

Capítulo 6 Revisión de las Leyes, Reglamentos y Normas de las Redes de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica relacionadas con las Energías Renovables

El capítulo 6 presenta la revisión de las leyes, reglamentos y normas de las redes de transmisión y distribución de energía eléctrica relacionados con las energías renovables. En primer lugar se presentan las líneas generales de las leyes, reglamentos y normas relacionadas con las redes de transmisión y distribución. A continuación se presentan los problemas encontrados en las leyes, reglamentos y normas actuales para la conexión eléctrica de generadores a base de energías renovables a las redes de transmisión y distribución. Además, los problemas de conexión de los proyectos de generación eléctrica en base a energías renovables se explican y se agrupan en las siguientes tres categorías:

- Conexión de pequeñas centrales hidroeléctricas,
- Conexión de fuentes de energía inestables tales como energía solar fotovoltaica (FV) y eólica, y
- Conexión de otras fuentes de energías renovables tales como energía geotérmica y biomasa.

Por otra parte, se explica la demarcación de funciones y áreas relacionadas a la generación, transmisión y distribución, pérdidas eléctricas de transmisión y distribución y las medidas para la reducción de estas pérdidas, de conformidad con lo requerido por el CNE.

6.1 Líneas Generales de las Leyes, Reglamentos y Normas de las Redes de Transmisión y Distribución

En cuanto a las normas sobre redes de transmisión y distribución, estas se pueden clasificar en cuatro categorías: las leyes y reglamentos del sector eléctrico en general, las normas para la interconexión eléctrica, las normas para la operación y las especificaciones de los equipos eléctricos.

En la Tabla 6.1 se mencionan en forma resumida las leyes, reglamentos y normas relacionadas a las redes de transmisión y distribución de energía eléctrica.

Tabla 6.1.1 Leyes, reglamentos y normas relacionadas a las redes eléctricas de transmisión y distribución

No.	Categoría	Documentos	Objetivos
1	Leyes y reglamentos del sector eléctrico	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Ley General de Electricidad (Decreto Legislativo No. 843, 1996) ◆ Reglamento de la LGE (Decreto Ejecutivo No. 70, 1997) 	Regular las actividades privadas o públicas relacionadas a la generación, transmisión distribución y comercialización de la energía eléctrica en El Salvador.
2	Normas Técnicas para la Interconexión a las Redes de Transmisión y Distribución	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Norma Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso de Usuarios Finales a la Red de Transmisión (Acuerdo SIGET 30-E-2011, Enero 2011) 	Determinar los procedimientos, requisitos y responsabilidades aplicables a las interconexiones eléctricas entre operadores con el fin de garantizar el principio de libre acceso a las instalaciones de transmisión y distribución, así como la calidad y seguridad del sistema.
3	Normas Técnicas para la Operación de las Redes de Transmisión y Distribución	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción (Acuerdo SIGET No. 335-E-2011, Julio 2011) <ul style="list-style-type: none"> - Anexo 10 – Operación en Tiempo Real. - Anexo 12 – Normas de Calidad y Seguridad Operativas ◆ Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución (Acuerdo SIGET No. 192-E-2004, Diciembre 2004) <ul style="list-style-type: none"> - Calidad del suministro o servicio técnico (interrupciones). - Calidad del producto técnico suministrado (niveles de tensión, perturbaciones en la onda de voltaje). - Calidad del servicio comercial (atención al usuario, medios de atención al usuario, precisión de los elementos de medición) 	<p>Definición de normas técnicas, métodos y/o procedimientos desarrollados por la UT para la operación del sistema de transmisión, considerando aspectos de calidad y seguridad.</p> <p>Regular los índices e indicadores de referencia para calificar la calidad con que las empresas distribuidoras de energía eléctrica suministran los servicios de energía eléctrica a los usuarios de la Red de Distribución.</p>
4	Especificaciones Técnicas de Equipos	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Código Eléctrico Nacional de los Estados Unidos de América (NEC, en inglés), edición en español del 2008 (NFPA, 2008). ◆ Normativa de Construcción para Redes de 46 kV, 23 kV, 13.2 kV, 4.16 kV y 120/240 V (Acuerdo SIGET No. 66-E-2001, Marzo 2001) 	Contiene las exigencias de seguridad y calidad, para todas las personas naturales o jurídicas que tengan relación con trabajos de diseño, construcción, supervisión, operación y mantenimiento de instalaciones eléctricas.

(Fuente: Equipo de Estudio de JICA)

A continuación se describen aspectos importantes de las leyes, reglamentos y normas aplicables en El Salvador relacionadas a las redes de transmisión y distribución de energía eléctrica.

6.1.1 Ley General de Electricidad (Decreto Legislativo No. 843, 1996)

La Ley General de Electricidad (LGE) fue creada para regular las actividades privadas o públicas relacionadas a la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica en El Salvador. Dentro de los puntos más importantes relacionados a las redes de transmisión y distribución se tiene lo siguiente:

- La red de transmisión es definida como el conjunto integrado de equipos de transporte de energía eléctrica en voltajes mayores o iguales a 115 kV. La red de distribución queda definida para equipos de transporte de energía eléctrica en voltajes menores a 115 kV. La interconexión es definida como el enlace que permite a dos operadores la transferencia de energía eléctrica entre sus instalaciones.

- Se permite el libre acceso de las entidades generadoras a las instalaciones de transmisión y distribución, sin más limitaciones que las señaladas por la Ley.
- Los transmisores y distribuidores estarán obligados a permitir la interconexión de sus instalaciones y la utilización de las mismas para el transporte de energía eléctrica, excepto cuando esto represente un peligro para la operación o seguridad del sistema, de instalaciones o de personas.
- La Unidad de Transacciones (UT) se encarga de operar el sistema de transmisión, mantener la seguridad del sistema y asegurar la calidad mínima de los servicios y suministros.

Es importante resaltar que la red de transmisión pertenece a la Empresa Transmisora de El Salvador (ETESAL), quien realiza el mantenimiento de la misma. También cada empresa de distribución realiza la administración de sus redes e informa a la SIGET aspectos técnicos de su operación.

6.1.2 Reglamento de la LGE (Decreto Ejecutivo No. 70, 1997)

El Reglamento de la LGE desarrolla los procedimientos necesarios para dar cumplimiento a lo dispuesto en la LGE y es la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) la responsable de la verificación de su cumplimiento. Dentro de los puntos más importantes relacionados a las redes de transmisión y distribución se tiene:

- Las decisiones de operaciones que tome la UT, así como la facultad para controlar las unidades de generación y las instalaciones de transmisión, tendrán por objeto garantizar la seguridad del sistema y asegurar la calidad mínima de los servicios y suministros.
- La UT deberá planificar y coordinar el despacho de las unidades generadoras y la operación de las instalaciones del sistema de transmisión con el objeto de abastecer la demanda al mínimo costo esperado de operación y de racionamiento, sujeto al cumplimiento de las normas de calidad y seguridad de servicio establecidas en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción.
- Las actividades de distribución de energía eléctrica incluye el suministro instalación, mantenimiento y lectura del equipo de medición.
- Las expansiones o ampliaciones de los sistemas de transmisión y distribución que sean realizadas por los operadores, podrán efectuarse sin intervención de la SIGET siempre y cuando cumplan con las normas aceptadas por ésta.

6.1.3 Norma Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso de Usuarios Finales a la Red de Transmisión (Acuerdo SIGET No. 30-E-2011, Enero 2011)

Esta norma tiene por objeto determinar los procedimientos, requisitos y responsabilidades aplicables a las interconexiones eléctricas entre operadores con el fin de garantizar el principio de libre acceso a las

instalaciones de transmisión y distribución, así como la calidad y seguridad del sistema. Básicamente esta norma tiene aplicación en la etapa de estudios de prefactibilidad y factibilidad de cualquier tipo de proyecto que involucra la interconexión a las redes eléctricas. Dentro de los puntos más importantes relacionados a las redes de transmisión y distribución se tiene:

- Para realizar la interconexión se deberá presentar al transmisor o distribuidor la solicitud respectiva, que exprese las características técnicas del equipo o instalaciones a interconectar, el punto de interconexión, la potencia máxima a demandar o inyectar según el tipo de interconexión y la fecha esperada de puesta en servicio de la interconexión, además de los requisitos establecidos en los títulos III, IV, V y VII de la norma.
- Los títulos III, IV, V y VII establecen los requisitos establecidos para la interconexión a las instalaciones de distribución y transmisión, esto referido a factibilidad, solicitud de interconexión, estudios necesarios, construcción y entrada de operación, entre otros.
- Los involucrados en una interconexión, serán responsables de la operación y mantenimiento de las instalaciones de su propiedad que sean utilizadas para tal fin, a menos que de común acuerdo se especifique lo contrario en el contrato de interconexión.

