

DECRETO SUPREMO QUE APRUEBA EL REGLAMENTO DE LA LEY N° 28749, LEY GENERAL DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

Decreto Supremo N° 018-2020-EM

CONSIDERANDO:

Que, mediante Ley N° 28749, se aprueba la Ley General de Electrificación Rural, con el objeto de establecer el marco normativo para la promoción y el desarrollo eficiente y sostenible de la electrificación de zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del país;

Que, mediante Decreto Supremo N° 025-2007-EM, se aprueba el Reglamento de la Ley General de Electrificación Rural, el cual tiene por objeto reglamentar el marco normativo para la promoción y el desarrollo eficiente y sostenible de la electrificación de zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del país;

Que, mediante Decreto Legislativo N° 1207, Decreto Legislativo que modifica la Ley General de Electrificación Rural, se modificó los artículos 3, 6, 9, 10, 14, 15 y 18 de la referida Ley, con la finalidad de garantizar la ampliación efectiva de la frontera eléctrica en el ámbito nacional, y el abastecimiento de un servicio público de electricidad con estándares de calidad, seguridad y sostenibilidad en beneficio de las poblaciones menos favorecidas del país;

Que, de acuerdo a la primera disposición final del Decreto Legislativo N° 1207, corresponde al Ministerio de Energía y Minas elaborar las normas reglamentarias que correspondan;

Que, atendiendo a las modificaciones efectuadas a la Ley General de Electrificación Rural por el Decreto Legislativo N° 1207, corresponde aprobar un nuevo Reglamento de la Ley General de Electrificación Rural, con la finalidad de establecer las disposiciones reglamentarias para el planeamiento, financiamiento, ejecución, derechos eléctricos, transferencia de las obras, y proyectos de usos productivos de la electricidad;

Que, en lo que respecta a los temas referidos al planeamiento de las inversiones de los Sistemas Eléctrico Rural (en adelante, SER), y los usos productivos de la electricidad, el nuevo Reglamento de la Ley General de Electrificación Rural, busca optimizar el proceso de planificación, mediante la ampliación de los objetivos del Plan Nacional de Electrificación Rural (en adelante, PNER), la definición de los alcances del componente de largo y mediano plazo del PNER, el establecimiento de los lineamientos generales para la formulación, elaboración, aprobación y actualización del PNER, y modificación de los criterios de priorización para la incorporación de los proyectos en el PNER;

Que, con relación a los recursos y financiamiento de los proyectos de electrificación rural, se amplía la lista de proyectos cuya ejecución se efectúa con cargo a los recursos de electrificación rural, y se incluyen disposiciones orientadas a establecer el procedimiento para solicitar y evaluar el financiamiento de las inversiones calificadas

como SER de usos productivos, obras destinadas a superar deficiencias por incumplimiento de las normas técnicas, y los costos de operación y mantenimiento de los proyectos renovables no convencionales;

Que, en lo referido a la implementación de los proyectos previstos en el PNER, el nuevo Reglamento de la Ley General de Electrificación Rural ha previsto las entidades responsables de las fases del ciclo de inversión de un proyecto de inversión pública a las que se refiere el Decreto Legislativo N° 1252, Decreto Legislativo que crea el Sistema Nacional de Programación Multianual y Gestión de Inversiones y su reglamento, medidas de simplificación del proceso de aprobación de los proyectos de electrificación rural por Invierte.pe a través de la utilización de fichas estándar; y, las condiciones para iniciar la ejecución de los proyectos o encargar su ejecución a las empresas de distribución eléctrica, la Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. (en adelante, ADINELSA) o la Dirección General de Electrificación Rural;

Que, con la finalidad de procurar que la ejecución de los proyectos y obras del PNER puedan ser efectuadas en forma oportuna, el nuevo Reglamento de la Ley General de Electrificación Rural, prevé un régimen especial y simplificado para obtener los derechos eléctricos cuya emisión corresponde al Ministerio de Energía y Minas, consistente en la aprobación automática de la calificación de los SER y la Concesión Eléctrica Rural, una vez cumplidas las fases de formulación y evaluación del proyecto de inversión pública; y, requisitos flexibles para el establecimiento de servidumbres;

Que, para asegurar la operación eficiente de las obras ejecutadas por el Estado, se establece disposiciones para el desbloqueo burocrático para la transferencia de los SER ejecutados por la DGER, Gobiernos Regionales y Gobiernos Locales, a ADINELSA y las empresas de distribución eléctrica en el ámbito del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (en adelante, FONAFE);

Que, adicionalmente, se ha incluido disposiciones para ejecutar las ampliaciones o refuerzos de las instalaciones eléctricas de los SER que vienen incumpliendo las normas técnicas vigentes, eliminar la venta o facturación en bloque de energía y medidas transitorias para implementar el sistema de medición individual, transferencia de los activos los SER en operación administrados por ADINELSA o que aún se encuentran en propiedad del Ministerio de Energía y Minas, ejecución de instalaciones eléctricas domiciliarias con cargo de los recursos de electrificación rural, entre otras;

Que, de conformidad con lo dispuesto por el numeral 8) del artículo 118 de la Constitución Política del Perú; la Ley N° 29158, Ley Orgánica del Poder Ejecutivo; la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural; la Ley N° 30705, Ley de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas; y el Decreto Supremo N° 031-2007-EM que aprueba el Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas;

DECRETA:

Artículo 1.- Objeto

Apruébese el Reglamento de la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural, que forma parte integrante del presente Decreto Supremo, el mismo que consta de diez (10) Títulos, setenta (70) artículos, once (11) Disposiciones Complementarias Finales, tres (3) Disposiciones Complementarias Transitorias.

Artículo 2.- Refrendo

El presente Decreto Supremo es refrendado por la Ministra de Economía y Finanzas y la Ministra de Energía y Minas.

Artículo 3.- Financiamiento

La implementación de la presente norma, se financia con cargo al presupuesto institucional de las entidades involucradas, sin demandar recursos adicionales al Tesoro Público.

Artículo 4.- Publicación

El presente Decreto Supremo y el Reglamento aprobado en el artículo 1 precedente, se publican en el Portal del Estado Peruano (www.gob.pe), y los Portales Institucionales del Ministerio de Economía y Finanzas (www.gob.pe/mef) y del Ministerio de Energía y Minas (www.gob.pe/minem) el mismo día de su publicación en el diario oficial El Peruano.

DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA DEROGATORIA

Única. Derogación

Deróguese el Decreto Supremo N° 025-2007-EM, Reglamento de la Ley General de Electrificación Rural, modificado por el Decreto Supremo N° 042-2011-EM; y, el Decreto Supremo N° 033-2015-EM, que establece los criterios y procedimientos para el financiamiento de la ejecución de proyectos de electrificación rural de las empresas de distribución eléctrica en el ámbito de FONAFE y ADINELSA.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los trece días del mes de julio del año dos mil veinte.

MARTÍN ALBERTO VIZCARRA CORNEJO

Presidente de la República

SUSANA VILCA ACHATA

Ministra de Energía y Minas

MARÍA ANTONIETA ALVA LUPERDI

Ministra de Economía y Finanzas

REGLAMENTO DE LA LEY N°28749. LEY GENERAL DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

TÍTULO I

DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1.- Objeto

El presente dispositivo normativo tiene por objeto reglamentar la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural, para la promoción, el desarrollo eficiente y sostenible de la electrificación en zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del país.

Artículo 2.- Ámbito de aplicación

El presente Reglamento se aplica a las personas naturales o jurídicas, privadas o públicas, que realicen actividades relacionadas con los Sistemas Eléctricos Rurales en el ámbito nacional.

Artículo 3.- Acrónimos y referencias

3.1. En el Reglamento se emplean los siguientes acrónimos y referencias:

- a) **ADINELSA:** Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A.
- b) **CNE:** Código Nacional de Electricidad-Suministro 2011.
- c) **CER:** Concesión Eléctrica Rural.
- d) **DGE:** Dirección General de Electricidad.
- e) **DGER:** Dirección General de Electrificación Rural.
- f) **EDE:** Empresa de Distribución Eléctrica.
- g) **FONAFE:** Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado.
- h) **LEY:** Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural.
- i) **LCE:** Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.
- j) **NTCSE:** Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos aplicable a los Sistemas Eléctricos Rurales
- k) **TUO de la LPAG:** Decreto Supremo N° 004-2019-JUS, Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444 - Ley del Procedimiento Administrativo General.
- l) **MINEM:** Ministerio de Energía y Minas.
- m) **OSINERGMIN:** Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.
- n) **PNER:** Plan Nacional de Electrificación Rural.
- o) **RER:** Recursos Energéticos Renovables.
- p) **REGLAMENTO:** Reglamento de la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural.

q) **RLCE:** Decreto Supremo N° 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

r) **SER:** Sistema Eléctrico Rural.

s) **SIER:** Sistema de Información de Electrificación Rural.

t) **SPE:** Servicio Público de Electricidad.

u) **SUNAT:** Superintendencia Nacional de Aduanas y de Administración Tributaria.

v) **VAD:** Valor Agregado de Distribución.

w) **VNR:** Valor Nuevo de Reemplazo.

x) **ZRT:** Zona de Responsabilidad Técnica.

3.2. Cuando se mencione un artículo sin hacer referencia a norma alguna, está referido al REGLAMENTO.

Artículo 4.- Definiciones

4.1. Para la aplicación de lo dispuesto en el REGLAMENTO se debe considerar las siguientes definiciones:

1. **Concesionario:** Es el titular de la CER regulado en el REGLAMENTO.

2. **Programa de Uso Productivo:** Es el conjunto de Inversiones de Uso Productivo, que son incorporados en el PNER de acuerdo a lo establecido en el presente REGLAMENTO. La DGER establece los criterios para calificar las cargas de usos productivos y los equipamientos eléctricos mediante el cual se desarrolla las actividades económicas.

3. **Proyectos de Uso Productivo:** Son inversiones que requieren equipamiento eléctrico para desarrollar actividades económicas productivas de bienes y servicios por usuarios rurales, con el fin de contribuir al incremento de la demanda rural.

4. **Sistemas Eléctricos Rurales:** Son aquellos sistemas eléctricos de transmisión y distribución desarrollados en zonas rurales, localidades aisladas, de frontera del país y de preferente interés social, de acuerdo a lo establecido en el REGLAMENTO. También incluye la generación en sistemas aislados.

5. **Suministros Convencionales:** Son los suministros de energía eléctrica brindados por un SER conectado a una fuente de generación convencional aislada, térmica o hidráulica, o al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) que es atendido por sistemas de generación convencionales y por redes de transmisión y/o distribución eléctrica.

6. **Suministros No Convencionales:** Son los suministros de energía eléctrica brindados por un SER que utiliza, parcial o totalmente, RER no convencionales como fuente de generación eléctrica, tales como, energía solar, energía eólica, biomasa, energía hidráulica, entre otros.

Artículo 5.- Lineamientos

La acción del Estado en materia de electrificación rural se rige por los siguientes lineamientos:

1. Complementariedad

El desarrollo de las inversiones de electrificación rural se enmarca en la acción coordinada y complementaria con otros sectores del Gobierno Nacional, Gobiernos Regionales, Gobiernos Locales, EDE, ADINELSA, inversionistas u otros agentes del sector privado, estableciendo objetivos comunes destinados al desarrollo socioeconómico de las zonas rurales.

2. Subsidiariedad

En la electrificación rural, el Estado asume su papel subsidiario a través de la ejecución y/o el financiamiento de los SER en el marco de la utilización eficiente de los recursos económicos, así como, su papel promotor de la participación privada, de acuerdo a la normatividad sobre la materia; y, otras actividades de uso productivo que permitan cumplir con la sostenibilidad del servicio eléctrico rural, así como eliminar las barreras de acceso y uso del servicio eléctrico.

3. Desarrollo económico sostenible

Coadyuvar al desarrollo socioeconómico, promoviendo el uso eficiente y uso productivo de la electricidad con el consecuente incremento de la demanda, a fin de contribuir y garantizar la sostenibilidad económica de los SER, sin afectar el medio ambiente.

