

PLAN DE DESARROLLO DEL SECTOR ELÉCTRICO DE VENEZUELA Y LOS EFECTOS DE LA DISPONIBILIDAD DE GAS.

María Carolina Palmero, Mercy Quijada Blanco
Oficina de Operación de Sistemas Interconectado (OPSIS)

SINOPSIS

Durante el año 2005 y por instrucciones del Ministerio de Energía y Petróleo (MEP), se realizó el Plan de Desarrollo del Servicio Eléctrico Nacional (PDSEN) para el periodo 2005-2024., con la participación de las principales empresas del Sector Eléctrico Venezolano. Entre los objetivos del plan se encontraban determinar los requerimientos de expansión de capacidad de generación y transmisión para atender los crecimientos de demanda previstos en el periodo evaluado.

El plan de expansión de generación se ejecutó bajo la premisa de que en todo el país existirá suficiente disponibilidad de gas a un precio único, con base a la información disponible sobre los desarrollos en el sector gas. Dado que la disponibilidad del gas y su precio son variables determinantes de la tecnología y la capacidad a instalada en cada región del país, se consideró necesario hacer sensibilidades a estas variables sobre el plan original, a fin de evaluar el impacto sobre la expansión de generación y su repercusión en la expansión del sistema de transmisión de alta tensión.

De presentarse problemas estructurales en la disponibilidad de gas en la región occidental del país se debe reorientar la expansión en cuanto al tipo de tecnología y combustible a utilizar en esta región o hacer los refuerzos en la red de transmisión para transportar la energía de otras regiones del país para satisfacer los requerimientos de demanda futura con la calidad adecuada.

1.INTRODUCCION

Si bien es cierto que en la actualidad el 70% de la electricidad que se consume en Venezuela es de origen hidroeléctrico, se han utilizado también tradicionalmente los combustibles fósiles para la producción de electricidad a precios competitivos. A pesar de disponerse en Venezuela de importantes recursos hidráulicos para su utilización en la producción de energía eléctrica, el rápido crecimiento que la demanda ha experimentado en los últimos años hace que en el corto plazo las decisiones de expansión del parque de generación se deban hacer mediante turbinas a gas ciclo abierto o ciclos combinados, gracias a que sus tiempos de instalación y puesta en servicio son significativamente menores (3 meses a un año) en comparación con la construcción de centrales hidroeléctricas (5 a 10 años). A esto se suma el hecho de que durante la última década han aparecido en el mercado internacional turbinas a gas de gran capacidad (entre 150 y 250 MW) y alta eficiencia, que pueden ser usadas ya sea ciclo abierto o en ciclos combinados. Estas razones hacen que cualquier plan de expansión de generación se fundamente principalmente en instalar turbinas a gas y ciclos combinados, por lo que la disponibilidad y los precios de los combustibles pasan a ser variables de peso en la determinación de las tecnologías que garantizaran la expansión a mínimo costo de inversión.

En Venezuela el gas ha sido el combustible fósil tradicionalmente más utilizado por la industria eléctrica, básicamente por sus precios que en promedio a lo largo de la historia han sido inferiores al

Diesel y al Fuel Oil, además de otras razones que pudiesen ser no tan trascendentes, pero que en cierta forma afectan la operación de las centrales, como son el manejo de los combustibles, la logística de almacenaje, transporte, etc, variables estas que afectan los costos de O&M de las centrales. Al ser el gas el combustible de preferencia para la producción de electricidad y dado que el gas no es un insumo de uso exclusivo para el servicio eléctrico, ya que los volúmenes disponibles deben repartirse entre el sector petroquímico, el sector industrial, comercial y doméstico, la disponibilidad del mismo para la industria eléctrica estará condicionada en función de la existencia de gas en los yacimientos y la prioridades que se den a su uso. Con estas realidades, cualquier expansión de generación basada en plantas termoeléctricas estará condicionada por la disponibilidad de gas en las diferentes regiones del país.

Estas realidades motivaron a realizar un análisis de sensibilidad de la expansión de generación que resultó del Plan de Desarrollo del Servicio Eléctrico Nacional (PDSEN), en el cual originalmente se consideró disponibilidad suficiente de gas a nivel nacional a un precio único. Por tal motivo el presente trabajo fue orientado a evaluar el impacto de la variación de la disponibilidad de gas y su precio en las distintas regiones del país, con base en el Plan Nacional de Gas, sobre la expansión de generación y su repercusión en los requerimientos de expansión en las redes de transmisión de alta tensión. Algunos de los análisis de sensibilidad consideran el carbón como una alternativa al gas en casos muy especiales.

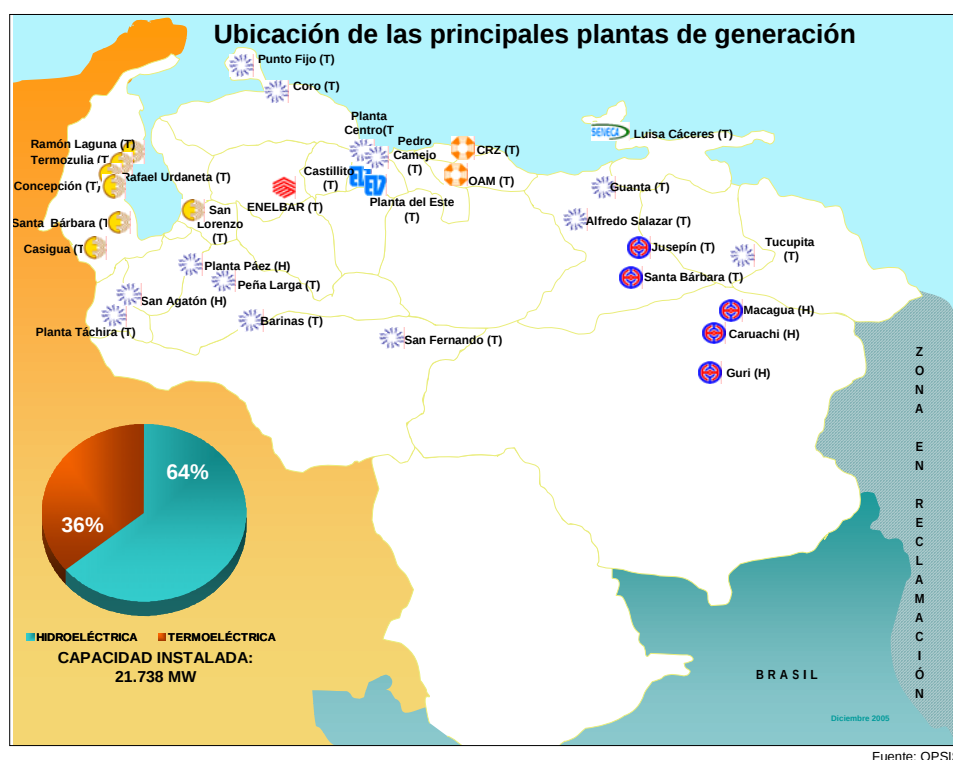
2.DESCRIPCION DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) en Venezuela está conformado por un conjunto de empresas mayoritariamente públicas que se caracterizan por disponer de recursos de generación y transmisión propios y estar interconectadas principalmente a través de un sistema de transmisión de 765 kV, 400 kV, 230 kV y 115 kV, el cual básicamente permite colocar la generación producida por las centrales hidroeléctricas ubicadas en el Bajo Caroní, en todo el territorio nacional.