6.1.4 Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción (Acuerdo SIGET No. 335-E-2011, Julio 2011)

El Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción (ROBCP) contiene las normas y procedimientos para la operación del sistema de transmisión y para la administración de las transacciones del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica de El Salvador. Los anexos del ROBCP contienen un conjunto de normas técnicas, métodos y/o procedimientos desarrollados por la UT para implementar los criterios y procedimientos generales definidos en el ROBCP. Dentro de los anexos más importantes relacionados a las redes de transmisión y distribución se tiene:

- El Anexo 10 (Operación en Tiempo Real) define las normas y procedimientos de la operación en tiempo real que deberán cumplir los participantes del mercado (e.g. distribuidor y transmisor) y define los lineamientos generales que utilizará la UT para poder restablecer el sistema de transmisión ante un colapso total o cero voltaje, de la manera mas rápida y eficiente, tomando en cuenta los criterios de seguridad.
- El Anexo 12 (Normas de Calidad y Seguridad Operativas) establece los niveles de desempeño mínimo para la calidad y seguridad del sistema de transmisión, requeridos tanto en operación normal como en emergencia. Dentro de estos se describen los siguientes aspectos técnicos: regulación de frecuencia, regulación de voltaje, contenido armónico, fluctuaciones de voltaje, equipos de protección, esquema de desconexión de carga (por baja frecuencia, bajo voltaje y sobrecarga), parámetros de operación del sistema, confiabilidad del sistema de generación y transmisión, entre otros.

6.1.5 Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución (Acuerdo SIGET No. 192-E-2004, Diciembre 2004)

Las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución (NCSSD) tienen por objeto regular los índices e indicadores de referencia para calificar la calidad con que las empresas distribuidoras de energía eléctrica suministran los servicios de energía eléctrica a los usuarios de la Red de Distribución, tolerancias permisibles, métodos de control y compensaciones respecto de los siguientes parámetros igualmente considerados e incorporados en la tarifa:

- La calidad del suministro o servicio técnico prestado, que está relacionado principalmente con las interrupciones del servicio,
- La calidad del producto técnico suministrado, que implica los elementos siguientes: niveles de tensión, perturbaciones en la onda de voltaje (flicker y tensiones armónicas),
- La calidad del servicio comercial que está relacionado con los elementos siguientes: atención al usuario, medios de atención al usuario, precisión de los elementos de medición.

Una última actualización a la norma se presenta en el Acuerdo SIGET No. 320-E-2011, el cual modifica las NCSSD y a la metodología para el control de la calidad del producto técnico.

6.1.6 Código Eléctrico Nacional de los Estados Unidos de América (NEC, en inglés), edición en español del 2008 (NFPA, 2008)

En el Acuerdo SIGET No. 294-E-2011 del 22 de Junio de 2011 se estableció adoptar como referencia el Código Eléctrico Nacional de los Estados Unidos de América (NEC, National Electrical Code en inglés), edición en español del año 2008, publicado por la National Fire Protection Association (NFPA) como estándar técnico para las instalaciones eléctricas de usuarios finales.

El NEC 2008 contiene las exigencias de seguridad y calidad, para todas las personas naturales o jurídicas que tengan relación con trabajos de diseño, construcción, supervisión, operación y mantenimiento de las instalaciones eléctricas, incluyendo sus mejoras, ampliaciones e instalaciones provisionales o temporales. Este también contiene las exigencias de seguridad y calidad de todas aquellas personas naturales o jurídicas, que diseñen y construyan obras de infraestructura civil relacionadas con edificios, viviendas, condominios, alcantarillados, vías de tránsito, etcétera.

6.1.7 Normativa de Construcción para Redes de 46 kV, 23 kV, 13.2 kV, 4.16 kV y 120/240 V (Acuerdo SIGET No. 66-E-2001, Marzo 2001)

Este documento está orientado a normar la construcción de redes de distribución eléctrica a 46 kV, 23 kV, 13.2 kV, 4.16 kV y 240/120 V. Este documento tiene como objeto mejorar la calidad de la construcción por parte de contratistas, empresas distribuidoras e instituciones en general, relacionadas con este rubro.

Antes de la etapa de diseño, todos los proyectistas de redes de distribución tienen que consultar el plan de

expansión de redes de distribución en el que desee conectarse.

6.2 Problemas en las Leyes, Reglamentos y Normas Actuales de las Redes de Transmisión y Distribución Eléctricas al conectar proyectos de Energía Renovable en las redes

Los problemas de conexión de los proyectos de generación eléctrica en base a energías renovables se explican y se agrupan en las siguientes tres categorías:

- 1) Conexión de pequeñas centrales hidroeléctricas,
- 2) Conexión de fuentes de energía inestables tales (solar FV y eólica), y
- 3) Conexión de otras fuentes de energía renovables (geotérmica, biomasa, etc.).

6.2.1 Problemas al conectar pequeñas centrales hidroeléctricas

Las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) tienen una variación de generación de energía debido a las condiciones impuestas por el comportamiento de las fuentes fluviales, pero es posible suministrar una energía estable a las redes en las épocas de lluvia. Los principales problemas para la introducción de PCH's con capacidad de hasta 20 MW se mencionan a continuación. Sobre todo, se explica el permiso para conexión a la red y los problemas en las operaciones normales.

6.2.1.1 Permisos para la conexión a las redes eléctricas

En El Salvador los proyectos de PCH's hasta 20 MW son usualmente conectados a las redes de transmisión y distribución en Media Tensión (MT), en los niveles de 13,2 kV, 23 kV y 46 kV¹. La norma técnica de interconexión² de la SIGET permite la conexión a cualquiera de las redes de transmisión y distribución, y para el caso de los pequeños generadores (hasta 20 MW) conectados a las redes de distribución, el distribuidor puede modificar y adaptar sus instalaciones para la conexión.

En conclusión, no existe ningún problema en la normativa vigente en relación a los permisos para la conexión a las redes eléctricas.

6.2.1.2 Operación normal

A. Regulación de la tensión

Las tecnologías usadas en unidades generadoras de PCH's se clasifican en generadores síncronos y asíncronos (o de inducción). Los generadores síncronos poseen ventajas en el control adecuado del voltaje, esto realizado a través de sus sistemas de excitación, los cuales pueden inyectar o absorber

¹ Las redes de distribución en El Salvador comprenden las instalaciones eléctricas en los niveles de tensión de 46 kV a 120/240 V, como las líneas de distribución y los transformadores. La red de transmisión comprende líneas de transmisión de 230 kV y 115 kV, transformadores de potencia en 115/46 kV, 115/23 kV y 115/34.5 kV.

² Norma Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso de Usuarios Finales a la Red de Transmisión (Acuerdo SIGET 30-E-2011, Enero 2011)

potencia reactiva. En el caso de los generadores síncronos operando como generación distribuida³, no se realiza control del voltaje, solamente se realiza un control constante del factor de potencia, que representa un pobre control de voltaje. Por otro lado, los generadores de inducción necesitan condensadores (fijos o por conmutación) para su operación y consumen energía reactiva, no ejecutan la regulación de voltaje.

La Norma técnica de calidad⁴ de la SIGET define las máximas desviaciones del voltaje en MT para la zona urbana: $\pm 6\%$, zona rural: $\pm 7\%$ y sistema aislado: $\pm 8,5\%$, esto para evitar daños en los equipos.

Para cumplir con la citada norma de la SIGET, es necesario definir si los PCHs deben regular activamente el voltaje en el punto de conexión eléctrica (punto de acoplamiento común, PAC).

B. Pérdidas eléctricas

En general, las PCHs pueden reducir las pérdidas eléctricas en las redes vecinas de transmisión y distribución. Las PCHs utilizadas como generación distribuida pueden incrementar las pérdidas eléctricas dependiendo de su ubicación y el tamaño (potencia) de la generación. En estos casos existe un mayor flujo de potencia sobre las líneas eléctricas existentes, las cuales no fueron diseñadas para esa capacidad de potencia, y exigirá la modificación de algunas instalaciones eléctricas (aumento de capacidad de las líneas, reajuste de los equipos de protección, entre otros).

Por lo tanto, es necesario definir normativas que contemplen el tamaño de las PCHs a ser conectadas a las redes de distribución para evitar un incremento en las pérdidas eléctricas.

6.2.1.3 Operación anormal

A. Formación de islas

Los sistemas de generación pueden ser operados como “isla” en el caso de redes rurales aisladas (por ejemplo, aquellas sin conexión a la red principal). Pero en el caso de la generación distribuida, se prohíbe la operación formando islas (por ejemplo, después de una falla) sea intencional o no intencional.

No existe un reglamento sobre el funcionamiento en “isla” de los generadores conectados a las redes de distribución. Es necesario establecer dichas normas.

B. Esquemas de protección

Las PCH's poseen esquemas básicos de protección relacionados con el mínimo y máximo voltaje, mínima y máxima frecuencia y sobrecorriente, entre otros.

La norma técnica de la interconexión de la SIGET establece que los estudios de coordinación de la protección deben realizarse para los generadores que están conectados a redes de distribución y transmisión.

³ La generación distribuida se define comúnmente como aquella que está directamente conectada a las redes de distribución, muy próxima de los usuarios finales, y no tiene despacho centralizado.

⁴ Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución (Acuerdo SIGET No. 192-E-2004, Diciembre 2004).

Existen normas técnicas vigentes para los esquemas de protección, pero es necesario definir los esquemas de protección de las PCH's para evitar la operación no intencional en modo de "isla", cuando éstas están conectadas a las redes de distribución.

6.2.1.4 Calidad de la Energía

A. Flicker de voltaje

No se han reportado problemas de *flicker* de voltaje causados por las PCHs.