4. Adecuación y diversificación tecnológica

Los SER deben estar diseñados para atender de forma eficiente la demanda rural con tecnologías de generación eléctrica eficientes, así como, con la utilización de infraestructura eléctrica con tecnológica moderna y económicamente viable, la que es evaluada de forma integral considerando aspectos de calidad del servicio, y que dé una señal eficiente de Largo Plazo.

Artículo 6.- Sistemas Eléctricos Rurales

6.1. Los SER a los que se refiere el artículo 3 de la LEY son todas las instalaciones eléctricas ubicadas fuera de una zona de concesión otorgada en el marco de la LCE, que sirven para abastecer al SPE según lo establecido en el artículo 2 de la LCE, por su condición de necesidad nacional, utilidad pública y de preferente interés social.

6.2. El MINEM otorga la calificación de SER conforme al procedimiento establecido en el REGLAMENTO, la misma que puede incluir una o más de las instalaciones siguientes:

a) Sistemas eléctricos de transmisión y subestaciones eléctricas de potencia que alimenten a sistemas eléctricos rurales, los cuales deben estar incluidos en el Plan de Inversiones de Transmisión aprobado por Osinergmin o sus modificatorias.

b) Redes de media tensión, subestaciones de distribución, redes de baja tensión, conexiones domiciliarias, con cualquier tipo de equipo de medición eléctrica. Asimismo, comprende la generación aislada renovable y no renovable necesaria para atender sistemas eléctricos de distribución aislados y/o autónomos y/o almacenamiento de energía para garantizar la continuidad y confiabilidad del servicio.

TÍTULO II

INTERVENCIÓN DEL ESTADO EN ELECTRIFICACIÓN RURAL

Artículo 7.- Planeamiento en electrificación rural

El MINEM, a través de la DGER, como órgano competente en electrificación rural, desarrolla el planeamiento en coordinación con la EDE responsable de la ZRT, ADINELSA, los Gobiernos Regionales y los Gobiernos Locales para contribuir a la ampliación de la frontera eléctrica rural y el desarrollo eficiente y sostenible de la electrificación rural. Para el desarrollo del planeamiento de la DGER, es necesario que la EDE, como concesionario responsable de la ZRT, remita el estudio de planeamiento elaborado dentro de su ZRT.

Artículo 8.- Financiamiento en electrificación rural

El MINEM, a través de la DGER, administra los recursos financieros asignados para la electrificación rural de conformidad con el artículo 7 de la LEY, lo cual implica ejecutar los SER y/o disponer la transferencia de recursos económicos para la ejecución de los SER, de conformidad con lo establecido en el artículo 19 del REGLAMENTO.

Artículo 9.- Ejecución de las inversiones de electrificación rural

9.1. La DGER, la EDE bajo el ámbito de FONAFE responsable de la ZRT y/o ADINELSA ejecutan las inversiones de los SER conforme al REGLAMENTO.

9.2. Adicionalmente, la función ejecutora en electrificación rural, de acuerdo a lo establecido en el artículo 6 de la LEY, comprende también la ejecución de los SER por los Gobiernos Regionales, Gobiernos Locales y otros agentes, de acuerdo al PNER referido en la LEY y considerando la ZRT establecida en la LCE y el RLCE.

9.3. La función promotora en electrificación rural, de acuerdo a lo establecido en el artículo 6 de la LEY, comprende las etapas de planeamiento, diseño, inversión, construcción, operación y mantenimiento de los SER. Comprende además el mejoramiento de los SER existentes. Adicionalmente puede comprender el cambio tecnológico y/o mejoramiento de los SER existentes de las EDES bajo el ámbito de FONAFE y ADINELSA.

Artículo 10.- Promoción del uso productivo de la electricidad

La DGER debe implementar Programas de Uso Productivo, con la finalidad de contribuir al desarrollo socioeconómico de las ZRT e incrementar la demanda eléctrica.

Artículo 11.- Capacitación

11.1. La DGER, entre otras funciones, desarrolla actividades de capacitación, talleres de trabajo y de asistencia técnica dirigidas a consolidar la capacidad de gestión de los Gobiernos Regionales y los Gobiernos Locales en la elaboración de planes, proyectos y ejecución de obras de los SER.

11.2. Asimismo, desarrolla actividades de educación y capacitación en temas de uso eficiente, uso productivo y energías renovables a los usuarios y pobladores de las zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del país.

TÍTULO III

PLANIFICACIÓN EN ELECTRIFICACIÓN RURAL

Artículo 12.- Plan Nacional de Electrificación Rural

12.1. El PNER constituye un instrumento vinculante para la acción del Estado en sus diferentes niveles y para los inversionistas privados que requieran del subsidio para la ejecución de los SER.

12.2. El PNER tiene dos componentes definidos, conforme a lo siguiente:

a) **Componente a Largo Plazo:** Es el componente del PNER que establece, en un horizonte de planeamiento de diez (10) años, las políticas, objetivos y estrategias del MINEM; y las metodologías para el desarrollo ordenado y priorizado de la electrificación rural en el Largo Plazo, el cual es un instrumento indicativo para la acción del Estado e incluye la identificación de las áreas de crecimiento potencial de la demanda eléctrica, a fin de mejorar la calidad de vida de la población rural y la promoción de usos productivos de la electricidad. Se actualiza luego de transcurridos cinco (5) años de aprobado el PNER, pudiendo la DGER proponer de forma sustentada su actualización por un plazo menor, en caso se presenten las condiciones definidas por la DGER.

b) **Componente a Mediano Plazo:** Es el componente del PNER que orienta la acción del Estado, el cual contiene la relación de las inversiones, Programas de Uso Productivo, así como, sus fuentes de financiamiento, que tienen prioridad para su ejecución en los próximos tres (3) años para el desarrollo ordenado y priorizado de la electrificación rural en el mediano plazo. Se actualiza en el año siguiente a la aprobación del PNER.

Artículo 13.- Objetivos del Plan Nacional de Electrificación Rural

El PNER tiene los siguientes objetivos:

1. Establecer las políticas, estrategias y la metodología para el desarrollo ordenado y priorizado de la electrificación rural.

2. Prever la ejecución del SER que utilicen tecnologías adecuadas que optimicen sus costos y la calidad del servicio con la finalidad de lograr el uso del suministro eléctrico y acceso universal, vía la ampliación de la frontera eléctrica rural y fomentando el aprovechamiento de fuentes de energía renovables con sistemas de generación distribuidas en las redes de distribución eléctrica y almacenamiento de energía eléctrica.

3. Prever la ejecución de las inversiones para reforzar, ampliar, remodelar o mejorar la infraestructura eléctrica existente para abastecer cargas eléctricas rurales con la finalidad de mejorar la calidad y sostenibilidad del servicio.

4. Impulsar mediante la electrificación rural el desarrollo socioeconómico sostenible de las zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del país, a fin de mejorar la calidad de vida de la población residente en dichas zonas, promoviendo el uso eficiente y productivo de la electricidad.

5. Contar con información suficiente, confiable y oportuna de las inversiones de electrificación rural de las diversas entidades y empresas que tienen a su cargo su desarrollo, a fin de optimizar el uso de los recursos presupuestales en los diferentes niveles de gobierno en el ámbito nacional y promover la participación del sector privado, mediante los mecanismos establecidos por la normativa sobre la materia.

6. Desarrollar Proyectos de Uso Productivo de la electricidad, contando para ello con la participación de las EDE, las cuales deben remitir al MINEM, sus Programas de Uso Productivo a desarrollar dentro de su ZRT, de acuerdo al Procedimiento que para tal fin aprueba la DGER.

Artículo 14.- Formulación, elaboración y aprobación del Plan Nacional de Electrificación Rural

14.1. La DGER es la encargada de formular y elaborar el PNER en concordancia con las políticas sectoriales y las estrategias de desarrollo y optimización de la matriz energética, teniendo en cuenta el planeamiento elaborado por las EDE responsables de la ZRT.

14.2. Los Gobiernos Regionales, los Gobiernos Locales y los agentes que desarrollan actividades vinculadas a la electrificación rural, tienen la obligación de informar al MINEM sus planes destinados a la ampliación de la frontera eléctrica rural.

14.3. La EDE, ADINELSA, los Gobiernos Regionales, los Gobiernos Locales y los agentes que desarrollan actividades vinculadas a la electrificación rural deben informar sobre las inversiones en reforzamiento de las instalaciones eléctricas que permitan dar acceso a las nuevas inversiones de electrificación rural para cumplir con los niveles de calidad del servicio eléctrico exigidos en la NTCSE.

14.4. La DGER propone la cartera de Proyectos de Usos Productivos de la Electricidad a ser incluidos dentro del PNER, tomando en consideración los Programas de Uso Productivo elaborados por las EDE dentro de su ZRT, ADINELSA y las propuestas de los Gobiernos Regionales y Gobierno Locales, y otros agentes.

14.5. Los componentes del PNER contienen, como mínimo, la información siguiente:

1. Componente a Largo Plazo:

a) Identificación de las áreas susceptibles de electrificar, con crecimiento potencial de la demanda eléctrica, en especial con relación a mejorar la calidad de vida de la población rural.

b) Identificación de las zonas geográficas susceptibles de beneficiarse con los programas de uso productivo.

c) Ubicación de la población involucrada en las áreas identificadas y principales características socio económicas.

d) Estimación del coeficiente de electrificación alcanzable con las zonas rurales identificadas y del incremento potencial de la demanda eléctrica por el uso productivo de la electricidad.

e) Estrategia para la promoción del uso eficiente y uso productivo de la electricidad en coordinación con los sectores involucrados para su implementación.

f) Potencial impacto de la electrificación de las zonas identificadas en la matriz energética.

2. Componente a Mediano Plazo:

a) La relación de los SER que se ejecuta anualmente contiene el siguiente detalle:

i. La ubicación de las inversiones y la población beneficiada.

ii. Los montos de inversión proyectados y su fuente de financiamiento.

iii. Plazo estimado de inicio y culminación de obras.

iv. Identificación del responsable que formula y del que ejecuta los SER.

b) La relación de las zonas geográficas que comprenden los Proyectos de Uso Productivo de electricidad contiene el siguiente detalle:

i. La ubicación de las inversiones y la población beneficiada.

ii. Los montos de inversión proyectados y su fuente de financiamiento.

iii. Plazo estimado de inicio y culminación de la inversión.

iv. Identificación del responsable que formula y del que ejecuta la inversión.

14.6. A efectos de obtener la información necesaria para la formulación y elaboración del PNER, se realizan las siguientes actividades:

1. Componente a Largo Plazo:

a) Realizar un estudio para la identificación de las áreas susceptibles de electrificar, incluyendo trabajo de campo y de gabinete para evaluar y establecer:

i. Crecimiento potencial de la demanda eléctrica, teniendo en consideración los indicadores para mejorar la calidad de vida de la población rural y uso productivos de la zona.

ii. Ubicación de la población involucrada en las áreas identificadas y principales características socio económicas.

iii. Estimación del coeficiente de electrificación rural a nivel nacional y por departamentos.

b) Evaluar el potencial impacto de la electrificación de las zonas identificadas en la matriz energética, utilizando indicadores de impacto en la calidad de vida de los pobladores beneficiarios.

c) Realizar un estudio para la identificación de las áreas susceptibles de implementar los Programas de Uso Productivo, incluyendo trabajo de campo y de gabinete para evaluar y establecer lo siguiente:

i. Crecimiento potencial de la demanda eléctrica por la implementación de Proyectos de Uso Productivo de la zona.

ii. Ubicación de las zonas geográficas identificadas y principales características socio económicas.

iii. Estimación del incremento potencial de la demanda eléctrica por el uso productivo de la electricidad.

iv. Estimación del retorno de la inversión económica y social.

v. Otros que se considere en el Procedimiento de la DGER.

