



PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

“Año del Buen Servicio al Ciudadano”

## EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

### RESOLUCIÓN MINISTERIAL QUE MODIFICA LA NORMA “CRITERIOS Y METODOLOGÍA PARA LA ELABORACIÓN DEL PLAN DE TRANSMISIÓN”

#### 1. OBJETIVO

Actualizar la Norma “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión”, aprobada con Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM-DM, para aplicar las modificaciones realizadas al Reglamento de Transmisión aprobadas por el Decreto Supremo N° 018-2016-EM.

#### 2. ANTECEDENTES

2.1 Mediante el Decreto Supremo N° 018-2016-EM, se modificaron diversos artículos del Reglamento de Transmisión que fueron aprobados con el Decreto Supremo N° 027-2007-EM, incluyendo en los artículos 16 y 17 el análisis de los planes de inversión, conforme se muestra en los siguientes textos:

*“Artículo 16.- Informe de Diagnóstico del SEIN*

*(...)*

*16.2 El Informe de Diagnóstico deberá contener, como mínimo, lo siguiente:*

*(...)*

- d) Análisis de los Planes de Inversión aprobados por OSINERGMIN, conforme al artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas; con el fin de la optimización conjunta técnica y económica del sistema.”*

*“Artículo 17.- Elaboración, revisión y aprobación del Plan de Transmisión*

*(...)*

*17.8 El Plan de Transmisión deberá incorporar en su análisis los planes de inversión de los Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión aprobados por OSINERGMIN, con el fin de la optimización conjunta técnica y económica del sistema.”*

2.2 Mediante la Carta COES/P-215-2016 con Registro N° 2657390, el COES manifestó que la Norma “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión” (en adelante Norma de Criterios), aprobada con Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM-DM, no incluye los criterios necesarios para “analizar los Planes de Inversión” ni la “optimización conjunta técnica y económica del sistema”, lo cuales son necesarios para la elaboración de los Informes de Diagnóstico y las propuestas de actualización del Plan de Transmisión. Por ello agrega, resulta necesario que el MINEM emita la normativa de los Criterios y Metodología Adicionales necesarios para viabilizar la aplicación de las nuevas disposiciones establecidas por la modificación del Reglamento de Transmisión.

2.3 Las modificaciones incluidas en el presente proyecto de Resolución Ministerial que modifica la Norma “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión”, han sido elaboradas conjuntamente en reuniones de trabajo entre la Dirección General de Electricidad, la División de Generación y Transmisión



PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

“Año del Buen Servicio al Ciudadano”

Eléctrica de Osinergmin GRT y la División de Supervisión de Electricidad de Osinergmin y la Dirección de Planificación y Transmisión del COES.

### **3. JUSTIFICACIÓN DE LA NECESIDAD DE MODIFICACIÓN DE LA NORMA DE CRITERIOS**

#### **3.1 Necesidad de inclusión de criterios y metodología para el análisis y optimización conjunta técnica de los Planes de Inversión y el Plan de Transmisión**

Con la implementación de la planificación en la transmisión, dispuesta en la Ley N° 28832, se han venido desarrollando dos planes de la expansión de la transmisión, los cuales no tienen coordinación entre ambos:

- El Plan de Transmisión, que es elaborado por el COES y aprobado por el Ministerio de Energía y Minas, previa opinión no vinculante de Osinergmin. Los proyectos vinculantes que resultan de este plan son incluidos como parte del Sistema Garantizado de Transmisión.
- Los Planes de Inversión en Transmisión, que son elaborados por las empresas distribuidoras para sus instalaciones de subtransmisión, y son aprobado por Osinergmin. Los resultados de estos planes son incluidos como parte de los Sistemas Complementarios de Transmisión.

La problemática que se ha tenido en el desarrollo de estos planes, es que existe una zona donde no resulta claro identificar a cuál de los planes de expansión de la transmisión corresponden determinados proyectos, y no se tiene ningún nexo o vínculo que permita coordinar la elaboración de ambos planes, de manera que no se generen vacíos en la planificación del sistema de transmisión, dando lugar a qué existan instalaciones que no son consideradas en la planificación que realiza el COES, ni en la que realizan las Empresas de Distribución Eléctrica (EDE), lo que a la larga genera problemas para todos los agentes del sector eléctrico.