B. Distorsión armónica

No se han reportado problemas de distorsión armónica causados por las PCHs.

C. Fluctuaciones de voltaje (sag y swell)

No se han reportado problemas de fluctuación del voltaje causados por las PCHs.

6.2.1.5 Otros problemas

A. Mantenimiento

Los generadores síncronos requieren un control más complejo que los generadores de inducción, debido principalmente al control en la sincronización con los sistemas de transmisión y distribución, y al control del sistema de excitación.

La norma técnica para la interconexión de la SIGET establece que es necesario cumplir con las normas técnicas y de seguridad para poder realizar las actividades de mantenimiento.

6.2.2 Problemas al conectar fuentes de energía inestables como solar FV y eólica

Las energías solar FV y eólica se desarrollan según la disponibilidad de los recursos naturales, como el sol y el viento, los cuales dependen de factores climáticos. Esas energías son clasificadas como fuentes de energía inestables, debido a que su generación es intermitente.

Los principales problemas de las fuentes energía inestables, tales como la energía solar FV o la eólica, son mencionados a continuación:

6.2.2.1 Permisos para la conexión a las redes eléctricas

Los pequeños proyectos de energía solar FV en El Salvador son comúnmente conectados a las redes de distribución de Baja Tensión (BT) en los niveles de voltaje⁵ menores a 600 V. En forma concentrada, los proyectos solares FV son conectados a las redes de distribución en los niveles de MT de 13.2 kV, 23 kV y 46 kV. Actualmente no existen proyectos de energía eólica conectados a la red eléctrica en El Salvador; se espera que los proyectos futuros sean conectados a las redes de distribución en los niveles de MT de 13.2 kV, 23 kV y 46 kV.

La norma técnica de la interconexión de la SIGET permite la conexión de estos proyectos a cualquiera de las redes (de transmisión y distribución) pero cuando se trata de pequeños generadores de energía solar FV o eólica (de hasta 20 MW) la compañía distribuidora puede modificar y adaptar sus instalaciones para la conexión.

En conclusión, no existe ningún problema en la normativa vigente en relación a los permisos para la conexión a las redes eléctricas.

6.2.2.2 Operación normal

A. Regulación de voltaje

Las tecnologías utilizadas en generación solar FV se basan en inversores estáticos. Estas tecnologías están programadas para producir sólo potencia activa cuando se interconectan, operando con un factor de potencia unitario. La tecnología de inversores basadas en Transistores Bipolares de Compuerta Aislada (Insulated Gate Bipolar Transistor, IGBT) ha evolucionado en sistemas de conmutación que son capaces de controlar el factor de potencia y limitar la inyección de armónicos.

Las tecnologías usadas en las unidades generadoras eólicas se clasifican en inversores estáticos, generadores síncronos y generadores asíncronos (o de inducción).

La Norma técnica de calidad de la SIGET define las máximas desviaciones del voltaje en MT para la zona urbana: $\pm 6\%$, zona rural: $\pm 7\%$ y sistema aislado: $\pm 8.5\%$, y en MT para la zona urbana: $\pm 7\%$, zona rural: $\pm 8\%$ y sistema aislado: $\pm 8.5\%$.

⁵ Código Nacional Eléctrico de los Estados Unidos de América (NEC, en inglés), 2008 (NFPA, 2008). El NEC 2008 ha sido definido como estándar técnico aplicable a las instalaciones eléctricas en El Salvador.

Para cumplir con la citada norma de la SIGET, es necesario definir si los generadores solar FV y eólicos deben regular activamente el voltaje en el punto de conexión eléctrica.

B. Pérdidas eléctricas

En general, los generadores solar FV y eólicos pueden reducir las pérdidas eléctricas en las redes vecinas de distribución.

Los generadores solares FV y eólicos utilizados como generación distribuida pueden incrementar las pérdidas eléctricas dependiendo de su ubicación y de la capacidad de generación. Análogamente que en el caso de PCHs, esto exigirá la modificación de algunas instalaciones eléctricas (aumento de capacidad de las líneas, reajuste de los equipos de protección, entre otros).

Por lo tanto, es necesario definir normativas que contemplen el tamaño (potencia) de los generadores solares FV y eólicos a ser conectadas a las redes de distribución para evitar un incremento en las pérdidas eléctricas.

6.2.2.3 Operación anormal

A. Formación de islas

En el caso de la generación distribuida, se prohíbe la operación formando islas (por ejemplo, después de una falla) sea intencional o no intencional.

No existe un reglamento sobre el funcionamiento en “isla” de los generadores conectados a las redes de distribución. Es necesario establecer dichas normas.

B. Esquemas de protección

Los generadores solares FV poseen esquemas de protección básicos relacionados con los voltajes mínimos y máximos, la frecuencia mínima y máxima, potencia inversa, entre otros⁶. Los generadores eólicos poseen esquemas básicos de protección similares a los generadores solares FV, pero podría ser necesaria protección adicional para las máquinas síncronas o asíncronas.

La norma técnica de la interconexión de la SIGET establece que los estudios de coordinación de la protección deben realizarse para los generadores que están conectados a redes de distribución y transmisión.

Existen normas técnicas vigentes para los esquemas de protección, pero es necesario definir los esquemas de protección de los generadores solares FV y eólicos para evitar la operación no intencional en modo de “isla”, cuando estos están conectados a las redes de distribución.

⁶ Guías técnicas varias de interconexión de generadores solar FV (2011)

6.2.2.4 Calidad de la Energía

A. Flicker de voltaje

En las redes de distribución la causa más común del *flicker* de voltaje⁷ es la rápida variación de la corriente de carga de los generadores solar FV y eólicos. Las principales causas del *flicker* de tensión en redes de distribución son: arranque de grandes unidades de generación, variaciones grandes y repentinas debido a salida de generadores, e interacción del control entre generadores.

En particular, los generadores eólicos han sido considerados como una posible causa del *flicker* de voltaje debido a las variaciones de la turbina eólica o variaciones de salida de potencia. Sin embargo, el diseño de las turbinas eólicas modernas ha sido cambiado para que las grandes variaciones de la potencia de salida puedan ser efectivamente evitadas dentro de un período corto de tiempo.

La Norma técnica de calidad de la SIGET define el valor máximo en la perceptibilidad de *flicker* a corto plazo (conocido como Pst) en 1 para los nodos de MT y BT.

Existen normas técnicas vigentes para el *flicker* de voltaje, pero es necesario definir las responsabilidades de tales emisiones en conexiones a BT.

B. Distorsión armónica

Los armónicos generados por los clásicos inversores estáticos eran del tipo impar de baja frecuencia (3ra, 5ta, 7ma, etc.) Hoy en día, los inversores estáticos basados en IGBT producen armónicos de altas frecuencias, por ejemplo: 25ta, 35ta y mayores.

La Norma técnica de calidad de la SIGET define la máxima de distorsión armónica de voltaje y corriente en las barras o nodos en 8% y 20%, respectivamente.

Existen normas técnicas vigentes limitando la distorsión armónica en las redes eléctricas, pero es necesario revisar los límites actuales para la conexión en BT para evitar daños en los equipos de las instalaciones eléctricas de los usuarios finales.

C. Fluctuaciones de voltaje (sag y swell)

En las redes de distribución, la conmutación (salida) de una carga causa fluctuaciones de voltaje, lo cual es similar al efecto de la variación de potencia en la salida de un generador. Las variaciones de potencia generación solar FV y eólica están sujetas a variaciones diarias y estacionales. Por otro lado, dispositivos como el DVR (Dynamic Voltage Restorer) utilizados en los sistemas de almacenamiento de energía proporcionan una solución tecnológica para compensar las fluctuaciones de voltaje tipo *sag* en los sistemas de distribución.

No existen regulaciones respecto a las fluctuaciones de voltaje (*sag* y *swell*) de generadores conectados a las redes de distribución. Es necesario establecer dicha normativa.

⁷ El *flicker* de voltaje es una impresión de fatiga de la sensación visual inducida por un estímulo de luz..

6.2.2.5 Problemas adicionales

A. Mantenimiento

Tanto los paneles solares FV como las máquinas asíncronas (inducción) de los generadores eólicos son de bajo mantenimiento.

La norma técnica para la interconexión de la SIGET establece que es necesario cumplir con las normas técnicas y de seguridad para poder realizar las actividades de mantenimiento.

6.2.3 Problemas al conectar otras fuentes de energía (geotérmica, biomasa, etc.)

La generación geotérmica en El Salvador es clasificada como convencional y tiene una participación importante en el despacho de generación del mercado mayorista. Otras fuentes de energía renovables como la biomasa y el biogás se están desarrollando en El Salvador y éstas dependen de la disponibilidad del recurso, por ejemplo, el bagazo para la energía de biomasa depende de los periodos de cosecha de la caña de azúcar.

Los principales problemas de otras fuentes de energía (geotérmica, biomasa y biogás) para su conexión a las redes de transmisión y distribución se mencionan a continuación:

6.2.3.1 Permisos para la conexión a las redes eléctricas

En el caso de la generación geotérmica, se considera su conexión directa a la red de transmisión en 115 kV, excepto en generación de ciclo binario la cual tiene capacidades menores a 5 MW.

