

CRITERIOS Y METODOLOGÍA PARA LA ELABORACIÓN DEL PLAN DE TRANSMISIÓN

Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM-DM

*Actualizado al 13 de Setiembre de 2010

Lima, 6 de marzo de 2009

CONSIDERANDO:

Que, el artículo 2 de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, señala que esta Ley tiene por objeto perfeccionar las reglas establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas para mejorar el abastecimiento oportuno y eficiente del suministro eléctrico al consumidor final a una tarifa más competitiva;

Que, el Capítulo Quinto de la mencionada Ley contiene normas referidas a la adecuación del marco legal de la transmisión eléctrica, a fin de impulsar el desarrollo planificado de los sistemas de transmisión y garantizar el retorno de la inversión del concesionario de transmisión;

Que, uno de los aspectos que introduce esta Ley es el desarrollo del sistema de transmisión mediante la elaboración de un Plan de Transmisión que debe ser elaborado por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) de acuerdo con las políticas, criterios y metodología aprobados por el Ministerio de Energía y Minas;

Que, OSINERGMIN ha desarrollado los estudios para establecer los criterios y metodología de planificación a ser utilizados en la elaboración del Plan de Transmisión y los ha propuesto al Ministerio de Energía y Minas para su aprobación;

Con la opinión favorable del Director General de Electricidad y del Viceministro de Energía;

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Aprobar los "Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión", cuyo texto forma parte integrante de la presente Resolución Ministerial.

Artículo 2.- La presente Resolución Ministerial entrará en vigencia a partir del día siguiente de su publicación.

“CRITERIOS Y METODOLOGÍA PARA LA ELABORACIÓN DEL PLAN DE TRANSMISIÓN”

TÍTULO I

DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1 Objetivo

1.1 La presente norma tiene por objetivo establecer los criterios y metodología para la elaboración y actualizaciones del Plan de Transmisión, de conformidad con la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, y el Reglamento de Transmisión, aprobado por Decreto Supremo N° 027-2007-EM.

Artículo 2 Base Legal:

2.1 Ley de Concesiones Eléctricas, aprobada por Decreto Ley N° 25844.

2.2 Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM.

2.3 Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

2.4 Reglamento de Transmisión, aprobado por Decreto Supremo N° 027-2007-EM.

2.5 Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), aprobada con el Decreto Supremo N° 020-97-EM.

2.6 Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTOTR), aprobada mediante Resolución Directoral N° 014-2005-EM/DGE.

Artículo 3 Alcance

3.1 La presente Norma es de alcance para todas las instalaciones de transmisión comprendidas en el Artículo 14 del Reglamento; así como, a los agentes e instituciones responsables de elaborar el Plan de Transmisión y de entregar la información necesaria para tal fin.

Artículo 4 Definiciones

Todas las expresiones que contengan palabras, ya sea en plural o singular, y que empiecen con mayúscula, tienen los significados que se indican a continuación o los que se definen en el Artículo 1 de la Ley o en el Artículo 1 del Reglamento.

4.1 **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.

4.2 **Corto Plazo:** Para los fines de la presente norma, corresponde al periodo de 3 años contados desde la fecha de entrada en vigencia del PT.

4.3 **Criterios de Planificación:** Comprenden i) los criterios técnicos, de tipo determinístico, destinados a verificar el desempeño eléctrico mínimo del sistema en condiciones normales, de emergencia y bajo fallas, y ii) los criterios técnico-económicos (de tipo determinístico o probabilístico), destinados a verificar los beneficios y costos resultantes de los diferentes Planes u Opciones, permitiendo establecer su competitividad.

4.4 **Dominancia:** Se dice que un Plan A domina a otro B cuando A es mejor o igual que B para cualquier Atributo y A es mejor que B al menos para un Atributo.

4.5 **Enlaces Troncales:** Enlaces de transmisión importantes que mantienen integradas las zonas del SEIN

4.6 **Escenarios:** Son combinaciones de Planes y Futuros.

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

4.8 **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.

4.9 **Largo Plazo:** Para los fines de la presente norma, corresponde al periodo de 10 años contados desde la fecha de entrada en Vigencia del PT.

4.10 **LCE:** Ley de Concesiones Eléctricas, aprobada por Decreto Ley N° 25844.

4.11 **Ley:** Es la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

4.12 **Lista Corta:** Es el conjunto de Planes que no son completamente dominados por otros. En particular, un grupo de Planes en o cerca del codo de la superficie de Trade-off, entendiéndose por tal a una zona en la superficie de Trade-off próxima al punto de saturación o de disminución de los beneficios.

4.13 **Ministerio:** Es el Ministerio de Energía y Minas.

4.14 **Metodología de Mínimo Arrepentimiento o MINIMAX:** Metodología que permite maximizar los beneficios derivados de una decisión, mientras minimiza las potenciales consecuencias adversas de la misma. En ausencia de soluciones robustas brinda la solución de menor riesgo.

4.15 **Metodología Trade-off:** Metodología que permite, ante un conjunto de Escenarios, resolver de manera óptima el compromiso entre los distintos Atributos en consideración, identificando los Planes más adecuados a ese fin.

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

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

4.18 **Reglamento:** Es el Reglamento de Transmisión aprobado mediante el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 027-2007-EM.

4.19 **Riesgo:** Es el azar en términos monetarios, al cual el sistema eléctrico se encuentra expuesto si se construye un Plan en lugar a otro, en un Futuro dado. Existen varios criterios para medir el riesgo de un Plan: robustez, arrepentimiento, entre otros.

4.20 **Robustez:** Se dice que un Plan es robusto cuando no resulta dominado en ningún futuro.

4.21 **Superficie de Trade-off:** Superficie n-dimensional determinada por los valores de los Atributos para los distintos escenarios en estudio.

4.22 **SCT:** Sistema Complementario de Transmisión.

4.23 **SGT:** Sistema Garantizado de Transmisión.

4.24 **PT:** Plan de Transmisión.

4.25 **OSINERGMIN:** Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.

4.26 **COES:** Comité de Operación Económica del Sistema

4.27 **SEIN:** Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

4.28 **US\$ o Dólares:** Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica

4.29 **Zona:** Conjunto de instalaciones del SEIN conformadas de acuerdo a los criterios establecidos en la presente Norma.

Artículo 5 Acceso a la Información del Plan de Transmisión

Toda la información relacionada con el Plan de Transmisión, tales como, información remitida por los agentes e interesados, el Informe de Diagnóstico, bases de datos, simulaciones, entre otros, que no tengan restricciones de confidencialidad, deberán publicarse en la página web del COES. Así mismo, en la página Web del Ministerio y de OSINERGMIN deberá colocarse un hipervínculo direccionado a la página Web del COES antes mencionada.

TÍTULO II

HORIZONTE DE PLANIFICACIÓN

Artículo 6 Horizonte de Estudio

El horizonte de estudio del PT será de diez (10) años a partir de la puesta en vigencia del Plan, de conformidad con la Ley y el Reglamento.

TÍTULO III

DIAGNÓSTICO Y PROPUESTAS DE SOLUCIÓN

Artículo 7 Sobre la Entrega de Información

7.1 Todos los Agentes del SEIN y de los Sistemas Aislados, así como los interesados en desarrollar proyectos de inversión en generación, transmisión, distribución o demanda tendrán un plazo no mayor de treinta (30) días calendarios contados a partir de recepción de la solicitud del COES para la entrega de la información existente y que esté a su disposición, a efectos que el COES elabore el Informe de Diagnóstico del SEIN y el PT.

7.2 En el caso de que el COES considere necesario contar con información para la proyección de la demanda de fuentes distintas a las consideradas en el numeral anterior, el COES podrá hacer conocer su requerimiento de información mediante cartas específicas y publicación en el Diario Oficial El Peruano. En estos casos, no resulta procedente la aplicación de multas ante la negativa de proporcionar la información.

7.3 En los casos en que el COES considere que hubo incumplimiento de entrega de información por parte de Agentes del SEIN o de Sistemas Aislados, deberá poner dicha circunstancia en conocimiento de OSINERGMIN dentro de los cinco (5) días calendarios de vencido el plazo indicado en el numeral 7.1 precedente, para que éste determine si procede la aplicación de multa y/o sanción, previo procedimiento administrativo sancionador.

7.4 El COES deberá velar por la confidencialidad de la información entregada por los Agentes o interesados invocando tal carácter. Para efectos de determinar la confidencialidad, en el caso que un Agente o interesado lo invoque, el COES deberá elevar a OSINERGMIN dicho pedido a fin de que este organismo determine su procedencia.