En ese sentido, las modificaciones realizadas al Reglamento de Transmisión establecidas en el Decreto Supremo N° 018-2016-EM, indicadas en el numeral 2.1 de la presente Exposición de Motivos, buscan la congruencia entre ambos planes de manera que se obtenga una solución óptima integral y que las inversiones totales que se vayan a realizar sean eficientes.

En cumplimiento de lo establecido en la quinta disposición complementaria final de la Ley N° 28832, el MINEM mediante Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM-DM aprobó la Norma de Criterios, la cual no incluye los criterios y metodología para analizar los Planes de Inversión, ni la optimización conjunta técnica y económica del sistema indicadas en la reciente modificación del Reglamento de Transmisión, por lo que se hace necesaria su actualización.

#### **3.2 Necesidad de inclusión de criterios técnicos y económicos para la evaluación de la interconexión de los Sistemas Aislados al SEIN**

El Plan de Transmisión debe incluir la evaluación de la infraestructura que permita la integración de los sistemas aislados al SEIN conforme se dispone en los



PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

“Año del Buen Servicio al Ciudadano”

numerales 13.5 y 14.2 del Reglamento de Transmisión, cuyo texto se muestra a continuación:

*“Artículo 13.- Objetivos generales del Plan de Transmisión*

*El Plan de Transmisión tiene los siguientes objetivos generales:*

*(...)*

*13.5 Promover la integración de regiones eléctricamente aisladas y la ampliación de la frontera eléctrica.”.*

*“Artículo 14.- Alcance del Plan de Transmisión*

*El Plan de Transmisión incluye:*

*(...)*

*14.2 Las instalaciones en Alta o Muy Alta Tensión que permitan la conexión del SEIN con los Sistemas Eléctricos de países vecinos o la integración de Sistemas Aislados al SEIN.”.*

Sin embargo, la Norma de Criterios, no contiene los criterios técnicos y económicos, dentro de un marco de análisis determinístico, que se requieren para la evaluación de la interconexión de Sistemas Aislados al SEIN.

En ese sentido se requiere actualizar la norma antes mencionada para que se puedan aplicar las disposiciones del Reglamento de Transmisión referidas a la integración de los Sistemas Aislados.

#### **4. MODIFICACIONES PROPUESTAS A LA NORMA DE CRITERIOS**

Con el fin de dar cumplimiento a lo dispuesto en los numerales: 13.5, 14.2, 16.2 inciso d) y 17.8 del Reglamento de Transmisión, se propone modificar ocho (08) artículos de la Norma de Criterios.

Cabe precisar, que estos dispositivos complementan el Reglamento de Transmisión, puesto que en el artículo 16 de dicho Reglamento se indica el contenido mínimo del Informe de Diagnóstico, lo cual quiere decir que este informe puede abarcar más aspectos, los que son concordantes con las modificaciones efectuadas con el Decreto Supremo N° 018-2016-EM.

A continuación se describen los cambios a realizar, donde las partes a ser retiradas o modificadas se presentan tachadas en el texto original y las adiciones introducidas se presentan subrayadas en el texto propuesto.

##### **4.1 Incorporación de definiciones**

Con la finalidad de diferenciar las definiciones establecidas en la Norma de Criterios, resulta necesario incluir la definición de “Plan de Inversiones”, para diferenciarla de la definición de “Plan”, incluida actualmente, y de “Plan de Transmisión” consignada en el numeral 21 del artículo 1) de la Ley N° 28832.

Consecuentemente, se debe modificar el artículo 4 de la Norma de Criterios conforme a la siguiente propuesta:



PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

“Año del Buen Servicio al Ciudadano”

#### “Artículo 4 Definiciones

Para efectos de la presente Norma, se aplicarán las definiciones señaladas en este artículo. 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, y comprenden sus modificaciones.

(...)

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

(...)

4.30 Área de Demanda: Definido en el numeral 3.2 de la Norma “Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión”, aprobada por Resolución N° 217-2013-OS/CD o la que la sustituya.