La generación de biomasa puede ser desarrollada desde unos pocos MW hasta grandes capacidades (más de 20 MW). La generación de biogás y biomasa pueden desarrollarse hasta 25 MW. La generación de biomasa y biogás pueden conectarse a las redes de distribución en los niveles de MT de 13,2 kV, 23 kV y 46 kV.

La norma técnica de interconexión de la SIGET permite la conexión a cualquiera de las redes de transmisión y distribución, y para el caso de los pequeños generadores (hasta 20 MW) conectados a las redes de distribución, el distribuidor puede modificar y adaptar sus instalaciones para la conexión.

En conclusión, no existe ningún problema en la normativa vigente en relación a los permisos para la conexión a las redes eléctricas.

6.2.3.2 Operación normal

A. Regulación de la tensión

La generación de energía geotérmica se base en generadores síncronos los cuales se caracterizan por presentar un adecuado control de voltaje. En cuanto a los sistemas de biomasa o biogás se puede utilizar generadores síncronos y asíncronos, dependiendo de la capacidad de generación.

La Norma técnica de calidad de la SIGET define las máximas desviaciones del voltaje en MT para la zona urbana: $\pm 6\%$, zona rural: $\pm 7\%$ y sistema aislado: $\pm 8,5\%$, esto para evitar daños en los equipos.

Para cumplir con la citada norma de la SIGET, es necesario definir si los generadores de biomasa y biogás deben regular activamente el voltaje en el punto de conexión eléctrica.

B. Pérdidas eléctricas

En general, la generación geotérmica puede reducir las pérdidas eléctricas en las redes vecinas de transmisión y distribución. Los generadores de biomasa y biogás utilizados como generación distribuida pueden incrementar las pérdidas eléctricas dependiendo de su ubicación y el tamaño (potencia) de la generación. Análogamente que en el caso de PCHs, esto exigirá la modificación de algunas instalaciones eléctricas (aumento de capacidad de las líneas, reajuste de los equipos de protección, entre otros).

Por lo tanto, es necesario definir normativas que contemplen el tamaño de los generadores de biomasa y biogás a ser conectadas a las redes de distribución para evitar un incremento en las pérdidas eléctricas.

6.2.3.3 Operación anormal

A. Formación de islas

Los sistemas de generación pueden ser operados como “isla” en el caso de redes rurales aisladas (por ejemplo, aquellas sin conexión a la red principal). Pero en el caso de la generación distribuida, se prohíbe la operación formando islas (por ejemplo, después de una falla) sea intencional o no intencional.

No existe un reglamento sobre el funcionamiento en “isla” de los generadores conectados a las redes de distribución. Es necesario establecer dichas normas.

B. Esquemas de protección

La generación de energía geotérmica cuenta con dispositivos de protección similares a generadores de gran potencia. La generación de biomasa y biogás cuenta con esquemas de protección básicos como máxima y mínima tensión, máxima y mínima frecuencia, entre otros.

La norma técnica de la interconexión de la SIGET establece que los estudios de coordinación de la protección deben realizarse para los generadores que están conectados a redes de distribución y transmisión.

Existen normas técnicas vigentes para los esquemas de protección, pero es necesario definir los esquemas de protección de los generadores de biomasa y biogás para evitar la operación no intencional en modo de “isla”, cuando éstas están conectadas a las redes de distribución.

6.2.3.4 Calidad de la Energía

A. Flicker de voltaje

No se han reportado problemas de flicker de voltaje causados por generadores geotérmicos, de biomasa y biogás.

B. Distorsión armónica

No se han reportado problemas de distorsión armónica causados por generadores geotérmicos, de biomasa y biogás.

C. Fluctuaciones de voltaje (sag y swell)

No se han reportado problemas de fluctuación del voltaje causados por generadores geotérmicos, de biomasa y biogás.

6.2.3.5 Otros problemas**A. Mantenimiento**

En la generación de biomasa y biogás, los generadores síncronos requieren un control más complejo que los generadores de inducción, debido principalmente al control en la sincronización con los sistemas de transmisión y distribución, y al control del sistema de excitación.

La norma técnica para la interconexión de la SIGET establece que es necesario cumplir con las normas técnicas y de seguridad para poder realizar las actividades de mantenimiento.

6.3 Delimitación de Funciones y Áreas de la Generación, Transmisión y Distribución

La Ley General de Electricidad (Decreto Legislativo No.843, 1996) norma las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica. Algunos conceptos definidos en esta Ley son mencionados a continuación:

- Alta tensión (AT): es el nivel de tensión igual o superior a 115 kV;
- Baja tensión (BT): es el nivel de tensión inferior a 115 kV;
- Conexión: es el enlace que permite a un usuario final recibir energía eléctrica de una red de transmisión o distribución;
- Usuario final: es quien compra la energía eléctrica para uso propio.
- Red de transmisión: es el conjunto integrado de equipos de transporte de energía eléctrica en AT;
- Red de distribución: es el conjunto integrado de equipos de transporte de energía eléctrica en BT.

También, la ley permite el libre acceso de las entidades generadoras a las instalaciones de transmisión y distribución. Al respecto en la Sección III (de la Interconexión) señala que los transmisores y distribuidores estarán obligados a permitir la interconexión de sus instalaciones y la utilización de las mismas para el transporte de energía eléctrica, excepto cuando esto represente un peligro para la operación o seguridad del sistema, de instalaciones o de personas.

En general, los proyectos de generación a base de energías renovables se conectan a las redes de transmisión y distribución a través de punto de acoplamiento común (PAC). En la siguiente figura se observa los componentes principales de una conexión eléctrica de los proyectos de generación de energías renovables.

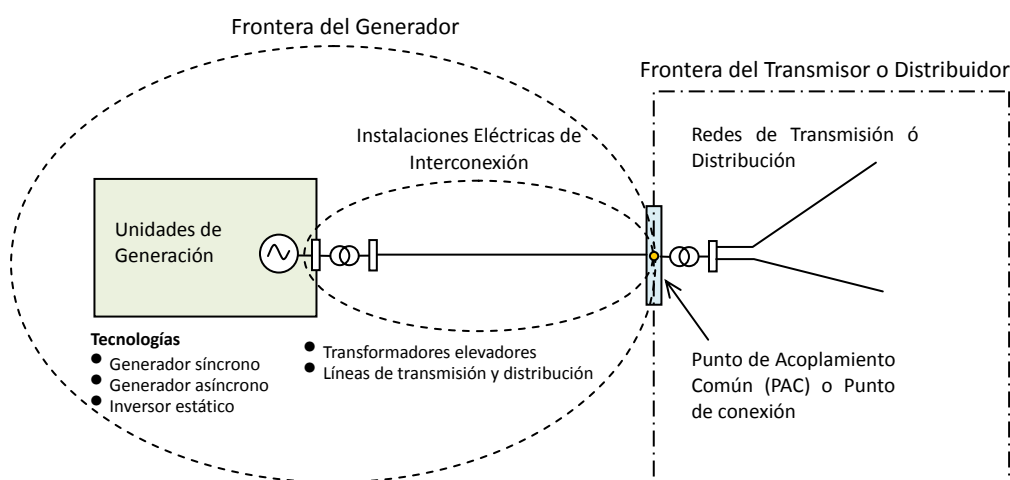


Figura 6.3.1 Relación entre el Transmisor, Distribuidor y el Generador

La demarcación del área correspondiente al generador, transmisor y distribuidor se muestra en la figura anterior. En el caso de la conexión a la red de transmisión, el generador pide al transmisor que realice las labores de mantenimiento de esas instalaciones. En el caso de la conexión a las redes de distribución el generador podría asumir las labores de mantenimiento. En los sistemas de transmisión y distribución, el

generador es propietario de las instalaciones eléctricas de interconexión.

A continuación se presentan la delimitación de áreas y funciones para generadores conectados en las redes de transmisión y distribución.

6.3.1 Generador conectado a la Red de Transmisión

Existe solo una empresa de transmisión llamada ETESAL, quien está encargada de la red de transmisión. Los generadores se interconectan a la red de transmisión a partir los siguientes dos casos:

Caso I: Generador conectado en 115 kV

Caso II: Generador conectado a una subestación de transmisión en 23 kV o 46 kV.

En la Figura 6.3.2 se muestran las características técnicas de la interconexión de un generador a la red de transmisión.

