

B. ANALISIS DE LA INFORMACIÓN SUMINISTRADA

B.1 Requerimiento de Información

La regulación vigente (en adelante LA NORMA) define en detalle la metodología a seguir para determinar el Plan de Transmisión (PT). A tal efecto, se deben en principio desarrollar futuros de demanda y generación a partir de los cuales se determinen atributos de los planes propuestos. La siguiente figura muestra el flujograma del proceso que conduce a la definición del PT.

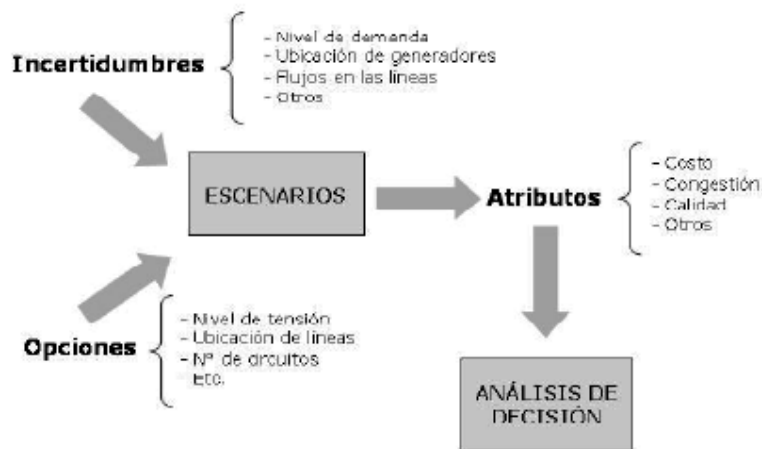


Figura B.1 Proceso de Planificación Metodología TO/R – MINIMAX.

Donde:

Incertidumbres: Son las variables sobre las cuales el planificador no tiene control. Pueden presentar una distribución probabilística o tomar valores desconocidos pero acotados, es decir, moverse entre un rango máximo y un mínimo.

Opciones: Son los distintos proyectos individuales. Por ejemplo: Línea Carhuamayo - Vizcarra.

Escenarios: Son combinaciones de Planes y Futuros.

Plan: Conjunto específico de Opciones (proyectos) que se evalúan en conjunto. Por ejemplo: Línea Carhuamayo – Vizcarra y Línea Paragsha - Carhuamayo.

Futuros: Son conjuntos de materializaciones de las incertidumbres en valores o parámetros.

Atributos: Son medidas de las características asociadas a la construcción de un determinado Plan u Opción. Los Atributos pueden ser de tipo cuantitativos o cualitativos. Ejemplos de Atributos son: los costos, las horas de interrupción, pago de la demanda, entre otros.

LA NORMA establece que proceso de planificación se inicia en el año horizonte, el cual para el presente estudio será el año 2020. La determinación de Atributos de cada Escenario requiere evaluar las incertidumbres existentes en dicho año en términos de demanda, nueva capacidad de generación y su localización dentro de la red de transmisión, disponibilidad y precios de combustible en las distintas regiones del país, importación / exportación de energía, proyectos candidatos de nueva capacidad de transmisión y sus correspondientes parámetros técnicos y de costos de inversión / operación.

En función de lo antes indicado a continuación se realiza una evaluación de la información suministrada que sirva como base para la determinación de futuros. El análisis se centra en los siguientes aspectos:

- Proyección de la demanda de energía y potencia.
- Nuevos proyectos de generación.
- Precios y disponibilidad de combustible para generación térmica.
- Proyectos candidatos de ampliación del sistema de transmisión.
- Criterios técnicos de operación del sistema de transmisión.

B.2 Proyección de la Demanda de Energía y Potencia

A continuación se explican y analizan la metodología y los resultados de las proyecciones de demanda más recientes elaboradas por:

- El Ministerio de Energía y Minas, que proyecta la demanda de energía y potencia del SEIN a los efectos de la elaboración del Plan Referencial de Electricidad.
- El COES, quien proyecta la demanda de energía para la elaboración del Informe de Diagnóstico previsto en LA NORMA.

Se dispone además de información de demanda futura indicada por la empresa de transmisión Red de Energía del Perú S.A. (REP), para la planificación del sistema de transmisión. Cabe destacar que dicha empresa utiliza como dato la demanda proyectada por el MEM.

B.2.1 Ministerio de Energía y Minas (MEM)

El Ministerio de Energía y Minas (MEM) elabora el Plan Referencial de Electricidad para brindar información prospectiva que sirva a los agentes del subsector electricidad o de nuevos agentes que tengan la intención de participar de decisiones de inversión.

En dicho plan, el MEM realiza una proyección del SEIN. Para el análisis de la proyección, en el presente documento se utilizó el último Plan Referencial de Electricidad del período 2008 – 2017, el elaborado sobre la base de información anual hasta el año 2008.

Para la proyección de la demanda global del SEIN, el MEM diferenció dos grandes tipos de

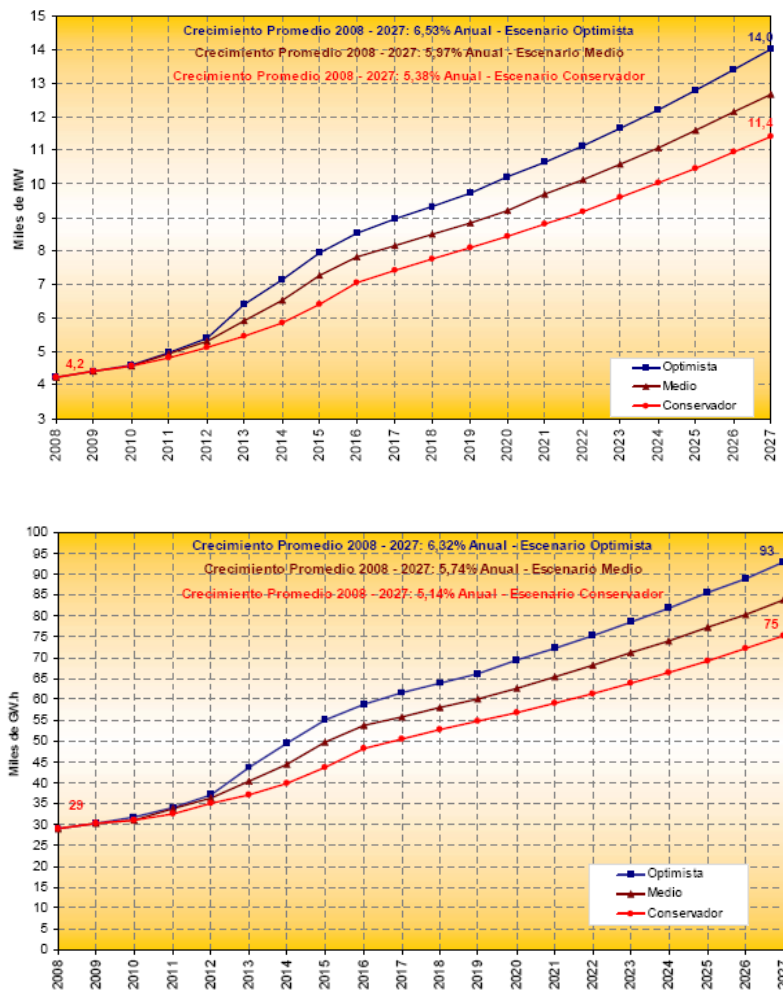
carga: “Cargas Vegetativas” y “Cargas Mayores” (Especiales / Incorporadas). Para la proyección de la demanda de cargas vegetativas se utilizaron dos metodologías, una para el corto plazo (período 2009 – 2010), y la otra para el largo plazo en el período restante 2008 – 2017. Como resultado del análisis realizado se obtuvieron las proyecciones de demanda de energía y potencia para el SEIN bajo los escenarios optimista, medio y conservador.

Las cargas vegetativas corresponden principalmente a la demanda del mercado regulado considerando que este tipo de demanda es susceptible a la modelación mediante técnicas estadísticas; mientras que el crecimiento de las cargas especiales se hace en forma discreta en base a un análisis individual.

Para la proyección de las cargas vegetativas una de las metodologías utilizadas se basa en las series temporales ARIMA – Auto Regressive Integrated Moving Average. La otra metodología se base en utilizar modelos econométricos para el largo plazo que evalúa las variables explicativas útiles para este fin.

El modelo econométrico se basa en utilizar el PBI del país como variable explicativa, sin incluir el crecimiento del sector minería. El crecimiento del sector minería se incorpora en forma externa a la proyección de demanda obtenida por la complementación de los dos modelos (ARIMA y Econométrico), para lo cual se definieron los grandes proyectos mineros a ser considerados.

Las figuras siguientes muestran la proyección resultante de la demanda de energía y potencia donde se resaltan los valores obtenidos para el año horizonte.

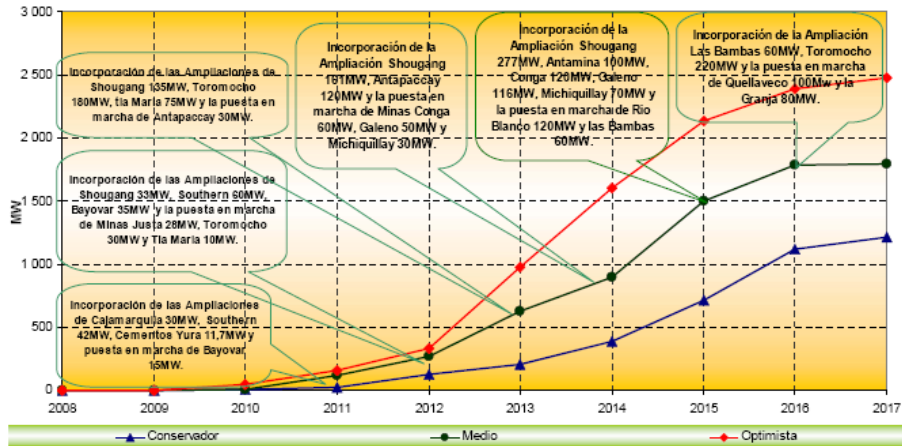


Fuente: MEM. Plan Referencial de Electricidad 2008-2017.

Figura B.2 Proyección de la demanda (Energía y Potencia) del MEM.

Se observa que la demanda de energía proyectada para el año 2020 tiene un valor mínimo de 57 TWh y un valor máximo de 70 TWh. La Potencia Máxima para ese mismo año tiene un valor mínimo de 8400 MW y un valor máximo de 10100 MW. Comparando con la demanda registrada en el año 2008, la demanda proyectada para el año 2020 implica una tasa media de crecimiento 2008-2020 en el rango del 5.8% aa al 7.6% aa.

Los grandes proyectos incorporados como parte de la demanda antes indicada se muestran en la siguiente figura.



Fuente: MEM. Plan Referencial de Electricidad 2008-2017.

Figura B.3 Estimaciones de los Requerimientos de Potencia de los Grandes Proyectos (2009-2017).

B.2.2 COES

El COES realizó, conforme lo requiere LA NORMA, un informe de diagnóstico sobre la operación del SEIN a futuro que sirva como base para el desarrollo del PT. Este informe incluye una proyección de la demanda, para lo cual la demanda del SEIN ha sido dividida en dos componentes, la demanda vegetativa y la demanda de los grandes clientes. La primera se ha proyectado utilizando un modelo econométrico, mientras que la segunda se basa en información proporcionada por los agentes.

La proyección de la demanda vegetativa se realizó utilizando un modelo econométrico que tiene como variables explicativas el PBI, la población y la tarifa media. Las tasas de crecimiento del PBI se estimaron a partir de las previsiones de las entidades estatales y privadas dedicadas al tratamiento de esta variable. La estimación de la demanda de los meses faltantes del año 2009 mediante el uso de la metodología ARIMA.

La proyección de la demanda de grandes cargas, conformadas por cargas especiales, incorporaciones y proyectos, está basada en los resultados de encuestas efectuadas a inversionistas, propietarios y suministradores de las cargas del SEIN. El cuadro siguiente muestra las demandas consideradas en el periodo 2009-2013.

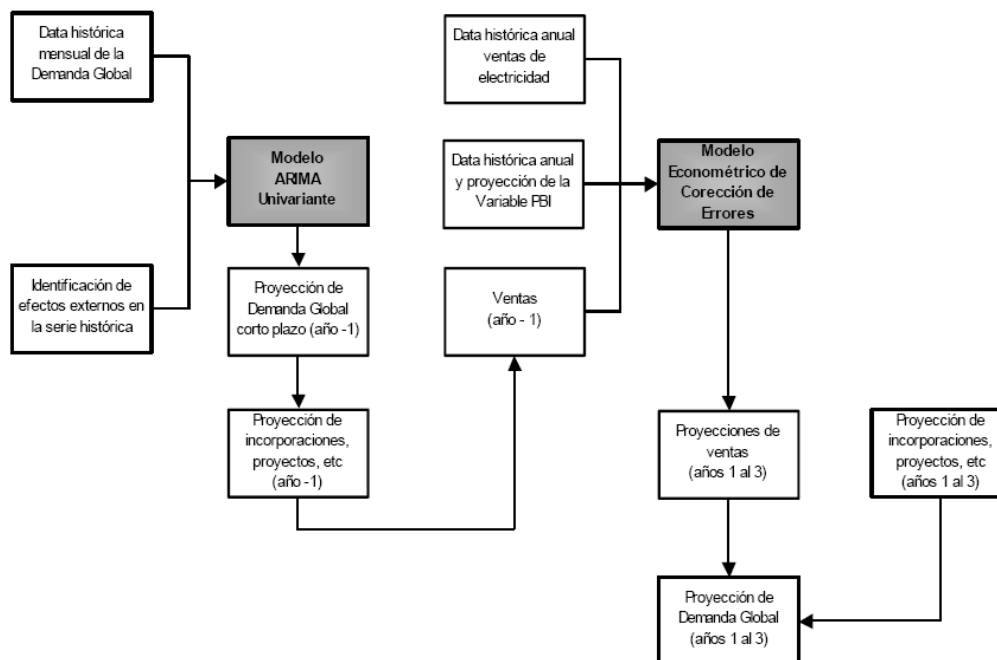
Tabla B.1 Proyectos Principales considerados en la Demanda

En el 2009 solo incrementa su potencia en Horas Fuera de Punta de 70 a 91 MW.

Fuente: Informe de Diagnostico de las condiciones operativas del SEIN, periodo 2011 – 2020. COES SINAC.

| | 2009 | | 2010 | | 2011 | | 2012 | | 2013 | |
|--|------|-----|------|-----|------|-------|------|-------|------|-------|
| | MW | GWh | MW | GWh | MW | GWh | MW | GWh | MW | GWh |
| Ampliación Cajamarquilla (2ra Etapa) (1) | - | 119 | 40 | 402 | 40 | 452 | 40 | 452 | 110 | 924 |
| Ampliación Aceros Arequipa | 6 | 86 | 6 | 86 | 6 | 86 | 6 | 86 | 6 | 86 |
| Proyecto Tia Maria | - | - | 10 | 60 | 60 | 200 | 100 | 800 | 100 | 800 |
| Ampliación de la concentradora Toquepala | - | - | - | - | 20 | 108 | 50 | 430 | 50 | 430 |
| Ampliación de la Fundición de Ilo y refinería de cobre | - | - | - | - | - | - | 18 | 74 | 18 | 74 |
| Ampliación de Shougang | 20 | 174 | 29 | 234 | 132 | 984 | 138 | 1 026 | 138 | 1 029 |
| Ampliación Quimpac | - | - | 23 | 96 | 23 | 191 | 23 | 191 | 23 | 191 |
| Bayovar | - | - | - | - | 15 | 54 | 15 | 54 | 15 | 54 |
| Pachapaqui (Milpo) | - | - | - | - | - | - | 50 | 329 | 50 | 329 |
| Ampliación de Cemento Pacasmayo | - | - | - | - | 7 | 45 | 7 | 45 | 20 | 128 |
| Marcobre (Mina Justa) | - | - | - | - | - | - | 5 | 33 | 32 | 266 |
| Antapacay | - | - | - | - | - | - | 25 | 126 | 25 | 126 |
| Toromocho | - | - | - | - | 5 | 43 | 45 | 390 | 180 | 1 600 |
| Ampliación Antamina | - | - | - | - | 55 | 225 | 55 | 225 | 55 | 225 |
| Minas conga | - | - | - | - | - | - | 20 | 135 | 60 | 320 |
| Cemento Otorongo | - | - | - | - | 10 | 61 | 21 | 110 | 21 | 110 |
| El Brocal | - | - | 7 | 45 | 22 | 137 | 22 | 137 | 22 | 137 |
| Sub Total Area Norte | - | - | - | - | 77 | 324 | 147 | 787 | 200 | 1 056 |
| Sub Total Area Centro | 26 | 378 | 105 | 863 | 228 | 1 894 | 279 | 2 315 | 511 | 4 233 |
| Sub Total Area Sur | - | - | 10 | 60 | 90 | 369 | 214 | 1 540 | 214 | 1 540 |
| Total Proyectos | 26 | 378 | 115 | 923 | 395 | 2 586 | 640 | 4 642 | 925 | 6 829 |

En la figura siguiente se muestra el esquema de proyección adoptado con sus diferentes etapas de análisis.



Fuente: Informe de Diagnostico de las condiciones operativas del SEIN, periodo 2011 – 2020. COES SINAC.

Figura B.4 Esquema de la proyección de la demanda.

Para la proyección de la demanda de largo plazo, se utilizó el modelo econométrico conside-

rando un 5.1% como tasa esperada de crecimiento constante de PBI en el período 2014-2020, los crecimientos históricos de grandes cargas y las estimaciones de crecimiento de proyectos basados en la información de la referencia.

El COES realiza la distribución de demanda por zonas/barras del SEIN en función de factores de distribución típicos resultantes de los registros históricos. La siguiente tabla muestra los factores promedio considerados para el periodo 2009-2013.

Tabla B.2 Factores de participación de la Demanda por zona.

Fuente: Informe de Diagnostico de las condiciones operativas del SEIN, periodo 2011 – 2020. COES SINAC.

| Zonas | Participación |
|--------|---------------|
| Centro | 67.6% |
| Norte | 14.2% |
| Sur | 18.2% |
| Total | 100% |

La demanda proyectada por el COES para el año 2020 se muestra en la siguiente tabla. La tasa de crecimiento media del periodo 2008-2020 resulta del 6.8% para la energía y del 6.6% para la potencia. En el informe de diagnóstico el COES no evalúa escenarios alternativos de crecimiento de la demanda hasta el año 2020.

Tabla B.3 Demanda proyectada – Año 2020.

Fuente: Informe de Diagnostico de las condiciones operativas del SEIN, periodo 2011 – 2020. COES SINAC.

| Años | GRANDES CARGAS Y OTROS | | | | | TOTAL | | | |
|------|------------------------|-----------------------------------|------------------|-----------------|--------------|----------------|---------------------------------|----------------|---------------------------------|
| | Ventas GWh | Especiales Incorporadas GWh | Proyectos GWh | Pérdidas GWh | Otros GWh | Energía GWh | Tasa media de crecimiento | Potencia MW | Tasa media de crecimiento |
| 2008 | | | | | | 29559 | | 4199 | |
| 2020 | 35465 | 10372 | 13503 | 5083 | 953 | 65376 | 6.8% | 9082 | 6.6% |

Como parte de la información suministrada el COES envió además planillas Excel con la proyección de la demanda hasta el año 2020 para tres escenarios: caso base, caso Optimista y caso Pesimista la cual se entiende es representativa de la información más actual disponible y que por lo tanto reemplaza los valores pronosticados en el Informe de Diagnóstico. La tabla siguiente incluye los valores proyectados por el COES para estos tres casos.

Tabla B.4 Proyección de demanda COES.

