less efficient even when the new plant is operating on heavy fuel oil, it is estimated that IPP3 will typically produce around 35% less CO₂ emissions per kWh compared to an existing oil-fired steam plant.

ÁFRICA, SUDÁFRICA AVON Y DEDISA PEAKING POWER, LOS PRIMEROS GRANDES PROYECTOS PRIVADOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

AVON PEAKING POWER Y DEDISA PEAKING POWER SON LOS PRIMEROS GRANDES PROYECTOS PRIVADOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN SUDÁFRICA. LOS DOS PROYECTOS ENERGÉTICOS, UBICADOS EN PORT ELIZABETH (PROVINCIA EASTERN CAPE) Y DURBAN (PROVINCIA KWAZULU-NATAL) RESPECTIVAMENTE, ESTÁN LLAMADOS A SUMINISTRAR A LA RED ELÉCTRICA SUDAFRICANA UNA POTENCIA ADICIONAL DE 1.005 MW; AYUDANDO A CUBRIR LAS NECESIDADES ENERGÉTICAS DEL PAÍS EN PERÍODOS DE DEMANDA PUNTA DE LA RED NACIONAL. POR LO TANTO, SON DE VITAL IMPORTANCIA EN LA REDUCCIÓN DE LAS DESCONEXIONES DE CARGA QUE AFECTAN A LA ECONOMÍA DE SUDÁFRICA.

Las centrales eléctricas de recorte de picos Avon, de 670 MW, y Dedisa, de 335 MW, son los primeros proyectos a gran escala en Sudáfrica iniciados al amparo del Plan Integrado de Recursos (IRP, por sus siglas en inglés) de 2010 del gobierno sudafricano, y fuera de su programa de energías renovables. Las centrales eléctricas de gas en ciclo abierto, suministrarán energía a Eskom a través de un acuerdo de compra de energía, que estipula que la eléctrica sudafricana comprará la energía producida por las plantas, una vez en operación, durante 15 años. Las plantas están ubicadas junto a subestaciones de alta tensión de Eskom ya existentes, y la electricidad se inyectará al sistema de transmisión a 275 kV y 400 kV, respectivamente.

Avon y Dedisa Peaking Power son propiedad de Engie (28%), Legend Power Solutions (27%), Mitsui (25%) y The Peaker Trust (10%), un consorcio creado para construir, tener en propiedad y operar estas dos centrales eléctricas de turbina de gas en ciclo abierto, con un coste total e inversión de alrededor de 1.000 M\$.

En septiembre de 2013 este consorcio concedió a Ansaldo Energía y FATA el contrato para la construcción llave en mano de las plantas. El pedido estaba valorado en un total de alrededor de 400 M€. Desde entonces, Ansaldo Energía ha suministrado seis turbinas de gas modelo AE94.2 (cuatro para la central Avon y dos para Dedisa), completadas con los correspondientes generadores y sistemas auxiliares. Ansaldo Energía también ha ejecutado los trabajos de obra civil en ambos emplazamientos, así como los trabajos de transporte, construcción y puesta en marcha de su parte del suministro, valorado en un total de 280 M€.

FATA ha suministrado las plantas mecánica y eléctrica por un importe de 160 M€. El contrato también comprende la construcción de la subestación y la interfaz con la red eléctrica, el almacenamiento y distribución de combustible y el tratamiento de agua.

En julio de este año Dedisa Peaking Power suministró su primer MW a la red local, alcanzando el hito de la primera sincronización, con la entrega a la red sudafricana de 20 MW. Estos fueron los primeros MW entregados por un gran productor independiente de energía, a través de una central eléctrica térmica, en Sudáfrica. Finalmente, el 30 septiembre Dedisa entró en operación comercial.