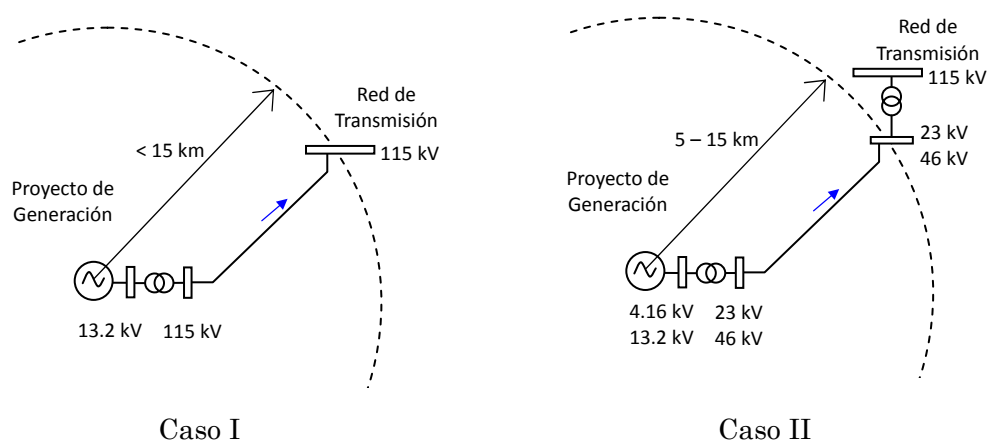


Figura 6.3.2 Generador interconectado a la Red de Transmisión

El Caso I corresponde a grandes proyectos de generación, mayores a 20 MW aproximadamente, ejecutados por la compañía hidroeléctrica CEL, compañía geotérmica LaGeo y las compañías térmicas Duke Energy, Nejapa Power e INE. Solamente los proyectos de LaGeo y CEL pueden considerarse basados en recursos renovables, pero en el caso de la CEL estos proyectos no son considerados pequeñas centrales hidroeléctricas (hasta 20 MW). Los proyectos se ejecutan estableciendo que la subestación de transmisión 115 kV debe estar cerca de la casa de máquinas. En este caso la línea de transmisión en 115 kV del proyecto es aproximadamente menor de 15 km.

El Caso II corresponde a proyectos de generación, mayores a 5 MW aproximadamente, ejecutados por compañías de biomasa CASSA e Ingenios El Ángel y La Cabaña. Estos proyectos se conectan a las subestaciones de transmisión, pero en las barras de 46 kV ó 23 kV. La longitud de las líneas de los proyectos varía entre 5 a 15 km, dependiendo de la ubicación del recurso primario.

Según el “Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción” (Acuerdo SIGET No.335, Agosto 2011), en ambos casos el generador puede participar del mercado mayorista, principalmente porque están conectados a las redes de transmisión y

tienen una capacidad instalada mayor a 5 MW.

Según la “Norma Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso de Usuarios Finales a la Red de Transmisión” (Acuerdo SIGET No.30, Enero 2011), en el Título IV se establecen los procedimientos, requisitos y responsabilidades para la interconexión de un generador a las instalaciones del transmisor.

6.3.2 Generador conectado a las Redes de Distribución

Existen las siguientes empresas de distribución en El Salvador: CAESS, CLESA, EEO, DEUSEM, DELSUR, EDESAL, entre otras, y las cuatro primeras pertenecen a la compañía AES. Los generadores se interconectan a las redes de distribución a partir los siguientes dos casos:

Caso I: Generador conectado a una subestación de distribución en 13.2 kV ó 23 kV.

Caso II: Generador conectado a las redes de distribución primarias o secundarias.

En la Figura 6.3.3 se muestran las características técnicas de la interconexión de un generador a la red de distribución.

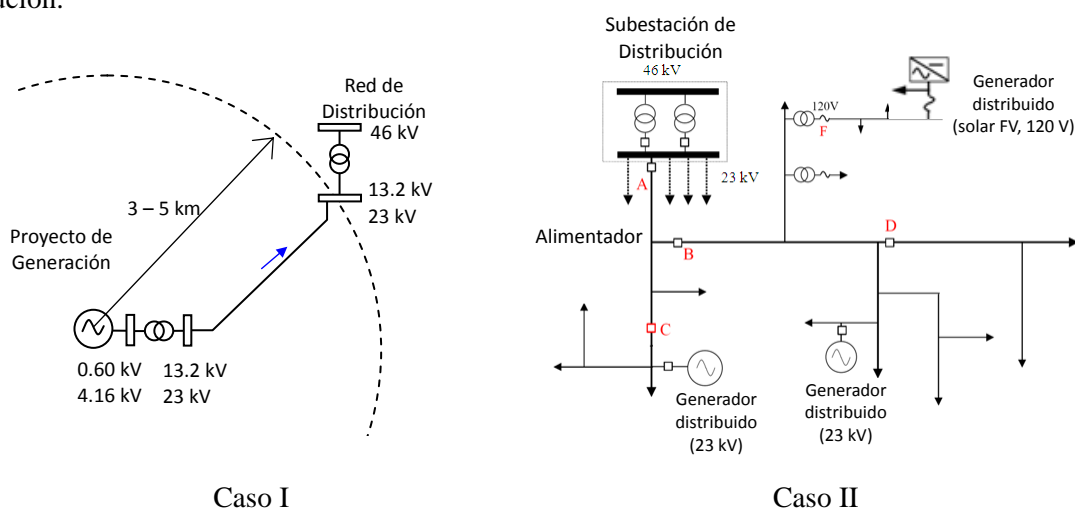


Figura 6.3.3 Generador interconectado a las Subestaciones de Distribución

El Caso I corresponde a proyectos de generación menores a 20 MW aproximadamente, ejecutados por diversas compañías hidroeléctricas como: CECSA, Hidroeléctrica Papaloate, Hidroeléctrica Sensunapan, entre otros. En este caso los proyectos son mayormente pequeñas centrales hidroeléctricas y se conectan siempre a la subestación de distribución más cercana en niveles de tensión de 23 kV ó 13.2 kV, esto debido que, por razones económicas, el generador puede optar por conectarse a las redes de distribución en vez de conectarse a la transmisión. La longitud de las líneas de los proyectos varía entre 3 a 5 km, dependiendo de la ubicación del recurso primario.

El Caso II corresponde a proyectos de generación distribuida, es decir, generadores conectados a las redes de distribución en los alimentadores de las redes primarias y secundarias. Los generadores conectados a la red primaria en 13.2 kV ó 23 kV pueden considerar fuentes de energía renovables, como energía eólica y solar FV. Los generadores conectados a la red secundaria en 120 V pueden considerar la energía solar FV

y para su conexión usan convertidores estáticos.

Según el “Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción” (Acuerdo SIGET No.335, Agosto 2011), solo el Caso I podría participar del mercado mayorista, para esto debe garantizar una potencia mayor a 5 MW aún conectado a la red de distribución. El resto de generadores participarán del mercado minorista y establecerán contratos de suministro de acuerdo con “Reglamento Aplicable a las Actividades de Comercialización de Energía Eléctrica” (Decreto Ejecutivo No.90, Noviembre 2000).

Según la “Norma Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso de Usuarios Finales a la Red de Transmisión” (Acuerdo SIGET No.30, Enero 2011), en el Título III se establecen los procedimientos, requisitos y responsabilidades para la interconexión de un generador a las instalaciones del distribución.

6.4 Pérdidas de Transmisión y Distribución

De acuerdo con el pedido del CNE, se realiza una evaluación de la situación actual de las pérdidas de transmisión y distribución. Además, se proponen medidas para reducir las pérdidas tanto en la transmisión como en la distribución.

Las pérdidas eléctricas se dividen en: potencia y energía. En la práctica las empresas eléctricas solamente registran las pérdidas de energía y este tipo de información será usada a continuación.

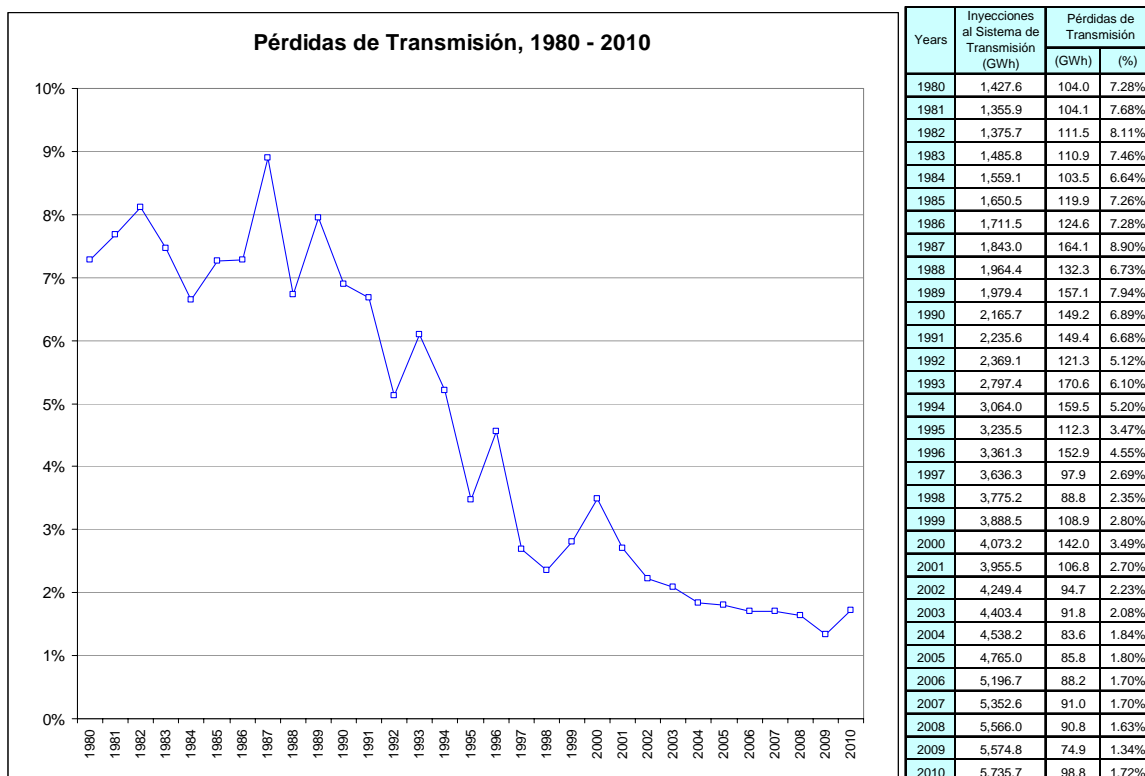
6.4.1 Situación Actual

6.4.1.1 Pérdidas de Transmisión

Las pérdidas de transmisión están relacionadas con las pérdidas producidas por el calentamiento de los conductores de las líneas y partes energizadas de los transformadores pertenecientes a la red de transmisión. Las pérdidas de transmisión son determinadas por la SIGET a partir de la información registrada por los medidores de las empresas de energía. Estas pérdidas son iguales a la diferencia entre la energía total inyectada (generación e importación de energía del SIEPAC⁸) menos la energía total retirada (carga y exportación de energía al SIEPAC) en la red de transmisión.