Fuente: Informe de Diagnostico de las condiciones operativas del SEIN, periodo 2011 – 2020. COES SINAC.

| | Años | TOTAL COES | | | |
|-----------|------|----------------|---------------------------------|----------------|---------------------------------|
| | | Energía GWh | Tasa media de crecimiento | Potencia MW | Tasa media de crecimiento |
| | 2008 | 29559 | | 4199 | |
| Caso Base | 2020 | 63177 | 6.5% | 8959 | 6.5% |
| Caso OPT | 2020 | 71738 | 7.7% | 9960 | 7.5% |
| Caso PES | 2020 | 54531 | 5.2% | 7781 | 5.3% |

La diferencia de demanda entre casos se da principalmente por diferentes hipótesis respecto a

proyectos mineros considerados en cada escenario los cuales hacen variar la proyección de demanda correspondiente al año 2020 en un 10% (\pm 6400 GWh) respecto a la demanda correspondiente al caso base.

B.2.3 Red de Energía del Perú (REP)

Para la elaboración del Plan de Expansión de Transmisión correspondiente al período 2008 – 2016, elaborado por la empresa en septiembre de 2008, REP utilizó como fuente de información las proyecciones de demanda elaboradas por el OSINERGMIN en el estudio de Fijación Tarifaria de Mayo de 2008, y el Plan Referencial de Electricidad elaborado por el MEM del período 2006-2015, para el corto plazo y largo plazo respectivamente.

Para la distribución de cargas por barra REP utilizó la información del COES y de las principales distribuidoras, las cuales fueron validadas con la información de medición disponible en REP.

El estudio de proyección de demanda realizado por REP considera tres escenarios de demanda: Optimista, Conservadora y Media, los cuales están basados en los escenarios de demanda Optimista, Conservadora y Media del Plan Referencial de Electricidad del MEM respectivamente, actualizados a partir de la información de demanda registrada por el COES en el año 2007, con las mismas tasas de crecimiento presentadas en el Plan Referencial del MEM.

En función del criterio antes expuesto adoptado por REP para proyectar la demanda se concluye que los resultados no son válidos para el presente estudio toda vez que el análisis se basa en información histórica des-actualizada.

B.3 Nuevos Proyectos de Generación

A continuación se realiza una recopilación de los proyectos de generación candidatos para la expansión del parque de generación de Perú. Las fuentes de información utilizadas son:

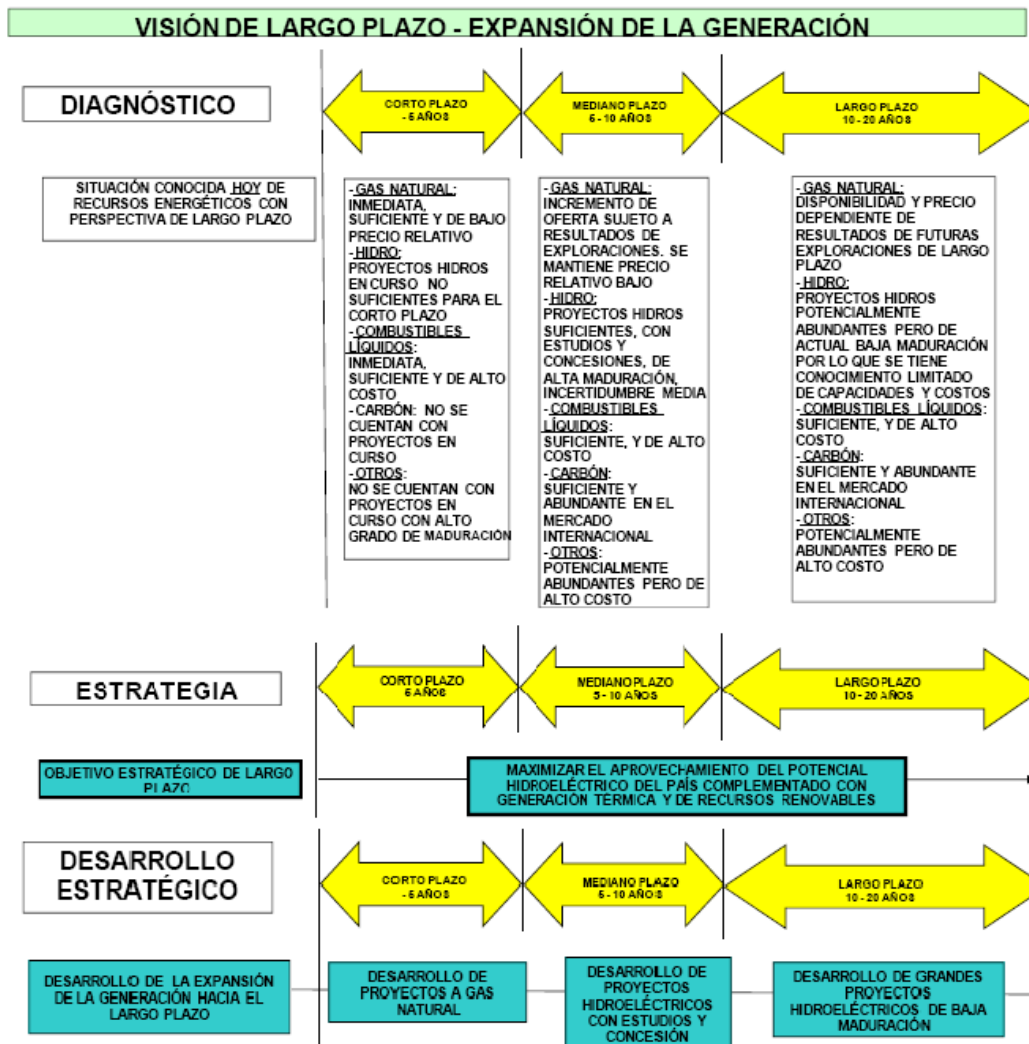
- Plan Referencial de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas.
- Informe de Diagnóstico del COES
- Información suministrada por COES en planillas de cálculo

B.3.1 Plan Referencial de Electricidad

El Plan Referencial de Electricidad realizado por el MEM define la expansión de la generación y la Transmisión para diferentes escenarios de crecimientos de la demanda que cumple con la condición de “Mínimo Costo” total, tomando en cuenta costos de inversión y costos operativos, que los proyectos que los componen sean técnica y económicamente viables bajo las consideraciones de operación económica del mercado definidas por el marco regulatorio del sub-

sector, y concordante con la estrategia de desarrollo eléctrico establecido para el sector. Dicho plan considera únicamente los requerimientos nacionales. Los requerimientos asociados con Importación / exportación con países vecinos son determinados de manera separada.

Los siguientes cuadros muestran el diagnóstico de la situación que hace el MEM y las estrategias a seguir para desarrollar el plan de expansión. Dada las restricciones en la disponibilidad de gas natural para generación térmica (limitado a 500 MMPCD, aproximadamente 3000 MW, eficiencia térmica media 50%) el plan plantear el desarrollo de proyectos a gas natural en el corto plazo, proyectos hidráulicos medianos con concesión temporal en el mediano plazo y grandes proyectos hidráulicos en el largo plazo. A esto se suma el desarrollo de generación en base a recursos renovables de tipo eólica, geotérmica y pequeñas centrales hidráulicas.



Fuente: MEM. Plan Referencial de Electricidad 2008-2017.

Figura B.5 Visión de Largo Plazo – Expansión de la Generación.

Para realizar el Plan de Expansión de generación, el MEM dispone de un conjunto de proyec-

tos candidatos. Como parte de estos proyectos se encuentran las grandes centrales hidráulicas que está previsto desarrollar como parte de un convenio bilateral suscrito con Brasil. Dada la situación de actual negociación de dicho convenio, no se puede aún definir las participaciones a lo que ambos países accederían, de estos proyectos, razón por lo que el MEM, a los efectos del Plan Referencial de Electricidad, asumió un esquema de participación del 50%, y priorizados acorde a los requerimientos del SEIN. Las grandes centrales comprendidas en el convenio mencionado como candidatas, son: Paquizapango, Inambari y Urubamba.

Las tablas que se presentan a continuación muestran las características relevantes de estos proyectos¹, los proyectos que fueron seleccionados para cada uno de los escenarios propuestos de crecimiento de la demanda (base, optimista y conservador), el balance de generación / demanda / Reserva y los costos marginales resultantes.

Tabla B.5 Proyectos de Generación Candidatos – Centrales Hidroeléctricas.

Fuente: MEM. Plan Referencial de Electricidad 2008-2017.

| A) PROYECTOS MEDIANOS CON CONCESIÓN DEFINITIVA | | | |
|---|----------|---------|-----------------------------|
| Central | Potencia | Energía | Costo de Inversión Estimado |
| | MW | GW·h | 1000 \$ |
| Platanal | 220 | 1 079 | Ejecutado |
| Machu Picchu II | 98 | 584 | 149 000 |
| Tarucani | 50 | 334 | 67 809 |
| Cheves | 168 | 837 | 192 026 |
| Santa Rita | 174 | 1 000 | 173 732 |
| La Virgen | 64 | 385 | 63 344 |
| Pucará | 130 | 900 | 224 066 |
| Quitaraca | 112 | 720 | 96 979 |
| San Gabán I | 110 | 744 | 205 891 |
| Huanza | 79 | 338 | 76 349 |
| Marañón | 96 | 425 | 101 571 |

| B) OTROS PROYECTOS MEDIANOS CON CONCESIÓN TEMPORAL O CON ESTUDIO S | | | |
|---|----------|---------|-----------------------------|
| Central | Potencia | Energía | Costo de Inversión Estimado |
| | MW | GW·h | 1000 \$ |
| Santa Teresa | 98 | 821 | 89 892 |
| Lluta | 220 | 1 507 | 311 892 |
| Olmos I | 120 | 675 | 115 484 |
| Olmos II | 120 | 714 | 133 862 |
| Alto Piura I | 150 | 455 | 208 432 |
| Alto Piura II | 150 | 395 | 209 199 |
| El Caño | 83 | 726 | 119 125 |
| Llucila | 382 | 2 132 | 355 318 |
| La Guitarra | 220 | 1 831 | 586 650 |
| Uchuhuerta | 30 | 235 | 53 550 |
| Molloco I | 200 | 1 014 | 503 150 |
| Molloco II | 110 | 558 | 188 710 |

¹ En anexos al Plan Referencial se presentan mayores detalles (fichas técnicas) de los proyectos hidráulicos

C) GRANDES PROYECTOS

| Central | Potencia | Energía | Costo de Inversión Estimado |
|--------------|----------|---------|-----------------------------|
| | MW | GW-h | Millones US\$ |
| Paquizapango | 838 | 5 691 | 1 310 |
| Inambari | 1 355 | 10 330 | 2 310 |
| Urubamba | 735 | 5 196 | 1 200 |
| Sumabeini | 1 199 | 8 550 | 2 100 |
| Puerto Prado | 1 163 | 7 720 | 2 020 |
| Rentema | 854 | 6 097 | 1 420 |
| Manseriche | 1 644 | 13 120 | 3 240 |

Tabla B.6 Proyectos de Generación Candidatos – Centrales Térmicas.

Fuente: MEM. Plan Referencial de Electricidad 2008-2017.

| Item | Tipo de Central Térmica | Capacidad (MW) | Costo Total (Millones US\$) |
|------|--------------------------------------|----------------|-----------------------------|
| 1 | Turbogas Solo GN | 180 | 73,3 |
| 2 | Turbogas Dual GN/Diesel | 180 | 81,3 |
| 3 | Turbogas Ciclo Combinado | 540 | 340 |
| 4 | Turbovapor Cierre de Ciclo Combinado | 180 | 193 |
| 5 | Carbón Turbovapor | 500 | 900 |
| 6 | Carbón Turbovapor | 1000 | 1 400 |
| 7 | Petróleo Residual Turbovapor | 500 | 550 |

Tabla B.7 Plan Referencial de Electricidad 2008-2017, Escenario de Demanda de Referencia.

Fuente: MEM. Plan Referencial de Electricidad 2008-2017.

A) Horizonte de Mediano Plazo (2008-2017)

| Año | Central | Tipo | Zona del SEIN | Capacidad MW | Inversión Millones US\$ |
|---|--|--|---------------|-----------------|----------------------------|
| 2009 | C.T. Oquendo | Gas Natural | Centro | 30 | Ejecutado |
| | C.H. La Joya | Hidráulica | Sur | 9,6 | Ejecutado |
| | C.H. Poechos | Hidráulica | Norte | 10 | Ejecutado |
| | Calana (Traslado y Conversión a GN) ¹ | Gas Natural | Centro | 24 | Ejecutado |
| | Mollendo (Traslado y Conversión a GN) ¹ | Gas Natural | Centro | 70 | Ejecutado |
| | C.T. Paíta | Gas Natural | Norte | 30 | Ejecutado |
| | Platanal | Hidráulico | Centro | 220 | Ejecutado |
| | Chilca Turbogas 3 | Gas Natural | Centro | 176 | 73 |
| 2010 | Kallpa Turbogas 2 | Gas Natural | Centro | 180 | 73 |
| | TGN Santa Rosa | Gas Natural | Centro | 180 | 81 |
| 2011 | Turbo Gas Dual | Diesel/GN | Centro | 180 | 81 |
| | BPZ | Gas Natural | Norte | 180 | 73 |
| 2012 | Centrales Eólicas ³ | Eólico | Centro | 50 | 75 |
| | Machupicchu | Hidráulico | Sur | 98 | 149 |
| | TV1 Cierre de 2 TG Existentes a CC | Gas Natural | Centro | 180 | 193 |
| | TV2 Cierre de 2 TG Existentes a CC | Gas Natural | Centro | 180 | 193 |
| | Ciclo Combinado | Gas Natural | Centro | 520 | 340 |
| | TG1-GN Centro | Gas Natural | Centro | 180 | 81 |
| | Centrales Eólicas ³ | Eólico | Centro | 50 | 75 |
| | 2013 | C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ² | Hidráulico | SEIN | 580 |
| Ciclo Combinado - Norte | | Gas Natural | Norte | 520 | 340 |
| Ciclo Combinado - Sur | | Gas Natural | Sur | 520 | 340 |
| Centrales Eólicas ³ | | Eólico | Norte | 50 | 75 |
| Pequeñas Centrales Hidráulicas ³ | | Hidráulico | SEIN | 10 | 17 |
| 2014 | C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ² | Hidráulico | SEIN | 189 | 282 |
| | Centrales Eólicas ³ | Eólico | Norte | 50 | 75 |
| | Pequeñas Centrales Hidráulicas ³ | Hidráulico | Norte | 15 | 26 |
| 2015 | C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ² | Hidráulico | SEIN | 568 | 741 |
| | Centrales Eólicas ³ | Eólico | Norte | 50 | 75 |
| | Centrales Geotérmicas ³ | Geotérmico | Sur | 25 | 50 |
| | Pequeñas Centrales Hidráulicas ³ | Hidráulico | SEIN | 25 | 43 |
| 2016 | C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ² | Hidráulico | SEIN | 431 | 423 |
| | Centrales Eólicas ³ | Eólico | Centro | 100 | 150 |
| | Centrales Geotérmicas ³ | Geotérmico | Sur | 50 | 100 |
| | Pequeñas Centrales Hidráulicas ³ | Hidráulico | SEIN | 40 | 68 |
| 2017 | C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ² | Hidráulico | SEIN | 120 | 135 |
| | Centrales Eólicas ³ | Eólico | Centro | 100 | 150 |
| | Centrales Geotérmicas ³ | Geotérmico | Sur | 50 | 100 |
| | Pequeñas Centrales Hidráulicas ³ | Hidráulico | SEIN | 53 | 90 |
| TOTAL SEIN 2009 -2017 | | | | 6.000 | 5.384 |

(1) No incrementa la potencia efectiva del SEIN

(2) Centrales que competirán en los procesos de Licitación y/o Subastas

(3) Centrales de Energía Renovable No Convencional: Eólicas, Geotérmicas y Pequeñas Centrales Hidráulicas

B) Horizonte de Largo Plazo (2018-2027)

| Año | Central | Tipo | Ubicación | Capacidad MW | Inversión Millones US\$ |
|------------------------------|----------------|------------|-----------|-----------------|----------------------------|
| 2018 | Turbo Gas Dual | Diesel/GN | Norte | 180 | 81 |
| 2019 | Paquitzapango | Hidráulico | Centro | 1.540 | 1.308 |
| 2021 | Inambari | Hidráulico | Centro | 1.355 | 2.310 |
| 2023 | Manseriche | Hidráulico | Norte | 1.644 | 3.240 |
| 2025 | Urubamba | Hidráulico | Centro | 735 | 1.200 |
| TOTAL SEIN 2018 -2027 | | | | 5.454 | 8.140 |
| TOTAL SEIN 2008 -2027 | | | | 11.454 | 13.524 |

Tabla B.8 Plan Referencial de Electricidad 2008-2017, Escenario de Demanda Optimista.

Fuente: MEM. Plan Referencial de Electricidad 2008-2017.

| A) Horizonte de Mediano Plazo (2008-2017) | | | | | |
|---|--|-------------|---------------|-----------------|----------------------------|
| Año | Central | Tipo | Zona del SEIN | Capacidad MW | Inversión Millones US\$ |
| 2009 | C.T. Oquendo | Gas Natural | Centro | 30 | Ejecutado |
| | C.H. La Joya | Hidráulica | Sur | 9,6 | Ejecutado |
| | C.H. Poechos | Hidráulica | Norte | 10 | Ejecutado |
| | Calana (Traslado y Conversión a GN) ¹ | Gas Natural | Centro | 24 | Ejecutado |
| | Molendo (Traslado y Conversión a GN) ¹ | Gas Natural | Centro | 70 | Ejecutado |
| | C.T. Paíta | Gas Natural | Norte | 30 | Ejecutado |
| | Platanal | Hidráulico | Centro | 220 | Ejecutado |
| | Chilca TG3 | Gas Natural | Centro | 176 | 73 |
| | Kallpa TG2 | Gas Natural | Centro | 180 | 73 |
| 2010 | TGN Santa Rosa | Gas Natural | Centro | 180 | 81 |
| 2011 | Turbo Gas Dual | Diesel | Centro | 180 | 81 |
| | BPZ | Gas Natural | Norte | 180 | 73 |
| | Centrales Eólicas ³ | Eólico | Centro | 50 | 75 |
| 2012 | Machupicchu | Hidráulico | Sur | 98 | 149 |
| | TV1 Cierre de 2 TG Existentes a CC | Gas Natural | Centro | 180 | 183 |
| | TV2 Cierre de 2 TG Existentes a CC | Gas Natural | Centro | 180 | 183 |
| | Ciclo Combinado | Gas Natural | Centro | 520 | 340 |
| | Ciclo Combinado | Gas Natural | Centro | 520 | 340 |
| | Turbo Gas Dual | Diesel | Norte | 180 | 81 |
| | Turbo Gas Dual | Diesel | Sur | 180 | 81 |
| | Turbo Gas Dual | Diesel | Sur | 180 | 81 |
| | Centrales Eólicas ³ | Eólico | Centro | 50 | 75 |
| 2013 | C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ² | Hidráulico | SEIN | 727 | 800 |
| | Ciclo Combinado | Gas Natural | Norte | 520 | 340 |
| | Ciclo Combinado | Gas Natural | Sur | 520 | 340 |
| | Centrales Eólicas ³ | Eólico | Norte | 50 | 75 |
| | Pequeñas Centrales Hidráulicas ³ | Hidráulico | SEIN | 10 | 17 |
| 2014 | C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ² | Hidráulico | SEIN | 189 | 282 |
| | Centrales Eólicas ³ | Eólico | Norte | 50 | 75 |
| | Pequeñas Centrales Hidráulicas ³ | Hidráulico | Norte | 15 | 28 |
| 2015 | C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ² | Hidráulico | SEIN | 788 | 1.328 |
| | Centrales Eólicas ³ | Eólico | Norte | 50 | 75 |
| | Centrales Geotérmicas ³ | Geotérmico | Sur | 25 | 50 |
| | Pequeñas Centrales Hidráulicas ³ | Hidráulico | SEIN | 25 | 43 |
| 2016 | C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ² | Hidráulico | SEIN | 431 | 423 |
| | Centrales Eólicas ³ | Eólico | Centro | 100 | 150 |
| | Centrales Geotérmicas ³ | Geotérmico | Sur | 50 | 100 |
| | Pequeñas Centrales Hidráulicas ³ | Hidráulico | SEIN | 40 | 68 |
| 2017 | C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ² | Hidráulico | SEIN | 120 | 134 |
| | Turbo Gas Dual | Diesel | Centro | 180 | 81 |
| | Centrales Eólicas ³ | Eólico | Centro | 100 | 150 |
| | Centrales Geotérmicas ³ | Geotérmico | Sur | 50 | 100 |
| | Pequeñas Centrales Hidráulicas ³ | Hidráulico | SEIN | 53 | 90 |
| TOTAL SEIN 2009 - 2017 | | | | 7.427 | 6.737 |
| (1) No Incrementa la potencia efectiva del SEIN | | | | | |
| (2) Centrales que competirán en los procesos de Licitación y/o Subastas | | | | | |
| (3) Centrales de Energía Renovable No Convencional: Eólicas, Geotérmicas y Pequeñas Centrales Hidráulicas | | | | | |
| B) Horizonte de Largo Plazo (2018-2027) | | | | | |
| Año | Central | Tipo | Ubicación | Capacidad MW | Inversión Millones US\$ |
| 2018 | Turbo Gas Dual | Diesel | Norte | 180 | 81 |
| 2019 | Paquizapango | Hidráulico | Centro | 1.540 | 1.308 |
| 2022 | Inambari | Hidráulico | Centro | 1.355 | 2.310 |
| 2025 | Turbo Gas Dual | Diesel | Sur | 180 | 81 |
| | Turbo Gas Dual | Diesel | Sur | 180 | 81 |
| | Turbo Gas Dual | Diesel | Centro | 180 | 81 |
| | Turbo Gas Dual | Diesel | Centro | 180 | 81 |
| 2028 | Rentema | Hidráulico | Norte | 854 | 1.418 |
| | Urubamba | Hidráulico | Centro | 735 | 1.200 |
| TOTAL SEIN 2018 -2027 | | | | 5.384 | 6.641 |
| TOTAL SEIN 2008 -2027 | | | | 12.811 | 13.378 |

Tabla B.9 Plan Referencial de Electricidad 2008-2017, Escenario de Demanda Conservador.