AFRICA, SOUTH AFRICA AVON & DEDISA PEAKING POWER, THE FIRST LARGE PRIVATE POWER GENERATION PROJECTS

AVON PEAKING POWER AND DEDISA PEAKING POWER ARE THE FIRST LARGE PRIVATE POWER GENERATION PROJECTS IN SOUTH AFRICA. THE TWO POWER PROJECTS, LOCATED IN PORT ELIZABETH (EASTERN CAPE PROVINCE) AND DURBAN (KWAZULU-NATAL PROVINCE) RESPECTIVELY, ARE SET TO SUPPLY THE SOUTH AFRICAN POWER GRID WITH AN ADDITIONAL CAPACITY OF 1,005 MW, HELPING MEET THE COUNTRY'S ENERGY NEEDS DURING PERIODS OF PEAK POWER DEMAND FROM THE NATIONAL GRID. AS SUCH, THEY ARE VITALLY IMPORTANT TO REDUCING THE LOAD SHEDDING THAT IS IMPACTING ON SOUTH AFRICA'S ECONOMY.

The 670 MW Avon and 335 MW Dedisa peaking power plants are the first large-scale projects initiated in South Africa under the South African government's 2010 Integrated Resource Plan (IRP), outside of its renewable energy programme. The open cycle gas power plants will supply power to Eskom under a power purchase agreement, stipulating that the South African power utility will begin purchasing power from the peaking plants once fully commissioned, over a 15-year period. The plants are located adjacent to existing high-voltage Eskom substations, with the electricity being fed into the transmission system at 275 kV and 400 kV respectively.

Avon and Dedisa Peaking Power are each owned by Engie (38%), Legend Power Solutions (27%), Mitsui (25%) and The Peaker Trust (10%), a consortium created to build, own and operate these two open-cycle gas turbine power plants, with a total investment cost of around US\$1bn.

In September 2013 this consortium awarded Ansaldo Energía and FATA the contract for the turnkey construction of the plants.

The order was worth some €440m. Since then, Ansaldo Energía has supplied six AE94.2 model gas turbines (four for the Avon plant and two for Dedisa), complete with the corresponding generators and auxiliary systems. Ansaldo Energía also performed the civil works for both sites, in addition to transport, erection and commissioning works for its share of the supply, amounting to a total of €280m.

FATA supplied mechanical and electric plant worth a total of €160m. The contract also covers the construction of the substation and the interface with the electric grid, fuel storage and distribution in addition to water treatment.

In July this year, Dedisa Peaking Power started supplying its first MW to the local grid, reaching a key milestone of the first synchronisation, delivering 20 MW to South Africa's grid. These were the first MW delivered by a large independent energy provider from a thermal electric plant in South Africa. Finally, on 30 September, Dedisa entered into commercial operation.

NORTAMÉRICA, EE.UU RIVIERA BEACH, UNA CENTRAL LIMPIA DE ALTA EFICIENCIA, ALIMENTADA POR GAS NATURAL AUTÓCTONO

DE ACUERDO CON LA FIRMA DE INVESTIGACIÓN SNL ENERGY LOS ESTADOS UNIDOS GENERARON MÁS ELECTRICIDAD A PARTIR DE GAS QUE DE CARBÓN POR PRIMERA VEZ EL PASADO MES DE ABRIL, UNA CLARA SEÑAL DEL BOOM DEL GAS DE ESQUISTO EN EL PAÍS. LOS PRECIOS A LA BAJA DEL GAS NATURAL, PERMITIERON QUE POR PRIMERA VEZ EN ABRIL EL GAS GENERASE UN 31% DE LA ELECTRICIDAD, MIENTRAS QUE LA CONTRIBUCIÓN DEL CARBÓN FUE DEL 30%. LA POSIBILIDAD DE UTILIZAR UN GAS NATURAL MÁS LIMPIO, ECONÓMICO Y PRODUCIDO EN EL PAÍS, ESTÁ MOTIVANDO LA PUESTA EN MARCHA DE UN BUEN NÚMERO DE CENTRALES ELÉCTRICAS A GAS NATURAL, Y LA RECONVERSIÓN DE ANTIGUAS CENTRALES. SIRVA COMO EJEMPLO EL PROYECTO DE FLORIDA POWER & LIGHT (FPL), INMERSA EN LA MODERNIZACIÓN DE SUS CENTRALES RIVIERA BEACH (YA EN FUNCIONAMIENTO), CAPE CANAVERAL Y PORT EVERGLADES (QUE ESTARÁ EN FUNCIONAMIENTO EN 2016).