El parque de generación posee 21.738 MW de capacidad instalada, de los cuales el 64 % son unidades hidroeléctricas y 36 % unidades térmicas. Las fuentes de energía hidroeléctrica están ubicadas en el Sureste (Bajo Caroní), donde se encuentra el mayor potencial energético (13.785 MW), y en el Suroeste. El parque térmico está conformado básicamente por turbinas a gas ciclo abierto y turbinas de vapor, muchas de las cuales son duales y pueden operar con gas-gasoil o gas-Fuel Oil. La Figura N° 1 muestra la composición del parque de generación venezolano y la ubicación geográfica de las principales plantas.

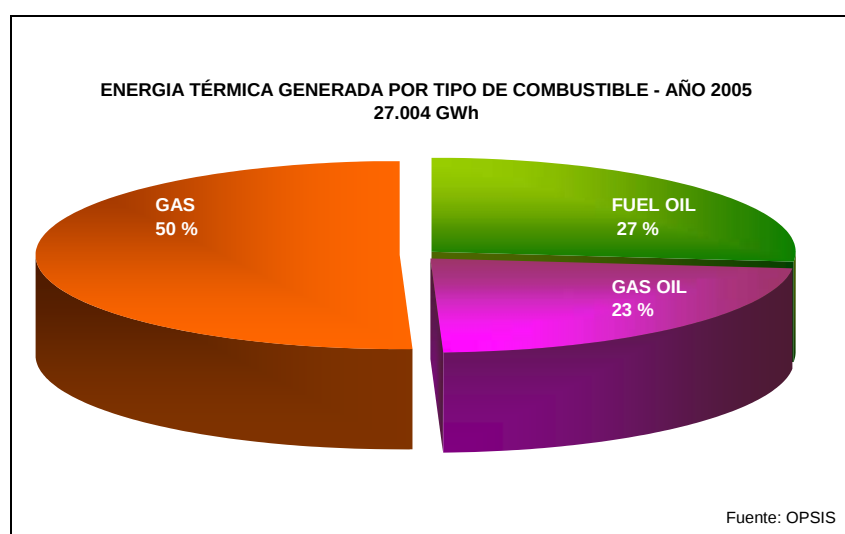
En el año 2005 la demanda máxima fue de 14.687 MW y la energía consumida fue 103.573 GWh y un intercambio a Colombia y Brasil de 517 GWh, la cual fue suplida mediante 77.085 GWh de generación hidroeléctrica y 27.004 GWh de generación termoeléctrica. Para la producción de la generación termoeléctrica se utilizaron principalmente los combustibles: gas, Diesel y Fuel Oil, en la proporción mostrada en la Figura N° 2.

Figura N° 1



Los volúmenes totales consumidos de cada tipo de combustibles por producción de energía eléctrica para el año 2005 fueron 4.591 106m³ de gas, 2.247 106Lt de Diesel y 2.040 103Ton de Fuel Oil.

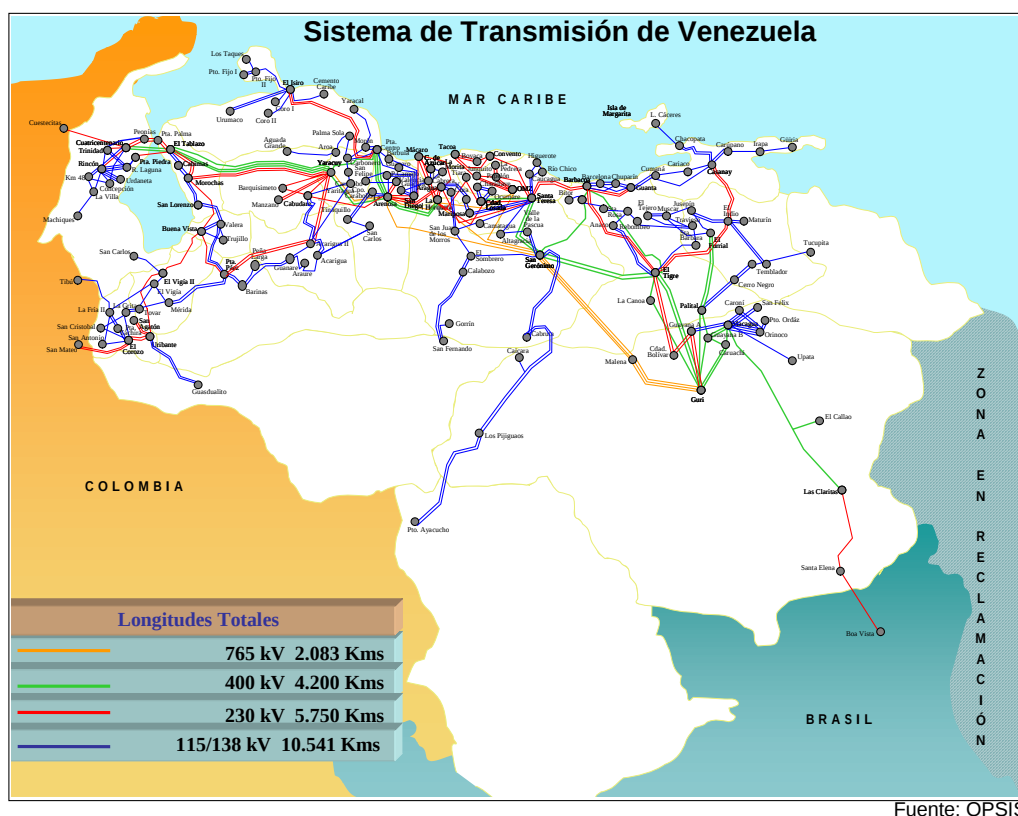
Figura N° 2



En lo que se refiere al sistema de transmisión, está constituido principalmente por redes de 765 kV, 400 kV, 230 kV, 138 kV y 115 kV. Las redes en 765 kV, 400 kV y algunas de 230 kV conforman la

llamada Red Troncal de Transmisión (RTT), la cual básicamente permite llevar la generación hidroeléctrica desde el Bajo Caroní, a toda la geografía nacional. La Figura N° 3, muestra la distribución geográfica del sistema de transmisión y un resumen de los kilómetros de líneas por nivel de tensión, para dar una idea de las dimensiones de la red.