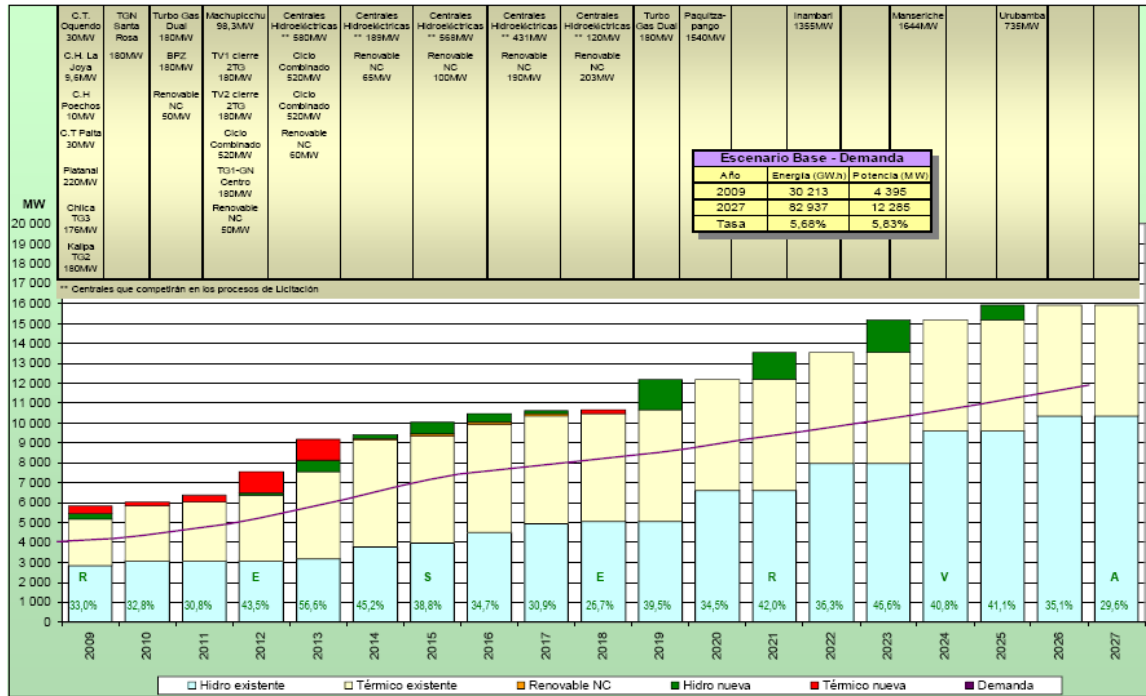
Fuente: MEM. Plan Referencial de Electricidad 2008-2017.

| A) Horizonte de Mediano Plazo (2008-2017) | | | | | | |
|---|--|--|---------------|-----------------|-------------------------------|-----|
| Año | Central | Tipo | Zona del SEIN | Capacidad MW | Inversión Millones US\$ | |
| 2009 | C.T. Oquendo | Gas Natural | Centro | 30 | Ejecutado | |
| | C.H. La Joya | Hidráulica | Sur | 9,6 | Ejecutado | |
| | C.H. Poechos | Hidráulica | Norte | 10 | Ejecutado | |
| | Calana (Traslado y Conversión a GN) ¹ | Gas Natural | Centro | 24 | Ejecutado | |
| | Mollendo (Traslado y Conversión a GN) ¹ | Gas Natural | Centro | 70 | Ejecutado | |
| | C.T. Paita | Gas Natural | Norte | 30 | Ejecutado | |
| | Platanal | Hidráulica | Centro | 220 | Ejecutado | |
| | Chilca TG3 | Gas Natural | Centro | 176 | 73 | |
| | Kallpa TG2 | Gas Natural | Centro | 180 | 73 | |
| | 2010 | TGN Santa Rosa | Gas Natural | Centro | 180 | 81 |
| 2011 | BPZ | Gas Natural | Norte | 180 | 73 | |
| | Centrales Eólicas | Eólico | Centro | 50 | 75 | |
| 2012 | Machupicchu | Hidráulica | Sur | 98 | 149 | |
| | TV1 Cierre de 2 TG Existentes a CC | Gas Natural | Centro | 180 | 193 | |
| | TV2 Cierre de 2 TG Existentes a CC | Gas Natural | Centro | 180 | 193 | |
| | Ciclo Combinado | Gas Natural | Centro | 520 | 340 | |
| | TGN Centro | Gas Natural | Centro | 180 | 81 | |
| | Centrales Eólicas | Eólico | Centro | 50 | 75 | |
| | 2013 | C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ² | Hidráulica | SEIN | 518 | 526 |
| | | Ciclo Combinado | Gas Natural | Norte | 520 | 340 |
| | | Ciclo Combinado | Gas Natural | Sur | 520 | 340 |
| | | Centrales Eólicas | Eólico | Norte | 50 | 75 |
| Pequeñas Centrales Hidráulicas | | Hidráulica | SEIN | 10 | 17 | |
| 2014 | C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ² | Hidráulica | SEIN | 189 | 282 | |
| | Centrales Eólicas | Eólico | Norte | 50 | 75 | |
| | Pequeñas Centrales Hidráulicas | Hidráulica | Norte | 15 | 26 | |
| | C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ² | Hidráulica | SEIN | 568 | 741 | |
| 2015 | Centrales Eólicas | Eólico | Norte | 50 | 75 | |
| | Centrales Geotérmicas | Geotérmico | Sur | 25 | 50 | |
| | Pequeñas Centrales Hidráulicas | Hidráulica | SEIN | 25 | 43 | |
| | C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ² | Hidráulica | SEIN | 431 | 423 | |
| | Centrales Eólicas | Eólico | Centro | 100 | 150 | |
| 2016 | Centrales Geotérmicas | Geotérmico | Sur | 50 | 100 | |
| | Pequeñas Centrales Hidráulicas | Hidráulica | SEIN | 40 | 68 | |
| | Centrales Eólicas | Eólico | Centro | 100 | 150 | |
| | Centrales Geotérmicas | Geotérmico | Sur | 50 | 100 | |
| 2017 | Pequeñas Centrales Hidráulicas | Hidráulica | SEIN | 53 | 90 | |
| | TOTAL SEIN 2009 - 2017 | | | 5 638 | 5 077 | |

(1) No incrementa la potencia efectiva del SEIN
(2) Centrales que competirán en los procesos de Licitación y/o Subastas
(3) Centrales de Energía Renovable No Convencional. Eólicas, Geotérmicas y Pequeñas Centrales Hidráulicas

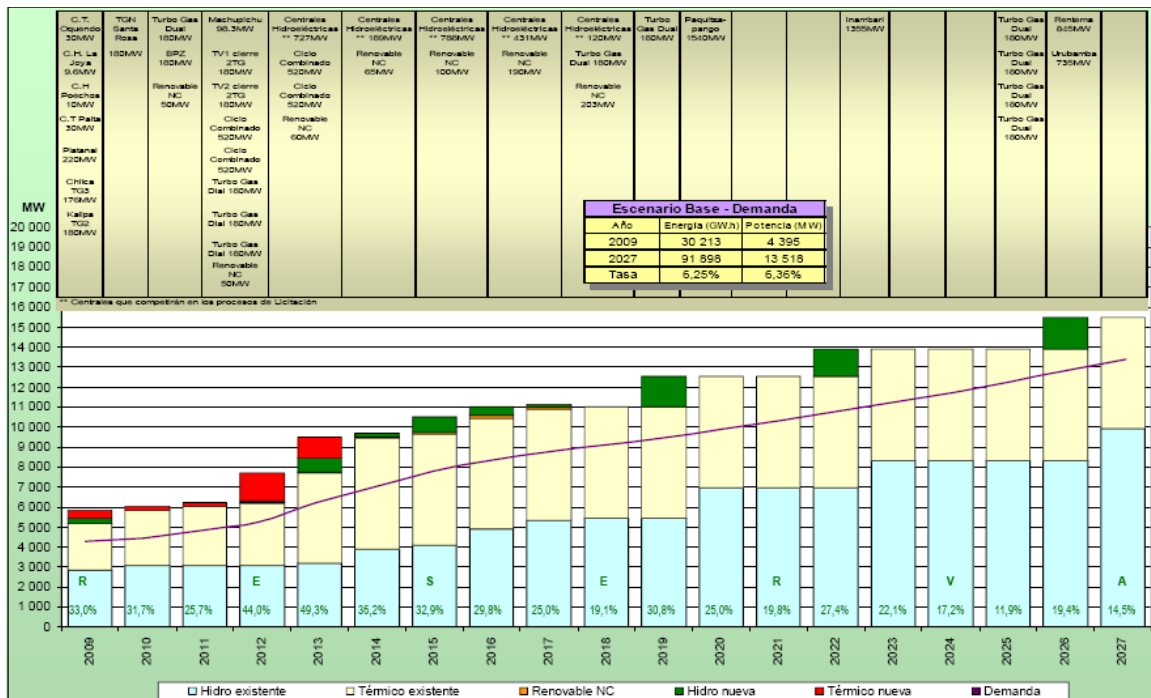
| B) Horizonte de Largo Plazo (2018-2027) | | | | | |
|---|---------------|------------|-----------|-----------------|-------------------------------|
| Año | Central | Tipo | Ubicación | Capacidad MW | Inversión Millones US\$ |
| 2019 | Paguitzapango | Hidráulica | Centro | 1 540 | 1 308 |
| 2023 | Urubamba | Hidráulica | Centro | 735 | 1 200 |
| 2024 | Rentema | Hidráulica | Norte | 854 | 1 416 |
| 2026 | Sumabeini | Hidráulica | Centro | 1 199 | 2 101 |
| TOTAL SEIN 2018 - 2027 | | | | 4 328 | 6 025 |
| TOTAL SEIN 2008 - 2027 | | | | 9 966 | 11 102 |

ESTUDIO DEL PRIMER PLAN DE TRANSMISIÓN - INFORME FINAL



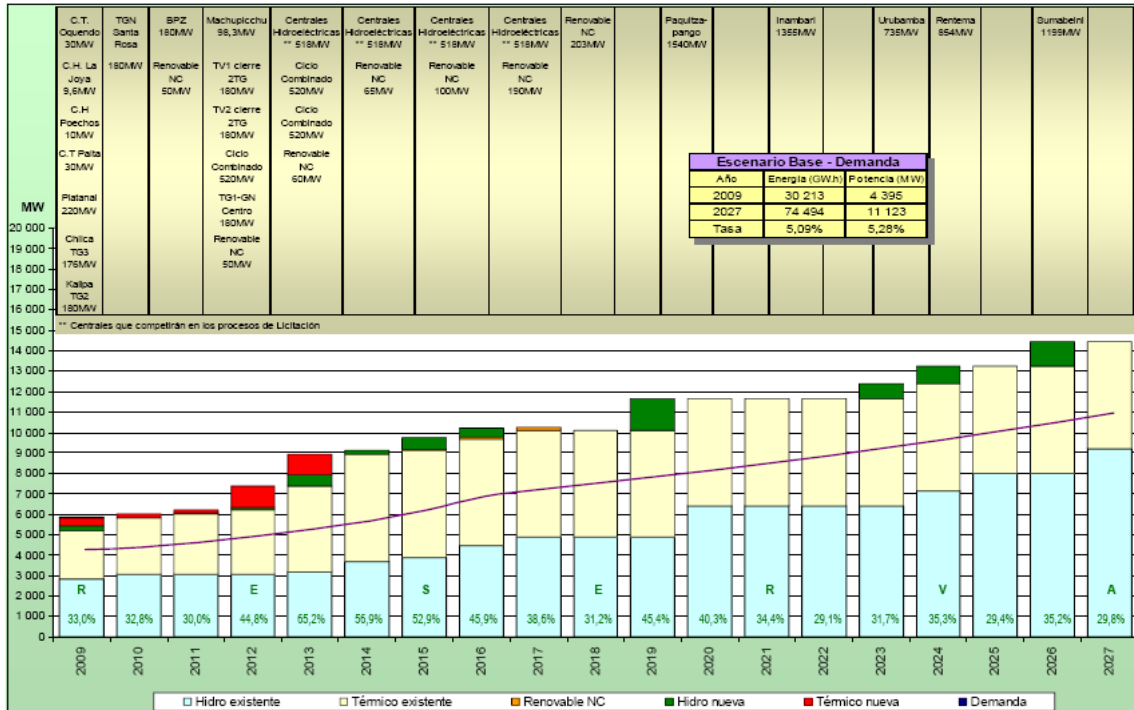
Fuente: MEM. Plan Referencial de Electricidad 2008-2017.

Figura B.6 Escenario de Demanda Base – Balance Oferta – Demanda SEIN



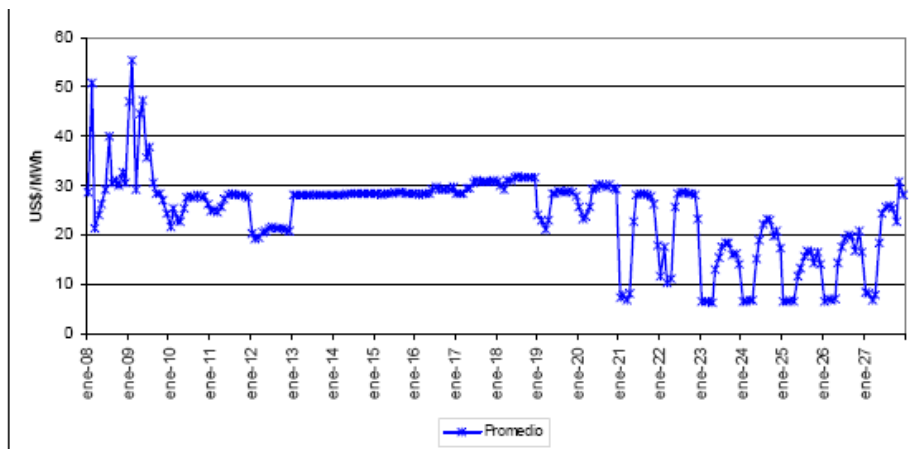
Fuente: MEM. Plan Referencial de Electricidad 2008-2017.

Figura B.7 Escenario de Demanda Optimista – Balance Oferta – Demanda SEIN.



Fuente: MEM. Plan Referencial de Electricidad 2008-2017.

Figura B.8 Escenario de Demanda Conservador – Balance Oferta – Demanda SEIN.



Fuente: MEM. Plan Referencial de Electricidad 2008-2017.

Figura B.9 Costo Marginal del SEIN – Caso Base – Escenario de Demanda Medio.

Los resultados muestran para el año 2020 un margen de reserva variando entre el 25% y el 45%, con una participación de la capacidad hidro levemente superior (56%) a la de la generación térmica (44%). Los costos marginales resultantes son iguales o menores al costo variable de las centrales tipo CC (aprox 30 USD/MWh para precio del GN de 4.1 USD/MPC) lo que implica que los costos marginales son inferiores a los costos de desarrollo de los proyectos incluidos en el plan de expansión. En tal situación el Plan de Generación debe ser sustentado en

la contratación de energía a largo plazo como una forma de viabilizar los proyectos del Plan de Expansión, tal como resulta de la reforma de la Ley eléctrica peruana del año 2006 (Ley N° 28832).

B.3.2 Informe de Diagnóstico del COES

Para determinar el plan de expansión de la capacidad de generación, el COES diferencia el corto plazo y el largo plazo.

Para el corto plazo se han considerado los proyectos que cuentan con los estudios de Operatividad o Pre –Operatividad, y los proyectos más probables de entrar en operación en este período. Como fuente de información se han considerado el Estudio Tarifario de mayo de 2009 realizado por Osinergmin, información enviada por EGESUR y EDEGEL y el Programa de Obras Osinergmin

Para el largo plazo el plan propuesto por el COES se basa en el “Plan Referencial de Electricidad 2006-2015” del MEM considerando además los proyectos hidroeléctricos con concesión definitiva, los proyectos de concesión temporal y los proyectos hidroeléctricos ubicados en la selva previstos para la exportación de energía a Brasil (asumiéndose un 20% de aporte de potencia al SEIN).

Como criterio de planificación adicional se busca cumplir en el largo plazo con el margen de reserva previsto en el literal e) del artículo 112 del RLCE y determinado por el MEM (29% es valor vigente actualmente).

Las siguientes tablas resumen los proyectos de nueva capacidad de generación considerados en el corto plazo y en el largo plazo. Se destaca que de acuerdo con lo indicado por el COES, los proyectos considerados para el largo plazo no permiten cumplir con el margen de reserva regulado.

Tabla B.10. Proyectos de Nueva Capacidad de Generación – Corto Plazo.