Artículo 8 Sobre el Informe de Diagnóstico

8.1 El contenido del Informe de Diagnóstico que deberá presentar el COES de acuerdo al Artículo 16 del Reglamento deberá comprender el horizonte de diez (10) años establecido para el desarrollo del PT.

Para ello, debe contemplar lo siguiente:

a) Consideración de las centrales eléctricas que se encuentran en servicio, de las nuevas instalaciones de generación que se encuentran en proceso de construcción o licitación y de aquellas previstas según un análisis de hipótesis de expansión de la generación, realizado por el COES siguiendo los criterios indicados en el Artículo 15 de la presente Norma.

b) Proyección de la demanda bajo distintas hipótesis, debiendo incorporar los incrementos de cargas vegetativas, especiales, incorporadas y de grandes proyectos, realizada siguiendo los criterios indicados en el Artículo 14 de la presente Norma.

8.2 Como resultado del análisis de ambas proyecciones y considerando el Sistema de Transmisión existente y aquellas instalaciones de dicho sistema que se encuentran en proceso de construcción o licitación, el COES deberá identificar los balances de demanda/oferta por Zonas o centros de carga, restricciones de abastecimiento u otras condiciones operativas no económicas, de riesgo de colapso, de seguridad o calidad de servicio insuficientes o inadecuadas o que no promuevan adecuadamente la integración de las regiones aisladas o la expansión de las fronteras eléctricas del SEIN, derivadas de la existencia de problemas de congestión o restricciones en la capacidad de transmisión y transformación, de regulación y de soporte de tensión, inclusive las necesidades de compensación reactiva y otras condiciones operativas no satisfactorias o no seguras de las instalaciones del Sistema de Transmisión.

8.3 El Informe de Diagnóstico elaborado deberá presentar sus conclusiones en forma explícita, concreta y resumida bajo la forma de un Informe Ejecutivo, debiendo detallar en anexo, como mínimo, los siguientes conceptos:

- a) Hipótesis adoptadas
- b) Criterios técnicos y económicos considerados
- c) Bases de datos empleadas
- d) Resultados de las simulaciones de los modelos utilizados e interpretación gráfica y analítica de los mismos.

8.4 En general, el Informe deberá incorporar la información y documentación de sustento necesaria, tal que permita la verificación de sus conclusiones por los Agentes del SEIN y los interesados.

Artículo 9 Sobre las Propuestas de Solución

El COES deberá publicar en su página web las propuestas de solución que presenten los Agentes e interesados a los problemas identificados en el Informe de Diagnóstico o a otros problemas que el COES no haya identificado, a más tardar tres (3) días hábiles contados a partir del vencimiento del plazo establecido en el numeral 17.1 del Reglamento.

TÍTULO IV

CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN

Artículo 10 Criterios Técnicos de Desempeño

Se deberán tener en cuenta los siguientes criterios técnicos determinísticos de comportamiento del SEIN, también denominados criterios de desempeño mínimo:

Criterio
Tensión ¹ - Normal
Tensión ¹ - Emergencia ²
Sobrecargas - Normal
Sobrecargas - Emergencia ³
Generación Activa y Reactiva de (Generadores)

Verificación por Estabilidad Transitoria

Falla monofásica con recierre

Notas:

- (1) Sobre las tensiones de operación establecidas por el COES
- (2) La condición de tensión en régimen de emergencia se utilizará sólo para los casos en que se demuestre su importancia en el comportamiento del sistema.
- (3) Sobre la Capacidad Efectiva de Transporte conforme está definida en el Reglamento de Transmisión. Para lo cual se tomará en cuenta los criterios contenidos en los procedimientos del COES que resulten aplicables.

El COES podrá adoptar criterios técnicos de desempeño complementarios necesarios para el desarrollo del estudio de planificación, los cuales deberán ser debidamente sustentados.

Artículo 11 Criterios Técnico-Económicos

Para la evaluación de Planes, se deberán tener en cuenta los criterios técnico - económicos indicados a continuación, los cuales deben emplearse únicamente como indicadores referenciales para la evaluación y ranking de las Opciones o Planes.

11.1 Criterio N-1

a) Al planificar la expansión de la transmisión del SEIN se seguirá el siguiente criterio: Se considera que una Opción o Plan satisface el criterio N-1 si la relación W/US\$ supera el rango establecido para el mismo.

b) Se entiende por "W" a la cantidad de potencia, expresada en vatios, que adquiere redundancia de conexión al SEIN gracias a la Opción o Plan evaluado. La cantidad de potencia debe considerar tanto a la generación (potencia efectiva) como a la demanda y no debe considerar a la potencia que, sin la Opción o Plan evaluado, ya cuenta con redundancia de conexión al SEIN.

c) Se entiende por "US\$" al costo total de inversión, expresado en US\$, de la Opción o Plan evaluado.

11.2 Criterios Económico - Operativos

Se seguirán los siguientes criterios económicos - operativos de la transmisión del SEIN:

a) Horas de Despacho No Económico - HDN: Se considera que una Opción o Plan satisface este criterio si la relación HDN /Millón US\$ supera el rango establecido para el mismo. Se entiende por HDN al número de horas de despacho no económico que permite disminuir la Opción o Plan evaluado y se calcula mediante la resta de las HDN que resultan de simular el sistema con y sin la Opción. En la Figura N° 1 se ilustra este criterio.

Para la determinación de las HDN se debe calcular, para cada Escenario, Opción y para cada año requerido del horizonte de evaluación, las horas que permanecería congestionado el enlace a reforzar con la restricción de transmisión y que se liberarían con la implementación de la Opción a estudiar. La resolución de las simulaciones para el cómputo de las HDN será como mínimo a nivel mensual con bloques horarios de Punta, Media y Base similares a los utilizados en el proceso de Fijación de Precios en Barra.

Para este fin se debe emplear el Modelo para la Simulación de la Operación Económica de Mediano y Largo Plazo.

b) MWh de Flujos Interrumpidos - MFI: Se considera que una Opción o Plan satisface este criterio si la relación kWh / US\$ supera el rango establecido para el mismo. Se entiende por MFI a la energía de despacho no económico que permite disminuir la Opción o Plan evaluado y se calcula mediante la resta de los MFI que resultan de simular el sistema con y sin la Opción. En la Figura N° 1 se ilustra este criterio.

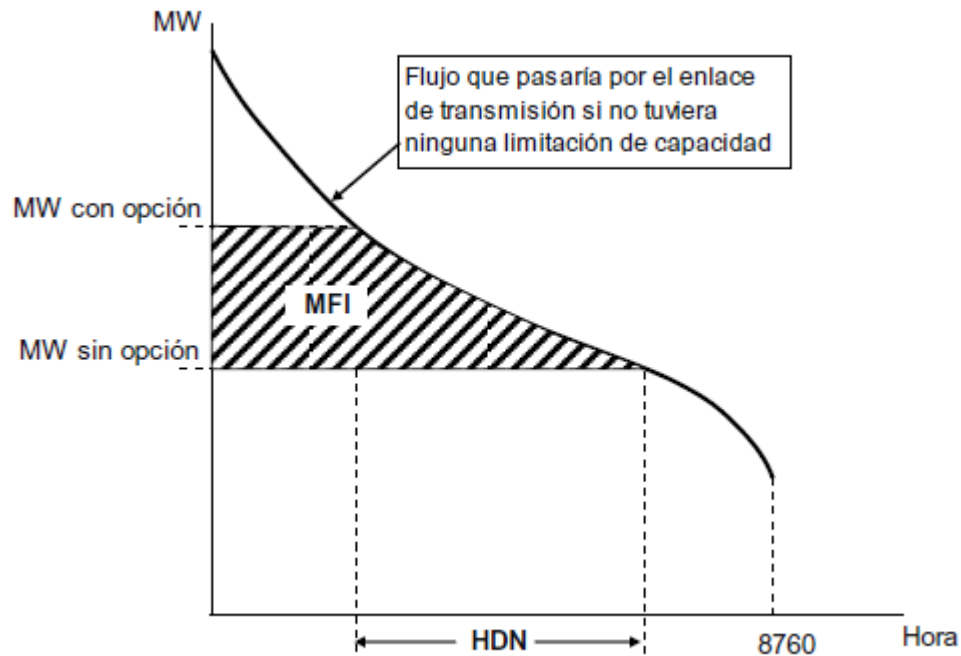


Figura N° 1

11.3 Criterios Económicos de Beneficio y Costo

Se seguirán los siguientes criterios económicos de beneficio y costo de la transmisión del SEIN, bajo un enfoque metodológico de solución de compromiso ("Trade-off"):

a) El Valor Presente del Costo Total - VPCT: Expresado en millones de US\$, incluye el costo de inversión, operación y mantenimiento de la Opción, más el costo de despacho, de pérdidas eléctricas y energía no servida (ENS). El costo unitario de la energía no servida será el que se utiliza en las regulaciones tarifarias o en su defecto aquel que apruebe OSINERGMIN a propuesta del COES. Se considera que una Opción domina a otra respecto a este criterio si su VPCT es menor. El valor

presente deberá calcularse con base a la Tasa de Actualización establecida en el Artículo 79 de la LCE.

b) El Valor Presente del Pago Anual de la Demanda por Energía - VPPD:

Se expresa en millones de US\$ y se evalúa por cada Zona. Resulta de las valorizaciones de los pagos de la demanda por concepto de energía a costo marginal, en cada Zona, como resultado de la operación con la presencia de la Opción o Plan. Se considera que una Opción o Plan domina a otro respecto a este criterio, comparado en la misma zona, si su VPPD es menor. El valor presente deberá calcularse con base a la Tasa de Actualización establecida en el Artículo 79 de la LCE.