Figura N° 3



3.EL SECTOR DE GAS EN VENEZUELA: EVOLUCIÓN, PROYECCIÓN E IMPACTO SOBRE EL SECTOR ELÉCTRICO

El gas producido en Venezuela tiene diversos usos finales. El Sector Petroquímico es el principal consumidor de gas seguido por el Sector Eléctrico. En lo referente a los precios de este combustible, se ha mantenido tradicionalmente un subsidio que le hace competitivo si se le compara con otros combustibles y si se mira a nivel internacional inclusive con el gas en otras regiones del mundo. Los precios de este combustible así como las políticas de su uso son determinados por el organismo denominado Ente Nacional del Gas (ENAGAS)¹, la cual tiene entre sus funciones promover el desarrollo y la competencia en todas las fases de la industria de los hidrocarburos gaseosos, y regular las actividades de transporte, distribución y comercialización de gas en Venezuela. La Tabla N°. 1 muestra el consumo de gas por sector para los años 2000 y 2002, ordenados los datos de mayor a menor crecimiento experimentado. Se observa en la Figura N° 4 que para el 2002 los

¹ El Ente Nacional del Gas, ENAGAS, es un organismo desconcentrado, con autonomía funcional, adscrito al Ministerio de Energía y Petróleo, concebido en la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos en septiembre de 1999, para promover el desarrollo y la competencia en todas las fases de la industria de los hidrocarburos gaseosos y regular. <http://www.enagas.gov.ve>

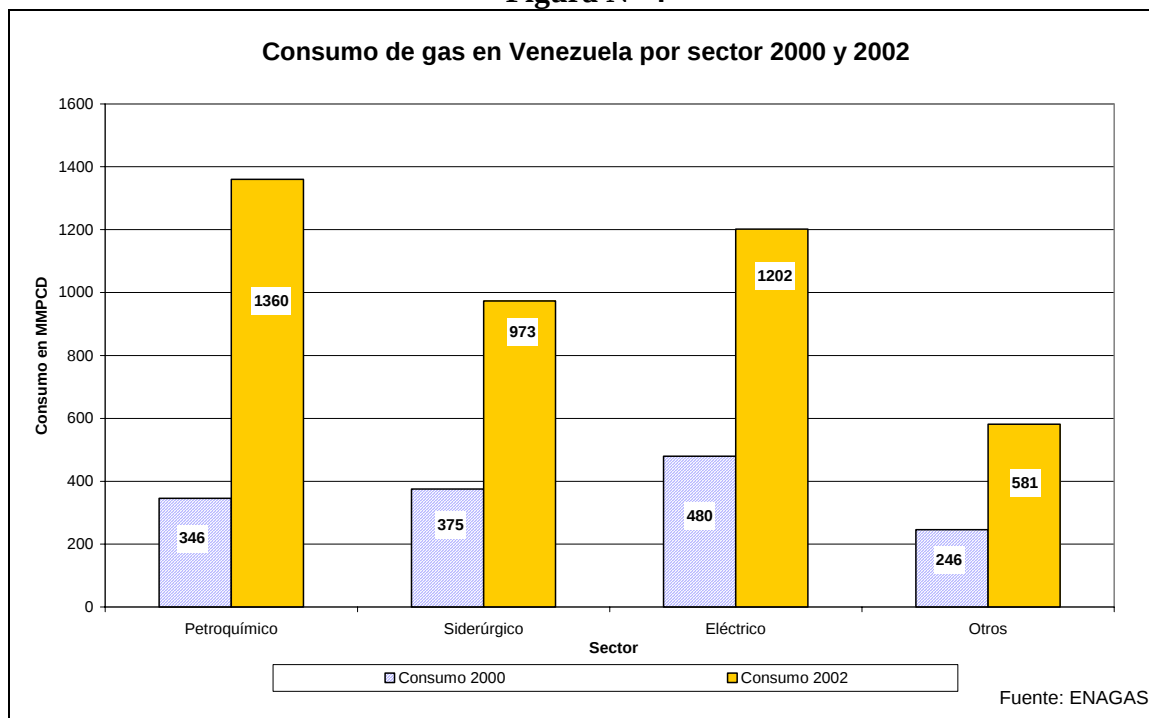
sectores que más demandaron gas fueron el petroquímico y el eléctrico ubicándose entre los tres sectores que mayor crecimiento en el consumo de gas experimentaron desde el 2000.

Tabla N°1

Sector	2000 (MMPCD)	2002 (MMPCD)	Incremento (%)
Petroquímico	346	1360	293
Siderúrgico	375	973	160
Eléctrico	480	1202	150
Otros	246	581	136
Aluminio	62	128	108
Resid./Com.	104	214	105
Cemento	106	202	91

Fuente: ENAGAS

Figura N° 4



Las reservas probadas de gas en la actualidad ascienden a 150 Billones de pies cúbicos (BPC) con expectativas de llegar a disponer de 196 BPC con las nuevas explotaciones. El consumo actual se ubica en 6.300 MMPCD con una proyección de 11.500 MMPCD para el 2012.