4.31 Empresas de Distribución Eléctrica (EDE): Definido en el artículo 1 del Reglamento de la LCE.

4.32 Instalaciones de Transmisión de Conexión (ITC): Son las instalaciones de transmisión que conectan las instalaciones de las Áreas de Demanda con el resto de las instalaciones del SEIN, y que no se encuentran comprendidas en los Planes de Inversiones.

4.33 Plan de Inversiones: Definido en el inciso a) numeral V del artículo 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.”

#### **4.2 Incorporación del Plan de Inversiones en la información a tomar en cuenta para la elaboración del Informe de Diagnóstico y planificación del sistema**

Se propone modificar el numeral 8.2 de la Norma de Criterios a fin de incorporar como obligación del COES el considerar, para efectos de realizar los estudios orientados a la elaboración del Informe de Diagnóstico, además del Sistema de Transmisión existente y las instalaciones que se encuentran en proceso de construcción o licitación, también las instalaciones contenidas en el Plan de Inversiones vigente.

De esta manera, se busca que los estudios realizados por el COES tomen en cuenta, no solo las instalaciones que deba incluir en el Plan de Transmisión, sino también, la necesidad de estas respecto del contenido del Plan de Inversiones, logrando con ello la coordinación entre el Plan de Transmisión y el Plan de Inversiones, conforme a lo establecido en la modificación del Reglamento de Transmisión realizada mediante el Decreto Supremo N° 018-2016-EM.



PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

“Año del Buen Servicio al Ciudadano”

Por lo tanto, se propone modificar el numeral 8.2 de la Norma, conforme al siguiente texto:

#### **“Artículo 8 Sobre el Informe de Diagnóstico**

(...)

8.2 Como resultado del análisis de ambas proyecciones y considerando el Sistema de Transmisión existente y aquellas instalaciones de dicho sistema que se encuentren en proceso de construcción o licitación, así como las instalaciones del sistema de transmisión contenidas en el Plan de Inversiones vigente, 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.”.

#### **4.3 Incorporación de los criterios Técnicos Económicos para la planificación de las Instalaciones de Transmisión de Conexión (ITC) y la integración de los Sistemas Aislados al SEIN**

La subtransmisión que sirve a la demanda de las áreas de concesión de distribución, que por su configuración y característica del servicio transporta la energía en solo un sentido (de los puntos de suministro de la transmisión troncal a los usuarios), se planifica utilizando metodologías determinísticas. Es así que los Planes de Inversión, que presentan las concesionarias de distribución, son planificadas bajo una metodología determinística.

Para lograr la optimización conjunta del Plan de Transmisión con los Planes de Inversión, se debe planificar una parte de la subtransmisión (que sirve exclusivamente a la demanda) que a su vez estará conectada a las instalaciones de las concesionarias de distribución, planificadas en los Planes de Inversión. Esto lleva a que, para tener consistencia, toda la subtransmisión debe ser planificada bajo la misma metodología determinística.

Por lo anterior, es necesario separar la subtransmisión mencionada, en dos partes: las instalaciones de las EDE, planificadas mediante los Planes de Inversión, y las instalaciones de la subtransmisión de conexión que serán incorporadas al Plan de Transmisión. En ese sentido se requiere definir los criterios para planificar las ITC, los cuales deben ser de tipo determinístico.

Asimismo, con la finalidad de dar cumplimiento a lo establecido en los numerales 13.5 y 14.2 del Reglamento de Transmisión, y que el COES proceda con la evaluación de los proyectos de Integración de Sistemas Aislados al SEIN en la etapa de actualización del Plan de Transmisión; resulta necesario incluir los criterios técnicos y económicos en la Norma de Criterios, que actualmente no figuran.



PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

“Año del Buen Servicio al Ciudadano”

Por lo expuesto, se propone modificar el artículo 11 de la Norma de Criterios, conforme al siguiente texto:

#### **“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.

(...)