Artículo 12 Revisión de Criterios

12.1 Los Criterios Técnicos de Desempeño definidos en el Artículo 10 y los Criterios Técnico-Económicos definidos en el Artículo 11; así como, sus valores deberán ser revisados por el COES cada cuatro (4) años o cuando a criterio del COES, debidamente sustentado, amerite su revisión. El COES propondrá a OSINERGMIN su modificación.

12.2 OSINERGMIN revisará las modificaciones propuestas por el COES y, de ser el caso, realizará las observaciones necesarias. Una vez levantadas las observaciones por parte del COES, OSINERGMIN dará su conformidad a los nuevos criterios y/o sus valores y los propondrá al Ministerio para su aprobación.

12.3 En el caso que el COES no levante las observaciones a la propuesta de modificación de criterios, el OSINERGMIN propondrá al Ministerio las modificaciones a los criterios y sus valores que resulten necesarias. El OSINERGMIN podrá incorporar de oficio, propuestas de modificaciones.

TÍTULO V

CRITERIOS Y METODOLOGÍA DE PROYECCIÓN DE LA DEMANDA Y EXPANSIÓN DE LA OFERTA DE GENERACIÓN

Artículo 13 Zonas del SEIN

13.1 Para el análisis de Planificación del SEIN, el COES establecerá Zonas o áreas eléctricas, las cuales están conformadas por los nodos que mantienen una coherencia en el comportamiento eléctrico y angular que se reflejan en una uniformidad de precios marginales durante condiciones de congestión de enlaces.

13.2 Sobre la base de los criterios anteriores, el COES pondrá a consideración de OSINERGMIN, para su aprobación, las zonas o áreas eléctricas.

Artículo 14 Proyección de la Demanda

14.1 Generalidades

a) La metodología de Planificación de la transmisión establecida en el TÍTULO VI de la presente norma requiere la formulación de Futuros medio, máximo y mínimo de demanda en los que el SEIN se pudiera encontrar durante el horizonte de evaluación.

b) Se deberá realizar proyecciones determinísticas de la demanda del SEIN para tres (3) hipótesis de crecimiento:

i) Hipótesis de Crecimiento Medio de la Demanda (Hipótesis Base): Esta hipótesis será formulada como la de mayor certidumbre de ocurrencia en el horizonte de estudio y sobre cuya base se formularán las otras dos hipótesis.

ii) Hipótesis de Crecimiento Alto de la Demanda (Hipótesis Optimista): Esta hipótesis deberá ser la base para la formulación de condiciones extremas de alta demanda en el horizonte de estudio.

iii) Hipótesis de Crecimiento Bajo de la Demanda (Hipótesis Pesimista): Esta hipótesis deberá ser la base para la formulación de condiciones extremas de baja demanda en el horizonte de estudio.

c) Las Hipótesis de Crecimiento de la Demanda, servirán de base para la formulación de los Futuros de demanda requeridos por la metodología de Planificación de la transmisión establecida en el TÍTULO VI de la presente norma.

14.2 Estructuras de Cargas del SEIN: La metodología de proyección de la demanda en la Hipótesis Base, deberá contemplar la siguiente estructuración de tipos de cargas del SEIN:

a) Cargas Vegetativas: Cargas cuyos tamaños relativos al sistema son menores, pero que en conjunto representan una gran proporción de la demanda del SEIN y que pueden ser expresados estadísticamente.

b) Cargas Especiales: Cada carga existente relativamente mayor, como las industriales, mineras o metalúrgicas, cuyo crecimiento es escalonado y depende de los proyectos de ampliación de las mismas.

c) Cargas Incorporadas: Cargas de sistemas eléctricos aislados, que se incorporan al SEIN, que no se representan en el modelo estadístico para las cargas vegetativas por no tener suficiente información histórica.

d) Cargas de Grandes Proyectos: Nuevos proyectos de inversión, industriales, mineros y metalúrgicos, entre otros, que representan cargas relativamente mayores y que están previstos para entrar en operación en el horizonte de estudio.

14.3 Criterios y Metodología para la Proyección de la Demanda en la Hipótesis Base: Las demandas de cada tipo de cargas de la estructura establecida en el numeral 14.2 deberán proyectarse, para la Hipótesis Base, considerando lo siguiente:

a) Criterios y Metodología de Proyección de la Demanda de las Cargas Vegetativas:

(i) La demanda de las Cargas Vegetativas deberá ser proyectada bajo una metodología econométrica, que correlacione la información histórica de la demanda de "cargas vegetativas" y la proyección de variables de mayor incidencia en ellas, tales como el Producto Bruto Interno, la población del país, entre otros, que expliquen una proyección de la demanda con alta validez estadística.

(ii) Para la proyección de la demanda de Cargas Vegetativas se deberá utilizar un modelo econométrico de Corrección de Errores (Error-Correction Model - ECM) que considere las siguientes variables:

- Demanda de energía de "cargas vegetativas" a nivel de ventas
- Producto Bruto Interno (PBI) de la zona de influencia del SEIN
- Población de la zona de influencia del SEIN

(iii) En la Figura N° 2 se presenta esquemáticamente la metodología de proyección de la demanda de las Cargas Vegetativas.

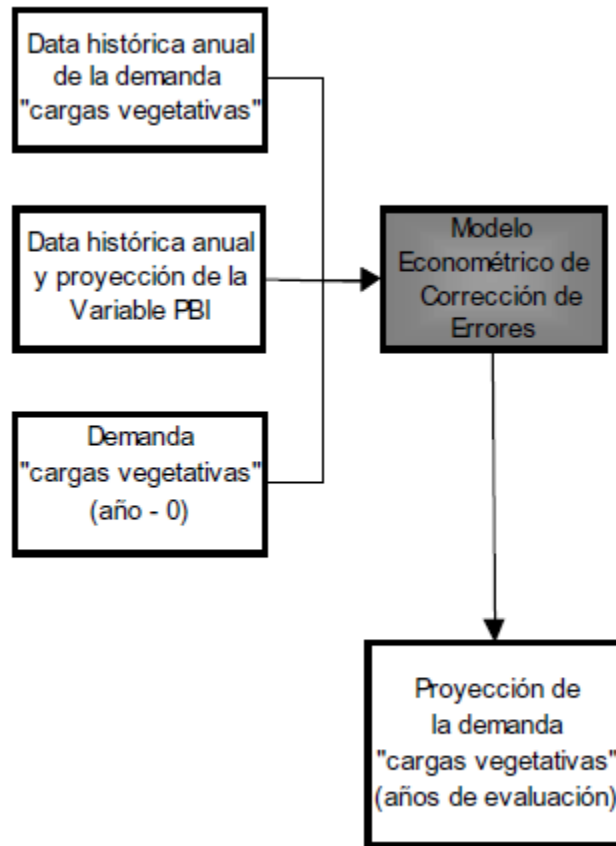


Figura N° 2

b) El COES deberá verificar la validez de la metodología econométrica cada cuatro (4) años. En caso lo considere conveniente propondrá al OSINERGMIN una metodología distinta acompañada de los estudios que la sustenten.

c) **Criterios y Metodología de Proyección de la Demanda de Cargas Especiales:** La proyección de la demanda de Cargas Especiales se deberá realizar con base a la declaración de proyectos de ampliación de la demanda que brinde, a solicitud de COES, cada entidad a cargo de las operaciones de esas cargas, teniendo en cuenta un supuesto de crecimiento medio de sus actividades. Estas declaraciones deben estar acompañadas con la información de sustento. En el caso que esta

información no se entregue en el plazo previsto, el COES efectuará la proyección de la demanda con la mejor información que disponga.

d) Criterios y Metodología de Proyección de la Demanda de Cargas Incorporadas: La proyección de la demanda de Cargas Incorporadas deberá ser desagregada en sus componentes vegetativa y especial. Cada componente debe ser proyectada a tasas propias de crecimiento correspondientes a la Zona a la que corresponden. A falta de información la proyección de la demanda podrá realizarse con las mismas tasas de proyección de la demanda de Cargas Vegetativas.

e) Criterios y Metodología de Proyección de La Demanda de Grandes Proyectos: El COES solicitará a todos los operadores o promotores de los Grandes Proyectos, la proyección estimada de éstos.