Según la orientación del Estado para el Sector Gas este debe en primer lugar alinearse con los objetivos de la Nación, por lo que deberá desarrollarse en función de los siguientes objetivos:

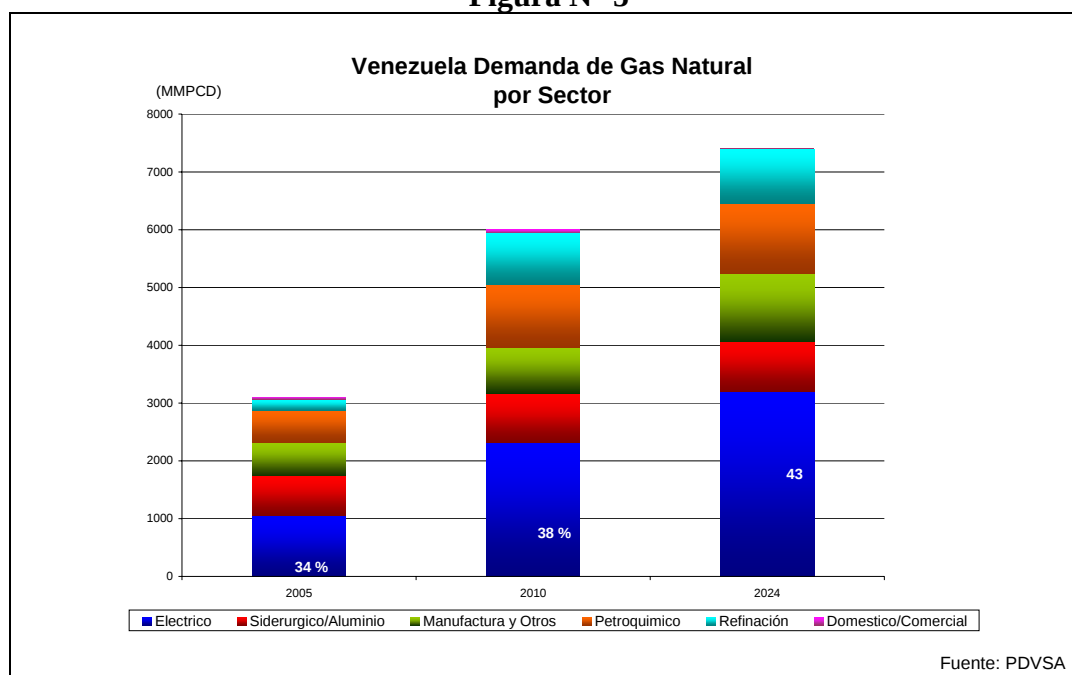
- Contribuir a la construcción del nuevo modelo productivo;
- Utilizar el gas para desarrollar la nueva estructura territorial;
- Contribuir a consolidar la nueva estructura social del país;

- Propiciar la integración Latinoamericana y del Caribe;
- Maximizar la valoración de los recursos gasíferos del país;

Otros objetivos específicos son:

- Disponibilidad del servicio a la mayor cantidad de usuarios en el país al menor costo posible;
- Aprovechar las reservas de gas para sustituir el consumo interno de otros energéticos, que pueden ser comercializados en el exterior

Figura N° 5



Para lograr los objetivos se han formulado una serie de proyectos² que se espera sean desarrollados dentro del período 2006-2011, estos proyectos se señalan en la Figura N° 6. Entre los proyectos se destacan:

- Desarrollo del ICO el cual pretende aumentar la capacidad de transporte de gas desde el oriente (Anaco) hacia el occidente del país, interconexión a nivel de la Península de Paria el sistema Ulé –Amuay con el sistema de Anaco, desde Morón, sistemas actualmente aislados. El ICO aportará un promedio de 1.525 MMPCD a 2.137 MMPCD.
- Gasoducto a la región insular de oriente (Margarita) el cual beneficiará a todos los sectores en la isla incluyendo al eléctrico, su aporte alcanzaría 133 MMPCD;
- Ampliación del sistema de gasoductos Anaco-Puerto Ordaz, que conectaría a la región nororiental con el sur para satisfacer demanda del sector siderúrgico y aluminio aportando 340 MMPCD adicionales;

² Fuente: Ministerio de Energía y Petróleo. www.mem.gov.ve

- Ampliación del sistema de gasoductos Anaco-Jose-Puerto La Cruz en la región oriental para atender crecimiento de demanda de José y Puerto la Cruz con un aporte de 975 MMPCD adicionales;
- Ampliación del sistema de gasoducto Anaco-Barquisimeto, el cual interconecta los sistemas existentes en oriente y el occidente para atender al sector eléctrico, doméstico e industrial cuyo objetivo es reforzar la operación del ICO, aportando 539 MMPCD adicionales.
- Proyecto Rafael Urdaneta en el noroccidente del país, el cual atenderá a todos los sectores con una reserva estimada de 26 BPC.

Adicionalmente a los proyectos previstos dentro del territorio nacional se encuentran la construcción de los gasoductos que interconectarán Venezuela con los países vecinos. El proyecto más inmediato es la interconexión gasífera con Colombia.

La construcción del gasoducto binacional entre Colombia y Venezuela, será iniciada por PDVSA en el segundo semestre del año 2006. La tubería que interconectará a ambos países tendrá una longitud de 235 km y partirá del Complejo Refinador de Paraguaná, ubicado en el noreste de Venezuela y llegará a los campos productores de Punta Ballenas, en el departamento colombiano de la península de La Guajira, en el norte de Colombia. Este proyecto tiene previsto su entrada en servicio para el año 2008.

Este proyecto servirá para abastecer en principio a Venezuela, con 150 MMPCD, mientras se concluyen las obras asociadas a la interconexión de sus redes internas de distribución, posteriormente se suministraría el combustible a Colombia en caso tal de que a éste se les hayan agotado las reservas, así mismo servirá como vía de transporte para llevar el gas a los países del continente asiático. Igualmente este proyecto suministrará a otras zonas de Venezuela que actualmente presentan déficit de gas, como lo es el Complejo Petroquímico de El Tablazo (región noroeste del país).

La interconexión gasífera Colombo-Venezolana está programada en función de la integración energética de Centro y Suramérica.

Por otra parte se establecieron los primeros acuerdos entre las empresas energéticas estatales de Venezuela, Brasil y Argentina, a finales del año 2005, para la construcción de un gasoducto que abarcará el eje oriental suramericano Caracas-Buenos Aires, el cual se construirá en un lapso de 5 a 7 años, el gasoducto tendrá una longitud superior a los 8.000 km.

Entre los entes energéticos de Venezuela, Buenos Aires y Brasil se conformó en diciembre pasado, una comisión conjunta para evaluar la construcción de un gasoducto entre Venezuela y Argentina, con el objetivo de nutrir así al subcontinente con las existencias venezolanas, las mayores reservas de gas latinoamericanas y octava del mundo (150.000 millones de pies cúbicos de gas).

En la Figura N° 6 se muestran los proyectos mencionados, así como las interconexiones entre Venezuela y los países vecinos.