##### 11.4 Criterios exclusivos para la planificación de las ITC:

- a) Criterio de Mínimo Costo: Se considerará que un proyecto o conjunto de proyectos es mejor que otro si su Costo Total es menor, siendo el Costo Total el Valor Actualizado Neto de la inversión, operación, mantenimiento, energía no suministrada, y pérdidas eléctricas en el horizonte de estudio. El Costo Total será expresado en millones de US\$.
- b) Criterio de Redundancia: Se considera que una carga requiere redundancia de las ITC cuando esta carga sea superior a 30 MW. Este criterio solo se aplica a líneas de transmisión, incluyendo sus celdas de conexión, mas no a subestaciones ni transformadores.

##### 11.5 Criterios exclusivos para Integración de Sistemas Aislados al SEIN

- a) Criterio de Elegibilidad: Se evaluará la integración de un Sistema Aislado al SEIN cuando su demanda proyectada en el horizonte de planificación requiera que las instalaciones para su conexión sean en Alta o Muy Alta Tensión, acorde a lo indicado en el numeral 14.2 del Reglamento.
- b) Criterio de Mínimo Costo: Se considerará que una alternativa es mejor que otra si su Costo Total es menor, siendo el Costo Total el Valor Actualizado Neto de la inversión, operación, mantenimiento, energía no suministrada, compra de energía, y pérdidas eléctricas de la alternativa en evaluación en el horizonte de estudio.”

#### **4.4 Incorporación de los criterios y metodología para proyección de la Demanda**

La planificación de las ITC debe permitir satisfacer la demanda futura de un área geográfica confinada a un distrito, ciudad o región. Si bien esta demanda está relativamente focalizada, en comparación a la demanda nacional, la heterogeneidad de la densidad de demanda y su crecimiento, así como el plan de desarrollo de las redes de subtransmisión de las EDE, deben ser tomados en cuenta en la planificación de las ITC. En consecuencia, resulta necesario especificar quién debe realizar la proyección de la demanda y cómo debe ser presentada para que el COES pueda llevar a cabo los estudios. Al igual que en el caso anterior, estos criterios deben ser exclusivos para la demanda a usar en la planificación de las ITC.



PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

“Año del Buen Servicio al Ciudadano”

Por lo expuesto, se propone modificar el artículo 14 de la Norma de Criterios, conforme al siguiente texto:

#### “Artículo 14 Proyección de la Demanda

(...)

##### 14.9 Criterios y Metodología para la Proyección de las Demandas para la planificación de las ITC:

A continuación, se describen los criterios y metodología para la proyección de las demandas para efectos de la planificación aplicables exclusivamente a las ITC:

- a) Las EDE, bajo responsabilidad, proporcionarán las proyecciones de demanda de sus Áreas de Demanda, con los respectivos sustentos, las cuales serán revisadas y, de ser el caso, observadas por el COES. En este último caso, las EDE deberán absolver las observaciones del COES en un plazo no mayor a 10 días útiles. De no levantarse las observaciones, el COES podrá usar la mejor información disponible.
- b) Las proyecciones de demanda serán en valores anuales de energía y potencia (máxima demanda anual), hasta el horizonte de 10 años, y adicionalmente al año 15. La máxima demanda anual deberá incluir su respectivo factor de carga y factor de pérdidas.
- c) Las proyecciones deben ser elaboradas mediante métodos y modelos de proyección que tomen en cuenta las estadísticas de consumo histórico de electricidad, la evolución de la población, la evolución del número de clientes y complementariamente otras variables que expliquen el comportamiento de la demanda eléctrica.
- d) Las EDE entregarán la información de la demanda proyectada incluyendo la de los Usuarios Libres dentro de su área de concesión, aun cuando éstos no sean sus clientes. En estos casos, las EDE solicitarán a los suministradores que realicen encuestas a sus Usuarios Libres sobre sus futuros incrementos de carga en potencia y energía, información que proporcionarán conjuntamente con la información histórica sobre los mismos ítems. En caso los suministradores incumplan con remitir la información solicitada, las EDE informarán al COES a efecto de la aplicación del numeral 7.3 precedente y al OSINERGMIN, para que adopte las medidas respectivas.
- e) Para el caso de los Usuarios Regulados, las demandas de energía y potencia eléctrica deben ser proyectadas por las EDE para el total de cada Área de Demanda, incluyendo la desagregación por cada subestación de Alta y Muy Alta Tensión existente y futura. Cada demanda desagregada deberá incluir su respectivo factor de carga y factor de pérdidas. Complementariamente, se deberá entregar la proyección de demanda espacial por coordenadas geográficas UTM



PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

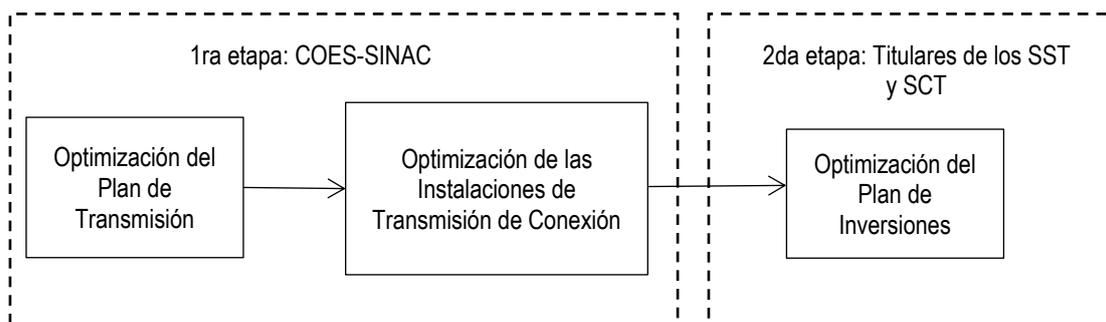
“Año del Buen Servicio al Ciudadano”

de 1 km cuadrado, la cual será utilizada por el COES como información referencial.”

#### 4.5 Incorporación de la metodología para la planificación de las ITC

El sistema troncal se planifica para poder conectar centrales de generación existentes, proyectadas y prospectos con las demandas existentes y previstas de ciudades y proyectos industriales, llevando potencia y energía en bloques, desde las primeras hacia las segundas. Una vez en las ciudades, la potencia y la energía serán conducidas por las ITC hacia las instalaciones de las EDE, para que estas a su vez la distribuyan a los usuarios finales. La forma en que las EDE distribuyan la electricidad, así como la conexión de sus instalaciones a la red troncal no debería afectar la planificación de esta última. Por esta razón, la planificación de las ITC se debe realizar con posterioridad y sujeción a la planificación de la red troncal. En ese sentido, se propone una secuencia de planificación que se presenta gráficamente a continuación:

##### Flujograma para la optimización conjunta



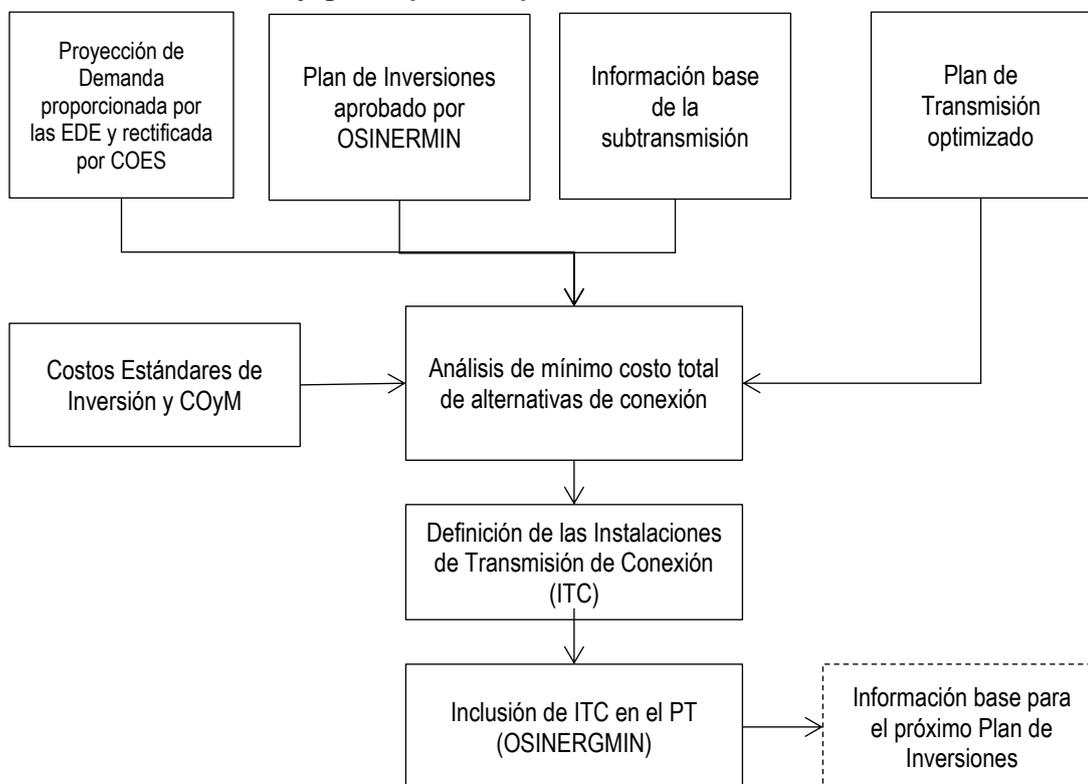


PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

“Año del Buen Servicio al Ciudadano”

### Flujograma para la optimización de las ITC



Este proceso debe ser descrito en la Norma de Criterios, por lo que se propone modificar el artículo 16 de la Norma de Criterios, conforme al siguiente texto:

#### “Artículo 16 Enfoque Metodológico

(...)

##### 16.11 Metodología para la planificación de las ITC:

##### 16.11.1 Exclusivamente para la planificación de las ITC se realizarán los siguientes pasos:

- a) Se plantearán propuestas de expansión del sistema, considerando alternativas con diferentes niveles de tensión, configuraciones topológicas y ubicaciones geográficas. La formulación de alternativas debe considerar las opciones relevantes posibles.
- b) Se valorizarán las inversiones utilizando la Base de Datos de los Módulos Estándares de OSINERMIN.
- c) Se realizará un análisis técnico al año horizonte de las alternativas de ITC utilizando el Modelo de Simulación de la Operación del Sistema definido en el numeral 19.3, con el objetivo de que se cumplan los criterios técnicos de desempeño.
- d) Se verificará que las alternativas de ITC cumplan con el criterio de



## “Año del Buen Servicio al Ciudadano”

redundancia indicado en el literal b) del artículo 11.4.

- e) Se realizará un análisis técnico en años intermedios, a criterio del COES, para definir las fechas de ingreso de las ITC.
- f) Se realizará un análisis de mínimo costo de las alternativas planteadas, y se seleccionará una de ellas de acuerdo al criterio indicado en el literal a) del numeral 11.4.
- g) El OSINERGMIN comunicará las ITC a incluir en los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión, en las oportunidades establecidas en los numerales 17.3 y 17.4 del Reglamento.

16.11.2 En la planificación de las ITC se tendrá en cuenta las siguientes consideraciones:

- a) La optimización de las ITC se realizará luego de la planificación del sistema de transmisión troncal llevada a cabo de acuerdo a la metodología indicada en el artículo 16.
- b) Para planificar las ITC se realizarán estudios individuales por cada Área de Demanda. En caso dos o más Áreas de Demanda sean contiguas y/o alimenten una misma ciudad, departamento o distrito, a criterio del COES, estas podrán ser estudiadas en conjunto. En consecuencia, las ITC que resulten de la planificación servirán para el conjunto de Áreas de Demanda estudiadas.

16.12 Metodología para la evaluación de la Integración de Sistemas Aislados al SEIN:

Exclusivamente para la evaluación de la integración de Sistemas Aislados al SEIN se realizarán los siguientes pasos:

- a) El Ministerio solicitará la evaluación de la integración de los Sistemas Aislados, para los casos en que considere que estas integraciones están fuera del alcance del Plan de Electrificación Rural y estos cumplan con el criterio indicado en el literal a) del numeral 11.5 del Artículo 11.
- b) El Ministerio remitirá al COES la información de los Sistemas Aislados correspondiente a la proyección de la demanda, así como la información técnica, de costos de inversión, operación y geográfica del sistema eléctrico (generación, líneas y subestaciones) existente y proyectado en el horizonte de planificación.
- c) Se plantearán alternativas de transmisión para la integración del Sistema Aislado al SEIN y una alternativa de permanecer como Sistema Aislado, con generación local en base a la información indicada en el literal b), del presente numeral 16.12, esta última alternativa será utilizada solamente para efectos de comparación.
- d) Se valorizarán las inversiones utilizando los módulos estándares de OSINERGMIN en lo que sea aplicable.
- e) Se realizará un análisis técnico al año horizonte de las alternativas planteadas, utilizando el Modelo de Simulación de la Operación del



PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

**“Año del Buen Servicio al Ciudadano”**

Sistema definido en el numeral 19.3, del Artículo 19°, con el objetivo de que se cumplan los criterios técnicos de desempeño.