Fuente: Informe de Diagnostico de las condiciones operativas del SEIN, periodo 2011 – 2020. COES SINAC.

| Fecha | Proyectos |
|----------|---|
| Jun-2009 | C.H. Poechos II (10 MW) – SINERSA |
| Jun-2009 | C.T. Kallpa - TG2 (192.4 MW) – KALLPA |
| Jun-2009 | CT. Generación Adicional Trujillo Norte (60 MW)-ELECTROPERU |
| Jul-2009 | Traslado de la C.T. Calana - gas natural (22.9 MW) - EGESUR |
| Jul-2009 | Traslado de las TG - C.T. Mollendo - gas natural (73.2 MW) - EGASA |
| Jul-2009 | Conversión a operación dual de las Unidades UTI 5 y UTI 6 de la C.T. Santa Rosa |
| Jul-2009 | C.H. La Joya (9.6 MW) – GEPSA |
| Ago-2009 | C.H. Roncador (3.8 MW) - AGRO INDUSTRIAS MAJA |
| Oct-2009 | C.T. Paita (28 MW) -SUDAMERICANA DE ENERGIA |
| Oct-2009 | C.T. Chilca I - TG3 (192.7 MW) – ENERSUR |
| Nov-2009 | Ampliación Presa Huangush Bajo (4.5 MMC) - ELECTROANDES |
| Nov-2009 | C.H. Platanal (220 MW) – CELEPSA |
| Ene-2010 | C.T. Tarapoto (12 MW) - Incorporación al SEIN |
| Ene-2010 | C.T. Bellavista (3.2 MW) - Incorporación al SEIN |
| Ene-2010 | C.T. Moyobamba (3.2 MW) - Incorporación al SEIN |
| Ene-2010 | C.T. Santa Rosa - TG8 (188.6 MW) – EDEGEL |
| Feb-2010 | C.H. Pías I (12.5 MW) - AGUAS Y ENERGIA PERÚ |
| Feb-2010 | Interconexión al SEIN de CC.HH. Carpapata (11.5 MW) - CEMENTO ANDINO |
| Mar-2010 | C.T. Las Flores - TG1 (192.5 MW) – EGENOR |
| Jul-2010 | C.T. Kallpa - TG3 (192.4 MW) – KALLPA |
| Feb-2012 | C.H. Machupicchu II-Etapa (101.75 MW) – EGEMSA |
| Jul-2012 | Ciclo Combinado CENTRO1 (280 MW) |

Tabla B.11 Proyectos de Nueva Capacidad de Generación – Largo Plazo.

Fuente: Informe de Diagnostico de las condiciones operativas del SEIN, periodo 2011 – 2020. COES SINAC.

| Fecha | Proyecto |
|-------|---------------------------------|
| 2014 | TV 2 en zona de Chilca (176 MW) |
| 2014 | C.T. BPZ (135 MW) |
| 2014 | TURBO GAS DUAL D2 1N (180 MW) |
| 2014 | TURBO GAS DUAL D2 1C (180 MW) |
| 2014 | TURBO GAS DUAL D2 1S (180 MW) |
| 2014 | C.H. HUANZA (90 MW) |
| 2014 | C.H. PUCARA (130 MW) |
| 2014 | C.H. CHEVEZ (169 MW) |
| 2015 | C.H. SAN SANTA RITA (255 MW) |
| 2015 | C.H. SAN GABAN I (110 MW) |
| 2015 | C.H. MARAÑON (96 MW) |
| 2015 | C.H. OLMOS I (120 MW) |
| 2015 | C.H. STA TERESA (90.7 MW) |
| 2015 | C.H. LA VIRGEN (64 MW) |
| 2016 | C.H. CERRO DEL AGUILA (400 MW) |
| 2017 | C.H. CURIBAMBA (163 MW) |
| 2018 | C.H. INAMBARI (400 MW) |
| 2019 | C.H. PAQUITZAPANGO (260 MW) |
| 2019 | C.H. SUMABENII (260 MW) |
| 2019 | C.H. URRUBAMBA (188.4 MW) |

Información suministrada por COES en planillas de cálculo

A continuación se detalla la información sobre nuevos proyectos de generación proporcionada por COES en planilla de cálculo. Se entiende que esta es la información más reciente disponible por el COES por lo que reemplaza la indicada en el Informe de Diagnóstico.

Tabla B.12 Proyectos de Generación en Ejecución o Comprometidos 2009 – 2014.

Fuente: COES. Información suministrada para el Plan de Transmisión.

| CENTRAL | FECHA | POTENCIA (MW) | ZONA |
|--|----------|---------------|--------|
| C.H. Roncador - AGRO INDUSTRIAS MAJA | Dic-2009 | 3.8 | CENTRO |
| C.H. PlatanaI - CELEPSA | Ene-2010 | 220.0 | CENTRO |
| Interconexión al SEIN de CC.HH. Carpapata - CEMENTO ANDINO | Feb-2010 | 11.5 | CENTRO |
| Traslado de la C.T. Calana - gas natural - EGESUR | Feb-2010 | 22.9 | CENTRO |
| Traslado de las TG - C.T. Mollendo - gas natural - EGASA | Feb-2010 | 73.2 | CENTRO |
| C.H. Pias I - AGUAS Y ENERGIA PERU | Feb-2010 | 12.5 | NORTE |
| C.T. Las Flores - TG1 - EGENOR | Mar-2010 | 192.5 | CENTRO |
| C.T. Kallpa - TG3 - KALLPA | Jul-2010 | 195.9 | CENTRO |
| C.T. Tarapoto - Incorporación al SEIN | Ene-2011 | 12.0 | CENTRO |
| C.T. Bellavista - Incorporación al SEIN | Ene-2011 | 3.2 | CENTRO |
| C.T. Moyobamba - Incorporación al SEIN | Ene-2011 | 3.2 | CENTRO |
| C.T. Santo Domingo de los Olleros - TG1- TERMOCHILCA | Jun-2011 | 196.0 | CENTRO |
| C.H. Machupicchu II-Etapa - EGEMSA | Feb-2012 | 101.8 | SUR |
| C.T. Kallpa - TV - Ciclo Combinado - KALLPA | Jul-2012 | 280.0 | CENTRO |
| C.T. Santo Domingo de los Olleros - TG2- TERMOCHILCA | Jun-2013 | 196.0 | CENTRO |
| C.H. Cheves - SN POWER | Jul-2014 | 168.0 | CENTRO |

Tabla B.13 Proyectos Candidatos de Generación Hidráulicos Medianos (2014 – 2020).

Fuente: COES. Información suministrada para el Plan de Transmisión.

A) PROYECTOS MEDIANOS CON CONCESIÓN DEFINITIVA

| CENTRAL | POTENCIA (MW) | ENERGIA (GWH) | ZONA |
|---------------------|---------------|---------------|--------|
| C.H. NUEVO IMPERIAL | 4.0 | 26.0 | CENTRO |
| C.H. HUANZA (1) | 90.6 | | CENTRO |
| C.H. LA VIRGEN | 64.0 | 375.6 | CENTRO |
| C.H. PUCARÁ (2) | 130.0 | 900.0 | SUR |
| C.H. CHAGLLA (1) | 360.0 | | CENTRO |
| C.H. MARANON (2) | 96.0 | 425.0 | CENTRO |
| C.H. QUITARACSA I | 114.6 | 565.0 | NORTE |
| C.H. SANTA RITA | 255.0 | 1475.0 | NORTE |
| C.H. SAN GABAN I | 150.0 | 942.9 | SUR |

B) PROYECTOS MEDIANOS CON CONCESIÓN TEMPORAL

| CENTRAL | POTENCIA (MW) | ENERGIA (GWH) | ZONA |
|-----------------------|---------------|---------------|--------|
| C.H. CERRO DEL AGUILA | 402.0 | 2544.0 | CENTRO |
| C.H. CURIBAMBA (1) | 163.0 | | CENTRO |
| C.H. BELO HORIZONTE | 180.0 | 1220.0 | CENTRO |
| C.H. VERACRUZ | 730.0 | 5245.0 | NORTE |
| C.H. LLUTA I | 214.0 | 1575.0 | SUR |
| C.H. LLUTA II | 52.4 | 391.0 | SUR |
| C.H. LLUCLLA | 238.4 | 1810.0 | SUR |
| C.H. EL CANO | 101.2 | 726.3 | CENTRO |
| C.H. UCHUHUERTA | 30.0 | 235.2 | CENTRO |
| C.H. CHURO (1) | 35.5 | | CENTRO |
| C.H. CHEVES III | 121.0 | 624.0 | CENTRO |
| C.H. RETAMAL (1) | 188.6 | | SUR |
| C.H. SAN GABAN III | 187.9 | 1104.0 | SUR |
| C.H. SAN GABAN IV | 82.0 | 683.0 | SUR |

C) OTROS PROYECTOS MEDIANOS SIN CONCESIÓN TEMPORAL

| CENTRAL | POTENCIA (MW) | ENERGIA (GWH) | ZONA |
|------------------------|---------------|---------------|-------|
| C.H. SANTA TERESA | 90.7 | 632.0 | SUR |
| C.H. AOBAMBA | 7.0 | 130.0 | SUR |
| C.H. PRIMAVERA | 290.0 | 2249.0 | SUR |
| C.H. SORO | 160.0 | 937.0 | SUR |
| C.H. LLATICA | 160.0 | 845.0 | SUR |
| C.H. ARICOTA III (1) | 19.4 | | SUR |
| C.H. TAMBO 1 (1) | 54.0 | | SUR |
| C.H. TAMBO 2 (1) | 8.9 | | SUR |
| C.H. VILAVILANI 1 (1) | 7.3 | | SUR |
| C.H. VILAVILANI 2 (1) | 6.3 | | SUR |
| C.H. VILAVILANI 3 (1) | 13.4 | | SUR |
| C.H. VILAVILANI 4 (1) | 8.9 | | SUR |
| C.H. NIMPANA (1) | 13.6 | | NORTE |
| C.H. CATIVEN I (1) | 14.6 | | NORTE |
| C.H. CATIVEN II (1) | 14.2 | | NORTE |
| C.H. OLMOS I | 120.0 | 670.0 | NORTE |
| C.H. OLMOS II | 120.0 | 710.0 | NORTE |
| C.H. ALTO PIURA I (2) | 150.0 | 455.0 | NORTE |
| C.H. ALTO PIURA II (2) | 150.0 | 395.0 | NORTE |
| C.H. MOLLOCO I (2) | 200.0 | 1014.0 | SUR |
| C.H. MOLLOCO II (2) | 110.0 | 2258.0 | SUR |

Tabla B.14 Grandes Proyectos Candidatos de Generación Hidráulicos (2014 – 2020).

Fuente: COES. Información suministrada para el Plan de Transmisión.

A) PROYECTOS GRANDES CON CONCESIÓN TEMPORAL

| CENTRAL | POTENCIA (MW) | ENERGIA (GWH) | ZONA |
|--------------------------|---------------|---------------|--------|
| C.H. INAMBARI - INAMBARI | 2000 | 11532.0 | SUR |
| C.H. PAQUITZAPANGO (1) | 1379 | | CENTRO |

B) PROYECTOS GRANDES SIN CONCESIÓN TEMPORAL

| CENTRAL | POTENCIA (MW) | ENERGIA (GWH) | ZONA |
|-------------------|---------------|---------------|--------|
| C.H. SUMABENI (1) | 1074 | | CENTRO |
| C.H. URUBAMBA (1) | 942 | | SUR |

Tabla B.15 Proyectos Candidatos de Generación Térmica (2014 – 2020).

Fuente: COES. Información suministrada para el Plan de Transmisión.

A) PROYECTOS DE GENERACIÓN TÉRMICA CON AUTORIZACIÓN

| CENTRAL | POTENCIA (MW) | ZONA |
|--|---------------|--------|
| C.T. FENIX - TG1 Y TG2 - FENIX POWER PERU | 326 | CENTRO |
| C.T. FENIX - TV CICLO COMBINADO - FENIX POWER PERU | 194 | CENTRO |

B) PROYECTOS DE GENERACIÓN TÉRMICA SIN AUTORIZACIÓN

| CENTRAL | POTENCIA (MW) | ZONA |
|--|---------------|--------|
| C.T. SANTO DOMINGO DE LOS OLLEROS - TV CICLO COMBINADO - TERMOCHILCA | 178 | CENTRO |
| C.T. CHILCA - TV CICLO COMBINADO - ENERSUR | 230 | CENTRO |
| C.T. EL FARO - TG - SHOUGESA | 169 | CENTRO |
| C.T. EL FARO - TV CICLO COMBINADO - SHOUGESA | 88 | CENTRO |
| C.T. TURBO GAS DUAL D2 - NORTE | 198 | NORTE |
| C.T. TURBO GAS DUAL D2 - SUR | 198 | SUR |
| C.T. NUEVA ESPERANZA - EMPRESA ELECTRICA NUEVA ESPERANZA | 128 | NORTE |

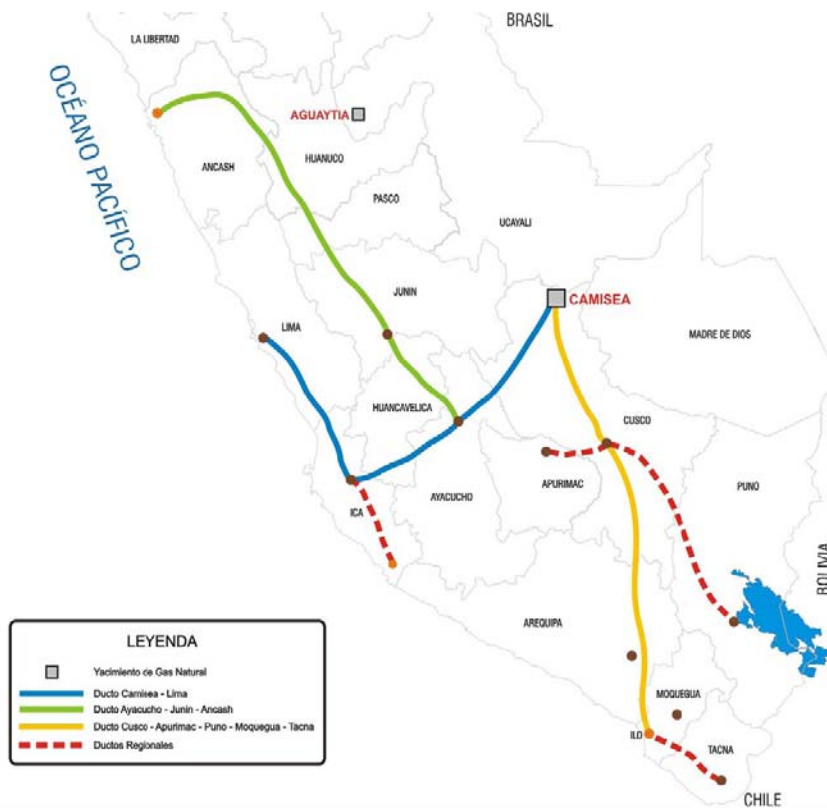
B.4 Precios y Disponibilidad de Combustible para Generación Térmica

A continuación se indican los precios y disponibilidad de combustibles utilizados por el MEM para el Plan Referencial de Electricidad 2008-2017 y por el COES en el Informe de Diagnóstico para el PT. Se indican además los valores vigentes a la fecha de los precios referenciales de combustible indicados por OSINERG.

B.4.1 Plan Referencial de Electricidad del MEM

El MEM establece como objetivo estratégico de largo plazo el desarrollo de los gasoductos troncales para lo cual asume que la generación eléctrica se constituye en el principal medio para la factibilidad de los mismos.

La expansión de gasoductos provenientes del yacimiento de Camisea está previsto que alcance las tres principales zonas del SEIN: Por el Norte, a Chimbote, por el Sur Hasta Moquegua-Tacna, y por el Sur Medio, hasta Marcona.

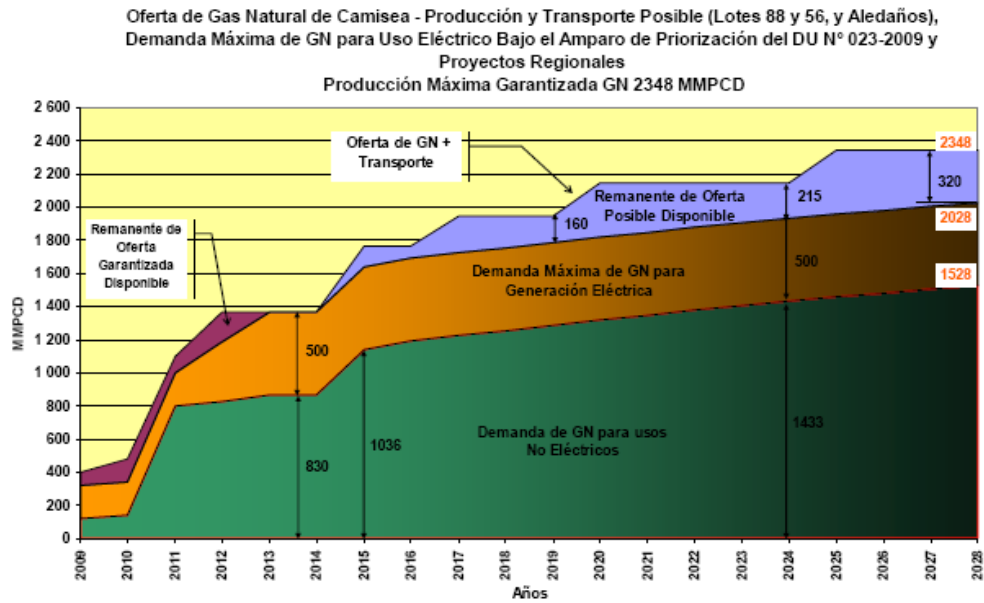


Nota: En azul se indica el gasoducto existente
Fuente: MEM. Plan Referencial de Electricidad 2008-2017.

Figura B.10 Expansión prevista de la red de gasoductos troncales.

La disponibilidad actual de gas natural para generación eléctrica esta limitada a no más de 200 MMPCD. A mediano plazo se prevé que dicha capacidad se amplíe a 360 MMPCD a fines del 2011 y a 500 MMPCD a partir del 2013. Considerando oferta de gas natural aún no garantizada estos límites podrían incrementarse en 160 MMPCD para el 2019, 215 MMPCD para el 2024 y a 320 MMPCD para el 2028.

La siguiente figura muestra la disponibilidad de gas natural y el uso de la misma para el sector generación y para usos no eléctricos previstos por el MEM.

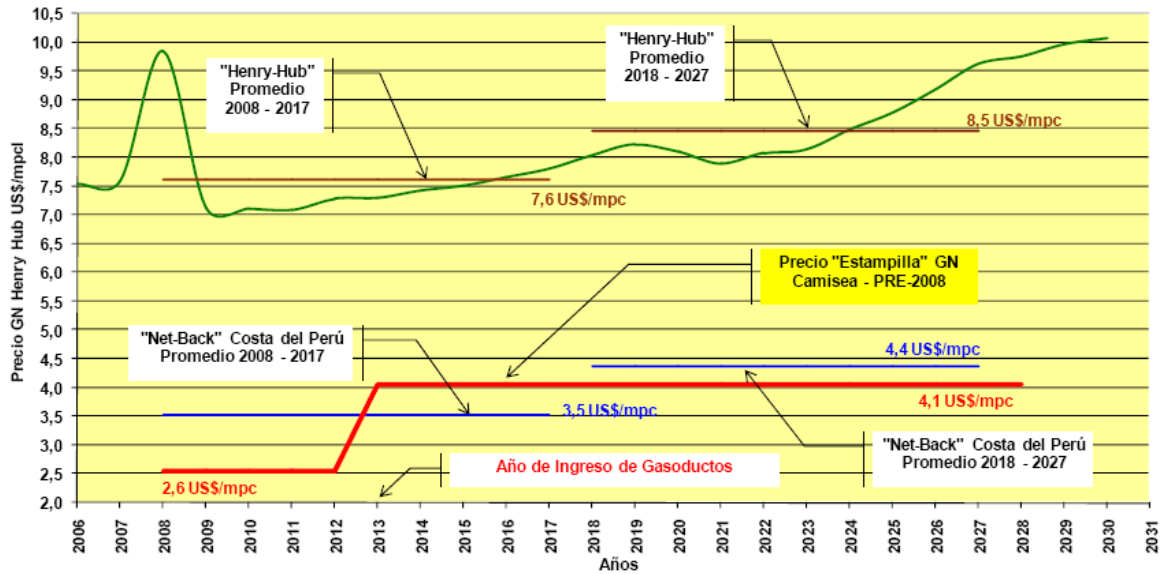


Fuente: MEM. Plan Referencial de Electricidad 2008-2017.

Figura B.11 Oferta de Gas Natural de Camisea.