En la siguiente figura se muestran las pérdidas anuales de la red de transmisión de El Salvador para el período 1980-2010. Las pérdidas de transmisión porcentuales son calculadas respecto a la inyección total a la red de transmisión, como mostrado en la tabla.

⁸ SIEPAC es un sistema planificado usado para la interconexión eléctrica de los seis países de América Central (Panamá, Costa Rica, Honduras, Nicaragua, El Salvador y Guatemala). Las instalaciones eléctricas de la SIEPAC comprende líneas de transmisión en 230 kV con total de 1800 km de longitud.

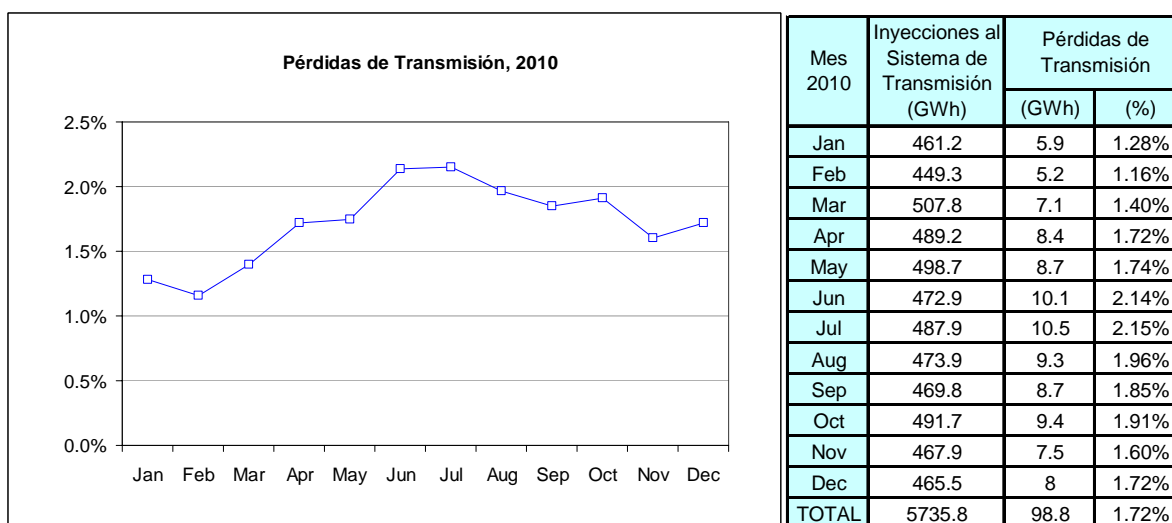


Fuente: Boletín de Estadísticas Eléctricas N° 12, 2010 (SIGET, Junio 2011).

Figura 6.4.1 Pérdidas Anuales de la Red de Transmisión, 1980 – 2010

Las pérdidas de transmisión máximas y mínimas fueron 8.9% (1987) y 1.34% (2009), respectivamente. Las pérdidas de transmisión disminuyen posterior a este período y actualmente se encuentran abajo de 2%, esto debido a que después del a guerra civil se realizaron los trabajos de mantenimiento y refuerzos necesarios en la red de transmisión.

La Figura 6.4.2 muestra las pérdidas mensuales de la red de transmisión de El Salvador para el año 2010.



(Fuente: Boletín de Estadísticas Eléctricas N° 12, 2010 (SIGET, Junio 2011)).

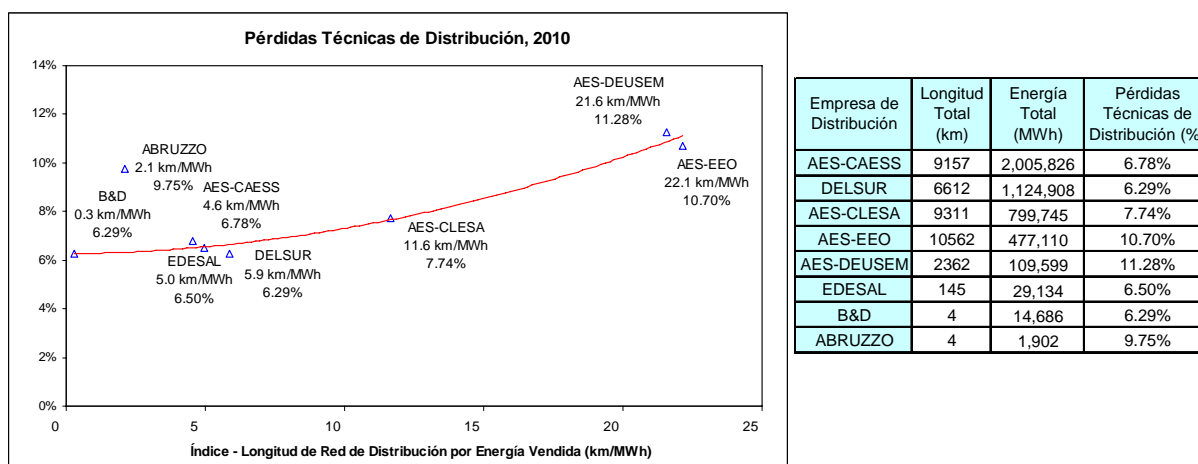
Figura 6.4.2 Pérdidas Mensuales de la Red de Transmisión, 2010

Las pérdidas de transmisión máximas y mínimas fueron 2.15% (Julio) y 1.16% (Febrero), respectivamente, las cuales son calculadas respecto a la inyección total de energía. En la época de lluvia (mayo a noviembre) los generadores hidroeléctricos deben operar y, en consecuencia, las pérdidas de transmisión se incrementan debido que la energía recorre largas distancias a través de las líneas de transmisión, desde los generadores hidroeléctricos hasta las cargas. En la época seca los generadores térmicos deben operar y, en consecuencia, las pérdidas de transmisión disminuyen debido a que estos generadores comúnmente están ubicados cerca de las cargas, así la energía recorre cortas distancias.

6.4.1.2 Pérdidas de Distribución

Las pérdidas de energía de la red distribución están compuestas en: pérdidas técnicas y no técnicas. Las pérdidas técnicas de distribución están relacionadas con el transporte de energía eléctrica y estas incluyen: pérdidas del conductor, pérdidas de los bobinados de los transformadores, entre otros. Las pérdidas no técnicas de distribución son causadas por error humano, intencional o no, e incluye el hurto de energía, errores en la medición de energía, entre otros.

La Figura 6.4.3 muestra las pérdidas técnicas de energía para cada empresa de distribución de El Salvador en el 2010 versus un índice de desempeño definido como la longitud total de las redes de distribución (redes primarias y secundarias) por energía total de las ventas.



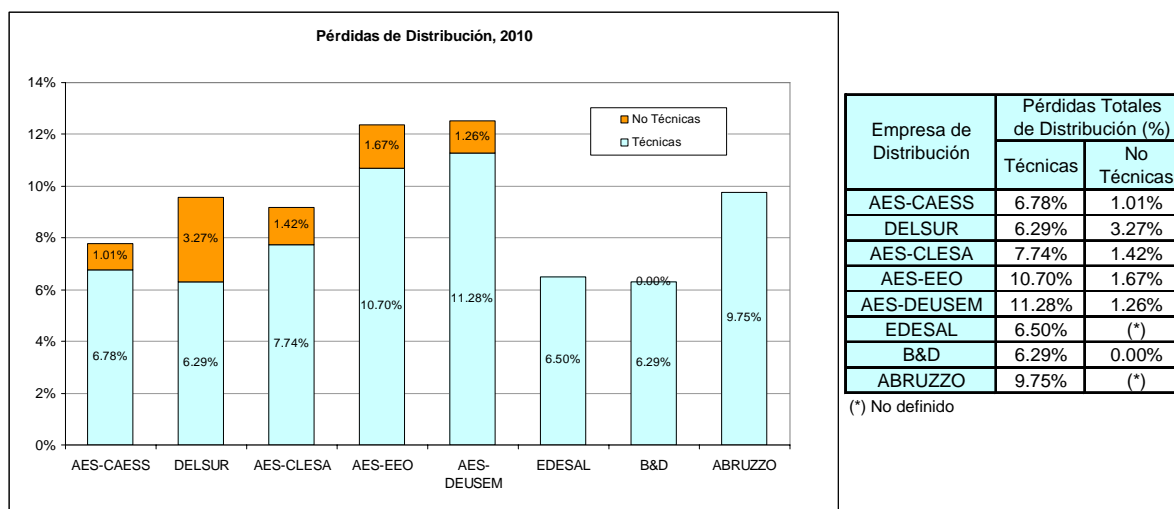
Fuente: Boletín de Estadísticas Eléctricas N° 12, 2010 (SIGET, Junio 2011).