- f) Se realizará un análisis de Mínimo Costo de las alternativas de integración planteadas y la alternativa de permanecer en sistema aislado, de acuerdo al criterio indicado en el literal b), del numeral 11.5, de la Ley. En caso que alguna de las alternativas de integración resulte como la del Mínimo Costo, esta será incluida en el PT.
- g) Se realizará un análisis técnico en años intermedios, a criterio del COES, para definir las fechas de ingreso de las instalaciones de la alternativa seleccionada.”.

**4.6 Incorporación de la información de los Planes de Inversión en la Base de Datos a ser empleada en la Planificación de la Transmisión**

Con la finalidad de alcanzar la optimización conjunta del sistema, se considera necesario que, en la base de datos a ser empleada en la planificación de transmisión, se incorpore como obligación para la simulación de la operación del sistema, el hecho de tomar en cuenta a las instalaciones del Plan de Inversiones consideradas en el Informe de Diagnóstico.

Por lo tanto, se propone incorporar en el acápite (v) del inciso a) del numeral 19.3 de la Norma de Criterios, el siguiente texto:

**“Artículo 19 Base de Datos**

(...)

**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.
- (v) Las instalaciones del Plan de Inversiones consideradas en el Informe de Diagnóstico”.

**4.7 Precisión sobre el alcance del Plan de Transmisión**



PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

“Año del Buen Servicio al Ciudadano”

Debido a la falta de coordinación y armonización entre los Planes de Transmisión y los Planes de Inversiones, se han tenido problemas para identificar qué instalaciones se deban incluir dentro de cada uno de los planes, en especial cuando éstas se encuentran en el límite de inicio de las instalaciones de las EDE. Este hecho ha generado que dichas instalaciones sean consideradas como parte del Plan de Inversiones. Como consecuencia de ello, la obligación de ejecutar las obras previstas en el plan de inversiones recaería sobre las EDE, los cuales no cuentan con el adecuado financiamiento a largo plazo, ni tampoco son titulares de las instalaciones que de acuerdo con el plan se ampliarían o modificarían.

Por ese motivo, se considera necesario precisar el alcance del Plan de Transmisión, de modo que puedan formar parte de él todas las instalaciones del sistema, hasta donde se inician las instalaciones exclusivas de usuarios libres y generadores, así como donde se inician las instalaciones de transmisión de los concesionarios de distribución. Estas últimas instalaciones deben continuar siendo consideradas en el Plan de Inversiones cuya responsabilidad recaería en las empresas distribuidoras, de preferencia, de acuerdo a la definición de la Zona de Responsabilidad Técnica.

En ese sentido, se recomienda modificar el artículo 20 de la Norma Criterios, conforme a lo siguiente:

#### **“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,~~ considerando las ITC que resulten de la aplicación de los criterios y metodologías establecidos en la presente norma.

~~Para tal fin, como parte~~ En el caso de las instalaciones que resulten de importancia fundamental para el mantenimiento de la seguridad, calidad y fiabilidad del SEIN se ~~considerararán~~ considerarán 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”.

#### **4.8 Modificación de las pautas para la elaboración del Plan de Transmisión**

Con el objetivo de lograr la optimización del sistema de transmisión eléctrica, resulta conveniente que en la elaboración del Plan de Transmisión se tenga principalmente en cuenta aquellas instalaciones contenidas en el Plan de Inversiones que, de algún modo, modifiquen la configuración de las instalaciones que forman parte del estudio del Plan de Transmisión.