Los precios del gas natural proyectados por el MEM son de 2.6 USD/MPC a lo cual se le suma en el año 2013 un peaje de gasoductos tipo “estampilla” para financiar la expansión de la red de gasoductos resultando el nuevo precio de 4.1 USD/MPC. Los precios antes indicados son por lo tanto iguales para todo el país e incluyen los precios a boca de pozo en Camisea, todos los costos de transporte por la red de gasoductos principales existentes, el reforzamiento de éstos y los nuevos gasoductos regionales. La siguiente figura compara los precios proyectados de GN con el de referencias internacionales (ref. precio “spot” Henry Hub).

Proyección de Precio del GN Camisea y Comparación con Referencia Internacional "Henry Hub"
 (Fuente: EIA Energy Outlook 2009 Early Release - Dic. 2008 - Caso Referencia y Cálculos Propios)
 Precios en US\$ del 2008



Fuente: MEM. Plan Referencial de Electricidad 2008-2017.

Figura B.12 Proyección del precio del Gas Natural de Camisea.

Los precios de gas natural de otros yacimientos existentes se fijaron igual al adoptado por OSINERGMIN, en la Fijación de Tarifas en Barra 2009.

La siguiente tabla presenta los precios considerados para el gas de CAMISEA y de otros yacimientos.

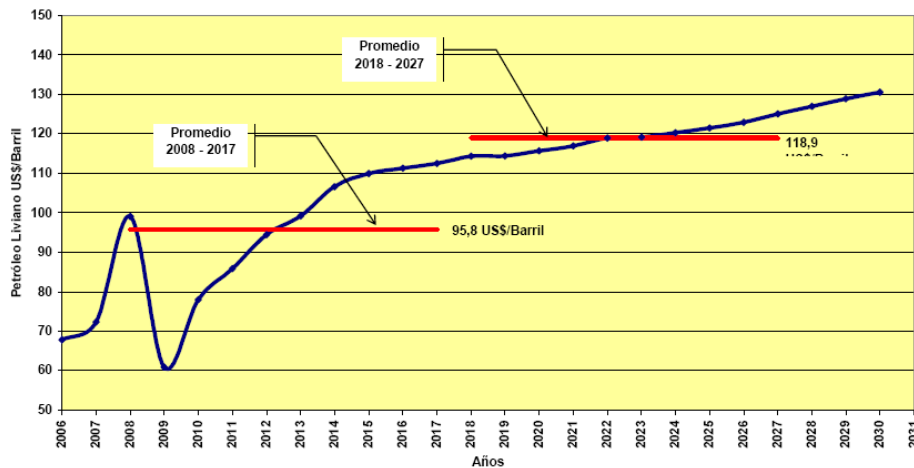
Tabla B.16 Precios Proyectados de Gas Natural para Generación Eléctrica.

Fuente: MEM. Plan Referencial de Electricidad 2008-2017.

| Año | Gas Camisea | | | Precio Gas Noroeste - Talara Tumbes | Precio Gas Selva Central - Aguaytía |
|------|--------------------|-----------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|
| | Precio en la Costa | Peaje Gasoductos Regionales | Total Precio "Estampilla" Camisea | | |
| | US\$/mpc | US\$/mpc | US\$/mpc | | |
| 2008 | 2,6 | 0,0 | 2,6 | 2,5 | 2,1 |
| 2009 | 2,6 | 0,0 | 2,6 | 2,5 | 2,1 |
| 2010 | 2,6 | 0,0 | 2,6 | 2,5 | 2,1 |
| 2011 | 2,6 | 0,0 | 2,6 | 2,5 | 2,1 |
| 2012 | 2,6 | 0,0 | 2,6 | 2,5 | 2,1 |
| 2013 | 2,6 | 1,5 | 4,1 | 2,5 | 2,1 |
| 2014 | 2,6 | 1,5 | 4,1 | 2,5 | 2,1 |
| 2015 | 2,6 | 1,5 | 4,1 | 2,5 | 2,1 |
| 2016 | 2,6 | 1,5 | 4,1 | 2,5 | 2,1 |
| 2017 | 2,6 | 1,5 | 4,1 | 2,5 | 2,1 |
| 2018 | 2,6 | 1,5 | 4,1 | 2,5 | 2,1 |
| 2019 | 2,6 | 1,5 | 4,1 | 2,5 | 2,1 |
| 2020 | 2,6 | 1,5 | 4,1 | 2,5 | 2,1 |
| 2021 | 2,6 | 1,5 | 4,1 | 2,5 | 2,1 |
| 2022 | 2,6 | 1,5 | 4,1 | 2,5 | 2,1 |
| 2023 | 2,6 | 1,5 | 4,1 | 2,5 | 2,1 |
| 2024 | 2,6 | 1,5 | 4,1 | 2,5 | 2,1 |
| 2025 | 2,6 | 1,5 | 4,1 | 2,5 | 2,1 |
| 2026 | 2,6 | 1,5 | 4,1 | 2,5 | 2,1 |
| 2027 | 2,6 | 1,5 | 4,1 | 2,5 | 2,1 |
| 2028 | 2,6 | 1,5 | 4,1 | 2,5 | 2,1 |

(*) Año 2013 - Entrada en servicio de gasoductos regionales

Para la proyección de los precios de combustibles líquidos (Petróleo Diesel N°2 y Petróleo Residual) el MEM utiliza como referencia la proyección del precio de petróleo crudo liviano en el mercado internacional realizada por la EIA. De acuerdo con estas proyecciones los valores promedio del petróleo crudo liviano para el período 2008-2017 alcanzan a 95,8 US\$/barril, y a 118,9 US\$/barril para el período 2018-2027.



Fuente: MEM. Plan Referencial de Electricidad 2008-2017.

Figura B.13 Proyección del Precio del Petrleo Liviano de Bajo Azufre.

Tomando como referencia dichos precios promedio el MEM proyecta los precios de los combustibles líquidos Diesel #2, Residual 6 y Residual 500. Los valores resultantes se presentan en la siguiente tabla

Tabla B.17 Precios de Energéticos Derivados del Petróleo.

Fuente: MEM. Plan Referencial de Electricidad 2008-2017.

| AÑO | Diesel N° 2 en Puerto | Diesel N° 2 en la Central ¹ | Residual 6 | Residual500 |
|------|--------------------------|--|------------|-------------|
| | US\$/Ton | US\$/Ton | US\$/Ton | US\$/Ton |
| 2008 | 961 | 1 009 | 495 | 467 |
| 2009 | 961 | 1 009 | 495 | 467 |
| 2010 | 961 | 1 009 | 495 | 467 |
| 2011 | 961 | 1 009 | 495 | 467 |
| 2012 | 961 | 1 009 | 495 | 467 |
| 2013 | 961 | 1 009 | 495 | 467 |
| 2014 | 961 | 1 009 | 495 | 467 |
| 2015 | 961 | 1 009 | 495 | 467 |
| 2016 | 961 | 1 009 | 495 | 467 |
| 2017 | 961 | 1 009 | 495 | 467 |
| 2018 | 1 193 | 1 253 | 615 | 579 |
| 2019 | 1 193 | 1 253 | 615 | 579 |
| 2020 | 1 193 | 1 253 | 615 | 579 |
| 2021 | 1 193 | 1 253 | 615 | 579 |
| 2022 | 1 193 | 1 253 | 615 | 579 |
| 2023 | 1 193 | 1 253 | 615 | 579 |
| 2024 | 1 193 | 1 253 | 615 | 579 |
| 2025 | 1 193 | 1 253 | 615 | 579 |
| 2026 | 1 193 | 1 253 | 615 | 579 |
| 2027 | 1 193 | 1 253 | 615 | 579 |
| 2028 | 1 193 | 1 253 | 615 | 579 |

⁽¹⁾ Precio Diesel N° 2 con costo de transporte hasta las plantas duales

Para la proyección del precio del carbón el MEM utiliza como referencia los precios de exportación de Estados Unidos, de la EIA. La siguiente tabla presenta los precios considerados.

Tabla B.18 Proyección del Precio del Carbón.

Fuente: MEM. Plan Referencial de Electricidad 2008-2017.

| Precio Promedio Exportación F.A.S. USA - (Dólares Constantes/Tonelada Corta) ¹ | | | |
|---|-----------------|-----------------|------------------|
| | US\$ /Short Ton | US\$ /Short Ton | US\$ / Short Ton |
| Promedio 2008 - 2018 | 87,33 | 96,26 | 99,92 |
| Promedio 2019 - 2027 | 89,58 | 98,74 | 102,49 |
| Promedio 2008 - 2027 | 88,45 | 97,50 | 101,21 |
| CIF ² | US\$/ton | | 141,54 |
| PPI ² | US\$/ton | | 143,78 |

⁽¹⁾ Ref. EIA Energy Outlook 2009 - Dic. 08 Release⁽²⁾ Procedimiento de cálculo de precios de carbón de OSINERGMIN para la actualización de precios en barra.

B.4.2 Informe de Diagnóstico del COES

El COES utiliza en sus evaluaciones energéticas los precios de combustibles líquidos, carbón y gas natural indicados el Informe para la publicación de los precios en Barra, Periodo Mayo 2009 – Abril 2010⁹⁹. Informe N° 0151-2009-GART. OSINERGMIN. Abril 2009. Para el caso de los precios de gas natural de Camisea, resultan de la aplicación de los contratos de suministro, transporte y distribución.

La tabla siguiente presenta los precios de combustible resultantes para cada central los cuales se mantienen sin modificaciones en todo el periodo de evaluación.

Tabla B.19 Precios de Combustible.

| Nombre | Planta | Combustible | Precio \$/GI | Precio US\$/GI | Factor KG/GI KPC/MMBTU | Precio US\$/Ton US\$/MMBTU | Flete US\$/Ton | Trata Meca US\$/Ton | Trata Quim US\$/Ton | Stock US\$/Ton | Sub-Total US\$/Ton | Sub-Total US\$/GI | Precio Total US\$/Ton US\$/MMBTU | Precio Total US\$/GI US\$/KPC |
|-------------|------------|--------------|--------------|----------------|------------------------|----------------------------|----------------|---------------------|---------------------|----------------|--------------------|-------------------|----------------------------------|-------------------------------|
| PIURA-R | El Milagro | Residual N°6 | 3.76 | 1.19 | 3.61 | 329.30 | 36.79 | 0.17 | - | 0.44 | 37.39 | 0.14 | 366.69 | 1.32 |
| CHIMBO-D | Chimbole | Diesel 2 | 4.43 | 1.40 | 3.25 | 431.50 | 4.38 | - | - | 0.57 | 4.95 | 0.02 | 436.45 | 1.42 |
| CHICLA-R | El Milagro | Residual N°6 | 3.76 | 1.19 | 3.61 | 329.30 | 30.65 | - | - | 0.44 | 31.09 | 0.11 | 360.39 | 1.30 |
| TRUJ-D | Salaverry | Diesel 2 | 4.39 | 1.39 | 3.25 | 427.60 | 4.87 | - | - | 0.56 | 5.43 | 0.02 | 433.03 | 1.41 |
| VENTA-D | Callao | Diesel 2 | 6.22 | 1.97 | 3.25 | 605.80 | 3.41 | - | 0.14 | 0.80 | 4.35 | 0.01 | 610.15 | 1.98 |
| VENTA-G | - | Gas | - | - | 0.92 | 2.27 | - | - | - | - | - | - | 2.27 | 2.47 |
| AGUAY-G | - | Gas | - | - | 1.02 | 1.88 | - | - | - | - | - | - | 1.88 | 1.85 |
| PAITA-D | Talara | Diesel 2 | 4.32 | 1.37 | 3.25 | 420.80 | 13.64 | - | - | 0.56 | 14.19 | 0.05 | 434.99 | 1.41 |
| SHOUG-D | Callao | Diesel 2 | 4.36 | 1.38 | 3.25 | 424.70 | 13.56 | - | - | 0.56 | 14.12 | 0.05 | 438.82 | 1.43 |
| SHOUG-R (1) | Callao | Residual 500 | 3.43 | 1.09 | 3.68 | 295.30 | 11.99 | - | 2.07 | 0.39 | 14.45 | 0.05 | 309.75 | 1.14 |
| SULLA-D | Talara | Diesel 2 | 4.32 | 1.37 | 3.25 | 420.80 | 11.89 | - | - | 0.56 | 12.24 | 0.04 | 433.04 | 1.41 |
| ILOI-R | Ilo | Residual 500 | 3.49 | 1.10 | 3.68 | 300.60 | - | - | - | 0.40 | 0.40 | 0.00 | 301.00 | 1.11 |
| ILOI-D | Ilo | Diesel 2 | 4.44 | 1.40 | 3.25 | 432.50 | 36.11 | - | - | 0.57 | 36.68 | 0.12 | 469.18 | 1.52 |
| ILOZ-C (2) | - | Carbon | - | - | - | 146.47 | - | - | - | - | - | - | 146.47 | 146.47 |
| MOLLE-D | Mollendo | Diesel 2 | 4.44 | 1.40 | 3.25 | 432.50 | 2.53 | - | - | 0.57 | 3.10 | 0.01 | 435.60 | 1.41 |
| MOLLE-R | Mollendo | Residual 500 | 3.48 | 1.10 | 3.68 | 299.60 | 2.15 | - | - | 0.40 | 2.55 | 0.01 | 302.15 | 1.11 |
| CHILL-R | Mollendo | Residual 500 | 3.48 | 1.10 | 3.68 | 299.60 | 10.16 | - | - | 0.40 | 10.55 | 0.04 | 310.15 | 1.14 |
| CHILL-D | Mollendo | Diesel 2 | 4.44 | 1.40 | 3.25 | 432.50 | 8.86 | - | - | 0.57 | 9.43 | 0.03 | 441.93 | 1.44 |
| CHILL-RD | Mollendo | D2+R500 | 3.58 | 1.13 | 3.63 | 312.90 | 10.03 | - | - | 0.41 | 10.44 | 0.04 | 323.34 | 1.17 |
| TAPAR-D | Mollendo | Diesel 2 | 4.44 | 1.40 | 3.25 | 432.50 | 25.14 | - | - | 0.57 | 25.71 | 0.08 | 458.21 | 1.49 |
| BELLA-D | Mollendo | Diesel 2 | 4.44 | 1.40 | 3.25 | 432.50 | 25.91 | - | - | 0.57 | 26.48 | 0.09 | 458.98 | 1.49 |
| DOLORE-D | Mollendo | Diesel 2 | 4.44 | 1.40 | 3.25 | 432.50 | 8.18 | - | - | 0.57 | 8.75 | 0.03 | 441.25 | 1.43 |
| CALANA-R | Ilo | Residual N°6 | 3.55 | 1.12 | 3.61 | 310.90 | 10.42 | - | - | 0.41 | 10.83 | 0.04 | 321.73 | 1.16 |
| TUMBES-R | Talara | Residual N°6 | 3.50 | 1.11 | 3.61 | 306.50 | 13.55 | - | - | 0.40 | 13.95 | 0.05 | 320.45 | 1.16 |
| YARIN-R (*) | Pucallpa | Residual N°6 | 3.48 | 1.10 | 3.61 | 304.80 | 77.07 | - | - | 0.40 | 77.48 | 0.28 | 382.28 | 1.38 |
| MALACA-D | Talara | Diesel 2 | 5.79 | 1.83 | 3.25 | 563.90 | 4.31 | - | - | 0.74 | 5.05 | 0.02 | 568.95 | 1.85 |
| MALACA-G | - | Gas | - | - | 0.93 | 2.25 | - | - | - | - | - | - | 2.25 | 2.43 |
| SROSA-D | Callao | Diesel 2 | 4.36 | 1.38 | 3.25 | 424.70 | 5.36 | 0.05 | 0.10 | 0.56 | 6.06 | 0.02 | 430.76 | 1.40 |
| SROSA-G | - | Gas | - | - | 0.92 | 2.34 | - | - | - | - | - | - | 2.34 | 2.55 |
| CAMISEA | - | Gas | - | - | 0.95 | 2.24 | - | - | - | - | - | - | 2.24 | 2.36 |
| CHILCA | - | Gas | - | - | 0.92 | 2.22 | - | - | - | - | - | - | 2.22 | 2.40 |
| CALANA GN | - | Gas | - | - | 0.95 | 2.28 | - | - | - | - | - | - | 2.28 | 2.40 |
| MALACAS GN4 | - | Gas | - | - | 0.92 | 2.25 | - | - | - | - | - | - | 2.25 | 2.44 |
| KALLPA | - | Gas | - | - | 0.95 | 2.24 | - | - | - | - | - | - | 2.24 | 2.36 |
| PIURA-D | Talara | Diesel 2 | 5.79 | 1.83 | 3.25 | 563.90 | 12.66 | - | - | 0.74 | 13.41 | 0.04 | 577.31 | 1.88 |
| MOLLENDO-G | - | Gas | - | - | 0.95 | 2.23 | - | - | - | - | - | - | 2.23 | 2.36 |

(1) Incluye el flete en el precio

(2) Precio en US\$/Ton

Nota: Precios de combustible utilizados en la Fijación Tarifaria de mayo 2009 (al 31.03.2009)

B.4.3 Precios Referenciales de combustible

El OSINERG establece precios de referencia para los combustibles utilizados en generación térmica. A continuación se indican los valores vigentes para el precio del gas natural, combustibles líquidos Diesel, Residual 6 y Residual 500, y Carbón.

$$\text{Precio Referencia GN [USD/MMBTU]} = 2.2498$$

Nota: Comunicado N° 0020-2009-GART del 30/10/2009.

Tabla B.20 Precios de Referencia de Combustibles Líquidos.

Precios de Referencia de Energéticos usados en Generación Eléctrica

Decreto Supremo N°012-2005-EM y Resolución OSINERG N° 062-2005-OS/CD

Fecha : Información al 31-10-2009

Precios de Referencia (Soles/galón)

| Plantas | Diesel B2 ⁽¹⁾ | Residual 6 | Residual 500 |
|--------------------------------|--------------------------|-------------|--------------|
| Talara | 5.67 | 4.54 | 4.49 |
| Piura | 5.71 | | |
| Eten | 5.73 | | 4.49 |
| Salaverry | 5.76 | 4.62 | |
| Chimbote | 5.82 | | 4.59 |
| Supé | 5.79 | 4.58 | 4.53 |
| Callao | 5.72 | 4.53 | 4.48 |
| Conchán | 5.72 | 4.51 | 4.48 |
| Cerro de Pasco | 6.05 | | |
| Pisco | 5.83 | | 4.63 |
| Mollendo | 5.83 | 4.61 | 4.56 |
| Juliaca | 6.06 | | |
| Cuzco | 6.13 | | |
| Ilo | 5.83 | 4.62 | |
| El Milagro | 5.78 | 4.94 | |
| Tarapoto | 6.00 | | |
| Yurimaguas | 7.27 | 5.50 | |
| Iquitos | 6.33 | 5.74 | |
| Pucallpa | 7.01 | | |
| Pto. Maldonado | 8.46 | | |
| PRIP (Promedio Octubre) | 5.72 | 4.53 | 4.48 |

Factores de Ubicación geográfica por Planta de Ventas

| Plantas | Diesel B2 ⁽¹⁾ | Residual 6 | Residual 500 |
|-------------------------|--------------------------|------------|--------------|
| Talara | 0.99 | 1.00 | 1.00 |
| Piura | 1.00 | | |
| Eten | 1.00 | | 1.00 |
| Salaverry | 1.01 | 1.02 | |
| Chimbote | 1.02 | | 1.03 |
| Supé | 1.01 | 1.01 | 1.01 |
| Callao | 1.00 | 1.00 | 1.00 |
| Conchán | 1.00 | 1.00 | 1.00 |
| Cerro de Pasco | 1.08 | | |
| Pisco | 1.02 | | 1.03 |
| Mollendo | 1.02 | 1.02 | 1.02 |
| Juliaca | 1.06 | | |
| Cuzco | 1.07 | | |
| Ilo | 1.02 | 1.02 | |
| El Milagro | 1.01 | 1.09 | |
| Tarapoto ⁽²⁾ | 1.05 | | |
| Yurimaguas | 1.27 | 1.21 | |
| Iquitos | 1.11 | 1.27 | |
| Pucallpa | 1.23 | | |
| Pto. Maldonado | 1.48 | | |

* No Incluye Impuestos

** No Incluye Margen Comercial

(1) A partir del 12.01.2009 se considera el Precio de Referencia del Diesel B2 en sustitución del Precio de Referencia del Diesel 2.