2. Componente a Mediano Plazo:

a) La EDE responsable de la ZRT remite sus propuestas de planes de expansión del servicio eléctrico rural en su ZRT, en la oportunidad establecida en el Procedimiento aprobado por la DGER.

b) La EDE responsable de la ZRT remite sus propuestas de Proyectos de Uso Productivo en su ZRT, en la oportunidad establecida en el Procedimiento aprobado por la DGER.

c) Se realiza el análisis y evaluación de la concordancia de los planes de expansión propuestos con el Componente a Largo Plazo.

d) Los planes de expansión antes referidos deben considerar los SER para el reforzamiento, la remodelación o el mejoramiento de la infraestructura eléctrica existente y/o la ampliación de la frontera eléctrica rural; asimismo, debe recoger las iniciativas de inversión en electrificación rural de los Gobiernos Regionales y Gobiernos Locales en el ámbito de su ZRT, de ser el caso.

e) La DGER debe evaluar las inversiones propuestas e identificarlas, de acuerdo a los criterios de priorización establecidos en el artículo 15 del REGLAMENTO, que permita determinar la cartera de inversiones que cumplan con el objetivo de ampliar el coeficiente de electrificación rural y mejorar la calidad del servicio eléctrico.

f) La DGER debe evaluar los Proyectos de Uso Productivo de la electricidad, de acuerdo a los criterios de priorización establecidos por la DGER, que permita determinar la cartera de inversiones que cumplan con el objetivo de fomentar el uso productivo de la electricidad.

14.7. Para la aprobación del PNER, corresponde a la DGER realizar las siguientes acciones:

a) Remitir el proyecto de PNER que contenga, entre otros, las inversiones de electrificación y de uso productivo de la electricidad, a la EDE responsable de cada ZRT a fin de que emita su opinión técnica en el plazo máximo de veinte (20) días hábiles. De no responder en el plazo señalado, se entiende que la EDE ha brindado su opinión favorable. En caso la EDE emita opinión no favorable o formule observaciones al proyecto de PNER, la DGER evalúa la opinión emitida por la EDE conforme al procedimiento que para tal efecto se establezca.

b) Elaborar un Informe Técnico que contenga y sustente, como mínimo, la evaluación efectuada sobre la base de los criterios de priorización del artículo 15 del REGLAMENTO; de cara al componente de mediano plazo del PNER.

14.8. El PNER es aprobado por Resolución Ministerial durante los primeros quince (15) días hábiles del mes de junio y entra en vigencia al año siguiente de aprobado. La Resolución Ministerial es publicada en el diario oficial “El Peruano” y el PNER es difundido en el portal institucional del MINEM y de la DGER a partir del día siguiente de su publicación.

14.9. La aprobación y actualización de los Componentes a Largo y Mediano Plazo se rigen por el Procedimiento aprobado por la DGER, en el cual se establece los plazos, responsabilidades y etapas. Dicho Procedimiento considera la participación obligatoria de la EDE de la respectiva ZRT.

Artículo 15.- Criterios de priorización

15.1. Los criterios mínimos para la priorización de nuevas inversiones a incorporarse en el Componente a Mediano Plazo del PNER son los siguientes:

- a) Coeficiente de electrificación rural.
- b) Índice de pobreza.
- c) Uso productivo de la electricidad.
- d) Utilización de energías renovables.

15.2. Mediante Resolución Ministerial, a propuesta de la DGER, se puede incorporar criterios adicionales y se establece la metodología para la ponderación de cada criterio o coeficiente.

Artículo 16.- Sistema de Información de Electrificación Rural

16.1. El SIER constituye la fuente de información estadística oficial para el planeamiento, ejecución, puesta en operación comercial y transferencia de las inversiones y obras de electrificación rural y del índice de cobertura eléctrica en el ámbito nacional en electrificación rural.

16.2. La DGER es responsable de operar y mantener actualizado permanentemente el SIER.

16.3. El SIER contiene la relación de inversiones incorporadas al PNER y permite efectuar el seguimiento de los proyectos financiados por la DGER.

16.4. Los titulares de una CER están obligados a presentar al MINEM la información destinada a mantener actualizado el SIER y el Registro Único de Concesiones Eléctricas. Para tal efecto, el MINEM dicta las disposiciones correspondientes.

16.5. Las EDE y ADINELSA deben remitir al MINEM la información estadística, técnica, operativa y comercial relacionada con los SER y los Programas de Uso Productivo de la electricidad de acuerdo al procedimiento que para tal fin establezca la DGE en coordinación con la DGER.

TÍTULO IV

RECURSOS Y FINANCIAMIENTO DE LAS INVERSIONES PARA ELECTRIFICACIÓN RURAL

CAPÍTULO I

RECURSOS ECONÓMICOS PARA LA ELECTRIFICACIÓN RURAL

Artículo 17.- Recursos económicos para la Electrificación Rural

17.1. Los recursos a que se refieren los literales c), d), e), f), g) y h) del artículo 7 de la LEY, menos el monto específico destinado al Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados a que se refiere el artículo 30 de la Ley N° 28832, son transferidos por las entidades correspondientes al MINEM quien transfiere los recursos a la DGER para su administración.

17.2. El monto específico a que se refiere el párrafo precedente se transfiere directamente por las Empresas Aportantes a las Empresas Receptoras, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, aprobado por Decreto Supremo N° 069-2006-EM y sus modificatorias.

17.3. Para efecto de la transferencia al MINEM de los recursos a que se refiere el literal e) del artículo 7 de la LEY, el MINEM dentro de los tres primeros meses del año, informa a la SUNAT respecto a las empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras del sector eléctrico que durante el ejercicio gravable del año anterior hayan realizado actividades.

17.4. La SUNAT, dentro de los treinta (30) días hábiles siguientes a la fecha de vencimiento del plazo para presentar la declaración y efectuar el pago de regularización del Impuesto a la Renta correspondiente al ejercicio gravable del año anterior, informa a

la Dirección General del Tesoro Público del Ministerio de Economía y Finanzas respecto al monto de los recursos a los que se refiere el literal e) del artículo 7 de la LEY.

17.5. Determinados los recursos a que se refiere el literal e) del artículo 7 de la LEY, la Dirección General del Tesoro Público del Ministerio de Economía y Finanzas transfiere al MINEM dichos recursos, en seis (6) cuotas que se hacen efectivas mensualmente entre los meses de junio y noviembre de cada año.

17.6. El aporte referido en el literal h) del artículo 7 de la LEY constituye un cargo que las empresas eléctricas aplican en los recibos de los usuarios finales, libres y regulados, en función a su consumo mensual de energía. Las empresas eléctricas efectúan la transferencia correspondiente dentro de los veinte (20) días posteriores a la recaudación mensual. Para el cálculo de la transferencia se usa el Procedimiento de Aplicación del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados aprobado por OSINERGMIN. El saldo remanente que resulte de la aplicación de dicho procedimiento es transferido por las empresas eléctricas al MINEM.

17.7. En lo que respecta a la transferencia de los recursos a los que se refiere el literal i) del artículo 7 de la LEY, los saldos de balance de la Unidad Ejecutora N° 01 del MINEM se transfiere anualmente a la DGER para su correspondiente incorporación en el presupuesto en la oportunidad que se requiera. Dicha transferencia la realiza la Unidad Ejecutora N° 01 del MINEM, siempre y cuando no afecte los compromisos institucionales ni su normal funcionamiento.

17.8. Los excedentes de los recursos financieros que se originan al cierre del ejercicio presupuestal, a excepción de los provenientes de la aplicación de los literales a), b), f), g) e i) del artículo 7 de la LEY, deben considerarse en el presupuesto del siguiente ejercicio.

Artículo 18.- Destino de los recursos

18.1. De acuerdo a lo establecido en los artículos 8 y 9 de la LEY, los recursos económicos para la electrificación rural se destinan, conforme a los requisitos y procedimiento que establece el REGLAMENTO, de acuerdo a lo siguiente:

a) Ejecución de inversiones en electrificación rural y el otorgamiento de subsidios para la ejecución, ampliación, reforzamiento, remodelación y otros de los SER según la definición establecida en el artículo 6.

b) Ejecución de instalaciones eléctricas domiciliarias y conexiones eléctricas para cargas destinadas al uso productivo de electricidad.

c) Reforzar, ampliar, remodelar o mejorar la infraestructura eléctrica existente para abastecer a cargas eléctricas rurales, sean residenciales o de usos productivos de la electricidad, en la EDE vinculada al ámbito de FONAFE o en ADINELSA.

d) Subsanan observaciones de obras ejecutadas por los Gobiernos Regionales y Gobiernos Locales u otras entidades para abastecer cargas eléctricas rurales que no cumplan con el CNE, normas técnicas, ambientales, culturales, municipales u otra pertinente y sean observadas por la EDE a cargo de la ZRT donde se ubiquen las obras o los SER operados directamente por ADINELSA, según corresponda.

e) Cubrir los costos de operación y mantenimiento para las inversiones de suministro eléctrico rural a través de fuentes con RER ejecutados por la DGER o por las EDE bajo el ámbito de FONAFE.

f) Promocionar la inversión privada para la implementación de los SER.

g) Capacitación y educación de usuarios en las zonas rurales en el uso productivo de la electricidad.

h) Ejecución de proyectos de Uso Productivo de la electricidad, a través del financiamiento por un plazo de hasta diez (10) años del Proyecto de Uso Productivo seleccionados mediante el concurso al que hace referencia el REGLAMENTO.

i) Instalación de un conjunto o juego de instalaciones eléctricas domiciliarias a los usuarios rurales que no cuenten con dichas instalaciones, a través de la EDE responsable de la ZRT.

j) Actividades de capacitación técnica a los Gobiernos Regionales, Gobiernos Locales y otras entidades definidas por el MINEM.

18.2. Con excepción de lo establecido en los literales c), e), g), h) y j) del numeral 18.1 del artículo 18, el presente artículo se aplica al financiamiento de las inversiones en las ZRT de empresas públicas, áreas que se encuentran ubicadas fuera del ámbito de una concesión definitiva de distribución otorgada en concordancia con la LCE, así como, para construir y/o reforzar líneas primarias que permitan abastecer de electricidad a los SER, incluyendo aquellas líneas con una concesión definitiva de transmisión otorgada en concordancia con la LCE, independiente de su ubicación geográfica y topológica respecto de la concesión definitiva de distribución.

CAPÍTULO II

FINANCIAMIENTO DE LAS INVERSIONES DE ELECTRIFICACIÓN RURAL A TRAVÉS DE TRANSFERENCIAS FINANCIERAS

Artículo 19.- Financiamiento

19.1. El MINEM, mediante Resolución Ministerial, autoriza la transferencia financiera a favor de la EDE bajo el ámbito de FONAFE o de ADINELSA, con cargo al Presupuesto de la DGER.

19.2. Las inversiones en SER que se ejecuten con las transferencias de recursos serán registradas de acuerdo a las normas contables aplicables y políticas contables establecidas por FONAFE aplicables a dichas inversiones en las EDE y en ADINELSA.

Artículo 20.- Inversiones a financiar

Las transferencias a que se refiere el artículo precedente están destinadas a financiar las inversiones que cumplan con lo siguiente:

a) En el caso de nuevos SER, éstos deben corresponder a la ampliación de la frontera eléctrica en la ZRT correspondiente.

b) En el caso de sistemas eléctricos de transmisión secundaria y/o complementaria, se debe contemplar obras de ampliación o reforzamiento necesarias para garantizar el suministro de energía para las zonas rurales, localidades aisladas, localidades de frontera y de preferente interés social del país.

c) Respecto a la infraestructura existente para abastecer a cargas eléctricas rurales, sean residenciales o de uso productivo de la electricidad de las EDE bajo el ámbito de FONAFE o de ADINELSA, se financian obras de reforzamiento, ampliación, remodelación o mejora dirigidas a la confiabilidad, calidad, sostenibilidad y capacidad de los SER.

d) Inversiones relativas a mejorar la protección de los sistemas de distribución eléctrica, medición y/o automatización, con tecnología de comunicación o similares en los SER, sin ampliar su capacidad.

e) Inversiones de optimización, ampliación marginal, de reposición y de rehabilitación establecidas en el Decreto Legislativo N° 1252, o el que lo sustituya, siempre que estas instalaciones permitan atender nuevos SER fuera del área de concesión de la EDE bajo el ámbito de FONAFE o de ADINELSA.

f) El financiamiento correspondiente a los Proyectos de Uso Productivo que resulten seleccionados del concurso al que hace referencia el REGLAMENTO.

g) El financiamiento de la operación y mantenimiento de las inversiones de los RER.

h) El financiamiento total o parcial de contratos de colaboración empresarial, destinados a la implementación, ampliación o mejora del servicio eléctrico en la ZRT de la EDE bajo el ámbito del FONAFE y ADINELSA.