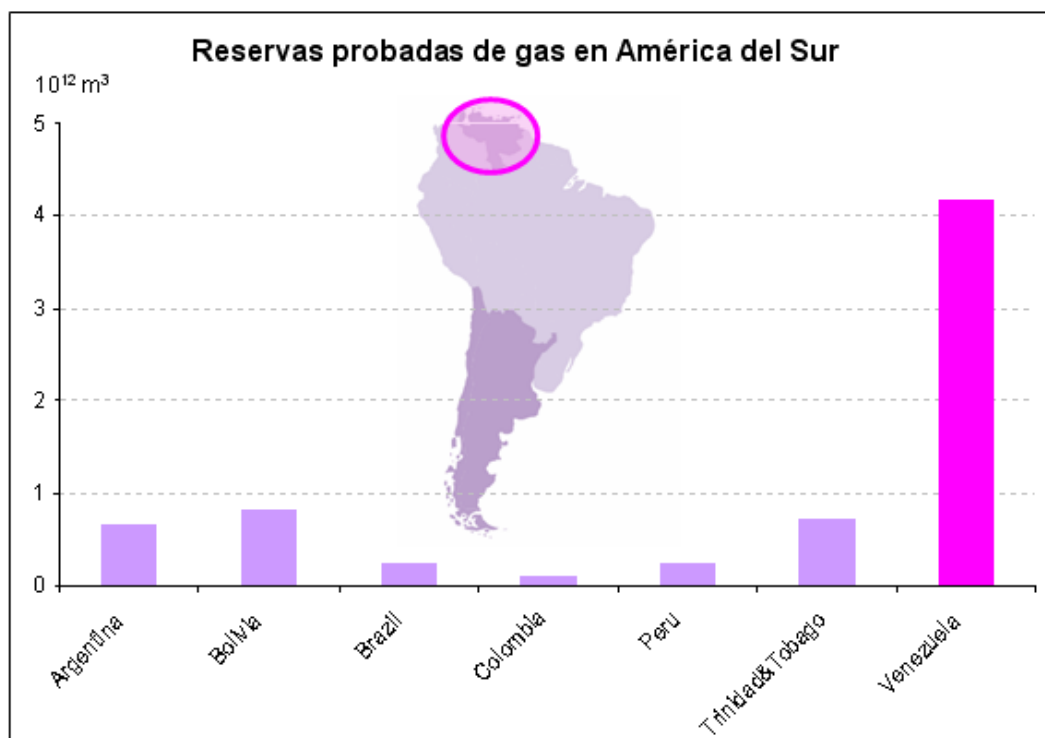
Figura N° 6



Fuente: Plan estratégico desarrollo de gas (<http://www.pdvsa.com>)

Los proyectos son viables si se observa que Venezuela es la que posee la mayor reserva probada de gas en comparación con otros países de la región, tal como se aprecia en la Figura N° 7.

Figura N° 7



Fuente: Statistical Review of World Energy-June 2004

El gobierno venezolano, a través del Ministerio de Energía y Petróleo y del Ente Nacional del Gas (ENAGAS), que son los encargados de regular este sector, ha reorientado la política energética del país otorgando al gas natural una mayor relevancia en los planes de desarrollo nacionales. Se desea desde el Ejecutivo que este hidrocarburo se convierta en uno de los pilares fundamentales sobre los que se sustente el desarrollo económico y social del país. Concretamente, se pretenden alcanzar cinco grandes objetivos interrelacionados: garantizar en el largo plazo el abastecimiento de gas a la nación, desarrollar la infraestructura de transporte y distribución, desarrollar la producción de gas libre, promover el desarrollo industrial del país y redirigir la capacidad de pago de los diferentes actores³.

Las iniciativas del gobierno nacional impulsan el uso del gas como combustible primario, lo que permitirá aumentar la exportación de otros combustibles que actualmente están siendo destinados al mercado interno.

Las grandes reservas de gas existentes y los desarrollos de gasoductos que se están llevando a cabo en el país, para llevar este combustible a todo el territorio, sumado a las políticas energéticas del Estado que impulsan su uso como combustible primario, contribuirán entre otros aspectos a bajar los costos operativos en el sector eléctrico.

4. EVALUACIÓN DE EFECTO DE LA DISPONIBILIDAD DE GAS SOBRE EL DESARROLLO DE SISTEMA ELÉCTRICO VENEZOLANO.

4.1 CASO DE REFERENCIA DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN

En los actuales momentos los sistemas de transporte y áreas productoras de gas en Venezuela están desconectados, existen en la práctica dos mercados de gas completamente distintos: el que abarca toda la región centro oriental, tradicionalmente abundante en oferta de gas y el que abarca toda la región del occidente, que se encuentra en una situación deficitaria. El objetivo de mediano plazo, declarado por ENAGAS, es alcanzar un solo precio de gas para un mercado integrado en todo el territorio nacional⁴. Según las evaluaciones de oferta y demanda realizadas por ENAGAS, el balance de gas se consigue en la región oriental del país a partir del año 2006 y la región occidental a partir del año 2008.

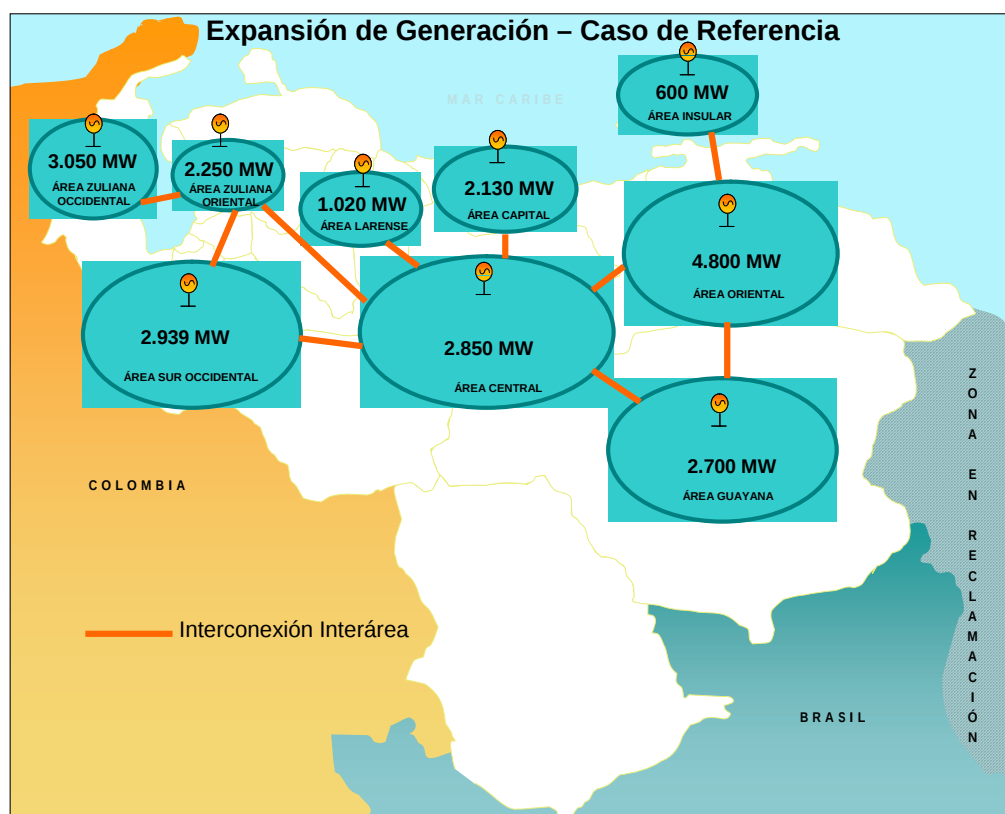
Bajo esta premisa se determinó la expansión de generación y transmisión para el período 2005 – 2024 del Plan de Desarrollo del Servicio Eléctrico Nacional, que para efecto de este análisis se denomina “Caso de Referencia”.