(i) Los Grandes Proyectos se deberán clasificar acorde a su estado de maduración, como sigue:

- Proyectos de Ampliación: Proyectos de ampliación de instalaciones existentes, que por su gran magnitud no son considerados como crecimiento de Cargas Especiales y que tienen fecha programada de puesta en operación.

- Proyectos en Construcción: Proyectos que se encuentran en ejecución y que tienen una alta certidumbre de fecha de conclusión en el corto plazo.

- Proyectos en Estudio: Proyectos cuya decisión de ejecución ya ha sido tomada, pero que se encuentran en la etapa de estudios para dimensionamiento final y tecnología a utilizar (relevante para determinar la demanda de electricidad).

- Proyectos en Exploración (sólo para proyectos mineros o extractivos): Proyectos cuya decisión de ejecución no ha sido tomada y que se encuentran en proceso de estudios de exploración de yacimientos naturales que sustenten su viabilidad.

(ii) La proyección de la demanda de Grandes Proyectos para la Hipótesis Base deberá incluir lo siguiente:

- Todos los Proyectos de Ampliación, Proyectos en Construcción y Proyectos en Estudio cuya demanda y fecha de puesta en servicio hayan sido declarados por los operadores.

- Los Proyectos en Estudio y Proyectos en Exploración identificados cuya magnitud y fecha de ejecución hayan sido validados por especialistas de mercados de las ramas que corresponda (minera, metalúrgica, petrolera, entre otros), para situaciones de alta certidumbre de ocurrencia.

14.4 Metodología para la Proyección de la Demanda en la Hipótesis Optimista: Las demandas de cada tipo de carga de la estructura establecida en el numeral 14.2 deberán proyectarse, para la Hipótesis Optimista, considerando lo siguiente:

a) Criterios y Metodología de Proyección de la Demanda de las Cargas Vegetativas: Para la proyección de la demanda de las Cargas Vegetativas para la Hipótesis Optimista se emplearán los mismos criterios empleados para estas cargas

en la Hipótesis Base, con la diferencia que se considere el mayor crecimiento factible de las variables empleadas (Producto Bruto Interno, población del país, entre otros).

b) Criterios y metodología de proyección de la Demanda de Cargas Especiales: La proyección de la demanda de Cargas Especiales en la Hipótesis Optimista deberá realizarse con base a la declaración de proyectos de ampliación de la demanda que brinde, a solicitud de COES, cada entidad a cargo de las operaciones de esas cargas, teniendo en cuenta un supuesto de crecimiento optimista de sus actividades. Estas declaraciones deben estar acompañadas con la información de sustento.

c) Criterios y Metodología de Proyección de la Demanda de Cargas Incorporadas: La proyección de la demanda de Cargas Incorporadas deberá realizarse con los mismos criterios establecidos en el numeral 14.3 d).

d) Criterios y metodología de proyección de la Demanda de Grandes Proyectos La proyección de la demanda de Grandes Proyectos para la Hipótesis Optimista deberá ser similar a la de la Hipótesis Base, con la siguiente diferencia:

(i) Los Proyectos en Estudio y Proyectos en Exploración identificados cuya magnitud y fecha de ejecución hayan sido validados por especialistas de mercados de las ramas que corresponda (minera, metalúrgica, petrolera, u otros), para una situación optimista de máximo desarrollo de estas actividades extractivas.

14.5 Criterios y Metodología para la Proyección de la Demanda en la Hipótesis Pesimista: Las demandas de cada tipo de cargas de la estructura establecida en el numeral 14.2 deberán proyectarse, para la Hipótesis Pesimista, considerando lo siguiente:

a) Criterios y metodología de proyección de la demanda de las Cargas Vegetativas: Para la proyección de la demanda de las Cargas Vegetativas para la Hipótesis Pesimista se emplearán los mismos criterios empleados para estas cargas en la Hipótesis Base, con la diferencia que se considere el menor crecimiento factible de las variables empleadas (Producto Bruto Interno, población del país, entre otros).

b) Criterios y metodología de proyección de la Demanda de Cargas Especiales: La proyección de la demanda de Cargas Especiales en la Hipótesis Pesimista deberá realizarse con base a la declaración de proyectos de ampliación de la demanda que brinde, a solicitud del COES, cada entidad a cargo de las operaciones de esas cargas, teniendo en cuenta un supuesto de evolución pesimista de sus actividades. Estas declaraciones deben estar acompañadas con la información de sustento.

c) Criterios y metodología de proyección de la Demanda de Cargas Incorporadas: La proyección de la demanda de Cargas Incorporadas deberá ser realizada con los mismos criterios establecidos en el numeral 14.3 d).

d) Criterios y metodología de proyección de la Demanda de Grandes Proyectos: La proyección de la demanda de Grandes Proyectos para la Hipótesis Pesimista, deberá ser similar a la de la Hipótesis Base, con la siguiente diferencia:

(i) Todos los Proyectos de Ampliación, Proyectos en Construcción y Proyectos en Estudio cuya demanda y fecha de puesta en servicio hayan sido declarados por los operadores.

(ii) No se considerarán Proyectos en Estudio y Proyectos en Exploración para esta hipótesis en el horizonte de estudio.

14.6 Criterios Para la Formulación de Futuros de Demanda para Planificación de la Transmisión: Los Futuros de demanda requeridos por la metodología de Planificación de la transmisión serán calculados, sobre la base de las proyecciones de las hipótesis de crecimiento de la demanda determinísticos: Base, Optimista y Pesimista. La definición de Los Futuros considerará las posibles variaciones entre las Zonas del SEIN definidas conforme al Artículo 13.

a) Los Futuros de demanda media serán formulados a partir de la proyección de la demanda de todas las cargas consideradas para la Hipótesis Base.

b) Los Futuros de demanda alta serán formulados a partir de la Hipótesis Optimista, sobre la base de las proyecciones de demanda de Cargas Vegetativas, Cargas Especiales, Cargas Incorporadas, Proyectos de Ampliación y Grandes Proyectos; en este último, se considerarán de manera individual los Grandes Proyectos en construcción, estudio y exploración.

c) Los Futuros de demanda baja serán formulados a partir de la Hipótesis Pesimista, sobre la base de las proyecciones de demanda de Cargas Vegetativas, Cargas Especiales, Cargas Incorporadas, Proyectos de Ampliación y Grandes Proyectos; en este último se considerarán de manera individual los Grandes Proyectos en construcción.

14.7 Criterios y Metodología de Formulación de Futuros de Exportación: Los Futuros de exportación de energía eléctrica por las interconexiones internacionales serán consecuencia de las hipótesis de intercambio internacional de energía, que deberá incluir el COES, con su respectivo sustento, en el PT.

14.8 Como resultado final de esta etapa se deberá obtener una matriz de Futuros de demanda de tres dimensiones, "N x 3 x A", donde "N" es la cantidad de Zonas conforme al Artículo 13, "3" es la cantidad de hipótesis (Base, Optimista y Pesimista) y "A" es la cantidad de años del horizonte de estudio.

Artículo 15 Expansión de la oferta de generación

15.1 Generalidades

a) Se deberá realizar proyecciones determinísticas de la oferta de generación del SEIN para cada una de las tres hipótesis de crecimiento de la demanda consideradas en el numeral 14.1 Hipótesis Base, Hipótesis Optimista e Hipótesis Pesimista.

b) Las proyecciones de la oferta de generación para cada hipótesis servirán de base para la formulación de los Futuros de oferta requeridos por la metodología de planificación.