Artículo 21.- Solicitud de financiamiento

ADINELSA y la EDE vinculada al ámbito del FONAFE, para fines de ejecutar las inversiones, deben presentar la solicitud respectiva a la DGER, adjuntando los siguientes requisitos:

a) Identificación del solicitante, incluyendo domicilio legal y partida registral de inscripción, así como la información correspondiente del representante legal.

b) Para los casos señalados en las literales a), b) y c) del artículo precedente, deben acreditar que se haya declarado la viabilidad de la inversión o aprobado el respectivo expediente técnico. El costo de la inversión y los respectivos sustentos deben cumplir con la normativa del INVIERTE.PE- “Sistema Nacional de Programación Multianual y Gestión de Inversiones” y registrarse en los formatos correspondientes. Dichos sustentos deben cumplir con lo dispuesto en la regulación de la materia en electrificación rural, que incluye las características técnicas de la inversión.

c) Para el caso del literal b) del artículo precedente, las inversiones de transmisión secundaria y/o complementaria, deben estar aprobados en el Plan de Inversiones de Transmisión o sus modificatorias.

d) Para el caso del literal d) del artículo precedente, se debe presentar el Informe Técnico Económico de los equipos, materiales e instalación de las obras que se requiera para mejorar la infraestructura eléctrica existente que permita la confiabilidad, seguridad

y calidad del servicio eléctrico. Dicho informe debe contener, según corresponda, lo siguiente:

- i. Estudio de mercado
- ii. Optimización de equipos y materiales.
- iii. Optimización de topología eléctrica.
- iv. Cumplimiento de las normas de calidad.
- v. Cronograma de ejecución.

e) Para el caso del literal e) del artículo precedente, se registran con la documentación que requiere la normatividad sobre la materia, en el Banco de Inversiones.

f) Para el caso del literal f) y h) del artículo precedente, se debe presentar el respectivo plan de negocios que debe contener, como mínimo, los alcances, la descripción de la inversión que detalle sus características técnicas, el monto de la inversión y su rentabilidad.

g) Para el caso del literal g) del artículo precedente, se debe presentar el informe técnico-tarifario del OSINERGMIN.

h) Cronograma de ejecución, excepto para el caso descrito en el literal g) del artículo precedente.

Artículo 22.- Aprobación de la solicitud

a) La EDE bajo el ámbito de FONAFE o ADINELSA presenta la solicitud de transferencia de recursos ante la DGER, junto con los requisitos señalados en el artículo precedente para su evaluación técnica, presupuestal y legal.

b) La DGER realiza la evaluación técnica verificando el cumplimiento de lo establecido en las disposiciones del CNE y las normas técnicas de electrificación aplicables.

c) La DGER realiza la evaluación presupuestal al verificar que se cuenta con la disponibilidad presupuestal correspondiente, conforme a la normativa de la materia.

d) La DGER realiza la evaluación legal de la solicitud a efecto de determinar el cumplimiento de la normativa aplicable.

e) Con la opinión favorable de la DGER, previo informe técnico legal de las áreas correspondientes de la DGER, se remite la propuesta de Convenio de transferencia de recursos al Viceministerio de Electricidad para la continuación del trámite respectivo.

f) Una vez suscrito el Convenio, se tramita la Resolución Ministerial que autoriza la transferencia de recursos solicitada, la cual debe establecer los montos a ser transferidos, así como las empresas a las cuales se efectúa dicha transferencia. En anexo adjunto a la Resolución Ministerial se precisan las inversiones a ejecutar con las transferencias autorizadas.

g) Para el caso de Proyectos de Uso Productivo, el Convenio debe establecer que, una vez aprobado el Proyecto de Uso Productivo de la Electricidad, la EDE debe cumplir la función de recaudar el fondo de promoción de uso productivo para la ejecución del Proyecto de Uso Productivo, en el recibo de electricidad, en el tiempo definido por la DGER y considerando el límite de diez (10) años. La recaudación debe ser depositada en la cuenta correspondiente a los recursos para la electrificación rural.

Artículo 23.- Convenios

23.1. Los Convenios establecen como mínimo las normas vinculadas con su celebración, su objeto, el monto de inversión, los compromisos y responsabilidades de las partes, la vigencia del convenio, las causales de resolución, así como todas aquellas cláusulas que sean necesarias para el cumplimiento de su objeto.

23.2. El MINEM se encarga de ejecutar los mecanismos previstos en los convenios para solucionar cualquier controversia, especialmente relacionadas al incumplimiento del convenio, así como solicitar o ejecutar los mecanismos que aseguren el cumplimiento de éste, según corresponda. Para ello, debe aplicarse el trato directo como medio de solución de controversias, y ante la falta de un acuerdo, se debe recurrir a arbitraje de derecho.

Artículo 24.- Responsabilidades

24.1. La documentación presentada por el solicitante tiene el valor de declaración jurada y queda sujeta a fiscalización posterior, de acuerdo a lo establecido en el TUO de la LPAG.

24.2. La EDE bajo el ámbito del FONAFE o ADINELSA no pueden utilizar los recursos transferidos para un objeto distinto al establecido en el Convenio y la Resolución Ministerial respectiva, bajo responsabilidad.

24.3. Las empresas que reciben transferencias financieras deben informar a la DGER, durante los primeros diez (10) días hábiles de cada mes, los avances físicos y financieros de ejecución de tales recursos con relación a su cronograma de ejecución y a las disposiciones contenidas en los Convenios y/o adendas.

24.4. La DGER, a través de sus áreas correspondientes, realiza el seguimiento de los avances físicos y financieros de la ejecución de los recursos transferidos. Asimismo, la DGER puede realizar visitas de inspección en campo de manera inopinada.

Artículo 25.- Otorgamiento de recursos para superar deficiencias por incumplimiento de las normas técnicas

Para efectos de la aplicación del quinto párrafo del artículo 9 de la LEY, el otorgamiento de recursos para el reforzamiento de líneas, equipos de coordinación de protección eléctrica y/u otras obras o componentes requeridos para la subsanación de observaciones que plantee la EDE responsable de la ZRT a su cargo, causadas por el incumplimiento del CNE, normas técnicas, ambientales, municipales, y que afecten la calidad del servicio eléctrico u otro parámetro técnico, deben ser propuestas ante la DGER por la EDE, para aquellos sistemas en los cuales ellas sean titulares, administradoras y/u operadoras de los SER, y por ADINELSA, para aquellos SER en los cuales ella realice las funciones antes indicadas, debiendo en este último caso,

coordinarse con la EDE en caso el SER se ubique dentro de la ZRT de dicha empresa. Para ello, la EDE o ADINELSA, según corresponda, debe presentar los informes respectivos con el análisis técnico y la valorización económica correspondiente, los que deben contener como mínimo lo siguiente:

- a) Identificación del solicitante, incluyendo domicilio legal y partida registral de inscripción, así como la información correspondiente del representante legal.
- b) Diagnóstico de las condiciones operativas de los sistemas eléctricos involucrados.
- c) Análisis de cumplimiento de las normas técnicas y de calidad aplicables.
- d) Análisis técnico y económico de la solución técnica de mínimo costo.
- e) Plan y presupuesto total de obras e inversiones requeridas.
- f) Cronograma de obras.
- g) Documento que sustente la propiedad de la infraestructura.

Artículo 26.- Financiamiento de la operación y mantenimiento de las inversiones para los RER

26.1. Conforme al artículo 9 de la LEY, se financian los costos de operación y mantenimiento de los SER con Suministros No Convencionales.

26.2. Aquellas inversiones eléctricos rurales con fuente de energía RER no convencional, cuyas tarifas no cubran la totalidad de los costos de operación y mantenimiento, pueden ser financiados por los recursos para la electrificación rural. Para dicho fin, el OSINERGMIN debe emitir un informe técnico tarifario, debiendo la concesionaria alcanzar su información de costos.

26.3. La EDE bajo el ámbito del FONAFE o ADINELSA debe acreditar la operación del SER, a través del informe técnico respectivo. El empleo de los recursos debe ser sometido a supervisión por parte de la DGER en el marco de su competencia.

26.4. El trámite de la solicitud de financiamiento presentada por la EDE bajo el ámbito de FONAFE o ADINELSA se realiza conforme a lo establecido en los artículos 22, 23 y 24 del REGLAMENTO y adjuntando el informe técnico-tarifario del OSINERGMIN.

CAPÍTULO III

FINANCIAMIENTO PARA EL USO PRODUCTIVO DE LA ELECTRICIDAD

Artículo 27.- Procedimiento aplicable

27.1. Los recursos económicos para la educación y capacitación de los usuarios rurales, a fin de promover el uso productivo y eficiente de la electricidad, son presupuestados por el MINEM y administrados por la DGER. Para tal efecto, el MINEM puede coordinar con las entidades del gobierno nacional encargadas de promover el desarrollo socioeconómico sostenible de las zonas rurales del país.

27.2. Los recursos económicos para los programas de desarrollo de uso productivo de la electricidad y el mejor aprovechamiento de los recursos renovables pueden ser asignados bajo la modalidad de concursos, los cuales son conducidos por el MINEM con la asesoría de entidades especializadas en la materia.

27.3. Puede participar en estos concursos, tanto personas naturales como personas jurídicas con experiencia en actividades productivas.

27.4. Las bases de estos concursos son aprobadas por Resolución Directoral de la DGER.

27.5. Los perfiles de precalificación, los montos de financiamiento, factor de competencia y demás aspectos relacionados con los referidos programas se determinan conforme al procedimiento establecido por la DGER, el cual considera entre otros, la aplicación de criterios tales como retorno de la inversión, mayor consumo de electricidad, evaluación social e historial de pagos de consumo eléctrico.

Artículo 28.- Capacitación en Uso Eficiente, Uso Productivo y Energías Renovables

28.1. La finalidad de la capacitación es promover el uso eficiente y uso productivo de la electricidad, así como el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos renovables. La DGER presupuesta los recursos económicos requeridos para la capacitación de los usuarios en las zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del país.

28.2. Para la capacitación en Proyectos de Uso Productivos de la electricidad, la DGER puede coordinar con las EDE bajo el ámbito del FONAFE responsables de las ZRT, ADINELSA y las entidades del Gobierno Nacional y Local encargadas de promover el desarrollo socioeconómico sostenible de las zonas rurales del país.

28.3. La DGER puede establecer convenios con las universidades locales, instituciones profesionales, cámaras de comercio, y otras entidades vinculadas al sector productivo, para el cumplimiento del presente artículo.

Artículo 29.- Capacitación a Gobiernos Regionales y Gobiernos Locales y otras entidades

29.1 La finalidad de la capacitación a Gobiernos Regionales, Gobiernos Locales y otras entidades definidas por el MINEM, es consolidar la capacidad de gestión de ambos en la elaboración de planes, inversiones y ejecución de obras en electrificación rural, así como su seguimiento y control.

29.2 La DGER es responsable del desarrollo de dichas actividades de capacitación.

TÍTULO V

FORMULACIÓN Y EJECUCIÓN DE LAS INVERSIONES DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

Artículo 30.- Responsabilidades

30.1. La DGER, EDE, Gobierno Regional y Local, son responsables por cumplir las fases de programación multianual de inversiones, formulación y evaluación, ejecución y funcionamiento a las que hace referencia el Decreto Legislativo N° 1252, o el que lo sustituya, de las inversiones que presenten, según les correspondan. Para estos efectos, cada responsable utiliza de forma oportuna los mecanismos establecidos, entre otros, preferentemente las fichas técnicas o estudios de pre inversión a las que se refiere el Decreto Legislativo N° 1252 y su Reglamento o el que los sustituya, orientados a reducir los plazos de implementación de las inversiones aprobados en el PNER.

30.2. Una Inversión de electrificación rural que cuente con viabilidad puede ser continuado, respecto de la elaboración del Expediente Técnico o documento equivalente, por la DGER o por las EDE del ámbito de FONAFE, o por ADINELSA, teniendo en cuenta lo establecido en la normativa del Decreto Legislativo 1252, la LEY y el REGLAMENTO, así como aquellas normas que resulten aplicables.

30.3. En caso la EDE del ámbito de FONAFE, o ADINELSA continúe la Inversión referida en el párrafo precedente, se aplica lo establecido en el Capítulo II del Título IV respecto al procedimiento y financiamiento.