Figura 6.4.3 Pérdidas técnicas de energía de las redes de distribución, 2010

Los índices de las empresas AES-EEO (departamentos de San Miguel, Morazan, La Unión y norte de Usulután) y AES-DEUSEM (centro y sur del departamento de Usulután) presentan valores altos debido a que estas empresas cubren áreas rurales. Los índices de las empresas AES-CAESS y DELSUR presentan valores bajos debido que estas empresas cubren áreas urbanas del departamento de San Salvador. Las empresas B&D y ABRUZZO tienen redes de distribución pequeñas (alrededor de 4 km cada una) y sus índices presentan valores bajos. De acuerdo con la figura anterior, las pérdidas técnicas se incrementan cuando el valor del índice aumenta, es decir, se esperan mayores pérdidas técnicas en las áreas rurales.

La Figura 6.4.4 muestra las pérdidas técnicas y no técnicas de energía para cada empresa de distribución de

El Salvador en el año 2010.



Fuente: Boletín de Estadísticas Eléctricas N° 12, 2010 (SIGET, Junio 2011).

Figura 6.4.4 Pérdidas técnicas y no técnicas de las redes de distribución, 2010

Las mayores y menores pérdidas no técnicas se encuentran en la empresa DELSUR y AES-CAESS, respectivamente.

6.4.2 Medidas para Reducir las Pérdidas de Transmisión y Distribución

Las pérdidas eléctricas de cualquier componente de una red eléctrica (transmisión o distribución) están definidas de acuerdo a lo siguiente:

Definición:

$$P_{\text{perd}} = R I^2$$

R: Resistancia [en Ohms]

I: Flujo de corriente en líneas y transformadores (en Amperes)

P_{perd} : Pérdidas de potencia en líneas y transformadores (en Watts)

En general, las medidas para reducir las pérdidas de transmisión y distribución se pueden resumir como sigue.

- (1) Instalación de dispositivos de compensación reactiva (bancos de capacitores, compensadores síncronos, generadores con AVR (del inglés Automatic Voltage Regulator), etc.) en varias barras o nodos.

Observaciones: La compensación reactiva se define como un modo de operación utilizado para inyectar o absorber potencia reactiva. El objetivo de este modo es controlar la tensión en alguna barra o nodo del sistema (transmisión o distribución). Cuando el sistema mantiene las tensiones de las barras cerca de sus valores nominales, la corriente que fluye en líneas o transformadores disminuye y, en consecuencia, disminuye la potencia de las pérdidas.

(2) Ubicación de generadores (convencionales o distribuidos) cerca de los centros de carga.

Observaciones: Cuando los generadores están conectados cerca de las cargas, los flujos de potencia en redes eléctricas (líneas o transformadores) disminuyen, en consecuencia, los flujos de corriente disminuyen y así las pérdidas de potencia disminuyen.

(3) Optimización de redes eléctricas, por ejemplo: reemplazo de conductores, añadir nuevo circuito en paralelo, etc.

Observaciones: Cuando las redes eléctricas se han optimizado, comúnmente las resistencias de las redes eléctricas (líneas o transformadores) se reducen, en consecuencia, las pérdidas de potencia disminuyen.

6.4.2.1 Pérdidas de transmisión

Las pérdidas de transmisión en El Salvador son aceptables, tienen valores menores a 2% y no es necesario un plan de reducción de pérdidas. No obstante, como una forma complementaria de garantizar que las pérdidas eléctricas se mantengan bajas se proponen las siguientes medidas:

- De acuerdo con 6.4.2-(1), nuevas plantas de generaciones en base a energías renovables pueden reducir las pérdidas de transmisión si operan en el modo de regulación de voltaje, por ejemplo: la generación geotérmica, hidráulica y biomasa conectada a la red de transmisión puede operar con dispositivos AVR.
- De acuerdo con 6.4.2-(2) y si existiesen diversas alternativas de proyectos de generación en base a energías renovables con costos ligeramente similares, se elegirían los proyectos de generación (mayores a 20 MW) que produzcan una mayor reducción en las pérdidas de transmisión, es decir, aquellos que se ubican próximas a las cargas. Puede ser difícil ubicar nuevas plantas de generación geotérmica, hidráulica y biomasa próximas a las cargas pues depende de la ubicación del recurso.
- De acuerdo con 6.4.2-(3), el Plan de Expansión de la Transmisión elige refuerzos de transmisión que permitan la disminución del costo de inversión total del plan. Uno de los beneficios obtenidos de esto es la reducción de las pérdidas de transmisión. En el Plan Indicativo de Expansión de la Generación se puede incluir el escenario de las energías renovables con grandes proyectos conectados a las redes de transmisión para obtener los beneficios en la disminución de las pérdidas eléctricas.

6.4.2.2 Pérdidas de Distribución

Se pueden considerar las siguientes medidas en el Plan Maestro:

- De acuerdo con 6.4.2-(1), nuevas plantas de generación en base a energías renovables pueden reducir las pérdidas de distribución si operan en el modo de regulación de voltaje, por ejemplo: plantas hidroeléctricas y de biomasa conectadas a la red de distribución puede funcionar con AVR. Comúnmente las pequeñas centrales eléctricas en base a energía hidroeléctrica, biomasa, eólica y energía solar fotovoltaica conectadas a la red de distribución no pueden funcionar en modo de regulación de voltaje.
- De acuerdo con 6.4.2-(2), nuevas plantas de generación en base a energías renovables se podrían

ubicar próximas a las cargas, por ejemplo: energía eólica y solar fotovoltaica. Puede ser difícil ubicar nuevas centrales de energía hidráulica y de biomasa cerca de las cargas pues depende de la ubicación del recurso.

- De acuerdo con 6.4.2-(3), la optimización de las instalaciones de distribución puede realizarse con el siguiente procedimiento:
 - a) Elaborar los estudios de interconexión eléctrica teniendo en cuenta las instalaciones eléctricas para la conexión de la central
 - b) Determinar la disminución (o aumento) de las pérdidas de potencia en los tramos de la red de distribución (alimentadores) comparándolas con el escenario de referencia (sin proyecto de energía renovable). Podría ser útil incluir un procedimiento práctico para calcular las pérdidas de potencia utilizando la información básica de los alimentadores de distribución y el proyecto de energía renovable.
 - c) En caso de aumento de las pérdidas de potencia, podría ser necesario refuerzos en el alimentador para disminuir las pérdidas y mantener las condiciones operativas (control de voltaje, calidad de energía, entre otros).
 - d) Es importante la actualización de las alternativas de distribución (nuevos alimentadores, cambio de conductores, etc.) cuando nuevas plantas de generación en base a energías renovables sean conectadas a las redes de distribución.

6.5 Recomendaciones sobre como promover la introducción de las energías renovables

Desde el punto de vista de las redes de distribución y transmisión se proporcionan recomendaciones sobre como promover la introducción de las energías renovables. Las recomendaciones son agrupadas en los siguientes tres aspectos:

- (1) Redes de transmisión
- (2) Redes de Distribución
- (3) Interconexión a las redes de transmisión y distribución

6.5.1 Recomendaciones relacionadas a las Redes de Transmisión

El marco regulatorio actual debería ser modificado para incluir los siguientes aspectos relacionados a las redes de transmisión:

- Plan de Expansión de la Transmisión

Actualmente el Plan de Expansión de la Transmisión se elabora para atender el crecimiento de la demanda e incorpora el Plan Indicativo de Expansión de la Generación realizado por el CNE. Para promover el desarrollo de energías renovables a pequeña escala en la extensión de todo el país, se recomienda la coordinación de los siguientes estudios:

- (1) Plan de expansión de la transmisión;

- (2) Plan de la distribución eléctrica; y
- (3) Plan de expansión de la generación para energía renovable en pequeña escala.

- Financiamiento de las inversiones en refuerzos de transmisión

Las inversiones en la transmisión se caracterizan por ser grandes y no siempre genera rentabilidad suficiente al transmisor. Los proyectos de generación que sean conectados a la red de transmisión normalmente deben invertir en la interconexión. En caso que la transmisión realice los refuerzos necesarios para la interconexión de nuevas centrales, el desarrollador del proyecto de generación debe garantizar que sus proyectos van a ser ejecutados. Una forma de garantizar que la inversión del transmisor no sea en vano será recomendar que el transmisor obtenga cartas fianzas del desarrollador del proyecto de generación con 80% del costo del proyecto. Otro punto importante es la mejora de la ley de servidumbre para agilizar los proyectos de transmisión relacionados a generación en base a energías renovables.