(2) Se ha eliminado el Factor de Ubicación Geográfica, ya que Petroperú no publica Precio de Residual 6 en Tarapoto desde la Lista de Precios del 20.09.2008.

Precios de Referencia (Soles/galón)

| Planta | Referencia | Descuento Promedio | Residual 6 |
|----------|----------------|--------------------|------------|
| PUCALLPA | Pta Yurimaguas | -1.26 | 6.75 |

Nota: Petroperú no publica precio de lista de residual 6 en Pucallpa

Tabla B.21 Precio de Referencia del Carbón.

Precios de Referencia de Energéticos usados en Generación Eléctrica

Decreto Supremo N°012-2005 y Resolución N° 062-2005-OS/CD

Promedio de los últimos 12 Meses Publicados : 01/11/2008 - 31/10/2009

RESULTADOS DE LOS TRES CARBONES MÁS BARATOS

| Componentes del Precio de Paridad de Importación | Origen Región Nombre | COLOMBIA Bolívar Carbón 24 | COLOMBIA Bolívar Carbón 25 | AUSTRALIA1 Gladstone Carbón 16 | PROMEDIO |
|--|----------------------|----------------------------|----------------------------|--------------------------------|---------------|
| | | Unidades | CB1 | CB2 | |
| FOB | US\$/ton | 64.44 | 63.86 | 76.14 | 68.15 |
| Flete (*) | US\$/ton | 28.13 | 28.13 | 33.62 | 29.96 |
| Seguro | US\$/ton | 0.08 | 0.08 | 0.08 | 0.08 |
| Costo cruce por canal de Panamá | US\$/ton | 5.17 | 5.17 | 0.00 | 3.45 |
| CIF | US\$/ton | 92.65 | 92.07 | 109.84 | 98.19 |
| Tasa Arancelaria | %CIF | 0% | 0% | 0% | 0% |
| Arancel | US\$/ton | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Impuesto Selectivo | US\$/ton | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Otros | | 2.11 | 2.11 | 2.16 | 2.13 |
| PPI | US\$/ton | 94.76 | 94.18 | 112.00 | 100.32 |
| PCS | Kcal/Kg | 6,450 | 6,300 | 6,500 | 6,421 |
| PPI Eq. PCI Standard | US\$/ton | 91.68 | 93.29 | 107.52 | 97.50 |

DATOS CONSIDERADOS: FOB - Coal International Report: 01/11/08 al 31/10/09

Estadísticas Import. Perú 01/09/08 al 31/10/09

Estadísticas Import. Chile 01/09/08 al 31/08/09

PPI = Precio de Paridad de Importación al Poder Calorífico Superior especificado.

PPI Eq. PCS Standard = PPI en base a carbón equivalente a un Poder Calorífico Superior Standard

PPI Eq. PCI Standard = PPI en base a carbón equivalente a un Poder Calorífico Inferior Standard

| Poder Calorífico Standard | Superior (HHV) | 6,240.00 Kcal/Kg | Tipo de Cambio | S/./US\$ |
|---------------------------|----------------|------------------|----------------|----------|
| | Inferior (LHV) | 6,000.00 Kcal/Kg | 29/10/2009 | 2.896 |

(*) Los Fletes de Importación de Carbón de Origen Venezolano y Colombiano incluyen el cargo por Cruce de Canal de Panamá

B.5 Ampliación del Sistema de Transmisión

A continuación se presentan las propuestas realizadas por el MEM, el COES y Red Eléctrica del Perú (REP) en relación con el Plan de Expansión de la red de transmisión.

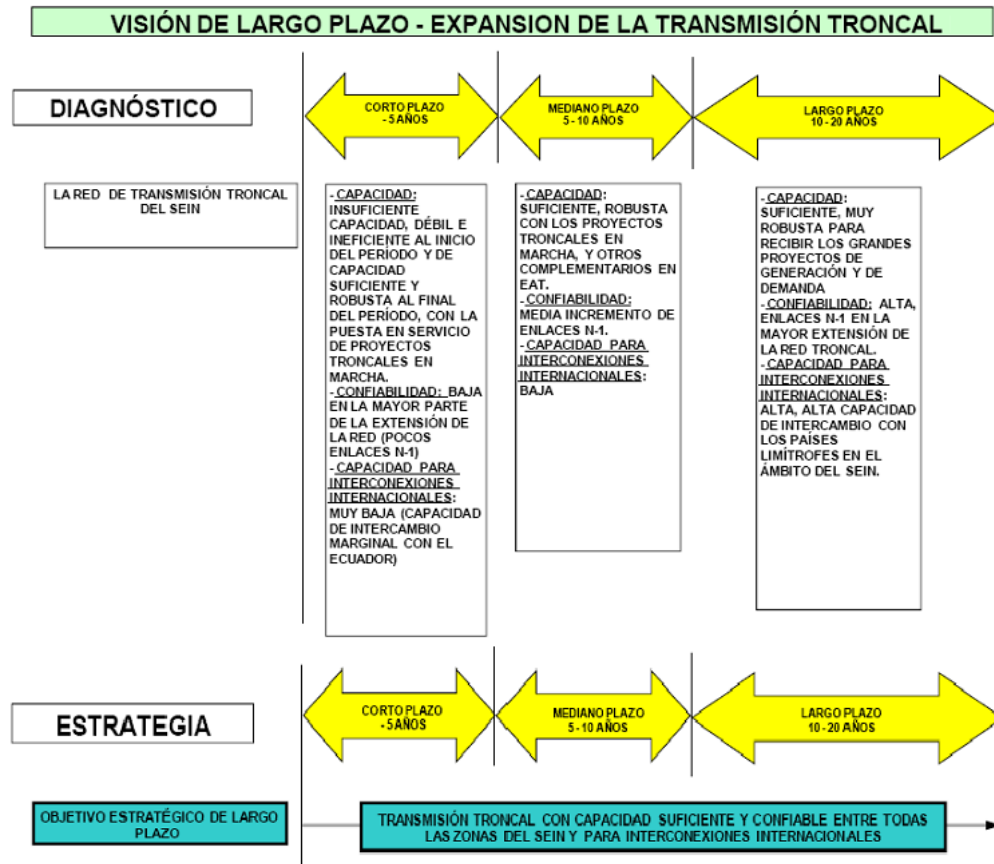
Al respecto cabe destacar que la planificación en el sector energía tiene diferentes niveles:

- **Nivel Estratégico:** Desarrollado por la Alta Dirección del MEM,
- **Nivel Intermedio:** Desarrollado en el MEM como Planes Referenciales (“no vinculantes”) de Electricidad, Hidrocarburos, Energía Renovable, incorporados todos dentro de un Plan de Energía.
- **Nivel Operativo:** Planes de desarrollo de proyectos de carácter vinculantes en su respectivo ámbito, tales como el Plan de Transmisión de COES, el Plan de Transmisión de REP, los Planes de Expansión de Sistemas Complementarios de Transmisión supervisados por OSINERGMIN, los Planes de Expansión de Empresas de Distribución, planes de empresas privadas y otros.

En función de lo antes indicado la descripción que se realiza a continuación de los planes desarrollados por el MEM, COES y REP tienen diferentes grados de desarrollo posible, sirviendo todos como una guía para decidir los planes a considerar en el presente estudio.

B.5.1 Plan Referencial de Electricidad del MEM

La visión de Planificación del SEIN hacia el largo plazo, en lo que respecta a la transmisión troncal, se resume esquemáticamente en la figura siguiente:



Fuente: MEM. Plan Referencial de Electricidad 2008-2017.

Figura B.14 Visión de Largo-Plazo – Expansión de la Transmisión Troncal.

El MEM resalta tres atributos para la red de transmisión: capacidad de transmisión, confiabilidad, y capacidad para interconexiones internacionales. Desde el punto de vista estratégico se plantea la necesidad de tener en el largo plazo una transmisión troncal con capacidad suficiente y confiable entre todas las zonas del SEIN, incluyendo los intercambios entre países. La capacidad de las redes debería permitir la integración al SEIN de las grandes centrales hidráulicas proyectadas. Para seleccionar los proyectos de nueva capacidad de transmisión que cumplen los objetivos antes indicados el MEM utiliza como criterio el de mínimo costo.

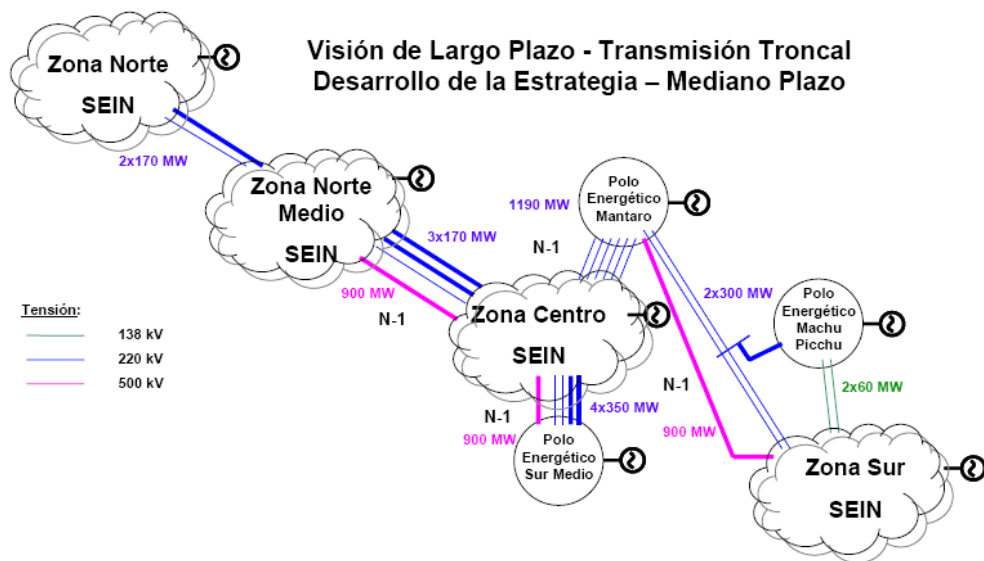
Los atributos estratégicos antes indicados se entiende que son concordantes con lo indicado en LA NORMA que reconoce que la planificación de la red es un problema de multi-atributos, incluyendo:

- Confiabilidad (atributo N-1),
- Congestión (atributos HDN y MFI),
- Inversión,
- Costo total (VPCT, incluyendo inversión anualizada, O y M, despacho, y energía no servida), y

- Pago anual de la demanda por energía (VPPD, en esencia el precio marginal multiplicado por la demanda, en cada zona).

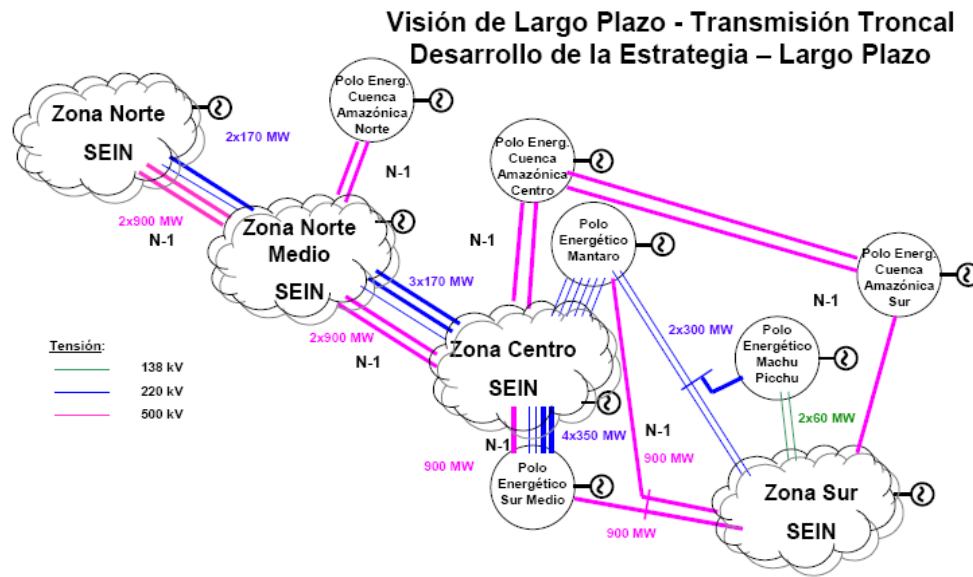
El MEM también reconoce que sus objetivos pueden ser incompatibles. Por ejemplo, “tener en el largo plazo una transmisión troncal con capacidad suficiente y confiable entre todas las zonas del SEIN” puede interpretarse como “eliminación de congestión.” Pero no hay ningún sistema eléctrico que no tenga congestión para ciertas condiciones operativas ya que eliminarla completamente sería demasiado caro. Se entiende en tal sentido que tanto el MEM como LA NORMA requieren un equilibrio práctico entre estos objetivos y atributos. Esto tiene que ver tanto con la planificación a largo plazo como a mediano plazo.

En el mediano plazo el MEM considera necesario reforzar los vínculos entre zonas y polos energéticos mediante la construcción de nuevos circuitos en 220 kV y 500 kV. En el largo plazo se continúa con estos refuerzos incorporándose además los polos energéticos de las cuencas Amazonia norte, centro y sur donde se encuentra el potencial de desarrollo hidroeléctrico del país y la interconexión de los mismos al SEIN por medio de circuitos en 500 kV. La evolución resultante del sistema en el mediano y largo plazo se muestra en las figuras siguientes:



Fuente: MEM. Plan Referencial de Electricidad 2008-2017.

Figura B.15 Visión de Largo Plazo – Transmisión Troncal, Desarrollo de la Estrategia – Mediano Plazo.



Fuente: MEM. Plan Referencial de Electricidad 2008-2017.

Figura B.16 Visión de Largo Plazo – Transmisión Troncal, Desarrollo de la Estrategia – Largo Plazo.

El MEM define dos horizontes de planificación: El mediano plazo que abarca los años 2008 a 2017, y el largo plazo que abarca los años 2018 a 2027. Para cada uno de estos periodos determina el Plan de Transmisión para los escenarios de proyección de la demanda Base, Optimista y Conservador.

A continuación se listan los proyectos de ampliación de la red de transmisión resultantes para cada uno de los escenarios antes indicados. Todos ellos tienen en común los proyectos con concesión y por concesionar incluidos en el Plan Transitorio de Transmisión. Difieren en cambio en los nuevos proyectos, en los proyectos asociados a generación y en los proyectos asociados al largo plazo.

A los fines del presente estudio se asumirá que los proyectos que aún no han sido contratados son candidatos para implementación futura, junto con otros candidatos que se puedan proponer.

La evaluación de proyectos candidatos troncales con tensiones de 500 kV será un desafío especial. Este tipo de ampliaciones de la red de transmisión que pueden llegar a niveles de capacidad de transmisión de hasta 3000 MW, dependiendo de la configuración y características constructivas de los circuitos, puede ser excesiva para un sistema eléctrico como el Peruano con una demanda punta actual que no alcanza a 4000 MW. En tal sentido cabe destacar que la planificación de la transmisión tiene que tener la visión del crecimiento que podrá ocurrir en el futuro, aceptando la posibilidad de incorporar elementos que pueden parecer sobrediseñados, pero que servirán como cimientos para el sistema en el largo plazo.

Tabla B.22 Plan de Expansión de la transmisión – Escenario de Demanda Base.

Fuente: MEM. Plan Referencial de Electricidad 2008-2017.

A) Horizonte de Mediano Plazo 2008 - 2017**I) Proyectos con Concesión (incluidos en el Plan Transitorio de Transmisión)**

| Año | Descripción | | | | Observaciones |
|------------|--|-----|----|--------|---|
| 2011 | Chilca - Planicie - Zapallal | 500 | kV | 94 km | El proyecto consiste de una línea en 500 kV de Chilca a Zapallal y otra línea Chilca - Planicie - Zapallal en 500 kV que se operará como doble terna en 220 kV hasta que el sistema requiera el cambio de tensión |
| | Mantaro - Caravelí - Montalvo | 500 | kV | 761 km | |
| | Carhuamayo - Paragsha - Conococha - Huallanca - Cajamarca - Cerro Corona - Carhuaquero | 220 | kV | 697 km | |
| | Machupicchu - Cotaruse (Doble Circuito) | 220 | kV | 204 km | Entregado al mismo concesionario de Mantaro - Caraveli - Montalvo |

II) Proyectos por Concesionar (Incluidos en el Plan Transitorio de Transmisión)

| Año | Descripción | | | | Observaciones |
|---------------------------------|--|-------|-----|--------|--|
| a) Líneas de Transmisión | | | | | |
| 2011 | Onocora - Tintaya - Socabaya | 220 | kV | 303 km | En Onocora se conectará la C.H. Pucará |
| | Independencia - Ica (2do Circuito) | 220 | kV | 55 km | |
| | Piura - Talara (2do Circuito) | 220 | kV | 104 km | |
| 2013 | Zapallal - Chimbote - Trujillo | 500 | kV | 515 km | |
| b) Compensación Reactiva | | | | | |
| 2013 | Reactores Zapallal - Chimbote - Trujillo | 2x300 | MVA | | |
| c) Transformación | | | | | |
| 2011 | Tintaya 220/138 kV | 120 | MVA | | Onocora se enlaza con punto intermedio de línea existente Tintaya - Combapata 138 kV |
| | Onocora 220/138 kV | 120 | MVA | | |
| 2013 | Chimbote 500/220 kV | 620 | MVA | | |
| | Trujillo - 500/220 kV | 450 | MVA | | |

III) Proyectos Nuevos (Refuerzos del Sistema)

| Año | Descripción | Observaciones |
|---------------------------------|---|---|
| a) Líneas de Transmisión | | |
| 2011 | Chilca - Marcona Zorritos - Talara (2do Circuito) | 500 kV 380 km 220 kV 137 km Se necesita por la entrada de la C.T. BPZ |
| 2014 | Puno - Azángaro - Tintaya Carhuaquero - Chiclayo (2do Circuito) Trujillo - Guadalupe (2do Circuito) Chiclayo - Piura (2do Circuito) Ventanilla - Chavarría (4to Circuito) | 220 kV 240 km 220 kV 83 km 220 kV 103 km 220 kV 211 km 220 kV 11 km |
| 2015 | Cajamarca - Caclic - Moyobamba | 220 kV 251 km |
| 2017 | Trujillo - Cajamarca (2do Circuito) Chavarría - Barsi (3er Circuito) Ventanilla - Zapallal (3er Circuito) | 220 kV 137 km 220 kV 9 km 220 kV 18 km |
| b) Compensación Reactiva | | |
| 2011 | Reactores Chilca - Marcona | 4x100 MVar |
| c) Transformación | | |
| 2011 | Marcona 500/220 kV | 300 MVA |
| 2014 | Azángaro 220/138 kV | 120 MVA |