30.4. Las inversiones aprobadas por el PNER, o los que surjan por iniciativa privada, pueden ser desarrollados por los inversionistas o agentes privados, de conformidad con lo señalado en el artículo 6 de la Ley. Una vez construidos podrán ser transferidos a una EDE del ámbito del FONAFE o ADINELSA.

Artículo 31.- Encargo de ejecución de las inversiones

Por razones de eficiencia, urgencia y/o interés social, la DGER puede encargar a las EDE del ámbito del FONAFE o ADINELSA, la ejecución de las inversiones que hayan sido incluidos en el PNER, para lo cual se aplican las disposiciones sobre financiamiento establecidas en el Título IV del REGLAMENTO. Asimismo, las EDE del ámbito del FONAFE o ADINELSA, pueden encargar a la DGER la ejecución de las inversiones incluidas en el PNER, para lo cual la DGER evalúa su pertinencia y necesidad, aplicándose también las disposiciones sobre su financiamiento a que se refiere el Título IV del REGLAMENTO.

Artículo 32.- Ejecución de las inversiones

32.1. Los SER que se ejecuten dentro de la ZRT deben contar con la opinión técnica favorable de la EDE responsable de la ZRT respectiva, en la etapa de pre-inversión, la cual debe ser emitida en un plazo máximo de quince (15) días calendario contados desde el día siguiente de presentada la solicitud.

32.2. En la etapa de inversión, los estudios definitivos de los SER deben contar con la aprobación técnica de dichas EDE, la cual debe ser emitida en un plazo máximo de treinta (30) días calendario contados desde el día siguiente de presentada la solicitud.

32.3. Para ambos casos, de no emitirse opinión técnica favorable de parte de la EDE respectiva dentro de los plazos antes establecidos, se entienden por aprobados.

32.4. Por única vez, la EDE puede presentar observaciones dentro del plazo máximo establecido, el cual se reinicia luego de recibido el levantamiento de observaciones.

32.5. La aprobación técnica de las inversiones para el SER, por parte de las EDE, debe cumplir con las normas específicas de diseño y construcción, el CNE, los estándares correspondientes de calidad del servicio eléctrico rural, y demás normas aplicables a la electrificación rural.

Artículo 33.- Conexión del Sistema Eléctrico Rural

33.1. El libre acceso conlleva la obligación de parte de los titulares de los sistemas eléctricos, de permitir la conexión de las inversiones del SER. En dicho caso, los solicitantes deben efectuar las coordinaciones correspondientes, así como el intercambio de información necesario para efectuar la conexión eléctrica.

33.2. Las EDE responsables de la ZRT están obligadas a permitir la utilización de sus sistemas o redes por parte de los SER. En el caso que las instalaciones del SER requieran las ampliaciones o refuerzos de las instalaciones eléctricas implicadas, la EDE bajo el ámbito del FONAFE o ADINELSA deben solicitar a la DGER el financiamiento necesario para ejecutar dichas adecuaciones.

33.3. Durante el periodo de adecuación necesario para la ejecución de las obras necesarias de las instalaciones existentes de las EDE o ADINELSA, no resulta aplicable por dicho periodo, en las instalaciones que correspondan, la norma técnica de calidad. El periodo máximo de adecuación no puede superar el plazo de dieciocho (18) meses, contados desde la transferencia de los recursos económicos necesarios para las adecuaciones.

TÍTULO VI

TARIFA Y CRITERIOS SOBRE EL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS RURALES

Artículo 34.- Cálculo del Valor Agregado de Distribución del Sistema Eléctrico Rural

El VAD para los SER se fija conforme a lo establecido en la LCE y el RLCE, considerando adicionalmente los siguientes criterios:

a) El VAD de los SER incluye todos los costos de la conexión eléctrica de los usuarios domiciliarios y de los usuarios del Programa de Usos Productivos y considera un fondo de reposición de las instalaciones del SER. La conexión eléctrica puede considerar como mínimo tecnologías anti hurto, tecnología digital para la lectura y gestión comercial remota, u otra innovación tecnológica que busque la gestión eficiente de la comercialización de energía eléctrica.

b) Los costos de operación, mantenimiento y de gestión comercial del VAD de los SER, según el literal b), del numeral 14.2, del artículo 14 de la LEY, son los costos reales auditados, sujetos a un valor máximo que establece el OSINERGMIN en cada periodo regulatorio.

c) La determinación de las eficiencias de los costos de operación, mantenimiento y gestión comercial de los SER de las EDE, debe realizarse de acuerdo a la metodología del Análisis Envolvente de Datos (DEA). Para este efecto, el OSINERGMIN implementa mediante la emisión de un procedimiento las variables, insumos y productos, y otros criterios para la medición de eficiencia relativa y la determinación del valor máximo.

d) Las EDE deben implementar un sistema de costos basado en actividades para los SER, de acuerdo al procedimiento que para tal caso apruebe el OSINERGMIN, diferenciando en cada SER, las actividades de operación, mantenimiento, gestión comercial, los costos indirectos y otras actividades que desarrollen.

e) Las EDE que administran las SER, deben remitir información comercial y el registro contable al OSINERGMIN, según los formatos y medios que establezca el procedimiento del OSINERGMIN, el mismo que debe precisar los impulsores de costos “costs drivers” que permitan la asignación correcta de los costos indirectos.

f) La auditoría a la que hace referencia el literal b) del numeral 14.2 de la LEY, debe dar cuenta de la asignación y correcta clasificación de los costos incurridos en los SER, así como de los costos indirectos. Las EDE deben alcanzar al OSINERGMIN los costos auditados a los SER, los mismos que deben ser remitidos en forma anual con cierre a diciembre de cada año.

Artículo 35.- Conexión a usuarios de uso productivo

La EDE o ADINELSA reporta anualmente la cantidad de nuevos suministros, los mismos que deben ser efectuados con medición en baja tensión, para clientes beneficiarios del Programa de Uso Productivo. Para tal fin, el OSINERGMIN define un factor de ajuste tarifario para incorporar dicho costo dentro del VAD de baja tensión de los SER.

Artículo 36.- Suministros No Convencionales

Tratándose de Suministros No Convencionales se aplican los siguientes criterios mínimos:

a) La tarifa eléctrica máxima permite la sostenibilidad económica de los Suministros No Convencionales y de los sistemas eléctricos a los cuales pertenecen, así como la permanencia en el servicio de los usuarios de estos sistemas.

b) La tarifa eléctrica máxima incorpora la anualidad del VNR considerando la tasa de actualización establecida por la LCE y la vida útil de los elementos necesarios para el suministro. Se considera un tiempo de vida útil de los Suministros No Convencionales de veinte (20) años.

c) La tarifa eléctrica máxima incorpora en el VNR los elementos necesarios para el suministro y, en aquellos casos en que la inversión sea financiada por el Estado, considera el Fondo de Reposición de dichos elementos. El Fondo de Reposición se determina a través del factor de reposición aplicable a la anualidad del VNR.

d) La tarifa eléctrica máxima para los diferentes tipos y opciones tarifarias que establezca el OSINERGMIN se expresa como un cargo fijo mensual.

Artículo 37.- Procedimiento para el cálculo de la tarifa para los SER

37.1. La determinación de la tarifa para el servicio eléctrico rural permite la sostenibilidad económica de la electrificación rural y la permanencia en el servicio por parte del usuario. El Precio a Nivel de Generación, el Precio en Barra de los Sistemas Aislados, los sistemas de transmisión y el VAD para electrificación rural se fijan conforme

a lo establecido en la LCE y el RLCE considerando las normas específicas establecidas por la LEY y el REGLAMENTO.

37.2. La tarifa eléctrica máxima determinada por el OSINERGMIN se calcula según el siguiente procedimiento:

a) El OSINERGMIN fija los factores de proporción aplicables a las inversiones efectuadas por el Estado, las EDE responsables de la ZRT u otras entidades. Los factores deben reflejar la proporción de inversiones efectuadas por las empresas u otras entidades.

b) Cuando las inversiones del SER están constituidas por el cien por ciento (100%) de los aportes del Estado, la anualidad del VNR se multiplica por el factor de reposición que corresponda.

37.3. Cuando las inversiones del SER están constituidas por aportes del Estado y de otras entidades, se procede de la siguiente forma:

a) El monto de retribución de la inversión se determina aplicando a la anualidad del VNR del SER el factor de proporción (fp) que refleja la proporción de inversiones de otras entidades.

b) El monto de reposición de la inversión se determina aplicando a la anualidad del VNR del SER el complemento del factor de proporción (1-fp) y luego se aplica el factor de reposición.

c) Se determina el monto total a partir de la suma de los montos de retribución y de reposición, más los costos de operación y mantenimiento.

37.4. Sobre la base de lo establecido en los numerales 37.1, 37.2 y 37.3 del presente artículo, se establece el VAD SER, el cual se pondera a nivel EDE responsable de la ZRT y se aplica a los SER.

37.5. El OSINERGMIN determina los medios, formatos y plazos para que las EDE presenten la información necesaria para fijar los factores de proporción mencionados.

37.6. En la tarifa eléctrica máxima de Suministros No Convencionales no se aplica la ponderación del VAD de los sistemas convencionales a nivel de cada EDE.

37.7. El VAD que recibe una EDE por brindar el acceso a sus instalaciones para la conexión de una inversión del SER, debe considerar la remuneración por el uso de dichas instalaciones eléctricas, de acuerdo al procedimiento que establezca el OSINERGMIN.

Artículo 38.- Aplicación de tarifa

La tarifa aplicable a los usuarios considera la tarifa eléctrica rural establecida según lo indicado en el artículo precedente, y la aplicación de la Ley N° 28307, Ley que modifica y amplía los factores de reducción tarifaria de la Ley N° 27510, Ley que crea el Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE), y la Ley N° 30319, Ley que adecúa los parámetros de aplicación del FOSE para los usuarios de los Sistemas Eléctricos Urbano-

Rural de los Sectores Típicos 4, 5 y 6, o los sectores Típicos equivalentes; y la Ley N° 30468, Ley que crea el Mecanismo de Compensación de la Tarifa Eléctrica Residencial.

Artículo 39.- Clasificación y Sector Típico del Sistema Eléctrico Rural

Las inversiones consideradas en el PNER y que sean ejecutados o financiados por la DGER, son calificados como SER o como un Sector de Distribución Típico SER, para efectos de la aplicación de la LCE y el RLCE.

La clasificación SER de las inversiones ejecutadas por otras entidades, es efectuada por la DGE, de acuerdo al procedimiento establecido en el REGLAMENTO.

TÍTULO VII

TRANSFERENCIA DE OBRAS Y SUMINISTROS

Artículo 40.- Objeto de la transferencia

Los SER financiados por el MINEM, a través de la DGER, son objeto de transferencia de activos a ADINELSA y en forma excepcional a favor de las EDE bajo el ámbito del FONAFE. Los activos a ser transferidos comprenden todas las instalaciones de las inversiones SER que se indican en el artículo 6 del REGLAMENTO, así como activos intangibles, tales como estudios, servidumbres, permisos, concesiones, calificación SER, o cualquier otro activo del SER. Asimismo, la DGER, puede transferir materiales y equipos electromecánicos disponibles en la DGER.

Las transferencias se formalizan mediante Resolución Ministerial.

Artículo 41.- Transferencia de activos

41.1. La transferencia de los SER ejecutados por la DGER se realiza a título gratuito a ADINELSA, y excepcionalmente a título gratuito a la EDE bajo el ámbito del FONAFE, por razones operativas, comerciales e interés social establecidas en la Resolución Ministerial.

41.2. Se transfiere a ADINELSA, las inversiones SER incluidos en el PNER, ejecutados por los Gobiernos Regionales y Gobiernos Locales a propuesta de estos últimos.