La Figura N° 8 presenta la ubicación de la generación resultante del caso de referencia para las condiciones de disponibilidad y precios de gas supuestos. Ambas premisas introducen una señal determinante en la ubicación y el tipo de tecnología para la expansión de generación e inclusive para la eficiencia de las unidades.

³Fuente: <http://www.eumed.net/cursecon/ecolat/ve/2005/jcm-gas.htm>

⁴ Política de Precios y Tarifas de Gas – Posición del Ente Regulador. Ente Nacional del Gas . Venezuela 2002.

Figura N° 8



5. ANALISIS DE SENSIBILIDAD A LA DISPONIBILIDAD Y PRECIOS DEL GAS

El análisis realizado para este trabajo tiene como objetivo evaluar el impacto de la disponibilidad y precio del gas en la región occidental del país sobre los resultados obtenidos del caso de referencia para la expansión del sistema de generación y de la red de transmisión (incluye las áreas operativas identificadas como área occidental, área zuliana oriental y área zuliana occidental).

La expansión de generación en la región occidental del país para el año 2024 alcanza aproximadamente 8.240 MW, de los cuales 3.440 MW están señalados como proyectos en ejecución o en fase de ingeniería, programados a entrar en servicio entre los años 2006 y 2012. Los 4.800 MW restantes corresponden a generación adicional requerida para servir los requerimientos de demanda del área cumpliendo con los criterios de confiabilidad establecidos para el diseño. El análisis realizado de sensibilidad considera solo la generación que se ha catalogado como adicional y no los proyectos sobre los cuales ya existe la decisión de su ejecución.

El primer aspecto a evaluar en el análisis realizado es la cuantificación de combustibles que pudieran utilizarse para la generación de energía eléctrica en la región occidental y las posibles fuentes energéticas alternativas.

El consumo de gas estimado requerido por estos nuevos desarrollos está en el orden de los $7,5 \times 10^3$ MMm³ para el año 2024, lo que representa aproximadamente 28% del consumo estimado requerido a nivel nacional para el mismo año. Si se cuantifican los requerimientos totales de la región occidental, con la inclusión además de los proyectos en construcción y en fase de ingeniería, el consumo estimado de gas alcanza el monto aproximado de 9×10^3 MMm³.

Debe destacarse que el consumo de gas a nivel nacional alcanzó aproximadamente $4,6 \cdot 10^3$ MMm³ en el año 2005, es decir que el consumo estimado para el año 2024 solo en la región occidental será un 64% superior al actual nacional.

En la región occidental del país existen algunos recursos hídricos para su explotación en la generación de electricidad. Estos recursos están ubicados específicamente en la región andina, sus potencialidades han sido cuantificadas y se encuentran dentro de los proyectos en ejecución y en fase de ingeniería. Es decir que este recurso ya ha sido considerado y no se debe incluir como una alternativa para suplir los requerimientos adicionales de la región en los casos de deficiencias del gas como combustible primario.

Entre las tecnologías existentes para la generación de energía eléctrica con combustibles fósiles podrían considerarse turbinas a vapor con Fuel Oil como combustible primario. El monto aproximado de combustible requerido para generación se estima en 43 MMBEP para el año 2024.

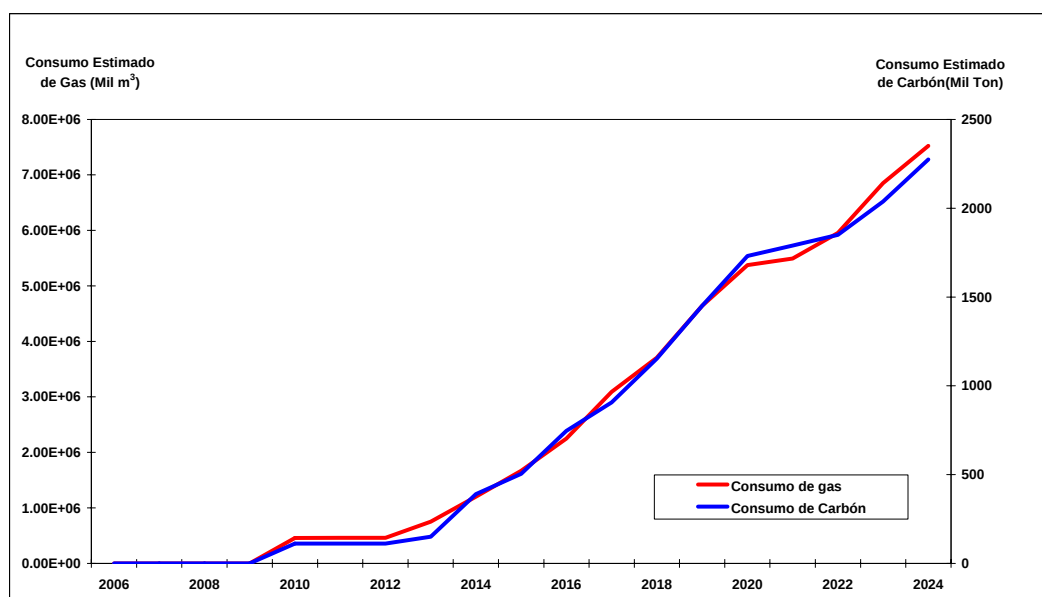
Otro combustible que podría utilizarse para generación eléctrica en el occidente del país pudiera ser el carbón. Los requerimientos de este combustible alternativo cuantificados para el año 2024 alcanzan 2,3 MMTon.