B) Horizonte de Largo Plazo 2018 - 2027

| Año | Descripción |
|---------------------------------|--|
| a) Líneas de Transmisión | |
| 2019 | Paquizapango - Sumabeni - Campo Armíño (Doble Circuito) 500 kV 170 km |
| 2021 | Inambari - Urubamba - Sumabeni - Campo Armíño (Doble Circuito) 500 kV 590 km |
| 2022 | Trujillo Norte - Piura Oeste 500 kV 400 km Campo Armíño - Zapallal (Doble Circuito) 500 kV 324 km Campo Armíño - Chilca 500 kV 270 km Chilca - San Juan (Doble Circuito) 500 kV 48,5 km Zapallal - Ventanilla - Chavarría (Doble Circuito) 500 kV 29 km Pomacocha - Pachachaca - Oroya Nueva (Segundo Circuito) 220 kV 35,1 km Socabaya - Montalvo (Tercer Circuito) 220 kV 107 km |
| 2023 | Manseriche - Piura Oeste (Doble Circuito) 500 kV 430 km |
| 2025 | Urubamba - Sumabeni - Campo Armíño 500 kV 240 km |
| 2027 | Marcona - Caravelí 500 kV 220 km San Juan - Santa Rosa - Chavarría 500 kV 34,6 km Chiclayo Oeste - Derivación Olmos (Tercer Circuito) 220 kV 106 km Onocora - Machupicchu 220 kV 211 km |

B) Horizonte de Largo Plazo 2018 - 2027

| Año | Descripción | | |
|---------------------------------|--|-------|-----|
| b) Compensación Reactiva | | | |
| 2019 | Reactor de CH Paquitzapango en Sumabeni | 1000 | MVA |
| 2021 | Reactor de CH Inambari | 1000 | MVA |
| 2022 | Reactor en Piura Oeste 500 kV | 100 | MVA |
| | Reactor en Trujillo Norte 500 kV | 100 | MVA |
| | Reactor en Marcona 500 kV | 2x100 | MVA |
| | Reactor en Caravelí 500 kV | 2x100 | MVA |
| 2023 | Reactor de CH Manseriche | 1000 | MVA |
| c) Transformación | | | |
| 2022 | Piura Oeste 500/220 kV | 1000 | MVA |
| | Lima 1 500/220 kV | 1500 | MVA |
| | Lima 2 500/220 kV | 550 | MVA |
| | Lima 3 500/220 kV | 2000 | MVA |
| | Ampliación Transformación Chilca 500/220 kV | 1200 | MVA |
| | Ampliación Transformación Marcona 500/220 kV | 300 | MVA |
| 2027 | Santa Rosa 500/220 kV | 600 | MVA |

IV) Proyectos Asociados a Generación

| Líneas de Transmisión | | | |
|-----------------------|---|---------------|--|
| 2009 | Chilca - Platanal | 220 kV 110 km | En ejecución |
| 2013 | Santa Rita - Virú | 220 kV 50 km | Conexión de C.H. Santa Rita en punto intermedio de Línea Chimbote - Trujillo |
| | Cheves - Huacho | 220 kV 75 km | Conexión de C.H. Cheves |
| | Marañón - Vizcarra | 220 kV 40 km | Conexión de C.H. Marañón |
| | Uchuhuerta - Carhuamayo | 138 kV 46 km | Conexión de C.H. Uchuhuerta |
| 2014 | San Gabán - Azángaro | 220 kV 159 km | Conexión de C.H. San Gabán I |
| 2015 | Olmos - Derivación Olmos | 220 kV 80 km | Conexión de C.H. Olmos I en punto intermedio de Línea Chiclayo - Piura |
| | Majes - Socabaya | 220 kV 102 km | Conexión de C.H. Lluta |
| 2016 | Majes - Socabaya (2do Circuito) | 220 kV 102 km | Conexión de C.H. Lluclla |
| | Tarucani - Cerro Verde | 138 kV 91 km | Conexión de C.H. Tarucani |
| 2017 | Olmos - Derivación Olmos (2do Circuito) | 220 kV 80 km | Conexión de C.H. Olmos II |

Tabla B.23 Plan de Expansión de la transmisión – Escenario de Demanda Optimista.

Fuente: MEM. Plan Referencial de Electricidad 2008-2017.

A) Horizonte de Mediano Plazo 2008 - 2017

| Año | Descripción | Observaciones |
|--|---|--|
| III) Proyectos Nuevos (Refuerzos del Sistema) | | |
| a) Líneas de Transmisión | | |
| 2011 | Chilca - Marcona Zorritos - Talara (2do Circuito) | 500 kV 380 km 220 kV 137 km Se necesita por la entrada de la C.T. BPZ |
| 2014 | Puno - Azángaro - Tintaya Carhuaquero - Chiclayo (2do Circuito) Trujillo - Guadalupe (2do Circuito) Chiclayo - Piura (2do Circuito) Guadalupe - Chiclayo (2do Circuito) Trujillo - Cajamarca (2do Circuito) Ventanilla - Chavarría (4to Circuito) | 220 kV 240 km 220 kV 83 km 220 kV 103 km 220 kV 211 km 220 kV 84 km 220 kV 137 km 220 kV 11 km |
| 2015 | Cajamarca - Caclic | 220 kV 251 km |
| 2017 | Chavarría - Barsi (3er Circuito) Ventanilla - Zapallal (3er Circuito) | 220 kV 9 km 220 kV 18 km |
| b) Compensación Reactiva | | |
| 2011 | Reactores Chilca - Marcona | 4x100 MVar |
| c) Transformación | | |
| 2011 | Marcona 500/220 kV | 300 MVA |
| 2014 | Azángaro 220/138 kV | 120 MVA |

B) Horizonte de Largo Plazo 2018 - 2027

| Año | Descripción | |
|---------------------------------|--|--|
| a) Líneas de Transmisión | | |
| 2019 | Paquizapango - Sumabeni - Campo Armíño (Doble Circuito) | 500 kV 170 km |
| 2022 | Inambari - Urubamba - Sumabeni - Campo Armíño (Doble Circuito) Trujillo Norte - Piura Oeste Campo Armíño - Zapallal (Doble Circuito) Campo Armíño - Chilca Chilca - San Juan (Doble Circuito) Zapallal - Ventanilla - Chavarría (Doble Circuito) Pomacocha - Pachachaca - Oroya Nueva (Segundo Circuito) | 500 kV 590 km 500 kV 400 km 500 kV 324 km 500 kV 270 km 500 kV 48,5 km 500 kV 29 km 220 kV 35,1 km |
| 2027 | Urubamba - Sumabeni - Campo Armíño Rentema - Piura Oeste Marcona - Caravelí San Juan - Santa Rosa - Chavarría Chiclayo Oeste - Derivación Olmos (Tercer Circuito) Onocora - Machupicchu | 500 kV 240 km 500 kV 300 km 500 kV 220 km 500 kV 34,6 km 220 kV 106 km 220 kV 211 km |

| b) Compensación Reactiva | | |
|---------------------------------|--|-----------|
| 2019 | Reactor de CH Paquizapango en Sumabeni | 1000 MVA |
| 2022 | Reactor de CH Inambari | 1000 MVA |
| | Reactor en Piura Oeste 500 kV | 100 MVA |
| | Reactor en Trujillo Norte 500 kV | 100 MVA |
| | Reactor en Marcona 500 kV | 2x100 MVA |
| | Reactor en Caravelí 500 kV | 2x100 MVA |
| 2027 | Reactor de CH Rentema | 2x300 MVA |
| c) Transformación | | |
| 2022 | Piura Oeste 500/220 kV | 1000 MVA |
| | San Juan 500/220 kV | 1500 MVA |
| | Ventanilla 500/220 kV | 550 MVA |
| | Chavarría 500/220 kV | 2000 MVA |
| | Ampliación Transformación Chilca 500/220 kV | 1200 MVA |
| | Ampliación Transformación Marcona 500/220 kV | 300 MVA |
| 2027 | Santa Rosa 500/220 kV | 600 MVA |

| IV) Proyectos Asociados a Generación | | | | |
|---|--|--------|--------|--|
| Líneas de Transmisión | | | | |
| 2009 | Chilca - Platanal | 220 kV | 110 km | En ejecución |
| 2013 | Santa Rita - Virú | 220 kV | 50 km | Conexión de C.H. Santa Rita en punto intermedio de Línea Chimbote - Trujillo |
| | Cheves - Huacho | 220 kV | 75 km | Conexión de C.H. Cheves |
| | Marañón - Vizcarra | 220 kV | 40 km | Conexión de C.H. Marañón |
| | Uchuhuerta - Carhuamayo | 138 kV | 46 km | Conexión de C.H. Uchuhuerta |
| | La Virgen - Caripa | 138 kV | 62 km | Conexión de C.H. La Virgen |
| 2014 | San Gabán - Azángaro | 220 kV | 159 km | Conexión de C.H. San Gabán I |
| 2015 | La Guitarra - Campo Armiño (Triple Circuito) | 220 kV | 20 km | Conexión de C.H. La Guitarra |
| | Olmos - Derivación Olmos | 220 kV | 80 km | Conexión de C.H. Olmos I en punto intermedio de Línea Chiclayo - Piura |
| | Majes - Socabaya | 220 kV | 102 km | Conexión de C.H. Lluta |
| 2016 | Majes - Socabaya (2do Circuito) | 220 kV | 102 km | Conexión de C.H. Llulla |
| | Tarucani - Cerro Verde | 138 kV | 91 km | Conexión de C.H. Tarucani |
| 2017 | Olmos - Derivación Olmos (2do Circuito) | 220 kV | 80 km | Conexión de C.H. Olmos II |

Tabla B.24 Plan de Expansión de la transmisión – Escenario de Demanda Conservador.

Fuente: MEM. Plan Referencial de Electricidad 2008-2017.

A) Horizonte de Mediano Plazo 2008 -2017

| Año | Descripción | Observaciones |
|--|--|---|
| III) Proyectos Nuevos (Refuerzos del Sistema) | | |
| a) Líneas de Transmisión | | |
| 2011 | Chilca - Marcona Zorritos - Talara (2do Circuito) | 500 kV 380 km 220 kV 137 km Se necesita por la entrada de la C.T. BPZ |
| 2014 | Puno - Azángaro - Tintaya Carhuaquero - Chiclayo (2do Circuito) | 220 kV 240 km 220 kV 83 km |
| 2015 | Cajamarca - Caclic | 220 kV 251 km |
| 2017 | Trujillo - Cajamarca (2do Circuito) Chavarría - Barsi (3er Circuito) Ventanilla - Zapallal (3er Circuito) Ventanilla - Chavarría (4to Circuito) | 220 kV 137 km 220 kV 9 km 220 kV 18 km 220 kV 11 km |
| b) Compensación Reactiva | | |
| 2011 | Reactores Chilca - Marcona | 4x100 MVar |
| c) Transformación | | |
| 2011 | Marcona 500/220 kV | 300 MVA |
| 2014 | Azángaro 220/138 kV | 120 MVA |

B) Horizonte de Largo Plazo 2018 - 2027

| Año | Descripción | |
|---------------------------------|---|---|
| a) Líneas de Transmisión | | |
| 2019 | Paquizapango - Sumabeni - Campo Armiño (Doble Circuito) | 500 kV 170 km |
| 2022 | Campo Armiño - Zapallal (Doble Circuito) Campo Armiño - Chilca Chilca - San Juan (Doble Circuito) Zapallal - Ventanilla - Chavarría (Doble Circuito) Pomacocha - Pachachaca (Segundo Circuito) Socabaya - Montalvo (Tercer Circuito) | 500 kV 324 km 500 kV 270 km 500 kV 48,5 km 500 kV 29 km 220 kV 13,5 km 220 kV 107 km |
| 2023 | Urubamba - Sumabeni - Campo Armiño | 500 kV 240 km |
| 2024 | Rentema - Piura Oeste Trujillo Norte - Piura Oeste | 500 kV 300 km 500 kV 400 km |
| 2026 | Sumabeni - Campo Armiño | 500 kV 80 km |
| 2027 | Marcona - Caravelí San Juan - Santa Rosa - Chavarría Onocora - Machupicchu | 500 kV 220 km 500 kV 34,6 km 220 kV 211 km |

| b) Compensación Reactiva | | | |
|---------------------------------|--|-------|-----|
| 2019 | Reactor de CH Paquizapango en Sumabeni | 1000 | MVA |
| 2022 | Reactor en Marcona 500 kV | 2x100 | MVA |
| | Reactor en Caravelí 500 kV | 2x100 | MVA |
| 2024 | Reactor de CH Rentema | 2x300 | MVA |
| | Reactor en Piura Oeste 500 kV | 100 | MVA |
| | Reactor en Trujillo Norte 500 kV | 100 | MVA |
| c) Transformación | | | |
| 2022 | San Juan 500/220 kV | 1500 | MVA |
| | Ventanilla 500/220 kV | 550 | MVA |
| | Chavarría 500/220 kV | 2000 | MVA |
| | Ampliación Transformación Chilca 500/220 kV | 1200 | MVA |
| | Ampliación Transformación Marcona 500/220 kV | 300 | MVA |
| 2024 | Piura Oeste 500/220 kV | 1000 | MVA |

B.5.2 COES. Informe de Diagnóstico

El COES para el Plan de obras de transmisión considera los proyectos del Plan Transitorio de Transmisión licitados o en proceso de licitación que actualmente se encuentran licitados, están en proceso de licitación o dicho proceso ha sido encargado a PROINVERSION. Considera además los proyectos de los concesionarios de transmisión aprobados por el MEM. En los casos en los que ha sido necesario, el COES estimó las fechas posibles de entrada en operación comercial de las obras. La tabla siguiente presenta los proyectos considerados por el COES para el periodo 2009-2013. El COES no presenta un Plan de Transmisión para el largo plazo ni criterios a seguir para su determinación.

Tabla B.25 Programa de Obras de Transmisión 2009 – 2013.

Fuente: Informe de Diagnostico de las condiciones operativas del SEIN, periodo 2011 – 2020. COES SINAC.

| Fecha | Proyecto |
|----------|--|
| Ago-09 | L.T Charcani V - Yura 138 kV – YURA |
| Set-2009 | LT. Carhuaquero - Jaén 138 kV |
| Mar-10 | L.T. Chilca - La Planicie - Zapallal 220kV (doble terna) |
| Set-2010 | L.T. Independencia - Ica 220 kV |
| Nov-10 | L.T. Tocache - Bellavista - 138 kV |
| Nov-10 | Ampliación Transformador S.E. Azangaro - 138/60/22.9/10 kV - REP |
| Nov-10 | Ampliación Transformador S.E. Quencoro - 138/34.5/10.5 kV - REP |
| Nov-10 | Ampliación Transformador S.E. Piura Oeste - 220/60/10 kV - REP |
| Nov-10 | Ampliación Transformador S.E. Trujillo Norte - 138/22.9/10 kV - REP |
| Nov-10 | S.E. Trujillo Norte - Banco de Capacitores 15 MVAR, 10 kV - REP |
| Nov-10 | Ampliación Auto Transformador S.E. Tingo María - 220/138/10 kV - REP |
| Dic-10 | L.T. Carhuaquero - Corona 220 kV |
| Dic-10 | L.T. Cajamarca - Huallanca 220 kV doble circuito |
| Dic-10 | L.T. Huallanca - Conococha 220 kV doble circuito |
| Dic-10 | L.T. Conococha - Paragsha 220 kV |
| Dic-10 | L.T. Paragsha - Carhuamayo 220 kV doble circuito |
| Dic-10 | Transformador Carhuamayo 220/138 kV - 100 MVA |
| Dic-10 | Transformador Huallanca 220/138 kV - 100 MVA |
| Dic-10 | S.E. Cajamarca 220 kV - SVC +120/-60 MVAR |
| Dic-10 | S.E. Huallanca Reactor 2 x 50 MVAR |
| Mar-11 | Repotenciación L.T. Mantaro - Socabaya 505 MVA |
| Feb-11 | L.T. Mantaro - Caravelí - Montalvo 500 kV |
| Feb-11 | L.T. Machupicchu - Cotaruse 220 kV - 2 x 180 MVA |
| Feb-11 | S.E. Machupicchu 220/138 kV - 150 MVA |
| Feb-11 | S.E. Machupicchu 220 kV - reactor 40 MVAR |
| Feb-11 | S.E. Cotaruse 220 kV - reactor 40 MVAR |
| Mar-11 | L.T. Chilca - Zapallal 500 kV (simple circuito) |
| Jul-11 | Nueva S.E. Los Industriales 220/60 kV - 180 MVA - LUZ del SUR |
| Jun-12 | L.T. Zapallal - Trujillo 500 kV |
| Jun-12 | L.T. Chilca - Marcona - Caravelí 500 kV |
| Mar-13 | S.E. Los Industriales - Adición Transformador 220/60 kV - 85 MVA - LUZ del SUR |

B.5.3 Plan de Expansión de REP (2009 – 2018)

La empresa de transmisión REP es una de las concesionarias que operan en el MEM de Perú. Como parte de sus funciones publicó con fecha septiembre de 2008 un documento donde presenta el Plan de Expansión de la Transmisión correspondiente al periodo 2009-2018. Dicho Plan define un programa de equipamiento del Sistema de Transmisión a cargo de REP que debería permitir garantizar la calidad, continuidad y oportunidad de este sistema, de acuerdo a lo estipulado en el Contrato de Concesión de dicha empresa.

Para determinar el Plan de Expansión REP considera múltiples escenarios de generación / demanda representativos de escenarios de crecimiento medio, optimista y conservador. En forma adicional considera un par de escenarios de generación donde las centrales previstas en las regiones norte y sur son reemplazadas por generación localizada en la región central.

Para la determinación del Plan de Expansión REP divide el periodo en : i) corto plazo; ii) Mediano y largo plazo. El Plan de corto plazo lo determina por medio de estudios eléctricos (confiabilidad, estado estacionario, estabilidad, análisis modal). En cambio el plan de largo plazo lo determina por medio de una evaluación de mínimo costo donde incluye ahorros en costos operativos versus costos de inversión. Las figuras siguientes muestran conceptualmente las metodologías seguidas por REP.

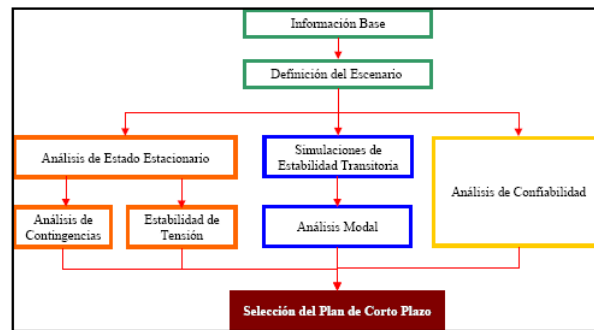


Figura B.17 Metodología Plan Corto Plazo.

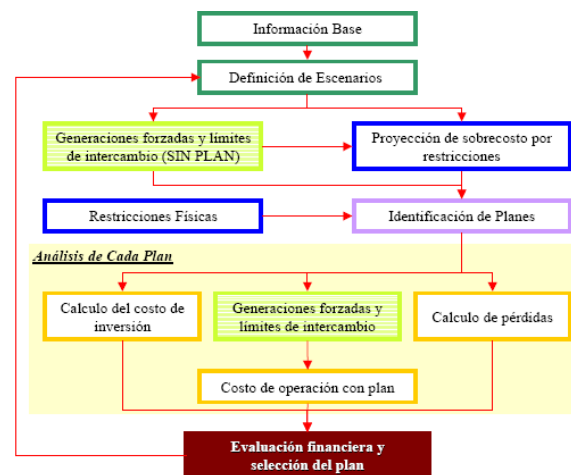


Figura B.18 Metodología Plan Largo Plazo.

Como resultado de los análisis antes indicados REP identifica las ampliaciones del Sistema de Transmisión que se indican en la siguiente tabla.

Tabla B.26 Plan de Expansión de REP – 2010 – 2016.