Riviera Beach Next Generation Energy Center comenzó a generar electricidad en la primavera de 2014, utilizando gas natural producido en los Estados Unidos, más limpio y más económico. Está moderna central de ciclo combinado, con una inversión próxima a los 1.300 M\$, reemplaza una antigua central de los 60, alimentada con fuel y gas, cuyas unidades 3 y 4 fueron demolidas, junto con los tanques de fuel, en junio de 2011.

El nuevo centro de energía limpia, que ocupa un terreno de 15,78 ha junto al Canal Intracoastero en el condado de Palm Beach (Florida), tiene un perfil mucho más elegante que la central original, con chimeneas de 45,42 m de altura, la mitad de altas que las originales.

La nueva central, de 1.250 MW de potencia, está equipada con tres eficientes turbinas de gas SGT6-8000H, de 265 MW de potencia unitaria, que necesitan un 33% menos de combustible por MWh producido. Completan la central, como equipos principales, tres calderas de recuperación de calor y una turbina de vapor de 455 MW.

Además de ahorrar en costes de combustible, la tecnología de esta central mejora mucho el perfil de emisiones de FPL, ya que se encuentra entre las más limpias de Estados Unidos. La nueva instalación genera energía con la mitad de la tasa de emisiones de CO₂ y más de un 90% menos de emisiones a la atmósfera, en comparación con la antigua central de Riviera Beach.

La nueva planta utiliza fueloil ligero con un bajísimo contenido en azufre como combustible de respaldo, utilizando las infraestructuras de toma y descarga existentes en la central antigua Riviera Beach. Para refrigeración emplea agua del Canal Intracoastero.

El proyecto ha comprendido también la construcción de un edificio de oficinas con paneles solares en la azotea y una estación de recarga de coches eléctricos. Con estas iniciativas FPL espera que el proyecto reciba la certificación LEED del Green Building Council de Estados Unidos para la sostenibilidad ambiental.



Foto cortesía Doug Murray/FPL
Photo courtesy of Doug Murray/FPL

NORTH AMERICA, USA RIVIERA BEACH, A HIGH- EFFICIENCY, CLEAN ENERGY CENTRE, POWERED BY HOME-PRODUCED NATURAL GAS

ACCORDING TO RESEARCH FROM SNL ENERGY, IN APRIL THIS YEAR THE USA GENERATED MORE ENERGY FROM GAS THAN COAL, A CLEAR INDICATION OF THE COUNTRY'S SHALE GAS BOOM. THE DOWNTURN IN THE PRICE OF NATURAL GAS HAS, FOR THE FIRST TIME, RESULTED IN GAS GENERATING 31% OF ELECTRICITY WHILE COAL CONTRIBUTED 30%. THE POSSIBILITY OF USING A CLEANER, MORE AFFORDABLE AND US-PRODUCED NATURAL GAS, HAS STIMULATED THE LAUNCH OF A LARGE NUMBER OF NATURAL GAS POWER PLANTS AND THE RECONVERSION OF OLD SITES. ONE SUCH EXAMPLE IS THE FLORIDA POWER & LIGHT (FPL) PROJECT, INVOLVING THE MODERNISATION OF ITS RIVIERA BEACH PLANT (ALREADY IN COMMERCIAL OPERATION), CAPE CANAVERAL AND PORT EVERGLADES (DUE TO ENTER INTO OPERATION IN 2016).

Riviera Beach Next Generation Energy Center started generating electricity in spring 2014, using cleaner and more affordable US-produced natural gas. This modern combined-cycle plant, with an investment of almost US\$1.3bn, replaces a former oil-and-gas-fired plant dating from the 1960s, demolishing units 3 and 4 along with its fuel tanks, in June 2011.

The new clean energy centre, occupying a 15,78-ha site located on the Intracoastal Waterway in Palm Beach County (Florida), offers a far more elegant profile compared with the original plant, with 45.42-m tall stacks that are half the height of the original building.

The 1,250 MW capacity plant is equipped with three efficient SGT6-8000H gas turbines, each with an output of 265 MW, that will use 33% less fuel per MWh produced. The plant is also equipped with three heat recovery boilers and a 455 MW steam turbine.

In addition to the saving in fuel costs, the technology of this plant greatly improves FPL's emissions profile with the project being among one of the cleanest in the United States. The new installation will generate energy at 50% of the CO₂ emissions rate, with over 90% less emissions into the atmosphere, compared to the old Riviera Beach plant.