En la región occidental del país existen yacimientos de carbón y las evaluaciones realizadas hasta el momento en las minas de Santo Domingo, en el estado Táchira, han determinado un potencial para generación eléctrica de unos 300 MW. Se están diseñando estrategias que permitan su concreción para el año 2010. Por otro lado pudiera utilizarse carbón de la cuenca del Guasare, estado Zulia, para la generación eléctrica, sin embargo las potencialidades de estas minas para la generación eléctrica deben ser cuantificadas.

La Figura N° 9 muestra los requerimientos de consumo de gas o de carbón para la generación de 5.900 MW requeridos hasta el año 2020 y 7.100 MW hasta el año 2024.

Otro aspecto considerado en el análisis de sensibilidad realizado es el precio del gas en la región occidental del país.

Figura N° 9



La expansión de referencia fue realizada utilizando como precio base del gas en todo el territorio nacional 0,9 \$/MMBTU. Este precio según fuente ENAGAS es el precio meta para la región oriental del país.

Aumentos en el precio del combustible en el área occidental del país impactaría directamente en los costos operativos térmicos⁵ de hasta 50% para los rangos evaluados. Esto implicaría la necesidad de realizar nuevas evaluaciones económicas para determinar la conveniencia de ser sustituida esta generación con altos costos operativos en la región occidental total o parcialmente con nuevas expansiones en el sistema de transmisión para llevar la energía generada desde la región oriental del país.

La Figura N° 10 muestra el análisis de sensibilidad realizado a los costos operativos ante variaciones en el precio del gas en la región occidental del país.

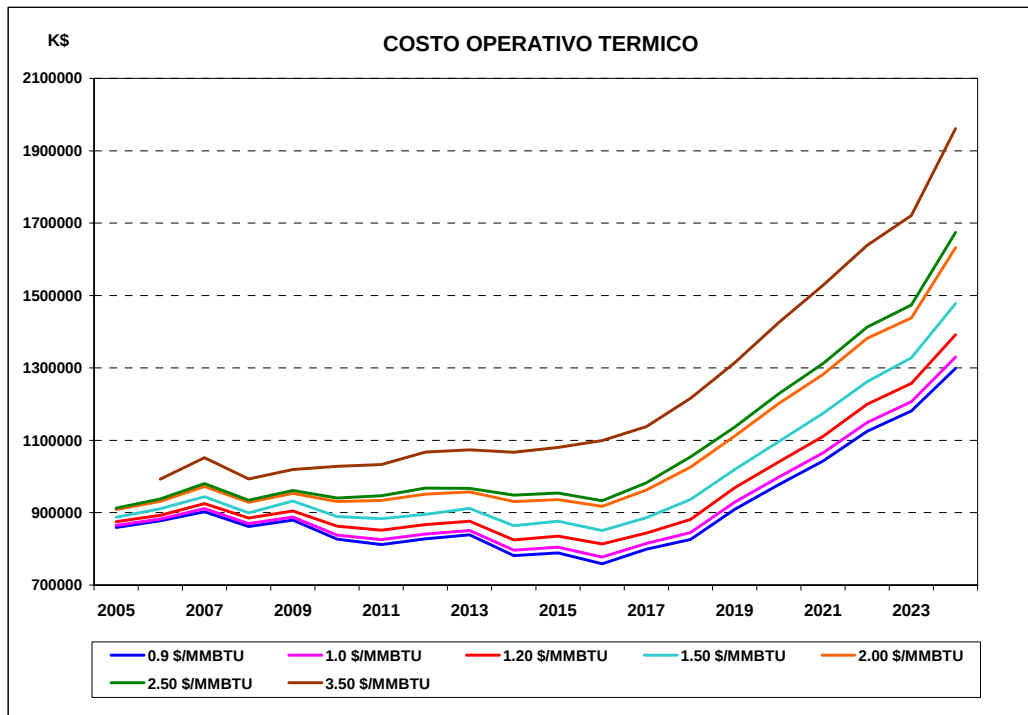
Como tercer aspecto analizado está el impacto que tiene la disponibilidad de gas y ejecución de los proyectos sobre los índices de porcentaje de energía no servida y probabilidad de racionamiento mensual.

En esta evaluación se considera la puesta en servicio en la región occidental solamente de los proyectos catalogados como en ejecución y en fase de ingeniería, que alcanzan el monto total de 3.400 MW; el resto de los proyectos requeridos en la región que suman 4.800 MW son instalados en la región centro oriental del país y se incluye la ejecución de las obras de transmisión contenidas en el PDSEN. Los resultados muestran que se presentaría un déficit de energía en la región occidental que supera el criterio de diseño de permitir un máximo de 2% de energía no servida anual en la región, a partir del año 2018, tal como se aprecia en la Figura N° 11.

Haciendo el análisis del criterio de probabilidad de racionamiento mensual, que es complementario para los análisis de expansión de generación, se tiene como resultado que a partir del año 2016 se registran valores superiores a los utilizados para el diseño.

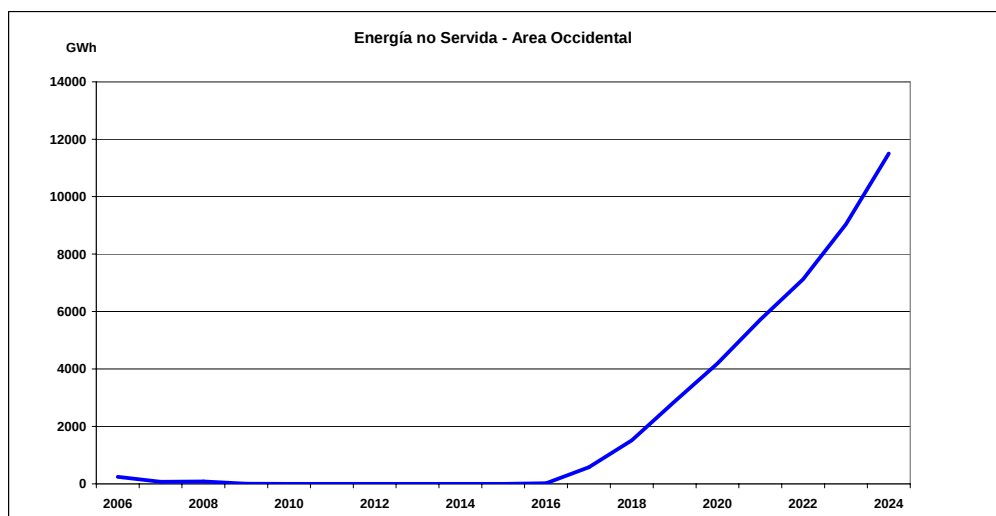
⁵ El costo operativo térmico incluye el costo de combustible, costo de transporte y operación y mantenimiento O&M.