15.2 Criterios y Metodología para la Proyección de la Oferta de Generación en la Hipótesis Base de Demanda: La proyección de la oferta de generación en la Hipótesis Base, será realizada bajo los siguientes criterios:

a) La expansión de la oferta de generación se basará en los Planes de expansión determinísticos tomados de las siguientes fuentes:

(i) Para el Corto Plazo (hasta 3 años, contados a partir de la entrada en vigencia del PT):

- Proyectos de generación en ejecución, cuya entrada en operación se prevé dentro del período de 3 años señalado.

- Solicitudes de conexión de proyectos de generación, presentadas por los Agentes hasta un día antes del inicio del proceso de Planificación, los cuales deben ser debidamente validados por el COES.

- Información complementaria de proyectos de generación recogida de los Agentes durante el inicio del proceso de Planificación, debidamente validados por el COES.

(ii) Para el Largo Plazo (más de 3 años, contados a partir de la entrada en vigencia del PT):

- Plan Referencial de Electricidad vigente y Planes Nacionales de Energía.

b) La proyección de la oferta de generación, para el Largo Plazo deberá considerar una reserva total para el SEIN no menor al margen de reserva de generación vigente establecida por el Ministerio en concordancia con el Artículo 112, literal e), del Reglamento de la LCE.

Se deberá emplear el valor correspondiente al año posterior más lejano.

15.3 Criterios y Metodología para la Proyección de la Oferta de Generación en la Hipótesis Optimista de Demanda: La proyección de la oferta de generación en la Hipótesis Optimista, se realizará bajo similares criterios de expansión de la generación empleados para la Hipótesis Base, con la diferencia que se asocian a la Hipótesis Optimista de crecimiento de la demanda.

15.4 Criterios y Metodología para la Proyección de la Oferta de Generación en la Hipótesis Pesimista de Demanda: La proyección de la oferta de generación en la Hipótesis Pesimista, se realizará bajo similares criterios de expansión de la generación empleados para la Hipótesis Base, con la diferencia que se asocian a la Hipótesis Pesimista de crecimiento de la demanda.

15.5 Criterios y Metodología para la Formulación de Futuros de Generación para Planificación de la Transmisión

a) Los Futuros de generación considerados para la Planificación de la transmisión servirán para determinar los Enlaces Troncales de transmisión entre zonas o áreas del SEIN, por lo que las variaciones de oferta de generación se darán para presentar mayor o menor exigencia de estos Enlaces Troncales, pero sin alterar la capacidad total del sistema. Para esto se considerarán postergaciones o la no ejecución de proyectos de generación en una Zona, pero a cambio deberá

considerarse proyectos de generación adicionales de similar capacidad en el otro extremo del enlace troncal, de modo que la capacidad total del SEIN y los márgenes de reserva no resulten afectados.

b) Una vez establecidas las áreas o zonas conforme al Artículo 13, los enlaces entre éstas resultarán ser los corredores principales de proyectos de transmisión troncal del SEIN.

15.6 Criterios y Metodología de Formulación de Futuros de Importación: Los Futuros de importación de energía eléctrica por las interconexiones internacionales serán consecuencia de las hipótesis de intercambio internacional de energía, que deberá incluir el COES, con su respectivo sustento, en el PT.

15.7 Como resultado final de esta etapa se deberá obtener una matriz de Futuros de oferta de generación de tres dimensiones, "N x 3 x A", donde "N" es la cantidad de Zonas conforme al Artículo 13, "3" es la cantidad de hipótesis (Base, Optimista y Pesimista) y "A" es la cantidad de años del horizonte de estudio.

TÍTULO VI

METODOLOGÍA DE PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

Artículo 16 Enfoque Metodológico

16.1 La Planificación de transmisión en el SEIN requiere enfrentar diversas incertidumbres tales como la evolución de la demanda, la expansión de la generación, entre otros. La metodología a aplicar para elaborar el PT tiene por objeto la selección de proyectos que demuestren que, en el largo plazo y ante las diferentes incertidumbres, se cumpla lo establecido en la definición 21 de Ley.

16.2 La elaboración del PT se inicia en el año horizonte del estudio y se retorna al presente para determinar el año en el que se requiere la entrada de las nuevas instalaciones consideradas para el año horizonte.

16.3 La metodología a emplear deberá seguir un enfoque metodológico de solución de compromiso ("tradeoff") ante incertidumbres, conforme se muestra en la Figura N° 3.

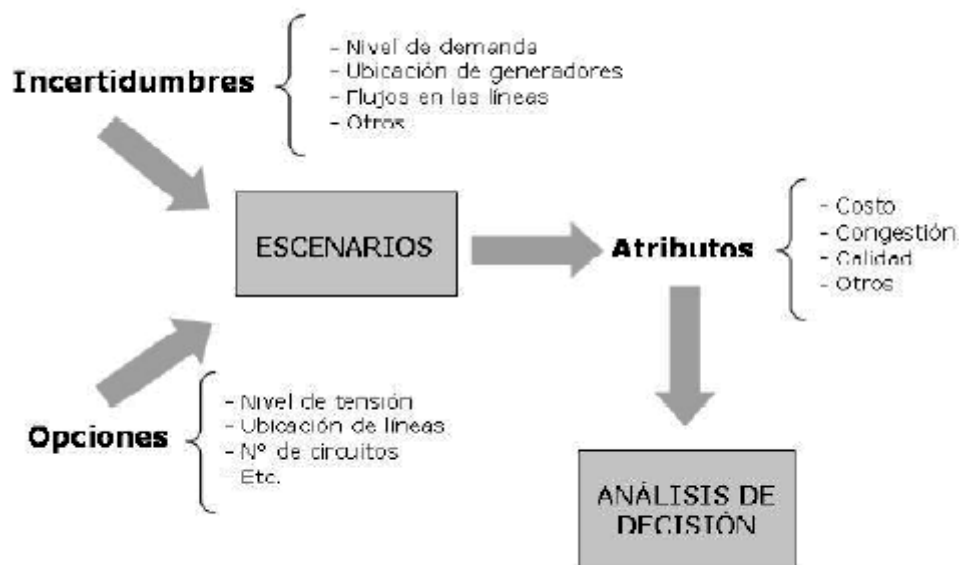


Figura Nº 3

16.4 Esta metodología involucra cuatro pasos:

- a) Formular adecuadamente el problema, en términos de Opciones, incertidumbres y Atributos.
- b) Crear una base de datos (conjunto relacionado de incertidumbres-opciones-atributos) y expandirla a efectos de obtener información representativa de un número importante de escenarios.
- c) Efectuar el análisis de trade-off.
- d) En caso de no encontrar soluciones robustas, complementar el análisis Trade-off con el análisis de minimizar el máximo arrepentimiento (MINIMAX).

16.5 Establecimiento de Escenarios

a) La Tarea se inicia con la definición de las incertidumbres a evaluar y sus valores Medio, Alto y Bajo para todo el horizonte de estudio y para cada Zona definida conforme al Artículo 13.

Las incertidumbres a considerar deben ser al menos las siguientes: demanda, oferta de generación, hidrología y costo de combustibles.

b) Luego se definen los Futuros para cada zona, los cuales resultan de las combinaciones de los valores de las incertidumbres para los años 1, 3, 6, 10 y 15 del horizonte del estudio; de ser necesario, se deberá evaluar otros años intermedios. Por ejemplo, si se consideran tres valores de demanda y cuatro valores de oferta para cada valor de demanda, se tendrían como máximo $3 \times 4 = 12$ Futuros para cada zona.

c) Se realiza una combinación de los Futuros de las zonas con el fin de estudiar los flujos en bloque entre las distintas áreas de demanda; este grupo de

combinaciones es el conjunto total de Futuros en el cual se evaluarán las opciones. Por ejemplo, si se consideran 3 zonas del SEIN y 9 futuros para cada zona se tendrían como máximo $9 \times 9 \times 9 = 729$ Futuros a nivel del SEIN.

d) Determinados los distintos Futuros resultará necesario establecer los diferentes Planes para todos aquellos Futuros que planteen requerimientos de transmisión diferentes. Los Planes estarán integrados por conjuntos de las distintas Opciones (proyectos) candidatos para estar en operación en el año horizonte del estudio.

e) Para establecer las Opciones se seguirá un enfoque "estratégico", entendiendo por ello que la tarea se concentrará en establecer las características fundamentales del Sistema de Transmisión en el año horizonte del estudio, tales como los corredores de transmisión, los niveles de tensión, la capacidad de las instalaciones, entre otros. En esos términos, el objetivo de esta primera fase será determinar la capacidad del sistema en el año horizonte.