6.5.2 Recomendaciones relacionadas a las Redes de Distribución

El marco regulatorio debería ser modificado para incluir los siguientes aspectos relacionados a las redes de distribución:

- Clasificación de los proyectos de energías renovables como generación distribuida

La generación distribuida es definida como aquella conectada al sistema eléctrico a través de las redes de distribución (red primaria o secundaria). La generación distribuida no es planificada y no es despachada por el operador del sistema (UT para El Salvador). A diferencia de la generación convencional la generación distribuida se instala cerca de la demanda.

De acuerdo con la actual normativa no existe una clasificación de los proyectos de energías renovables respecto al concepto de generación distribuida. Este concepto se hace necesario para el fomento de proyectos de generación a pequeña escala conectados a las redes de distribución. Para esto se pueden crear mecanismos de incentivos relacionados con los beneficios que este tipo de generación trae a las redes de distribución (disminución de pérdidas eléctricas, mejora del perfil de voltaje, entre otros). También es importante analizar los problemas que conlleva la conexión de la generación distribuida en la red de distribución, por ejemplo, el problema de operación en islas no intencional provocado por una falla en la red de distribución.

- Normas técnicas de equipos

Los proyectos de energía renovables como solar FV y eólica no cuentan actualmente con normas técnicas de sus equipos para la interconexión eléctrica con las redes de distribución. Se recomienda que se establezcan normas técnicas de equipos para la interconexión eléctrica en media y baja tensión usando estándares técnicos mediante la adopción de normas técnicas para las redes de distribución de El Salvador.

- Avances en “Smart grids”

“Smart grids” puede ser definido como un conjunto de múltiples redes y múltiples empresas de generación de energía con múltiples operadores que emplean varios niveles de comunicación y coordinación en las redes de distribución. Con este concepto, consumidores residenciales comienzan a generar más electricidad eólica y solar, lo que les permite vender la energía sobrante a las empresas distribuidoras. El concepto de “smart grids” (o redes inteligentes) está generando la introducción de nuevas políticas en el sector eléctrico para la eficiencia del consumo de energía, la gestión a tiempo real de los flujos de energía y proporcionar la medición bidireccional necesaria para compensar a los productores locales de energía. Este nuevo paradigma está actualmente en etapa de investigación y existen diferentes pilotos como los proyectos E-Energy en Alemania.

La introducción del concepto de “smart grids” en El Salvador va a depender del grado de madurez de las tecnologías asociadas y de las normas técnicas a ser implementadas⁹.

6.5.3 Recomendaciones relacionadas con la Interconexión a las Redes de Transmisión y Distribución

La interconexión eléctrica de los proyectos de generación a las redes de transmisión y distribución de El Salvador debe cumplir con lo señalado en la “Norma Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso de Usuarios Finales a la Red de Transmisión” (SIGET, 2011). Existen problemas impuestos por esta normativa para el desarrollo de nuevos proyectos de generación basados en energías renovables. En la Tabla 6.5.1 se mencionan los problemas y recomendaciones que se pueden proponer al respecto.

Tabla 6.5.1 Problemas y Recomendaciones para Promover la Introducción de Energías Renovables relacionado con Norma Técnica de Interconexión de la SIGET

#	Problemas	Recomendaciones
1	<p>En el Art.6 se define como “pequeño generador” a todos productores de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cuya capacidad instalada sea menor o igual a 20 MW y cuya finalidad sea comercializar parte o la totalidad de su producción.</p> <p>Sin embargo, actualmente las normas técnicas están introduciendo la clasificación de generadores distribuidos. Estos se caracterizan por conectarse directamente a las redes de distribución, muy cerca de las cargas y no forma parte del despacho del mercado mayorista¹.</p>	<p>Incluir la clasificación de generadores distribuidos determinando una capacidad máxima (MW) y la definición de generación distribuida.</p> <p>No existe un consenso respecto a la capacidad máxima de los generadores distribuidos. La norma técnica IEEE² 1547-2003 define la generación distribuida como aquella con capacidad menor a 10 MVA.</p>
2	<p>En el Art. 46 se menciona que en el caso de pequeños generadores, el distribuidor al que se le solicita la interconexión podrá construir, modificar o adecuar toda la infraestructura eléctrica necesaria para garantizar el acceso al sistema de distribución. Los costos de dicha actividad serán considerados en la determinación del cargo de distribución quinquenal .</p> <p>Es importante considerar el beneficio que tiene el distribuidor cuando generadores distribuidos son conectados a sus redes, esto medido en reducción de pérdidas técnicas y mejora de los perfiles de voltaje.</p>	<p>Se necesita definir los beneficios técnicos que puede traer la conexión de un pequeño generador a las redes de distribución.</p> <p>Se propone establecer un procedimiento técnico general de cálculo de pérdidas eléctricas, el cual debe complementar la norma de comercialización³ para definir la asignación de cargos por pérdidas eléctricas.</p>

⁹ IEEE 2030 Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation with the Electric Power System (EPS), and End-Use Applications and Loads

3	<p>Los proyectos de generación que pretendan interconectarse a la red de distribución deben realizar los estudios necesarios señalados en el capítulo 4. Además, el Art. 47 señala que el distribuidor podrá solicitar información adicional, a fin de realizar los estudios que permitan establecer las condiciones de seguridad y operatividad de sus instalaciones.</p> <p>En la práctica el distribuidor propone su propio procedimiento para la interconexión de generadores a la red de distribución (por ejemplo, los procedimientos de interconexión de AES). Esto crea duplicidad de estudios e incrementa los tiempos de desarrollo de los proyectos.</p>	⇒	<p>Si bien las distribuidoras conocen mejor los problemas técnicos de la interconexión, los procedimientos de interconexión propuestos por las distribuidoras deben ser revisados y regulados por la SIGET.</p> <p>Para evitar la duplicidad de estudios se propone que el Art. 43 literal i) haga mención que los estudios señalados en el capítulo 4 son referenciales y que finalmente los estudios necesarios serán definidos en procedimientos de interconexión con información de la distribuidora y revisión de la SIGET.</p>
4	<p>En algunos casos el desarrollador de proyectos de generación que se interconectan a la red de distribución opta por que el departamento de ingeniería de la misma distribuidora realice los estudios, no un consultor, para elimina el proceso de revisión.</p>	⇒	<p>Es importante que el desarrollador permita que las consultoras realicen los estudios porque no siempre el distribuidor tiene los recursos suficientes para resolver los nuevos problemas de la interconexión. Esto también incentiva el desarrollo de nuevas capacidades en los recursos humanos existentes en El Salvador.</p> <p>En este caso SIGET podría establecer mecanismos de simplificación de procesos en la revisión.</p>
5	<p>Los posibles estudios para la interconexión de generadores en las instalaciones de distribución son: Flujo de Carga, Cortocircuito, Coordinación de Protecciones, Transitorio Electromagnético y Estabilidad Transitoria.</p> <p>Comúnmente los procedimientos de interconexión de la distribuidora incluyen todos estos estudios, sin excluir ninguno, y algunos adicionales. Al respecto, no existe un criterio para distinguir cuales estudios son necesarios para los pequeños proyectos de generación o cuando éstos operaran como generación distribuida.</p>	⇒	<p>El estudio de la AEA⁴ del 2011 propone hacer menos rigurosos los estudios de aquellos generadores cuya potencia máxima de inyección prevista es 10% de la capacidad de la subestación.</p> <p>Los pequeños proyectos de generación menores a 5 MW no requieren de estudios de transitorio electromagnético y de estabilidad transitoria, debido que el impacto de estos generadores a la red eléctrica completa es mínimo comparado con unidades de generación convencional (mayores a 20 MW).</p> <p>En el caso de proyectos relacionados con fuentes de energía inestables (energía eólica y solar FV), se deben incluir estudios de armónicos, debido que estas unidades de generación se basan en convertidores estáticos.</p> <p>En el caso que el proyecto opere como generación distribuida es importante incluir el estudio relacionado con la operación en islas no intencional.</p>

Referencias:

- 1 – Network integration of distributed power generation (P. Dondi, Journal of Power Sources, 2002).
- 2 – IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems (IEEE STD 1547, 2003)
- 3 – Reglamento aplicable a las Actividades de Comercialización de Energía Eléctrica (Decreto Ejecutivo No.90, Noviembre 2000)
- 4 – Estudio y Propuesta del Marco Regulatorio para la Promoción de Energías Renovables en El Salvador (AEA-CNE, Agosto 2011).

Con respecto al No. 1 de la Tabla 6.5.1, el apéndice A (Evaluación de la capacidad de generación distribuida) muestra que capacidad máxima de la generación distribuida es aproximadamente 5 MVA en El Salvador. Este valor es recomendable considerando que se podría considerar la utilización de la norma técnica IEEE3 1547-2003 (IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems), la cual abarca la conexión de generadores distribuidos con capacidad menor a 10 MVA.

Con respecto al No. 2 de la Tabla 6.5.1, el apéndice B muestra el Procedimiento de cálculo de pérdidas eléctricas para establecer el beneficio de la conexión de generadores en sistemas de distribución. Este procedimiento se basa en la conexión de un generador distribuido y los sistemas de distribución que están relacionados con los cargos por pérdidas eléctricas.