Fuente: Plan de Expansión del Sistema de Transmisión de REP 2008 – 2016. Red Eléctrica del Perú S.A. Septiembre 2008.

| Año | Proyecto | Año | Proyecto |
|---|---|---|--|
| 2010 | Segunda Terna Independencia - Ica 220 kV | 2013 | Transformación Trujillo 500/220 kV 1*450 MVA |
| | Compensación capacitiva 30 Mvar Chiclayo 60 kV | | Transformación Trujillo 500/220 kV 2*450 MVA |
| | Compensación capacitiva 15 Mvar Trujillo 10 kV | | Línea Trujillo - Zapallal 500 kV |
| | SVC de Socabaya de 600 Mvar 220 kV | | Segunda Terna Cajamarca - Trujillo 220 kV |
| | Repotenciación a 500 MW Mantaro - Cotaruse - Socabaya | | Segunda Terna Trujillo - Guadalupe 220 kV |
| 2011 | Traslado de la carga de Industriales a Planicie | | Segnda Terna Guadalupe - Chiclayo 220 kV |
| | Segunda Terna Ica - Marcona 220 kV | | Segunda Terna Chiclayo - Piura 220 kV |
| | Línea Trujillo - Zapallal 500 kV | | Compensación capacitiva de 45 Mvar en Piura 220 kV |
| | Transformación Trujillo 500/220 kV 450 MVA | | Compensación capacitiva de 60 Mvar en Piura 220 kV |
| | Segunda Terna Cajamarca - Trujillo 220 kV | | Compensación capacitiva de 90 Mvar en Piura 220 kV |
| | Segunda Terna Trujillo - Guadalupe 220 kV | | Segunda Terna Pachachaca - Oroya 220 kV |
| | Segnda Terna Guadalupe - Chiclayo 220 kV | | Tercera Terna Zapallal - Ventanilla 220 kV |
| | Segunda Terna Chiclayo - Piura 220 kV | | Tercera Terna Chilca - Independencia 220 kV |
| | Segunda Terna Carhuaquero - Chiclayo 220 kV | | Reactor serie Chilca Rep – Chilca Nueva |
| | Compensación capacitiva Piura 30 Mvar Piura 220 kV | | 2014 |
| Segunda Terna Pachachaca - Oroya 220 kV | Compensación capacitiva de 100 Mvar en Piura 220 kV | | |
| 2012 | Compensación capacitiva de 70 Mvar en Piura 220 kV | Subestación Azángaro 220 kV | |
| | Compensación serie 50% Mantaro - Caraveli - Montalvo 500 kV | Línea Azángaro - Puno 220 kV | |
| | Subestación Tintaya 220 kV | Transformador Azángaro 220/138 kV, 150 MVA | |
| | Línea Tintaya - Socabaya 220 kV | Subestación Santa Rita 220 kV | |
| | Transformador Tintaya 220/138 kV, 150 MVA | Repotenciación de la línea Santa Rosa – Chavarría 220 | |
| | Segunda Terna Olmos - Chiclayo 220 kV | Tercera Terna Chilca - Independencia 220 kV | |
| | Segunda Terna Talara - Piura 220 kV | Tercera Terna Zapallal - Ventanilla 220 kV | |
| | 2015 | Tercera Terna Carhuaquero - Chiclayo 220 kV | 2016 |
| Compensación capacitiva de 85 Mvar en Piura 220 kV | | Transformación Trujillo 500/220 kV 1*450 MVA | |
| Compensación capacitiva de 105 Mvar en Piura 220 kV | | Segunda Terna Cajamarca - Trujillo 220 kV | |
| Compensación capacitiva de 135 Mvar en Piura 220 kV | | Segunda Terna Trujillo - Guadalupe 220 kV | |
| Subestación Tintaya 220 kV | | Segnda Terna Guadalupe - Chiclayo 220 kV | |
| Línea Tintaya - Socabaya 220 kV | | Segunda Terna Chiclayo - Piura 220 kV | |
| Transformador Tintaya 220/138 kV, 150 MVA | | Compensación Capacitiva Piura 40 Mvar | |
| Tercera Terna Zapallal - Ventanilla 220 kV | | Compensación capacitiva de 150 Mvar en Piura 220 kV | |
| Segunda Terna Ica – Marcona | | Tercera Terna Chilca - Independencia 220 kV | |
| Tercera Terna Chilca – Independencia | | Repotenciación línea Chavarría - Santa Rosa 220 kV | |

B.5.4 Plan de Expansión Transitorio

A la fecha existe un conjunto de obras de expansión del sistema de transmisión englobadas como Plan de Expansión Transitorio cuya ejecución es obligada y que por lo tanto serán parte de los refuerzos del sistema de transmisión a considerar en el presente estudio.

El listado de obras se presenta en la tabla siguiente:

Tabla B.27 Plan Transitorio de Transmisión – Periodo 2007-2008.

1.- Aprueban Plan Transitorio de Transmisión para el período 2007 - 2008

RESOLUCIÓN MINISTERIAL Nº 552-2006-MEM/DM, publicada el 23 de noviembre de 2006.

RELACIÓN DE PROYECTOS DEL SISTEMA GARANTIZADO DE TRANSMISIÓN

| Nombre del Proyecto | Situación | Comentario |
|---|--------------|--|
| Línea de Transmisión Chilca - Planicie - Zapallal 220 kV ó 500 kV | Concesionado | Concesionado a empresa ISA. El proyecto consta de una L.T. de 220 kV de doble terna, preparada para convertirse a 500 kV en simple terna, y una L.T. de 500 kV de simple terna |
| Línea 220 kV Machupicchu -Cotaruse | Concesionado | Concesionado a empresa CARAVELI-COTARUSE TRANSMISORA DE ENERGIA |

PROYECTOS DEL SISTEMA COMPLEMENTARIO DE TRANSMISIÓN

| PROYECTO | Situación | Comentario |
|--|-------------------------|--|
| Transformador 40 MVA 138/60 kV y enlace Pierina - Huaraz | | |
| Línea de transmisión 138 kV y 66 kV San Gabán - Masuko - Puerto Maldonado | En servicio | |
| Compensación Reactiva en la Zona de San Mateo - Casapalca - Morococha - Pachachaca 6 MVAR, 50 kV | | |
| Compensación reactiva en el área de Tacna, 12 MVAR, 60 kV | | |
| Cambiar configuración de "T" a "PI" en Subestaciones Machahuay y Huanta 60 kV | | |
| 4 Interruptores 60 kV en SE Tacna | | |
| Cambiar configuración de "T" a "PI" en Subestaciones: La Cruz, Nautilus, Cabeza de Baca 60 kV | | |
| Línea Huayucachi - Huancayo Este - Parque Industrial, 60 kV y SE Huancayo Este 60/22,9/10 kV, 25MVA | En proyecto | |
| L.T. Carhuaquero - Jaén 140 km., 138kV, y Subestaciones Jaén 138/60 kV y Carhuaquero 220/138/22,9 kV | En ejecución | |
| L.T. Azángaro - Putina - Ananea - Huancané 60 kV Subestaciones Azángaro 138/60/22,9 kV, Ananea 60/22,9/10 kV y Huancané 60/22,9/10kV | | |
| L.T. Tocache - Bellavista | | |
| L.T. Antamina - Huari, 60 kV y Subestación Huari 60/22,9/10 kV | | |
| L.T. Cajamarca - Cerro Corona, 33km, 220 kV y Subestación Cerro Corona | No se tiene información | Otras líneas en 220 kV que llegan a las SS.EE. de Cajamarca y Cerro Corona han sido adjudicadas a ABENGOA como parte del proyecto NOR1 |

2.- Incluyen proyectos en el Plan Transitorio de Transmisión para el período 2007 - 2008

RESOLUCIÓN MINISTERIAL Nº 143-2007-MEM/DM, publicada el 31 de marzo de 2007.

| PROYECTO | Situación | Comentario |
|--|---------------|---|
| Reforzamiento del sistema norte con un segundo circuito de transmisión entre Talara y Piura. | En licitación | Con RM 313-2009-MEM/DM, publicada el 14 de julio de 2009, se encargó a PROINVERSION el proceso de licitación |
| Reforzamiento de la Interconexión Centro - Sur. | Concesionado | Se concesionó a la empresa CARAVELI COTARUSE TRANSMISORA DE ENERGIA un proyecto de L.T. de 500 kV Mantaro - Caravelí - Montalvo |
| Línea de Transmisión Vizcarra - Huallanca - Cajamarca - Carhuaquero. | Concesionado | Línea de Transmisión Independencia - Ica. Concesionado a Consorcio Transmataro el 21/10/2009 |
| | Concesionado | El proyecto modificado Conococha - Huallanca - Cajamarca y Cerro Corona - Carhuaquero, parte del proyecto NOR1, ha sido adjudicado a ABENGOA. |

3.- Incluyen proyectos en el Plan Transitorio de Transmisión para el período 2007 - 2008 aprobado por R.M. Nº 552-2006-MEM/DM

RESOLUCIÓN MINISTERIAL Nº 400-2007-MEM/DM, publicada el 25 de agosto de 2007.

| PROYECTO | Situación | Comentario |
|--|--------------|---|
| Línea de Transmisión 220 kV Carhuamayo - Paragsha, aproximadamente 42 Km de longitud, y ampliación de subestaciones asociadas. | Concesionado | Parte del proyecto NOR1, ha sido adjudicado a ABENGOA. |
| Línea de Transmisión 220 kV Paragsha - Vizcarra, aproximadamente 124 Km | Concesionado | El proyecto modificado Paragsha-Conococha, parte del proyecto NOR1, ha sido adjudicado a ABENGOA. |

4.- Incluyen proyecto Línea de Transmisión 220 kV Onocora - Tintaya - Socabaya y la ampliación de subestaciones asociadas, en el Plan Transitorio de Transmisión aprobado por R.M. N° 552-2006-MEM/DM

RESOLUCIÓN MINISTERIAL N° 418-2008-MEM/DM, publicada el 08 de setiembre de 2008.

| PROYECTO | Situación | Comentario |
|---|---------------|--|
| Línea de Transmisión 220 kV Onocora - Tintaya - Socabaya y la ampliación de las subestaciones asociadas | En licitación | Con RM 313-2009-MEM/DM, publicada el 14 de julio de 2009, se encargó a PROINVERSION el proceso de licitación del tramo Tintaya-Socabaya y subestaciones asociadas. |

5.- Disponen incluir el proyecto "Reforzamiento del Sistema de Transmisión Centro - Norte Medio en 500 kV" en el Plan Transitorio de Transmisión

RESOLUCIÓN MINISTERIAL N° 159-2009-MEM/DM, publicada el 31 de marzo de 2009.

| PROYECTO | Situación | Comentario |
|---|---------------|--|
| Reforzamiento del Sistema de Transmisión Centro - Norte Medio en 500 kV | En licitación | Licitación encargada a PROINVERSION mediante RM-164-2009-MEM-DM, publicada el 3 de abril de 2009 |

6.- Encargan a PROINVERSIÓN la conducción de proceso de licitación para implementar el proyecto "Refuerzo de la Interconexión Centro - Sur Medio - Sur en 500 kV" (*1)

RESOLUCIÓN MINISTERIAL N° 197-2009-MEM/DM, publicada el 25 de abril de 2009.

| PROYECTO | Situación | Comentario |
|---|---------------|-------------------------------------|
| Refuerzo de la Interconexión Centro - Sur Medio - Sur en 500 kV | En licitación | Licitación encargada a PROINVERSION |

Notas: (*1)- En la misma RM se incluye el proyecto en el Plan Transitorio de Transmisión

B.5.5 Plan de Expansión – Sistemas Secundarios de Transmisión

Además de las obras de ampliación de la capacidad de transmisión indicadas en los apartados anteriores, existen planificadas obras asociadas a la expansión de los denominados sistemas secundarios de transmisión. Dichos sistemas por sus características en general se trata de sistemas radiales del SEIN que son utilizados preferentemente por demanda o generación y que por lo tanto la lógica de su ampliación tiene relación con el crecimiento esperado de la demanda de la zona de influencia o bien por la conexión de una nueva central en dicha zona.

La tabla siguiente enumera las obras previstas de ampliación de los sistemas secundarios de acuerdo con lo indicado al respecto en el documento Modificación del Plan de Inversiones en Transmisión, correspondiente al período julio 2006-abril 2013. OSINERG. Julio 2009. Se enumeran únicamente las ampliaciones consistentes en nuevos circuitos de 138 kV y 230 kV que se entiende pueden tener efectos son la determinación del Plan de Transmisión. Se hace notar que de acuerdo con el documento antes indicado son obras asociadas con áreas de demanda.

Tabla B.28 Plan de Expansión – Sistemas Secundarios – Líneas de Transmisión.

Fuente: Modificación del Plan de Inversiones en Transmisión, correspondiente al período julio 2006-abril 2013. OSINERGMIN. 2009

| Tensión | Nombre Circuito | Longitud (km) | Fecha E/S |
|------------------------|--------------------------------------|---------------|------------|
| 220 kV | DERV. - ORCOTUNA, | 4 | 30/10/2010 |
| | DERV. - ORCOTUNA, | 4 | 30/10/2010 |
| | CHILLON - VENTANILLA, | 1.5 | 14/12/2008 |
| | CHILLON - VENTANILLA, | 1.5 | 14/12/2008 |
| | N. JICAMARCA - N. CARABAYLLO REP_01, | 20 | 30/10/2012 |
| | N. JICAMARCA - N. CARABAYLLO REP_01, | 20 | 30/10/2012 |
| | CHILCA REP - CHILCA LDS, | 0.211 | 18/02/2008 |
| | DERIV INDUSTRIALES - INDUSTRIALES 1, | 0.5 | 30/07/2011 |
| | DERIV INDUSTRIALES - INDUSTRIALES 2, | 0.5 | 30/07/2011 |
| | LA PLANICIE - INDUSTRIALES, | 5 | 30/10/2012 |
| | LA PLANICIE - INDUSTRIALES, | 5 | 30/10/2012 |
| | INDEPENDENCIA - ICA, | 55.29 | 30/01/2010 |
| 138 kV | CARHUAQUERO - CUTERVO | 67 | 30/10/2009 |
| | CUTERVO - NUEVA JAÉN | 86.6 | 30/10/2009 |
| | TRUJILLO NORTE - TRUJILLO OESTE, | 8.93 | 30/10/2010 |
| | SANTIAGO DE CAO - MALABRIGO, | 41.36 | 30/10/2010 |
| | CHIMBOTE 1 - SANTA, | 7.47 | 30/10/2010 |
| | TRUJILLO OESTE - TRUJILLO SUR, | 8.32 | 30/10/2011 |
| | CHIMBOTE NORTE - TRAPECIO, | 9.74 | 30/10/2011 |
| | CHIMBOTE SUR - NEPEÑA, | 17.45 | 30/10/2011 |
| | NEPEÑA - SAN JACINTO, | 22.42 | 30/10/2011 |
| | NEPEÑA - CASMA, | 31.6 | 30/10/2011 |
| | HUALLANCA - SIHUAS, | 51.5 | 31/08/2006 |
| | SIHUAS - TAYABAMBA, | 53.46 | 31/08/2006 |
| | TOCACHE - BELLAVISTA, | 149.7 | 30/10/2009 |
| | FRIASPATA - MOLLEPATA, | 90 | 30/10/2011 |
| | Socabaya - Parque Industrial, | 8.17 | 30/10/2011 |
| | SAN GABAN - MAZUKO, | 69.16 | 15/01/2009 |
| MASUKO - PtoMALDONADO, | 159.4 | 15/01/2009 | |

B.5.6 Conclusiones - Plan de Transmisión

El Plan de Transmisión del MEM representa una visión estratégica sobre el desarrollo del sistema de transmisión del país, que se tomará en cuenta en la preparación de los planes de transmisión en el estudio.

Con respecto a los proyectos de refuerzo candidatos, que se utilizarán en la preparación de los planes, la fuente principal de información será el Plan de Transmisión de REP, pues el mismo se encuentra dentro del mismo nivel de planificación que el presente estudio.

De igual manera, serán considerados los planes de expansión de los Sistemas Complementarios de Transmisión, que brindan información del “contorno” del plan de transmisión del COES, restringido al Sistema Garantizado de Transmisión.

B.6 Criterios Técnicos de Operación del Sistema de Transmisión

El MEM en el Plan Referencial de Electricidad utiliza como criterio de planificación una operación robusta del sistema de transmisión en donde la salida de un vínculo no origine cortes de carga en el sistema (Criterio N-1). El análisis realizado es sólo a nivel de estado estacionario.

Por su parte el COES, a los efectos de realizar el diagnóstico de la operación del sistema de transmisión, realizó estudios eléctricos para el corto plazo los que permiten identificar las restricciones en las líneas de transmisión y en los principales transformadores del SEIN, los problemas de tensión y requerimientos de compensación reactiva, los niveles de cortocircuito y los problemas de seguridad en el sistema. Para este análisis se utiliza como herramienta de simulación el programa Power Factory de DigSilent.

Para decidir si la operación del SEIN es correcta el COES verifica el cumplimiento de una serie de criterios, los que se resumen a continuación:

i) Criterios de Estado Estacionario:

Se deben cumplir lo establecido en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) y la Norma Técnica de Coordinación de la Operación en Tiempo Real (NCOTR).

- a) *Las tensiones en los nodos de alta tensión están el rango $\pm 2.5\%$ de la tensión de operación.*
- b) *Los flujos en las líneas no deben sobrepasar su capacidad nominal en régimen permanente y no deben sobrepasar su capacidad de emergencia por el tiempo máximo establecido.*
- c) *No se admite sobrecargas en los transformadores, salvo aquellas unidades de distribución cuyo diagrama de carga tenga periodos de baja carga que le permita soportar sobrecargas temporales que no deben sobrepasar el 20 % por un periodo de tiempo no mayor a dos horas.*
- d) *Los compensadores estáticos de potencia reactiva (SVC), deben operar dentro de sus límites nominales, preferiblemente muy cerca de cero a fin de mantener una reserva de potencia reactiva para soportar contingencias.*

ii) Criterios de Corto-Circuito:

Los niveles de cortocircuito deben ser soportados por el equipamiento. Se determinan los niveles máximos de corriente de cortocircuito provocados por fallas monofásicas y

trifásicas mediante el método IEC-60909 2001, para las condiciones de máxima demanda en avenida y estiaje, así como de máxima demanda anual (mes de diciembre), para cada año del periodo de análisis.

iii) Criterios de Seguridad:

a) Factores de Sensitividad: $\frac{\partial V}{\partial Q}$

Se determinan los factores sensitividad, expresados en p.u./MVar, para las barras de alta tensión de las tres zonas del SEIN en el periodo 2011-2013. Son aceptables factores menor o igual a 0,20 kV/MVar.

b) Comportamiento Transitorio

Se debe verificar la estabilidad angular ante eventos de desconexión de uno de los enlaces de transmisión que conectan las zonas Norte y Sur a la zona Centro del SEIN, considerando los escenarios previos a la falla que presenten los mayores flujos de potencia en los enlaces de transmisión seleccionados.

Asimismo, se debe verificar la estabilidad de tensión desconectando la unidad de mayor tamaño en las zonas Norte y Sur respectivamente.

Por su parte LA NORMA define (DISPOSICIONES FINALES – PRIMERA) los criterios técnicos a utilizar para determinar el Plan de Expansión indicados en la siguiente tabla:

Tabla B.29 Criterios Técnicos de Planificación a utilizar para determinar el Plan de Expansión.

| Criterio | Valor Adoptado |
|--|--|
| Tensión – Normal | 0,95 - 1,05 p.u. |
| Tensión – Emergencia | 0,90 - 1,10 p.u. para tensión ≥ 220 kV 0,90 - 1,05 p.u. para tensión ≤ 138 kV |
| Sobrecargas – Normal | No permitidas |
| Sobrecargas – Emergencia | No permitidas |
| Generación Activa y Reactiva de (Generadores) | Dentro de Límites Operativos |
| Verificación por Estabilidad Transitoria Falla Trifásica Sólida | Sistema debe ser estable ante apertura en 6 ciclos. |
| Verificación por Estabilidad Transitoria Si es inestable, Falla monofásica con recierre exitoso | Sistema debe ser estable ante apertura no mayor a 6 ciclos para Extra y Muy Alta Tensión, y no mayor a 8 ciclos para Alta Tensión; con recierre 500 ms |