16.6 Cálculo de Atributos

a) Para cada Escenario y para cada año, a partir del año de entrada de la Opción en cuestión, se calculan los valores de los distintos Atributos, establecidos en el Artículo 11. Los Atributos serán calculados con el modelo de Simulación de la Operación Económica de Mediano y Largo Plazo.

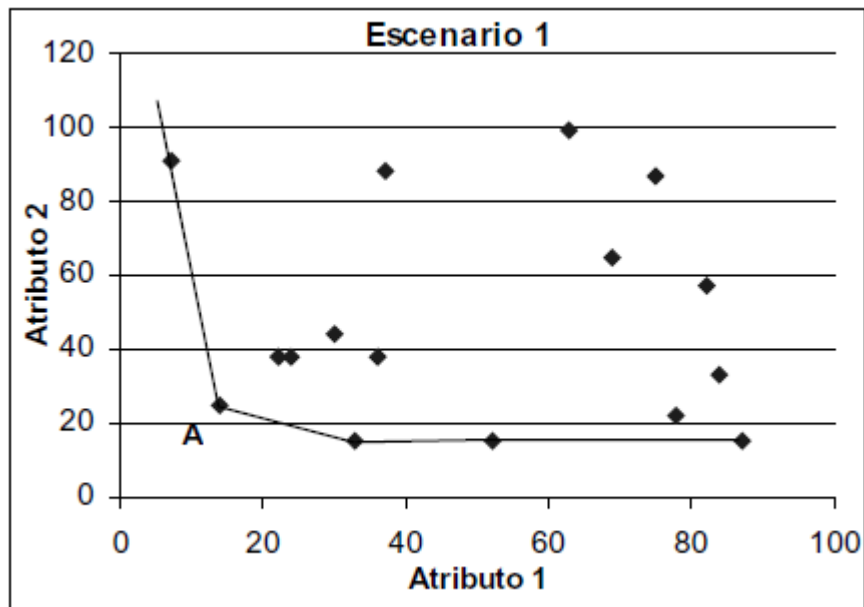
b) Para efectuar el cálculo de los Atributos se puede simular un número reducido de Escenarios y luego realizar interpolaciones para calcular los Atributos de los Escenarios restantes. Para tal fin, se utilizará un número menor del total de los Escenarios seleccionados, este subconjunto de Escenarios se obtiene de la combinación de las Opciones e Incertidumbres que se estimen necesarias a fin de obtener valores intermedios de Atributos mediante interpolaciones. A partir de los valores de Atributos calculados con el modelo de Simulación de la Operación Económica de Mediano y Largo Plazo para el número reducido de Escenarios, se calcularán los Atributos para el resto de Escenarios mediante un procedimiento de interpolación.

c) Los costos de las Opciones deberán resultar de una metodología de estimación de inversiones y costos de operación y mantenimiento para cada nuevo proyecto que resulte en un tratamiento homogéneo para todos ellos. El costo de inversión debe determinarse, en lo posible, con los costos estándares publicados por OSINERGMIN, en su defecto se debe tener como referencia el promedio de costos de inversiones similares a nivel internacional o de estudios de costos estándares de referencia internacional. Para determinar las anualidades de las instalaciones se considerará una vida útil de las mismas de treinta (30) años, mientras la tasa de actualización será la determinada en el Artículo 79 de la LCE. Los costos de operación y mantenimiento anuales se adoptarán como un porcentaje promedio de los valores vigentes a la fecha de inicio del PT, correspondiente al Sistema Principal de Transmisión y Sistema Garantizado de Transmisión.

d) Para el cálculo de los Atributos HDN, MFI, VPPD, VPCT se emplearán los resultados del modelo para la Simulación de la Operación Económica de Mediano y Largo Plazo. Para ello, en cada escenario, el COES deberá simular la operación del sistema con y sin cada una de las Opciones de cada Plan, obteniendo el valor de los Atributos para cada Opción.

16.7 Análisis de Decisión: El Análisis de Decisión se realizará utilizando la Metodología Trade-off. Para tal fin se empleará un modelo destinado a la toma de decisiones de Planificación de la transmisión en un marco de incertidumbre, que buscará establecer soluciones robustas.

a) Se considera que un Plan es Robusto si para todos los Escenarios se encuentra en el codo de la superficie n-dimensional de Atributos. Por ejemplo, en la Figura N° 4 (correspondiente a un caso de minimización de atributos) se presenta esquemáticamente la evaluación de dos atributos, y tres escenarios; en ella se observa que el Plan A es robusto debido a que se encuentra en el codo de la curva para todos los escenarios:



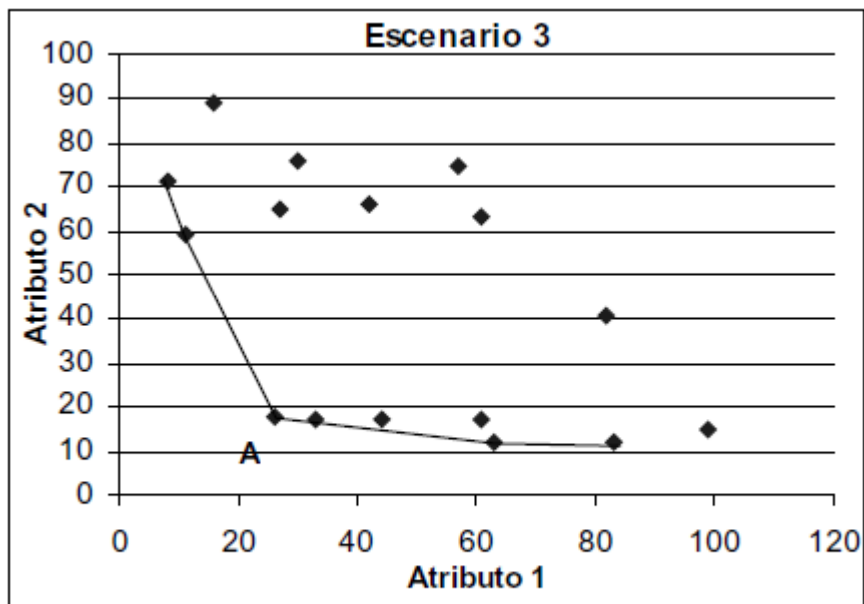
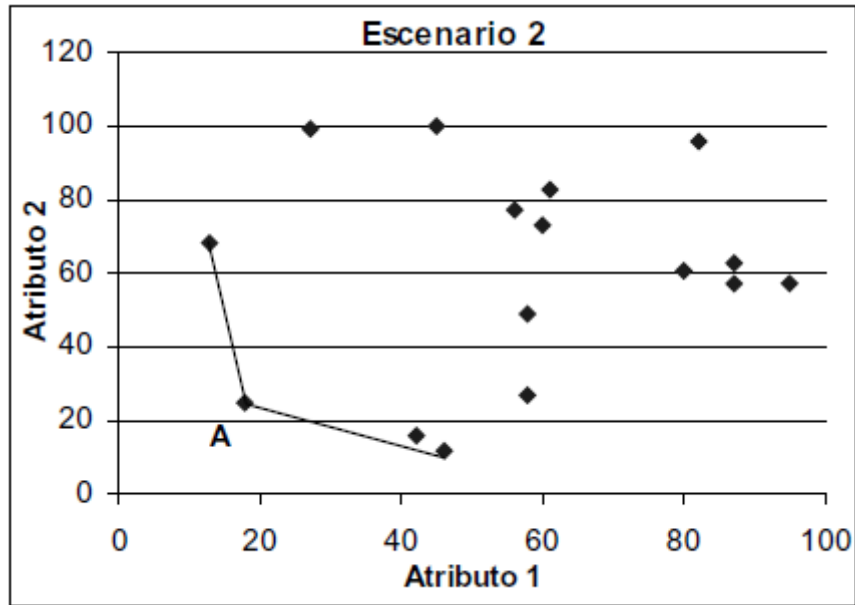


Figura Nº 4

b) Si no se encuentra un Plan Robusto se deberá determinar una Lista Corta de Opciones o Planes. La Lista Corta resultará conformada por los siguientes: 1) Planes cuya ubicación en la superficie n-dimensional de Atributos (resultante de la Metodología Trade-Off) está en o es próxima a un codo de la misma y 2) Las Opciones o Planes que no estén comprendidas en 1) pero que, a criterio del COES, debieran incluirse en la Lista Corta; para este fin, el COES deberá tomar como referencia los Atributos definidos en el Artículo 11; y de ser necesario, otros criterios debidamente sustentados, los que pueden incluir la priorización de los Atributos.

c) Cuando, en función de los resultados obtenidos, no pudiera asegurarse la existencia de al menos un Plan robusto, el COES utilizará la metodología de análisis de riesgo para los Escenarios de la Lista Corta descrita en el apartado 16.9 siguiente y, de encontrarlo necesario, podrá proponer la consideración de criterios complementarios, debidamente sustentados.