Por lo expuesto, se propone modificar el artículo 21 de la Norma de Criterios, conforme al siguiente texto:

#### **“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:



PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

“Año del Buen Servicio al Ciudadano”

- 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, así como las instalaciones aprobadas por OSINERGMIN en el Plan de Inversiones vigente que, a criterio del COES, modifiquen la configuración de las instalaciones consideradas en el estudio del Plan de Transmisión.
- 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.
- d) De manera justificada, el COES puede modificar y/o no tomar en cuenta los datos recibidos en razón de los literales a), b) y/o c) del presente numeral 21.1.
- e) La información entregada al COES y al Ministerio debe ser relevante, completa y remitida dentro de los plazos establecidos, siendo su titular el responsable de ello, en concordancia con lo indicado en el numeral 18.1 del Reglamento.”

#### 4.9 Disposiciones transitorias y aprobación de disposiciones reglamentarias

Es necesario que posterior a la aprobación de las modificaciones a la Norma de Criterios se establezca un plazo para que el Ministerio de Energía y Minas, Osinergmin y el COES aprueben las disposiciones que permitan la implementación de dichas modificaciones.

Considerando que la próxima Propuesta de Actualización del Plan de Transmisión debe ser publicada por el COES en marzo de 2018, el tiempo que se dispone para implementar la planificación de las ITC es corto, y no sería posible realizarlo para todas las Áreas de Demanda del SEIN. En ese sentido, resulta necesario que dicha implementación sea realizada progresivamente.

Por lo expuesto, se propone incorporar las siguientes disposiciones complementarias:

#### “DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA FINAL

**ÚNICA:** En un plazo de ciento ochenta días calendario contado desde la entrada en vigencia de la presente Resolución Ministerial, el Ministerio de Energía y Minas y Osinergmin aprobarán las disposiciones complementarias y/o modificatorias que se requieran para la implementación de la presente Resolución Ministerial.”



PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

“Año del Buen Servicio al Ciudadano”

## “DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS TRANSITORIAS

**PRIMERA:** La planificación de las ITC de las Áreas de Demanda se incluirá progresivamente en las Actualizaciones del Plan de Transmisión. En la Actualización del Plan de Transmisión que se proponga al año siguiente de la entrada en vigencia de la presente Norma, solo se incluirá la planificación del Área de Demanda 1. Además, se hará un análisis de la reconfiguración de la topología de las líneas existentes de 220 kV de Lima Metropolitana, compatibilizándolas con el PT, a fin de reducir las congestiones y controlar los niveles de cortocircuito.

**SEGUNDA:** Para las siguientes Actualizaciones del Plan de Transmisión, se incluirán progresivamente otras Áreas de Demanda hasta completar todas las existentes. La incorporación de Áreas de Demanda se realizará en un plazo máximo de cinco años, de acuerdo a la priorización que establezca el COES en coordinación con OSINERGMIN.”.

### 5. ANÁLISIS COSTO BENEFICIO

El presente proyecto no genera costos adicionales, por el contrario, busca la optimización del Plan de Transmisión con el Plan de Inversiones lo que permitirá hacer más eficientes las inversiones en el SEIN, beneficiando a todos los usuarios.

Con relación a los beneficios que conlleva la aprobación del presente proyecto, se encuentran los siguientes:

- Incorporación de los criterios y metodología para la proyección de las demandas para la planificación de las Instalaciones de Transmisión de Conexión (ITC).
- Incorporación de los criterios técnicos económicos para la planificación de las Instalaciones de Transmisión de Conexión (ITC) y la integración de los Sistemas Aislados al SEIN.
- Optimización conjunta técnica y económica de las inversiones del Plan de Transmisión y del Plan de Inversiones.

### 6. EFECTOS DE LA MODIFICACIÓN DE LA NORMA

El presente proyecto de Resolución Ministerial, actualiza la norma “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión” aprobada mediante la Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM-DM, para que se puedan aplicar las modificaciones realizadas al Reglamento de Transmisión establecidas en el Decreto Supremo N° 018-2016-EM, lo que permitirá incorporar en la metodología para la elaboración del Plan de Transmisión el análisis de los planes de inversión de los Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión aprobados por OSINERGMIN, con el fin de la optimización conjunta técnica y económica del sistema