41.3. Previo a la aprobación de la Resolución Ministerial que formaliza la transferencia, debe seguirse el siguiente procedimiento:

a) La DGER, EDE bajo el ámbito del FONAFE y ADINELSA, constituirán obligatoriamente un comité de transferencia de obras, presidido por la DGER, para que un plazo no mayor de 150 días de culminada la ejecución de la obra se suscriba el Acta de Conformidad de Operación Experimental, el cual puede ser ampliado si la norma de la materia lo contempla. Cuando la transferencia de activos sea a la EDE bajo el ámbito del FONAFE, el comité de transferencia de obras debe ser conformado por la DGER y la EDE bajo el ámbito del FONAFE.

b) El comité inicia sus actividades luego de culminada la ejecución de la obra hasta la suscripción del Acta de Conformidad de Operación Experimental, constituyendo este

último acto, la entrega física de la obra a ADINELSA por parte de la DGER, o la EDE bajo el ámbito de FONAFE según corresponda. En dicho acto ADINELSA debe suscribir el convenio de administración, operación, mantenimiento y gestión comercial con la EDE bajo el ámbito del FONAFE de conformidad con lo establecido en el artículo 18 de la LEY.

41.4. ADINELSA o el MINEM, según sea el caso, puede transferir a título gratuito el SER, a solicitud de la EDE bajo el ámbito del FONAFE, antes del plazo de doce (12) años al que hace referencia el artículo 18 de la LEY. Una vez transferidos los activos a la EDE bajo el ámbito del FONAFE, se transfiere en esa misma oportunidad, el fondo de reposición que haya sido recaudado por ADINELSA.

41.5. El FONAFE, bajo responsabilidad, debe ejecutar las acciones administrativas necesarias, a efectos de efectivizar la transferencia de las obras, a favor de las EDE bajo su ámbito, conforme a lo establecido en el presente título.

41.6. De manera excepcional, por razones de eficiencia y continuidad en el servicio eléctrico, ADINELSA puede celebrar convenios de operación y mantenimiento con empresas privadas que desarrollan la actividad de distribución en la provincia donde se ubican los SER.

41.7. En la fecha de la suscripción del Acta de Conformidad de Operación Experimental de los SER, la DGER entrega la documentación técnica a ADINELSA o a la EDE bajo el ámbito del FONAFE. ADINELSA y las EDE, registra los SER de acuerdo con las normas contables aplicables y las políticas contables establecidas por FONAFE.

En un plazo de seis (6) meses, la DGER entrega la información financiera a ADINELSA o a la EDE bajo el ámbito del FONAFE, salvo que surjan controversias en la liquidación del contrato de obras, en cuyo caso dicho plazo se computa al término del proceso de solución de controversias, en última instancia, de ser el caso.

Artículo 42.- Criterios para la transferencia del Sistema Eléctrico Rural a las EDES

Para determinar la EDE a la cual se le transfiere el SER, cuando el MINEM lo considere pertinente, la DGER aplica los siguientes criterios de asignación:

a) El SER que se ubique en una provincia en cuyo ámbito se cuente con suministro de electricidad abastecido por una EDE del ámbito del FONAFE, se otorga a dicha EDE.

b) El SER que se ubique en dos o más provincias en cuyo ámbito se cuente con suministro de electricidad abastecido por dos EDE del ámbito del FONAFE, se otorga a aquella EDE que se encuentre relacionada eléctricamente como sistema o cuente con la mayor facilidad de acceso terrestre.

c) El SER que se ubique en una provincia en cuyo ámbito y ZRT no cuente con suministro de electricidad abastecido por una EDE del ámbito del FONAFE, se otorga a ADINELSA.

Artículo 43.- Criterios para la conversión de Suministros No Convencionales a un sistema de distribución convencional

Tratándose de Suministros No Convencionales de propiedad de la EDE bajo el ámbito del FONAFE o ADINELSA, en el caso que éstos pasen a ser abastecidos por un sistema convencional de distribución de energía eléctrica, las EDE del ámbito del FONAFE o ADINELSA, deben solicitar la Concesión Eléctrica Rural para desarrollar la actividad de distribución eléctrica con redes convencionales.

Artículo 44.- Obligaciones en la prestación del servicio público de electricidad

Una vez recibidos los activos por la EDE bajo el ámbito del FONAFE o ADINELSA, esta se encuentra sujeta al cumplimiento de las obligaciones establecidas en los artículos 31, 33 y 34 de la LCE, y en general todas aquellas establecidas para los titulares que desarrollan actividades eléctricas.

Las EDE o ADINELSA no deben vender o facturar en bloque la energía eléctrica a un grupo o conjunto de clientes del SER.

Excepcionalmente, la EDE puede aplicar reglas o criterios relacionados a la venta o facturación en bloque para clientes SER, en tanto se implemente el sistema de medición individual.

En el caso que, los usuarios pertenecientes a la SER, no cuenten con medición de energía eléctrica individual, que se señala en la excepción; la EDE bajo el ámbito del FONAFE o ADINELSA, deben solicitar los recursos económicos, con la finalidad que se instalen las conexiones domiciliarias que utilicen preferentemente tecnologías anti hurto, así como, tecnología digital para la gestión comercial. La implementación de dichos sistemas debe ser solicitada por la EDE dentro del plazo máximo de tres (3) meses contados a partir de la publicación del REGLAMENTO, y efectuada dentro del plazo de doce (12) meses, contados a partir del desembolso de los recursos económicos.

Artículo 45.- Transferencia de materiales y equipos a Gobiernos Regionales y Gobiernos Locales o de empresas privadas al MINEM

El MINEM puede transferir bajo la modalidad de donación materiales y equipos electromecánicos de los que eventualmente disponga a los Gobiernos Regionales y Gobiernos Locales o empresas privadas a favor del MINEM, las cuales se regirán por las disposiciones aplicables al Sistema Nacional de Abastecimiento creado por el Decreto Legislativo 1439, o el que lo sustituya.

TÍTULO VIII

SUPERVISIÓN Y FISCALIZACIÓN

Artículo 46.- Supervisión y fiscalización

46.1. EL OSINERGMIN fiscaliza el cumplimiento de la LEY, REGLAMENTO y demás normas aplicables a la electrificación rural e impone las sanciones y/o multas que correspondan, en aplicación de las normas que regulan sus funciones y competencias.

46.2. El MINEM, a través de la DGE, sobre la base del informe que remita el OSINERGMIN, declara la caducidad de la CER.

TÍTULO IX

CONCESIÓN ELÉCTRICA RURAL

CAPÍTULO I

SISTEMAS ELÉCTRICOS RURALES

Artículo 47.- Calificación de los Sistemas Eléctricos Rurales

47.1. La DGE efectúa la calificación de las inversiones como SER, conforme al procedimiento que aprueba para tal fin. Las ampliaciones de los SER también son objeto de calificación.

47.2. Para las inversiones incluidos en el PNER, la calificación SER es obtenida de forma automática una vez que la DGER comunique a la DGE, con copia a OSINERGMIN, que dichas inversiones cuenten con la declaración de viabilidad o aprobación de expediente técnico, conforme a lo dispuesto en el Decreto Legislativo N° 1252 y su Reglamento, o el que los sustituya. La DGE registra dicha comunicación en una base de datos de calificación SER.

47.3. Para las inversiones no incluidas en el PNER, el procedimiento debe considerar los siguientes criterios de evaluación:

a) Que las instalaciones eléctricas se ubican en una zona rural, localidad aislada o localidad de frontera;

b) Que la instalación o la inversión cumple con las normas técnicas y de calidad aplicables a la electrificación rural y está dimensionada para satisfacer la proyección de la demanda del SPE durante el horizonte de veinte (20) años;

c) Que la generación de energía eléctrica se realice con instalaciones con una potencia instalada no mayor a 20 MW;

d) Que la transmisión de energía eléctrica se realice con instalaciones con un nivel de tensión igual o menor a 220 kV; y,

e) Que la distribución de energía eléctrica, con carácter de SPE, según lo definido en la Ley de Concesiones Eléctricas, sea con un nivel de tensión igual o menor a 33 kV.

47.4. Para obtener la calificación como SER para las inversiones no incluidos en el PNER, el solicitante debe presentar a la DGE, la siguiente documentación:

a) Formato de solicitud establecido por el MINEM;

b) Memoria descriptiva, que incluya cuadro de coordenadas UTM WGS84 del área que delimita la inversión, o de los usuarios beneficiarios para el caso de sistemas fotovoltaicos;

c) Documento de cálculo de proyección de la demanda del SPE para un horizonte de 20 años o el plazo que determine la normativa de la materia;

d) Copia del documento de conformidad de la inversión emitido por la EDE, donde especifique que dicha inversión cumple con las normas técnicas aplicables a la electrificación rural;

e) Para el caso de Obras, copia del documento de conformidad de recepción de obra, donde especifique que la obra cumple con las normas técnicas aplicables a la electrificación rural;

f) La documentación especificada en c) y d) del presente numeral no aplica para las inversiones basadas en energías no convencionales; y,

g) La documentación presentada debe estar suscrita por el representante legal, y por un ingeniero electricista o mecánico electricista debidamente habilitado.

47.5. En caso que la DGE verifique la existencia de defectos u omisiones en la presentación de la solicitud, puede formular observaciones otorgando al solicitante el plazo de diez (10) días hábiles para que las subsane, bajo apercibimiento de tener como no presentada la solicitud; por lo cual, la información que se presente de forma posterior es devuelta.

47.6. La DGE resuelve la solicitud en un plazo de treinta (30) días hábiles contado desde el día siguiente de su presentación. La solicitud se encuentra sujeta al silencio administrativo positivo.

47.7. Conforme a lo establecido en el numeral 87.3 del artículo 87 del TUO de la LPAG, las consultas que sean necesarias realizar a fin de poder continuar con la atención de la solicitud, suspenderán el plazo señalado en el presente.

47.8. Para el caso de obras ejecutadas por los Gobiernos Regionales o Gobiernos Locales y que cuenten con contratos de operación y mantenimiento a título gratuito, suscritos con la EDE o ADINELSA, todos los documentos arriba especificados pueden ser reemplazados por una copia del referido contrato y la solicitud de calificación SER está a cargo de la EDE o ADINELSA.

CAPÍTULO II

CONCESIÓN ELÉCTRICA RURAL

Artículo 48.- Definición de concesión eléctrica rural

48.1. La CER es el título habilitante que otorga el MINEM a las personas naturales o jurídicas, privadas o públicas, nacionales o extranjeras, que cuenten previamente con la calificación SER, para el desarrollo de las actividades eléctricas en los SER y el goce de los beneficios que otorga la Ley.

48.2. Se requiere de una CER para una o más de las actividades siguientes:

a) La generación de energía eléctrica en sistemas aislados que utilice o no RER;

b) La transmisión de energía eléctrica cuando las instalaciones afecten bienes del Estado y/o requieran la imposición de servidumbre rural por parte de éste;

c) La distribución de energía eléctrica para el SPE; y,

d) La dotación de energía eléctrica mediante generación autónoma con fuentes no convencionales.

48.3. Concluida la ejecución de las obras por la DGER, se transfieren de forma automática la CER y las operaciones técnicas y comerciales a la EDE bajo el ámbito del FONAFE o a ADINELSA, una vez que se suscriba la conformidad de obra entre ellos.

48.4. Las solicitudes en trámite y las concesiones otorgadas deben ser registradas en el Registro Único de Concesiones Eléctricas conforme al artículo 6 de la LCE.

Artículo 49.- Solicitud

La CER es solicitada a la DGE, por el adjudicatario favorecido en el concurso de promoción de la inversión privada que se desarrolle o por el interesado en desarrollar una o más de las actividades eléctricas.

Artículo 50.- Derechos y obligaciones

La CER comprende los siguientes derechos y obligaciones:

1. El derecho a desarrollar la actividad eléctrica.
2. El derecho a una zona de CER exclusiva para el SPE.
3. Aplicar los precios regulados que se fijen de conformidad con las disposiciones de la LEY.
4. Para una CER de distribución, garantizar la demanda para sus usuarios regulados por los siguientes veinticuatro (24) meses como mínimo.
5. Permitir la utilización de todos sus sistemas y redes por parte de terceros para el transporte de electricidad.
6. Suministrar electricidad a quien lo solicite dentro de su zona de concesión o a aquellos que lleguen a dicha zona con sus propias líneas, en un plazo no mayor de un (01) año y que tengan carácter de SPE.
7. Cumplir con las disposiciones del CNE y demás normas técnicas aplicables.
8. Presentar la información técnica y económica a los organismos normativos y reguladores en la forma y plazos fijados en el REGLAMENTO.
9. Facilitar las inspecciones técnicas a sus instalaciones que dispongan los organismos normativos y reguladores.
10. Cumplir con las normas de conservación del medio ambiente y del Patrimonio Cultural de la Nación.