The new plant uses light fuel oil with a very low sulphur content as a back-up fuel, using the existing intake and output infrastructures from the former Riviera Beach plant. Water from the Intracoastal Waterway is used for cooling.

The project has also involved construction of an office block with roof-mounted solar panels and an electric vehicle charging station. Thanks to these initiatives, FPL hopes that the project will achieve LEED environmental sustainability certification from the USA's Green Building Council.

LATINOAMÉRICA, MÉXICO PMX COGENERACIÓN, ELECTRICIDAD PARA LA INDUSTRIA A PRECIO COMPETITIVO

HASTA AHORA HEMOS SELECCIONADO EN ESTE ESPECIAL DEDICADO A PLANTAS A GAS NATURAL ALREDEDOR DEL MUNDO, UNA PLANTA CONCRETA EN UN CONTINENTE, O SUBCONTINENTE, SIN EMBARGO DADA LA IMPORTANCIA DE LA COGENERACIÓN EN EL NUEVO ESCENARIO PLANTEADO EN MÉXICO POR LA REFORMA ENERGÉTICA Y EL ENORME POTENCIAL DE COGENERACIÓN QUE POSEE PEMEX EN SUS PROCESOS INDUSTRIALES, QUE SEGÚN LAS ÚLTIMAS ESTIMACIONES PODRÍA ASCENDER A 5 GW, HEMOS DECIDIDO TOMAR COMO EJEMPLO EN LATINOAMÉRICA LA COGENERACIÓN EN INSTALACIONES INDUSTRIALES DE ESTA COMPAÑÍA. ACTUALMENTE PEMEX HA PUESTO EN MARCHA LA PRIMERA PLANTA DE COGENERACIÓN ACREDITADA COMO EFICIENTE EN MÉXICO, NUEVO PEMEX TABASCO, DE 340 MW, EN OPERACIÓN DESDE 2013 Y ESTÁ DESARROLLANDO VARIOS PROYECTOS POR UN TOTAL DE MÁS DE 2 GW.

Entre los proyectos que Pemex está desarrollando en la actualidad a través de la sociedad de reciente creación Pemex Cogeneración y Servicios (PMX Cogeneración), se encuentran:

Ampliación Nuevo Pemex Tabasco. Abengoa está realizando las obras de ampliación de esta central. La construcción del tercer tren de cogeneración ampliará la potencia en 240 MW y estará en servicio en 2016.

Cogeneración Cactus. El consorcio integrado por Enesa Energía, Invenergy Clean Power LLC y Mexichem está desarrollando este proyecto, una central de cogeneración que inicialmente tendrá una potencia de 530 MW. La fecha estimada de inicio de operación es el primer semestre de 2018.

Proyecto Tula. El consorcio Hermes-Atco trabaja en el desarrollo de una planta de cogeneración eficiente con una potencia de 638 MW. El inicio de su operación comercial se estima en el segundo semestre de 2017.

Proyecto Cadereyta. PMX Cogeneración junto con Mitsui están llevando a cabo este proyecto que consiste en una planta de cogeneración eficiente con una potencia de 380 MW. Su fecha de operación comercial está planeada para el segundo semestre de 2017.

Proyecto Salina Cruz. PMX Cogeneración firmó en mayo un MoU con el consorcio Enel-Abengoa para constituir una sociedad destinada a la ejecución conjunta del proyecto de cogeneración eficiente en la refinería Antonio Dovalí Jaime de Salina Cruz, con una potencia de 517 MW.

La compañía baraja asimismo la construcción de otra planta en la refinería de Minatitlán, así como en los complejos petroquímicos de Cangrejera y Morelos.

Con la entrada en operación de los proyectos referidos, se estima una reducción anual de 15 millones de toneladas de CO₂ a nivel nacional.