Figura N° 10



Esto implica que de no acometerse obras de generación adicionales a las consideradas en ejecución y en fase de ingeniería en la región occidental de país, se hace necesario fortalecer la red de transmisión con obras adicionales a las incluidas en el PDSEN para suplir ampliar los vínculos entre las regiones centro-oriental y occidental y los vínculos entre las áreas operativas en la región occidental, con la finalidad de suplir los requerimientos de demanda.

Figura N° 11



La cuarta evaluación realizada esta dirigida a cuantificar los requerimientos de la red de transmisión requeridos para suplir las eventuales deficiencias de generación en la región occidental.

Para las sensibilidades donde se replantea la ubicación de las plantas generación resultante de la expansión, se realizó el análisis del sistema para el año horizonte, verificándose el cumplimiento de los parámetros de calidad del servicio en la red de transmisión. Este análisis da las señales para determinar los refuerzos en la red que eliminan los posibles “cuellos de botellas” en las interconexiones entre las áreas.

Obtenidas las nuevas condiciones de ubicación de la generación que las sensibilidades de expansión de generación arrojaron y su representación mediante flujo de carga AC para determinar los requerimientos de la red, se obtuvieron resultados que en cierta forma eran de esperarse. Por ejemplo, si la mayor parte de la generación a ser instalada en el occidente del país según el caso de referencia, es instalada hacia el centro y el oriente del país debido a la señal de déficit en el suministro de energía en el occidente, se deben reforzar los nexos de transmisión desde el centro del país hacia el occidental ya que se debe atender la demanda del sistema occidental con generación ubicada en áreas foráneas.

Los resultados esperados fueron corroborados con los indicadores de los criterios de calidad (perfiles de voltaje y cargabilidad de los equipos de transmisión), los cuales muestran el deterioro de las condiciones operativas.

En las evaluaciones llevadas adelante mediante la herramienta de flujo de carga, se analizó adicionalmente el impacto que sobre las pérdidas en la red de transmisión tendrá la nueva ubicación propuesta. Se entiende que las pérdidas son menores cuando la generación esta ubicada cerca de los nodos de carga. Esto quedó comprobado al comparar las pérdidas totales en el caso de referencia con las que se obtuvieron en el caso con la reubicación de las plantas, incrementándose estas en 180 MW para el último caso. Ahora bien el hecho de reubicar la generación en atención de la disponibilidad del gas y su impacto en la expansión de la red de transmisión, debiera evaluarse desde el punto de vista de los costos adicionales que dicha expansión de transmisión significa para el sistema, junto al costo adicional de las perdidas y compararse contra la economía que se logra en los costos operativos de las centrales reubicadas y en general del despacho de todo el sistema.

Finalmente la reubicación de la generación siguiendo la señal de disponibilidad de gas impactó la expansión de transmisión tal que se requerirán aproximadamente 900 MVA accionales de capacidad de transformación, 100 km de líneas adicionales y 300 MVar de compensación capacitiva en las redes de subtransmisión con respecto al caso de referencia. Sumado a todos estos equipos de transmisión se debe evaluar si es necesario instalar otros dispositivos en las redes de transmisión que soportan al sistema en estado transitorio (por ejemplo, SVS, FACTS, compensación sincrónica, etc) ante la ocurrencia de una contingencia.

6. CONCLUSIONES

- Las decisiones de ejecución de nuevos proyectos termoeléctricos están directamente vinculadas a la disponibilidad de gas en las diversas regiones del país, por lo que se requiere de un continuo seguimiento a los desarrollos de producción y transporte de gas. Antes las actuales restricciones en la ofertas de gas para el sector eléctrico, se requiere un gran esfuerzo para disponer de este combustible en el centro y occidente del país.
- Uno de los elementos de la estrategia de expansión de generación consistió en ubicar las nuevas plantas cercanas a los centros de consumo. De presentarse problemas estructurales en la disponibilidad de gas en la región occidental del país deben hacerse las evaluaciones

de las implicaciones, para tomar las acciones necesarias tendientes a reorientar la expansión de generación y/o transmisión necesarias o el uso de otras alternativas para generación eléctrica, en concordancia con la política energética nacional para satisfacer los requerimientos de demanda futura con la calidad adecuada.

- Otro aspecto que debe seguirse continuamente es la evolución de los precios del gas que incluyan los costos de transporte, lo cual es una premisa que impacta directamente sobre las decisiones de ubicación de los nuevos proyectos de generación y en consecuencia impacta directamente sobre las decisiones que se tomen para el desarrollo de la red de transmisión.
- La reubicación de la generación en atención a la disponibilidad del gas y su impacto en la expansión de la red de transmisión, debiera evaluarse desde el punto de vista de los costos adicionales que dicha expansión de transmisión significa para el sistema, junto al costo adicional de las pérdidas y compararse contra la economía que se logra en los costos operativos de las centrales reubicadas y en general del despacho de todo el sistema.

7. BIOGRAFÍAS

Maria Carolina Palmero, graduado de Ingeniero Electricista en la Universidad Simón Bolívar (USB) en 1981. Magíster en Ingeniería Gerencial (1996). Su experiencia ha sido en estudios de expansión y operación de sistemas eléctricos de potencia. Se desempeña desde el año 1988 en la sección de Estudios en la División de de Planificación de la Oficina de Operación de Sistemas Interconectados (OPSIS). Email: mpalmero@edelca.com.ve.

Mercy Quijada Blanco, graduado de Ingeniero Electricista en la Universidad Metropolitana (UNIMET) en 1994. Especialista en Gerencia y Tecnología (2003). Su experiencia ha sido en estudios de expansión y operación de sistemas eléctricos de potencia. Se desempeña desde el año 1992 en la sección de Estudios en la División de de Planificación de la Oficina de Operación de Sistemas Interconectados (OPSIS). Email: mquijada@edelca.com.ve.