Artículo 51.- Requisitos

51.1. Para las inversiones incluidas en el PNER, el solicitante debe presentar a la DGE lo siguiente para la obtención de la CER:

- a) Formato de solicitud establecido por el MINEM,
- b) Indicación de que el proyecto u obra cuenta con la calificación SER de forma automática; y,
- c) Copia simple de la Resolución que apruebe el Estudio Ambiental correspondiente.
- d) Delimitación de la zona de CER en coordenadas UTM (WGS84).

El documento señalado en el literal d) precedente debe presentarse en físico y digital.

51.2. Para las inversiones no incluidos en el PNER, el solicitante debe presentar, a la DGE, lo siguiente para la obtención de la CER:

- a) Formato de solicitud establecido por el MINEM;
- b) Copia o indicación del número de la Resolución de calificación SER,
- c) Memoria descriptiva, suscrita por el representante legal, y planos donde se muestre la concesión rural solicitada, suscritos por un ingeniero electricista o mecánico electricista debidamente habilitado;
- d) Delimitación de la zona de CER en coordenadas UTM (WGS84);
- e) Calendario de ejecución de obras;
- f) Copia de la Resolución que apruebe el Estudio Ambiental correspondiente;
- g) Copia de autorización de uso de recursos naturales de propiedad de la Nación para fines de generación de energía eléctrica, cuando corresponda; y,
- h) Copia de contrato formal de suministro de energía en el caso de CER de distribución.

Los documentos descritos en los literales c) y d) precedentes debe presentarse en físico y en digital.

51.3. La obtención de la CER no está sujeta a pago por derechos de tramitación.

Artículo 52.- Procedimiento y Contrato de Concesión Eléctrica Rural

52.1. En caso que la DGE verifique la existencia de defectos u omisiones en la presentación de la solicitud, puede formular observaciones otorgando al solicitante el plazo de diez (10) días hábiles para que las subsane, bajo apercibimiento de tener como no presentada la solicitud; por lo cual, la información que se presente de forma posterior será devuelta.

52.2. La DGE atiende la solicitud de otorgamiento CER en un plazo de treinta (30) días hábiles, vencido el plazo sin que se hubiere notificado el pronunciamiento respectivo, la solicitud queda sujeta al silencio administrativo negativo.

52.3. La subsanación de las observaciones a que se refiere el numeral 52.1, suspende el cómputo del plazo señalado en el numeral 52.2.

52.4. La CER se otorga por Resolución Directoral, la cual también aprueba el respectivo Contrato de CER, debiendo disponer su publicación en el diario oficial "El Peruano", dentro de los cinco (05) días hábiles siguientes a su expedición. Los costos deben ser asumidos por el titular de la CER.

52.5. El plazo de la concesión CER tiene vigencia indeterminada.

Artículo 53.- Carácter exclusivo

53.1. La CER de distribución tiene carácter exclusivo para atender a los usuarios del SPE comprendidos dentro de ella, cuya dimensión alcanza el área delimitada por las redes de distribución rural, más una franja de un ancho máximo de doscientos cincuenta (250) metros en torno a ellas.

53.2. Para el caso de los suministros con sistemas fotovoltaicos individuales, la zona de concesión corresponde a la cantidad de lotes beneficiarios, identificados referencialmente por sus coordenadas (WGS84) consignadas en la solicitud de CER presentada a la DGE.

Artículo 54.- Modificación de la Concesión Eléctrica Rural

54.1. Para la modificación de la CER de las inversiones PNER y no PNER, se debe presentar a la DGE una solicitud adjuntando la actualización de los requisitos exigidos en el artículo 51 del presente reglamento, para la obtención de la CER PNER y no PNER, según corresponda.

54.2. La DGE aprueba la reducción de la CER siempre que no perjudique la prestación del servicio eléctrico a ningún usuario, previa opinión favorable del OSINERGMIN.

54.3. En caso que la DGE verifique la existencia de defectos u omisiones en la presentación de la solicitud, puede formular observaciones otorgando al solicitante el plazo de diez (10) días hábiles para que las subsane, bajo apercibimiento de tener como no presentada la solicitud; por lo cual, la información que se presente de forma posterior será devuelta.

54.4. La DGE atiende la solicitud de modificación en un plazo de treinta (30) días hábiles de presentada. La solicitud queda sujeta al silencio administrativo negativo.

52.6. La subsanación de las observaciones a que se refiere el numeral 54.3, suspende el cómputo del plazo señalado en el numeral 54.4.

CAPÍTULO III

CADUCIDAD DE LA CONCESIÓN

Artículo 55.- Término de la concesión

La CER termina por declaración de caducidad. Se revierten al Estado los derechos y bienes de la concesión que se requieran para continuar con la prestación del SPE.

Artículo 56.- Caducidad

56.1. La caducidad de la CER se declara por Resolución Directoral.

56.2. En el caso que se trate de CER a cargo de inversionistas privados, se aplica el procedimiento establecido en la LCE y el RLCE.

56.3. En caso se trate de CER a cargo de las EDE bajo el ámbito del FONAFE, los derechos y los bienes de la concesión se transfieren a ADINELSA.

56.4. En caso se trate de CER a cargo de ADINELSA, los derechos y los bienes de la concesión se transfieren a la EDE bajo el ámbito del FONAFE que tenga a cargo la ZRT.

56.5. La caducidad declarada determina el cese inmediato de los derechos del titular original de la CER.

Artículo 57.- Causales de caducidad

La CER caduca cuando:

1. El concesionario deje de operar sus instalaciones sin causa justificada por ochocientos setenta y seis (876) horas acumuladas durante un año calendario. Este supuesto de caducidad no aplica para los sistemas no convencionales;

2. El concesionario, luego de habersele aplicado las multas correspondientes, no cumpla con sus obligaciones de dar servicio en los plazos prescritos y de acuerdo a los estándares de calidad; o,

3. El concesionario incumpla cualquiera de las obligaciones contractuales.

Artículo 58.- Procedimiento para declarar la caducidad

La tramitación de la caducidad de la CER sigue el procedimiento siguiente:

1. La DGE forma un expediente en el cual se sustenta la causal de caducidad, debiendo notificar este hecho al concesionario rural.

2. El concesionario, una vez recibida la notificación a que se refiere el literal precedente puede efectuar los descargos y presentar las pruebas que considere convenientes a su derecho, dentro del plazo de veinte (20) días hábiles contados desde la fecha de la notificación.

3. Evaluadas las pruebas por la DGE, la declaratoria de caducidad, de ser procedente, se resuelve por Resolución Directoral en un plazo máximo de veinte (20) días hábiles contados a partir de la recepción de los descargos presentados por el concesionario rural; y,

4. La Resolución Directoral que declara la caducidad debe designar a ADINELSA, o excepcionalmente a la EDE bajo el ámbito del FONAFE, en caso lo solicite, para que se encargue de la operación de la CER.

Artículo 59.- Contradicción judicial de la caducidad de la Concesión Eléctrica Rural

59.1. ADINELSA actúa como interventor de la CER hasta que, en vía judicial, la controversia sobre la caducidad de la CER adquiera la calidad de cosa juzgada. Excepcionalmente, en caso se trate de la caducidad de la CER a cargo de ADINELSA, actúa como interventor la EDE bajo el ámbito del FONAFE que tenga a cargo la ZRT.

59.2. Confirmada la caducidad en vía judicial, el MINEM procede a transferir la misma a ADINELSA, o excepcionalmente a la EDE bajo el ámbito del FONAFE que lo solicite; en este último supuesto, no se puede transferir dicha CER a la EDE sancionada por la caducidad.

TÍTULO X

SERVIDUMBRE RURAL

Artículo 60.- Establecimiento y modificación de Servidumbre Rural

60.1 Las servidumbres y/o modificación de servidumbres requeridas para las inversiones de los SER son establecidas por la DGE mediante Resolución Directoral en un plazo máximo de treinta (30) días hábiles de presentada. Vencido el plazo, la solicitud queda sujeta al silencio administrativo negativo. Las servidumbres establecidas tienen la misma vigencia que las respectivas concesiones.

60.2. La subsanación de las observaciones a que se refiere el numeral 65.1 del artículo 65 del presente Reglamento, suspende el cómputo del plazo señalado en el numeral 60.1.

Artículo 61.- Tipos de Servidumbre

Las servidumbres pueden ser:

1. De acueductos, embalses y de obras hidroeléctricas;
2. De ocupación para la instalación de centrales de generación eléctrica con fuentes convencionales y no convencionales;
3. De electroductos para establecer líneas de transmisión, subestaciones de transformación, y redes de distribución primaria;
4. De paso para construir vías de acceso; y,
5. De tránsito para custodia, conservación y reparación de las obras e instalaciones.

Artículo 62.- Solicitud de establecimiento y modificación de servidumbre para centrales para distribución eléctrica y otros no incluidos en el PNER

62.1. Las servidumbres reguladas en el presente artículo son las señaladas en los numerales 1) y 2) del artículo 61, y las que se requieran para inversiones no incluidas en el PNER.

62.2. La solicitud de imposición de servidumbre o de su modificación, debe ser presentada a la DGE por el titular de la inversión, según corresponda, con los siguientes datos y requisitos:

a. Formato de solicitud establecido por el Ministerio de Energía y Minas;

b. Copia de memoria descriptiva donde se detalle la ubicación, naturaleza, tipo y duración de la servidumbre solicitada, una breve justificación técnica y económica de la servidumbre y una breve descripción de la situación y uso actual de los predios y aires por gravar

c. Copia de informe donde se detalle la relación de los predios a ser gravados, señalando el nombre y domicilio de cada propietario o poseionario, si fuese conocido. Cuando el propietario del predio no sea conocido, o fuere incierto o se ignore su domicilio, o en cualquier otra situación análoga que impida conocer, determinar o localizar al propietario o poseedor, el solicitante debe adjuntar declaración jurada de haber agotado todos los medios para establecer la identidad y el domicilio del propietario o poseionario;

d. Copia de memoria descriptiva donde se detalle las coordenadas UTM (WGS84) y planos donde aparezca el área de la servidumbre solicitada de cada uno de los predios con cuyos propietarios no exista acuerdo sobre el monto de la compensación; y,

e. En los casos en que no exista acuerdo entre las partes, el solicitante debe presentar la propuesta de compensación e indemnización, esta última cuando corresponda.

62.3. En el caso de modificación de servidumbres, el solicitante debe cumplir con la actualización y presentación de los requerimientos establecidos en el presente artículo, en lo que corresponda, según se trate de propietarios o poseionarios con o sin contrato de servidumbre.

Artículo 63.- Solicitud de establecimiento y modificación de servidumbre de electroducto, paso y tránsito para inversiones incluidos en el PNER

63.1. Para las servidumbres señaladas en los numerales 3), 4) y 5) del artículo 61, que se requieran para la ejecución de las inversiones SER incluidos en el PNER, los requisitos que se requieren para su trámite son los siguientes:

a) Formato de solicitud establecido por el Ministerio de Energía y Minas;

b) Copia de Memoria descriptiva donde se detalle la descripción de la inversión SER, que contenga como mínimo, los alcances de la inversión SER, la naturaleza, tipo y duración de la servidumbre y la ubicación del área de servidumbre, a nivel de distrito provincia y departamento, y;

c) Copia de memoria descriptiva donde se detallen las coordenadas UTM (WGS84) de las áreas afectadas por las servidumbres, señalando como mínimo el uso o tipo del terreno.

63.2. La solicitud debe ser presentada al momento de que cuenten con la declaración de viabilidad o aprobación de expediente técnico, conforme a lo dispuesto en el Legislativo N° 1252 y su reglamento, o el que los sustituya.

63.3. La DGE emite la Resolución Directoral que establezca la servidumbre correspondiente a las inversiones SER que sean ejecutados o financiados por la DGER. En caso de que existan modificaciones a la servidumbre establecida, la DGER, la EDE bajo el ámbito del FONAFE o ADINELSA, debe solicitar la modificación de dichas servidumbres adjuntando los correspondientes sustentos técnicos, económicos y legales.