LATIN AMERICA, MEXICO PMX COGENERACIÓN: ELECTRICITY FOR INDUSTRY AT MORE COMPETITIVE PRICES

SO FAR IN THIS SPECIAL SECTION DEDICATED TO NATURAL GAS PLANTS AROUND THE WORLD, WE HAVE SELECTED ONE SPECIFIC PROJECT PER CONTINENT OR SUB-CONTINENT. HOWEVER GIVEN THE IMPORTANCE OF CHP WITHIN THE NEW FRAMEWORK OF MEXICO'S ENERGY REFORM AND THE HUGE CHP POTENTIAL OF PEMEX'S INDUSTRIAL PROCESSES WHICH, ACCORDING TO LATEST ESTIMATES COULD AMOUNT TO 5 GW, WE HAVE DECIDED TO USE COGENERATION IN THIS COMPANY'S INDUSTRIAL INSTALLATIONS AS THE EXAMPLE FOR LATIN AMERICA. PEMEX HAS DEVELOPED THE VERY FIRST CHP PLANT TO BE ACCREDITED AS EFFICIENT COGENERATION IN MEXICO, THE 340 MW NUEVO PEMEX TABASCO WHICH STARTED OPERATING IN 2013 AND IS ALSO DEVELOPING VARIOUS PROJECTS TOTTALLING JUST OVER 2 GW.

The projects currently being developed by Pemex through its recently-created Pemex Cogeneración y Servicios (PMX Cogeneración) include:

Nuevo Pemex Tabasco Extension. Abengoa is carrying out extension works to this plant. The construction of the third CHP line will increase capacity by 240 MW and is due to enter into service in 2016.

Cogeneración Cactus.

The consortium comprising Enesa Energía, Invenergy Clean Power LLC and Mexichem is developing this project that involves a CHP plant with an initial capacity of 530 MW. Commercial operation is expected to start in the first half of 2018.

Tula Project. The Hermes-ATCO JV is working to develop a 638 MW capacity, efficient CHP plant, with commercial operation forecast to start in the second half of 2017.

Cadereyta Project. PMX Cogeneración and Mitsui are working on this project that comprises an efficient CHP plant with a capacity of 380 MW. Commercial operation is scheduled for the second half of 2017.

Salina Cruz Project. In May, PMX Cogeneración signed a MoU with the Enel-Abengoa consortium to set up an entity dedicated to the joint execution of a 517 MW efficient CHP project at the Antonio Dovalí Jaime refinery in Salina Cruz.

The company is also assessing the construction of a further plant at the Minatitlán refinery, as well as at the Cangrejera and Morelos petrochemical complexes.

With all these projects entering into operation, an annual reduction of 12 million tonnes of CO₂ is expected to be achieved at national level.

OCEANÍA, AUSTRALIA DIAMANTINA Y LEICHHARDT, DOS CENTRALES A GAS PARA CUBRIR LA DEMANDA ELÉCTRICA DE UNA REGIÓN AISLADA

LA REGIÓN DE MOUNT ISA, EN EL NOROESTE DE QUEENSLAND, AUSTRALIA, ES CUNA DE ÉXITOSAS OPERACIONES MINERAS DESDE LOS AÑOS 90 Y RICA EN METALES PRECIOSOS Y BÁSICOS. ESTA REGIÓN NO ESTÁ CONECTADA AL MERCADO NACIONAL DE ELECTRICIDAD (NEM, POR SUS SIGLAS EN INGLÉS) Y SE ENCUENTRA A UNOS 1.000 KM DEL PUNTO MÁS CERCANO POSIBLE DE CONEXIÓN AL MISMO, EN TOWNSVILLE. LAS NECESIDADES DE ELECTRICIDAD DE LA REGIÓN SON SUMINISTRADAS POR UNA COMBINACIÓN DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN LOCAL CON GENERACIÓN CENTRALIZADA A GAS Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LAS EXPLOTACIONES MINERAS REMOTAS. EL GAS SE SUMINISTRA A LA REGIÓN A TRAVÉS DEL GASODUCTO CARPENTARIA, PROPIEDAD DE GRUPO APA. LOS DOS MAYORES CONSUMIDORES DE ELECTRICIDAD EN LA REGIÓN SON GLENCORE XSTRATA MOUNT ISA MINES Y ERGON ENERGY.

En mayo de 2009, el Gobierno de Queensland lanzó una propuesta a potenciales proveedores y a los principales consumidores de energía de la región para encontrar una solución comercialmente viable, orientada al cliente y a largo plazo para satisfacer las necesidades de los principales usuarios de energía en el noroeste de Queensland, estudiándose dos alternativas, una solución de línea de transmisión y otra de generación local.