16.8 Verificación de los Criterios Técnicos de Desempeño: Se debe verificar la factibilidad técnica del Plan Robusto o de la Lista Corta para todos los Escenarios en el año horizonte. A fin de determinar en qué año se requiere que entren en operación las instalaciones de estos Planes, se evaluará el cumplimiento de los Criterios Técnicos de Desempeño en los años intermedios. Para realizar los cálculos a que refiere este numeral el COES recurrirá al modelo destinado a la Simulación de la Operación del Sistema.

16.9 Análisis de Riesgo

a) En caso de no disponerse de ningún Plan Robusto, la Metodología Trade-off se complementará con la aplicación de un modelo complementario que siga la metodología de mínimo arrepentimiento (MINIMAX), que buscará identificar el Plan con mínima exposición al arrepentimiento y que también ayudará a precisar las maneras de mitigar los riesgos o las potenciales consecuencias adversas.

b) Como complemento al análisis con el método MINIMAX se analizarán los Planes de la Lista Corta, con base a los siguientes elementos:

(i) La probabilidad de robustez definido como el porcentaje de futuros en los cuales el Plan es Robusto.

(ii) La exposición al riesgo, definido como la diferencia del Atributo para un Plan menos el atributo de otro plan.

(iii) La distribución del arrepentimiento.

c) Para efectos de mitigar el riesgo se propondrá nuevas opciones o combinaciones de las ya propuestas (cobertura), y el análisis debe retornar al paso de Cálculo de Atributos, numeral 16.6.

16.10 Casos de planes empatados: En el caso que los resultados de análisis de decisión y de riesgo anteriores resulten en empates técnicos entre dos o mas Opciones o Planes, el COES deberá proponer, debidamente sustentada, la selección de una Opción o un Plan con base en un análisis de los valores de los Atributos de cada Plan que tengan en cuenta las políticas establecidas por el Ministerio.

Artículo 17 Comprobación Metodológica de Validez de Proyectos en Horizonte

Las Opciones seleccionadas, de mayor impacto para el SEIN y que involucren enlaces troncales entre Zonas, se evaluarán con la misma metodología establecida en la presente Norma, en el quinto año adicional al horizonte del estudio. Este análisis servirá únicamente para determinar si tales Opciones se mantienen como soluciones consistentes en el tiempo.

En caso que dichas Opciones no se mantengan como soluciones para dicho horizonte ampliado, las mismas deberán ser reformuladas o de ser el caso no serán consideradas en el PT.

Artículo 18 Modelos de Planificación

18.1 Para la elaboración del PT el COES empleará modelos que cumplan con los objetivos señalados en los literales a), b) y c) del presente numeral. El COES empleará modelos con tres objetivos diferentes:

a) Modelo o modelos para la toma de decisiones de Planificación de la transmisión en un marco de incertidumbre, buscando establecer soluciones robustas, basado en la Metodología de Trade-off.

(i) La información de entrada será el conjunto de Opciones, Planes, Atributos, Incertidumbres, Futuros, y Escenarios a considerar tanto para el año horizonte como para los años intermedios o años de corte del estudio.

(ii) La información de salida consistirá en la Superficie de Trade-off correspondiente al conjunto de los Atributos empleados, permitiendo discriminar aquellos Planes cuya ubicación en la superficie está en o es próxima a un codo de la misma y que por ello conforman la denominada Lista Corta y dentro de esta a aquellos Planes que son robustos.

(iii) En caso de no obtenerse Planes robustos, este modelo se complementará con un módulo complementario que aplique la metodología MINIMAX que ayude a identificar las estrategias de mitigación de riesgos.

- La información de entrada serán los Planes de la Lista Corta.

- La información de salida brindará los siguientes criterios de evaluación del riesgo: mínimo máximo arrepentimiento, probabilidad de robustez, exposición al riesgo y distribución del arrepentimiento.

b) Modelo para la Simulación de la Operación Económica de Mediano y Largo Plazo, destinado a verificar el cumplimiento de los criterios económicos de Planificación al simular la operación del sistema con y sin los nuevos proyectos de transmisión que se evalúen en el marco del PT.

(i) El modelo deberá tener, como mínimo, las siguientes funciones:

- Modelamiento hidro-térmico multinodal, multiembalse.

- Regulación hidráulica anual, estacional y diaria.

- Múltiples bloques horarios.

- Resolución mensual.

- Simulación de paradas por mantenimiento, e indisponibilidad forzada.

- La información de entrada se describe en el numeral 19.4 siguiente.

(ii) Las salidas del modelo comprenderán como mínimo la siguiente información:

- Despacho de energía por bloque horario
- Costos marginales por bloque horario, y por promedios mensuales y anuales.

c) Modelo para la Simulación de la Operación del Sistema, destinado a verificar el cumplimiento de los criterios técnicos de desempeño de Planificación al simular la operación del sistema con los nuevos proyectos de transmisión que se evalúen en el marco del PT.

(i) La información de entrada serán los datos eléctricos descritos en el numeral 19.3.

(ii) La información de salida describirá el comportamiento del sistema ante condiciones normales, de emergencia y bajo falla; así como, permitirá realizar evaluaciones de estabilidad en estado estacionario y dinámico.

Artículo 19 Base de Datos

19.1 En la elaboración del PT el COES utilizará las bases de datos empleadas para la preparación del Informe de Diagnóstico, actualizadas y/o complementadas.

19.2 Las bases de datos deberán ser, en todo lo posible, de estructura estándar y abierta, y de preferencia se adecuarán a los criterios del Modelo de Información Común (CIM, Common Information Model).

19.3 Para el Modelo de Simulación de la Operación del Sistema

a) Para la ejecución de los estudios de simulación de la operación del sistema, dichas bases contendrán la información relativa al primer año del PT. Dicha información será expandida a la totalidad de los años del horizonte del estudio, o a los años de corte necesarios; para ellos, se tendrá en cuenta los siguientes criterios:

(i) Los Planes firmes de expansión de la generación, para el cubrimiento del corto plazo.

(ii) Las alternativas posibles de expansión de generación para el cubrimiento del mediano y largo plazos, conforme lo indicado en el Artículo 15.

(iii) Los datos de demanda deberán corresponder a las hipótesis planteadas conforme al Artículo 14.

(iv) Los datos de demanda serán desagregados en potencia activa y reactiva, considerando que toda demanda tiene un factor de potencia no menor a 0,95.

b) La información a considerar incluirá, al menos, parámetros eléctricos de las instalaciones de generación y transmisión y demás información relacionada con las simulaciones de flujos de carga, estudios de cortocircuito y estudios de comportamiento dinámico.

19.4 Para el Modelo de Simulación de la Operación Económica de Mediano y Largo Plazo

a) La información a considerar por el modelo de simulación incluirá, por lo menos, lo siguiente:

(i) Parámetros de entrada: número y duración de bloques horarios, costo de racionamiento, horas por bloques horarios para resolución mensual, costos unitarios de energéticos, horizonte de estudio, topología de la red.

(ii) Para la demanda: datos de demandas en barras de energía, por bloques horarios

(iii) Para centrales hidráulicas:

- Registros hidrológicos.

- La simulación de las cuencas hidráulicas, con detalle de capacidad de reservorios de regulación, anual, estacional y diarios.

- Potencias efectivas de las unidades de generación.

- Horas y meses de mantenimiento de las unidades.

(iv) Para centrales térmicas:

- Potencias efectivas de las unidades de generación.

- Potencias mínimas permisibles.

- Costos variables no combustibles.

- Rendimientos térmicos.

- Horas y meses de mantenimiento de las unidades.

- Tasas de salida forzada de las unidades.

(v) Para líneas de transmisión:

- Capacidades de transmisión.

- Parámetros de tensión, longitud, resistencia unitaria e impedancia unitaria.

b) Para estudiar los costos y demás parámetros económicos asociados a la simulación energética de la operación del sistema, el COES utilizará valores auditables de costos variables de las unidades de generación actualizados a la fecha de estudio, inclusive para generadores a gas natural; para efecto de estos análisis se considerará rangos de variación extremos del precio del gas en el horizonte del estudio, como una incertidumbre más. Los precios de gas deben considerar todos los costos de suministro, transporte y distribución de gas que corresponda, aplicables a los generadores.