Finalmente fue seleccionada la solución de generación local, lo que dio origen al proyecto Diamantina Power Station (DPS), una central de ciclo combinado a gas de 242 MW, desarrollada por el consorcio AGL Energy y APA Group. Posteriormente, en noviembre de 2012 se aprobó el proyecto Leichhardt Power Station (LPS), una expansión de 60 MW en forma de central eléctrica con turbina de gas en ciclo abierto, que genera energía de respaldo, garantizando una capacidad adicional para los clientes existentes y nuevos.

Diamantina tiene una potencia de 242 MW consta de dos bloques en ciclo combinado, equipados cada uno con una turbina de gas Siemens SGT 800, una turbina de vapor Siemens SST 400 y una caldera de recuperación NEM. Por su parte la central eléctrica de Leichhardt está equipada con una turbina de gas Rolls Royce Trent 60 de combustible dual de 60 MW, lo que eleva la potencia total en el emplazamiento a 302 MW.

DPS y LPS fueron inauguradas oficialmente hace menos de un año, diciembre de 2014, y proporcionan energía fiable para cubrir la elevada demanda eléctrica de la región.

Tanto el suministro de gas para la generación de electricidad, como la venta de esta electricidad están aseguradas por sendos contratos firmados por el consorcio con Xstrata Mount Isa Mines y Ergon Energy como consumidores de la electricidad hasta 2030 y con AGL Energy Limited para el suministro de gas durante un período de 10 años.

OCEANIA, AUSTRALIA DIAMANTINA AND LEICHHARDT, TWO GAS-FIRED POWER STATIONS TO MEET ELECTRICITY DEMAND IN AN ISOLATED REGION

THE MOUNT ISA REGION, LOCATED IN THE NORTH-WEST OF QUEENSLAND, AUSTRALIA, HAS YIELDED SUCCESSFUL MINING OPERATIONS FOR 90 YEARS AND IS RICH IN PRECIOUS AND BASE METALS. THIS REGION IS NOT CONNECTED TO THE NATIONAL ELECTRICITY MARKET (NEM) AND IS LOCATED APPROXIMATELY 1,000 KILOMETRES FROM THE NEAREST POTENTIAL NEM CONNECTION POINT, IN TOWNSVILLE. THE REGION'S ELECTRICITY REQUIREMENTS ARE SUPPLIED BY A COMBINATION OF A LOCAL DISTRIBUTION NETWORK WITH CENTRALISED GAS-FIRED POWER GENERATION AND ON-SITE GENERATION FOR REMOTE MINING OPERATIONS. GAS IS SUPPLIED TO THE REGION VIA THE CARPENTARIA GAS PIPELINE, OWNED BY APA GROUP. THE TWO MAJOR ELECTRICITY USERS IN THE MOUNT ISA REGION ARE GLENCORE XSTRATA MOUNT ISA MINES AND ERGON ENERGY.



In May 2009, the Queensland Government announced a call to potential energy providers and major regional energy users to find a commercially viable, customer-driven and long-term solution to meet the needs of key energy users in North West Queensland. Two alternatives were studied: a transmission line solution and a local generation solution.

The local generation solution was finally selected, giving rise to the Diamantina Power

Station (DPS) project, a 242 MW combined-cycle gas-fired turbine power station developed by the AGL Energy and APA Group consortium. Later, in November 2012, the Leichhardt Power Station (LPS) project was approved, a further 60 MW expansion in the form of an open-cycle gas-fired power plant that provides back-up power and guarantees an additional capacity for both existing and new customers.

Diamantina has a capacity of 242 MW and consists of two combined-cycle power blocks, each one equipped with a Siemens SGT 800 gas turbine, a Siemens SST 400 steam turbine and an NEM HRSG. The Leichhardt plant consists of a dual-fuel Rolls Royce Trent 60 gas turbine which increases the size of the power generation facilities to 302 MW.

DPS and LPS were officially inaugurated just under a year ago in December 2014 and provide a reliable energy supply to cover the region's high energy demand.

Both the supply of gas for electricity generation and the sale of that power are guaranteed by various contracts signed with the Xstrata Mount Isa Mines and Ergon Energy consortium as consumers of electricity up to 2030 and with AGL Energy Limited for the supply of gas over a 10-year period.