TÍTULO VII

DEL PLAN DE TRANSMISIÓN

Artículo 20 Sobre los Alcances del Plan de Transmisión

El PT comprende todas aquellas instalaciones del SEIN descritas en los numerales 14.1, 14.2 y 14.3 del artículo 14 del Reglamento de Transmisión. Para tal fin, como parte de las instalaciones que resulten de importancia fundamental para el mantenimiento de la seguridad, calidad y fiabilidad del SEIN se consideraran a las instalaciones de Corriente Continua, las instalaciones flexibles de control (FACTS), tales como los Compensadores Estáticos de Potencia Reactiva (SVC), los Compensadores Serie Controlados con Tiristores (TCSC), u otros componentes o sistemas, que resulten necesarios o convenientes para la operación del SEIN en su conjunto.

Artículo 21 Pautas Generales para la Elaboración del Plan de Transmisión

21.1 Para elaborar el PT el COES deberá tener en cuenta lo siguiente:

- a) Resultados y conclusiones obtenidos durante la elaboración del Informe de Diagnóstico.
- b) Propuestas de solución presentadas por los Agentes del SEIN e interesados a la problemática identificada por el COES en el Informe de Diagnóstico.
- c) Otras presentaciones efectuadas por los Agentes del SEIN y los interesados, relativas a problemas que, pese a no haber sido identificados por el COES en el Informe de Diagnóstico, en opinión de dichos Agentes o interesados deben ser resueltos en el marco del PT.

Artículo 22 Sobre el Contenido Mínimo del Plan de Transmisión

22.1 **Sustento de los Proyectos:** Cada proyecto del PT deberá contar con la necesaria documentación de sustento, que se adjuntará como anexo al PT y dará soporte a las afirmaciones, evaluaciones o valorizaciones que este contenga. Dicha documentación de sustento comprenderá, entre otros, los siguientes aspectos:

- a) Detalle de las hipótesis adoptadas.
- b) Criterios de ingeniería y económicos empleados para la elaboración del Anteproyecto.
- c) Descripción de los modelos utilizados.
- d) Resultados de las simulaciones realizadas.
- e) Bases de datos empleadas.

22.2 **Información de los Proyectos no incluidos como Proyectos Vinculantes:** Para cada instalación del PT que no es Proyecto Vinculante, se deberá acompañar un anteproyecto conformado, como mínimo, por la siguiente información:

- a) Problemática del Diagnóstico con la que se vincula.
- b) Memoria Descriptiva del Proyecto que incluya un detalle de las capacidades resultantes de la instalación para las condiciones operativas previstas.
- c) Diagramas Unifilares, donde se señale los aspectos básicos de funcionalidad del proyecto.
- d) Especificaciones Técnicas Básicas de equipos e instalaciones.
- e) Rutas posibles y/o ubicación referencial de las instalaciones, sobre un mapa topográfico en escala apropiada.
- f) Presupuesto estimativo, elaborado a partir de un desglose mínimo de sus elementos integrantes.
- g) Fecha o hito para la entrada en servicio comercial, refiriendo su posible vinculación o dependencia con otras obras del PT.
- h) Corrientes y potencias de cortocircuitos.

22.3 Información Relacionada con Instalaciones Existentes

- a) Para las instalaciones a que se refiere el literal d) del numeral 22.2 del Artículo 22 de la Ley se deberá adjuntar, como anexo al PT, el sustento para que continúe en operación; así como, el sustento para el nuevo plazo de concesión.
- b) Se deberá adjuntar, como anexo al PT, el sustento de todas las instalaciones que deban salir de servicio.

22.4 Medios y Plazos para la Presentación del PT: El COES deberá poner el PT a disposición del Ministerio, OSINERGMIN, los agentes e interesados, de acuerdo con lo siguiente:

- a) Para la presentación al Ministerio y a OSINERGMIN, COES deberá, adicionalmente, entregar un ejemplar impreso y en medio electrónico. El medio electrónico deberá contener: 1) un archivo en formato PDF que sea idéntico a la versión impresa; 2) Los archivos en los formatos originales; 3) Todos archivos de cálculo, reportes, entre otros, que sustenten los valores y textos contenidos en el volumen impreso; y, 4) un archivo de ayuda que describa el contenido del medio.
- b) Toda la documentación mencionada en el literal anterior deberá ser consignada en la página del COES, sin restricciones de acceso para todos los interesados.
- c) En caso de requerirse la presentación de gráficos o diseños en formatos alternativos a los antes indicados, COES deberá instalar un link en su sitio Web que permita la descarga gratuita del software necesario, teniendo en cuenta la normativa que resguarda los derechos de autor.
- d) Respecto a los plazos para las entregas de información y/o su puesta a disposición, se estará a lo previsto en el Reglamento.

TÍTULO VIII

SOBRE LOS PROYECTOS VINCULANTES

Artículo 23 Contenido Mínimo Referido a los Proyectos Vinculantes

23.1 Como parte del proceso de elaboración del PT y en relación con cada uno de los Proyectos Vinculantes identificados, el COES deberá acompañar, junto con el Anteproyecto establecido en el Reglamento, la siguiente información desarrollada al nivel de estudio de ingeniería básica, que cubra los siguientes aspectos:

a) Como parte de la Memoria Descriptiva del Proyecto, un detalle de la capacidad de la instalación para las condiciones operativas previstas.

b) Como parte de los Diagramas Unifilares, la definición de los esquemas de conexión y cantidad de salidas a considerar para los diferentes niveles de tensión de las estaciones transformadoras, para los fines de su diseño.

c) Como parte de las Especificaciones Técnicas Básicas de los equipos e instalaciones del sistema de potencia, las referidas a los niveles de potencia de cortocircuito trifásica y monofásica a considerar en los puntos principales de las nuevas instalaciones.

d) La definición básica de las filosofías de control y protección a utilizar.

e) Las rutas probables y/o ubicación tentativa de las instalaciones deben estar trazadas sobre cartas nacionales topográficas.

f) Como parte de la ubicación y/ruta probable se deberá incluir: i) estimaciones de las condiciones ambientales a ser consideradas para el diseño (vientos, temperaturas, altitudes, nivel isoceraúnico, etc.) a lo largo de su ruta y ii) descripción de las áreas con posibles restos arqueológicos y otras fuentes de conflictos medioambientales potenciales.

g) Presupuesto ajustado al nivel de proyecto de ingeniería básica.

h) El cronograma de actividades a realizar para licitar el proyecto, tanto si la obra se gestiona como parte del SGT o como parte del SCT, teniendo presente la fecha prevista para puesta en operación comercial.

i) Propuesta de determinación de los beneficios económicos resultantes y asignación de compensaciones para la remuneración de las instalaciones del SGT de acuerdo con el procedimiento y método aprobado por el Ministerio en cumplimiento con lo indicado en el Artículo 15, numeral 15.2 y el Título V del Reglamento de Transmisión.

j) La fecha prevista para la puesta en operación comercial de cada instalación.

DISPOSICIONES FINALES

PRIMERA.- Fíjese los primeros valores para los Criterios Técnicos de Desempeño definidos en el Artículo 10 conforme el siguiente cuadro:

Criterio	Valor Adoptado
Tensión - Normal	0,95 - 1,05 p.u.
Tensión - Emergencia	0,90 - 1,10 p.u. para tensión \geq 220 kV 0,90 - 1,05 p.u. para tensión \leq 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 Verificación por Estabilidad Transitoria Si es inestable, Falla monofásica con recierre exitoso	Sistema debe ser estable ante apertura en 6 ciclos. 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

SEGUNDA.- Los primeros valores de referencia recomendados para los Criterios Técnico-Económicos definidos en los numerales 11.1 y 11.2 son los siguientes:

Criterio	Valor de Referencia recomendado
N-1	3 W / US\$
HDN	100 Horas / Millón US\$
MFI	15 kWh / US\$

TERCERA.- Los costos marginales a los que se refiere la presente norma serán los costos marginales que se obtengan con el Modelo de Simulación de la Operación Económica de Mediano y Largo Plazo, sin considerar modificaciones administrativas, operativas o regulatorias de carácter temporal o de otra índole.

CUARTA.- Como Modelo para la Simulación de la Operación Económica de Mediano y Largo Plazo, se podrá emplear el modelo PERSEO. El COES podrá adquirir o desarrollar otro modelo para este fin, el cual deberá ser previamente aprobado por OSINERGMIN, teniendo en cuenta que dicho modelo sea de fácil acceso para los interesados y que como mínimo brinde las mismas prestaciones que el modelo PERSEO.