63.4. Durante la ejecución de las inversiones SER, la DGER, la EDE bajo el ámbito del FONAFE o ADINELSA, deben compensar por el uso del predio, y de ser el caso, indemnizar por los daños generados, de acuerdo a lo establecido en el presente Título.

63.5. En el caso de líneas eléctricas sólo se puede establecer las servidumbres por componentes del sistema de transmisión (tramos comprendidos de subestación a subestación o de una derivación a una subestación o para una subestación).

63.6. En el caso de modificación de servidumbres, el solicitante debe cumplir con la actualización y presentación de los requerimientos establecidos en el presente artículo, en lo que corresponda.

Artículo 64.- Derechos

64.1. Las servidumbres de electroducto que se impongan para las instalaciones de transmisión y de distribución, ya sean aéreas y/o subterráneas, comprenden:

a) Ocupación de la superficie del suelo, subsuelo y/o de sus aires, necesarios para la instalación de las subestaciones de transformación;

b) Ocupación de la superficie necesaria y de sus aires, para la instalación de las estructuras de sustentación de conductores eléctricos, así como de la faja de los aires o del subsuelo en el que éstos se encuentren instalados; y,

c) Delimitación de la zona de influencia del electroducto, en caso de ser aéreo, representada por la proyección sobre el suelo de la faja de ocupación de los conductores, cuyo ancho se determina, en cada caso, de acuerdo a las disposiciones de las normas técnicas.

64.2. Los propietarios o los poseedores del predio sirviente no pueden construir sobre la faja de servidumbre impuesta para conductores eléctricos subterráneos, ni pueden efectuar obras de ninguna clase y/o mantener plantaciones cuyo desarrollo supere las distancias mínimas de seguridad por debajo de las líneas aéreas, ni en la zona de influencia de los electroductos, definida en el literal c) del numeral precedente.

64.3. En las zonas urbanas, la servidumbre de electroducto no puede imponerse sobre edificios, patios, jardines, plazas, parques y complejos deportivos.

64.4. Para efectuar labores con uso de explosivos a una distancia menor a 5000 metros de las instalaciones de una central hidroeléctrica o a 200 metros del eje de un electroducto, se debe obtener autorización previa del respectivo titular, demostrando

que se han tomado todas las precauciones que el caso exige, previa opinión favorable de la autoridad competente en temas de Defensa Civil y de la Superintendencia Nacional de Control de Servicios de Seguridad, Armas, Municiones y Explosivos de Uso Civil - SUCAMEC.

Artículo 65.- Admisión y notificación

65.1. En caso que la DGE verifique la existencia de defectos u omisiones en la presentación de la solicitud, puede formular observaciones otorgándose al titular de la inversión, el plazo de diez (10) días hábiles para que las subsane, bajo apercibimiento de tener como no presentada la solicitud; por lo cual, la información que se presente de forma posterior será devuelta.

65.2. Una vez admitida la solicitud, la DGE notifica a los propietarios o poseionarios acreditados como tales, con los que no se haya celebrado un acuerdo económico, adjuntando copia de la solicitud y de los documentos que la sustentan. Los propietarios o poseionarios pueden presentar su oposición, conforme a lo regulado en el presente Título.

65.3. Cuando el propietario del predio o poseionario no sea conocido, o fuere incierto o se ignore su domicilio, o en cualquier otra situación análoga que impida conocer, determinar o localizar al propietario o poseedor, la DGE notifica al concesionario con el modelo del aviso de solicitud para que lo publique, a su cargo, dentro del plazo de cinco (5) días hábiles de notificado. La publicación se efectúa por dos (2) días hábiles consecutivos en el diario oficial El Peruano y en uno de los diarios de mayor circulación del lugar donde se encuentra ubicado el predio.

65.4. Dentro del plazo de tres (3) días hábiles siguientes a la última publicación, el concesionario debe presentar a la DGE las páginas de los diarios antes referidos donde aparezca la publicación ordenada.

Artículo 66.- Oposición

66.1. La oposición sólo es procedente si se sustenta en aspectos técnicos o en el incumplimiento de las normas de seguridad de actividades eléctricas. No procede oposición por aspectos económicos.

66.2. La oposición a la solicitud de imposición de servidumbre se presenta a la DGE por el propietario o poseionario acreditado como tal o por el apoderado debidamente acreditado, dentro del plazo de diez (10) días hábiles siguientes a la notificación de la solicitud de servidumbre o de la última publicación del aviso de solicitud, según sea el caso.

66.3. La oposición a la solicitud de servidumbre debe reunir los siguientes requisitos: i) solicitud de acuerdo a formato establecido por el MINEM y suscrita por el propietario del predio afectado o representante legal debidamente acreditado, ii) informe que contenga los argumentos y documentos que fundamenten la oposición; y, iii) la presentación del documento de propiedad o posesión de los predios objeto de oposición. En caso la DGE verifique la existencia de defectos u omisiones en la presentación de la oposición, puede formular observaciones. El opositor tiene un plazo de cinco (05) días hábiles contados a partir del día siguiente de la notificación de la observación, para subsanar la observación. Transcurrido el plazo sin que se efectúe la

subsanción, se considera como no presentada la oposición y se continúa con el trámite de imposición de servidumbre.

66.4. Cumplidos los requisitos señalados en el numeral anterior, se corre traslado de la oposición al concesionario por el término de cinco (5) días hábiles para que manifieste lo conveniente a su derecho, bajo apercibimiento de tener por cierto lo expuesto por el opositor.

66.5. De oficio o a solicitud de parte, la DGE puede abrir a prueba la oposición por el término de diez (10) días hábiles, y puede solicitar al OSINERGMIN los informes que resulten necesarios para mejor resolver la oposición formulada.

66.6. La DGE resuelve la oposición mediante Resolución Directoral dentro del plazo de veinte (20) días hábiles de absuelto el traslado por el concesionario o vencido el plazo de la etapa probatoria.

66.7. Vencido el plazo referido en el numeral precedente, sin que se hubiera notificado el pronunciamiento respectivo, la oposición queda sujeta al silencio administrativo negativo.

Artículo 67.- Valorización y pago

67.1. Para los casos en que no hay acuerdo entre el concesionario y el propietario o posesionario afectado, la DGE procede a determinar el monto de la compensación de las áreas a ser gravadas y/o de la indemnización por daños y perjuicios, si fuera el caso, para lo cual encarga la valorización a una entidad especializada, que debe presentar su informe en un plazo máximo de quince (15) días hábiles siguientes a la notificación.

67.2. El pago de los honorarios correspondientes a la entidad encargada de la valorización es de cargo del solicitante, y debe ser realizado dentro del plazo de cinco (5) días hábiles siguientes a su notificación y puesto en conocimiento de la DGE hasta los dos (2) días siguientes de realizado el pago, bajo apercibimiento de declarar improcedente la solicitud.

67.3. Una vez consentida o ejecutoriada la resolución administrativa que establezca o modifique la servidumbre, el monto de la compensación y de la indemnización, si fuera el caso, debe ser pagado por el Concesionario directamente al propietario o posesionario, dentro del plazo de cinco (5) días hábiles siguientes a la notificación de la resolución. En los casos en que el propietario o posesionario del predio se niegue a recibir la compensación y/o indemnización, el concesionario debe proceder a consignar judicialmente a favor del propietario o posesionario el monto de la valorización respectiva dentro del plazo de diez (10) días hábiles siguientes a la notificación de la Resolución, quedando sujeto dicho pago a las normas del Código Civil y Código Procesal Civil.

La construcción de las obras no puede iniciarse antes de efectuarse el pago, o de ser el caso, admitida la demanda de consignación judicial.

Si el Concesionario no cumpliera con efectuar el pago en el plazo señalado, pierde el derecho a la imposición de la servidumbre de pleno derecho.

Artículo 68.- Publicación

La Resolución Directoral que imponga la servidumbre debe publicarse en el diario oficial El Peruano a cuenta del solicitante dentro de los cinco (05) días hábiles siguientes a su expedición.

Artículo 69.- Acumulación

Procede acumular en una solicitud dos o más tipos de servidumbres cuando éstas correspondan a un mismo SER.

Artículo 70.- Extinción

70.1. La DGE a pedido de parte o de oficio declara la extinción de las servidumbres establecidas cuando:

- a) El solicitante de la servidumbre no ejecute las instalaciones u obras correspondientes en el plazo señalado después de imponerse la misma;
- b) El propietario del predio sirviente demuestre que la servidumbre permanece sin uso por más de doce (12) meses consecutivos;
- c) La servidumbre sea destinada a un fin distinto al solicitado, sin autorización previa; o,
- d) Cese la necesidad para la que se estableció la servidumbre.

70.2. La solicitud de extinción de servidumbre debe reunir los requisitos siguientes: i) formato de solicitud establecido por el MINEM suscrito por el propietario o poseionario del predio gravado o representante legal debidamente acreditado o por el concesionario, según sea el caso; y, ii) documentos justificatorios o sustentatorios. En caso la DGE verifique la existencia de deficiencias u omisiones en la presentación de la solicitud, puede formular observaciones otorgándose al Concesionario el plazo de diez (10) días hábiles para que las subsane, bajo apercibimiento de tener como no presentada la solicitud.

70.3. La DGE solicita al OSINERGMIN realizar una inspección técnica del predio gravado por la servidumbre, a fin de verificar que no existan componentes eléctricos en operación, debiendo emitir el respectivo informe dentro del plazo de quince (15) días hábiles posteriores a la notificación.

70.4. La solicitud de extinción de servidumbre es resuelta por la DGE mediante Resolución Directoral, previo informe del OSINERGMIN.

70.5. Habiéndose cumplido con todos los requisitos, la solicitud debe ser resuelta en un plazo de treinta (30) días hábiles, contados a partir de la fecha de emisión del oficio que admite a trámite la solicitud; por lo cual, la información que se presente de forma posterior será devuelta.

70.6. Vencido el plazo referido en el párrafo precedente, sin que se hubiera notificado el pronunciamiento respectivo, la solicitud queda sujeta al silencio administrativo negativo.

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS FINALES

Primera.- Normas de aplicación supletoria

En lo no previsto en la LEY y el REGLAMENTO, son de aplicación supletoria lo regulado por el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM.

Segunda. - Transferencia de los activos de los Sistemas Eléctricos Rurales en operación

Los SER que a la fecha de entrada en vigencia del REGLAMENTO estén administrados por más de doce (12) años por una EDE del ámbito de FONAFE o aquellos SER que cuentan con Acta de Conformidad de Operación Experimental cuya propiedad no ha sido transferida por el MINEM y que vienen siendo operados por las EDE por más de doce (12) años, deben ser transferidos a la EDE del ámbito de FONAFE responsable de la ZRT, para la prestación de la SPE, en cuyo caso se aplica lo establecido en el Título VII. El plazo para la transferencia efectiva de los activos a las EDE será de acuerdo a un cronograma anual que ADINELSA o el MINEM, suscriba con cada EDE a partir de la vigencia del REGLAMENTO, sin exceder el 31 de enero de 2021.

Para la ejecución de lo dispuesto en el párrafo precedente, ADINELSA o el MINEM deben cumplir con entregar a la EDE responsable de la ZRT, dentro del plazo de seis (6) meses, la siguiente información:

a) La infraestructura a transferir debe estar en óptimas condiciones técnicas conforme a las normas técnicas aplicables a los SER, para lo cual se realiza un diagnóstico de la situación del SER.

b) Entregar la siguiente documentación:

(i) Expediente de servidumbre; conforme a los requisitos establecidos en el artículo 64 del REGLAMENTO;

(ii) Inventario físico valorizado y planos actualizados;

(iii) Padrón de usuarios;

(iv) Situación comercial de los usuarios; y,

(v) Acta de recepción suscrita por las partes intervinientes en la que se establezca que el SER a transferir se encuentran en óptimo estado.

En caso dicha infraestructura requiera reforzarse o mejorarse, la infraestructura igual es transferida a la EDE, debiendo esta última solicitar al MINEM la transferencia de los fondos necesarios para superar las deficiencias y cumplir con las normas técnicas vigentes, la misma que debe estar debidamente sustentada con el informe técnico y de costos correspondiente, los cuales no puede ser superiores a los costos unitarios estándar reconocidos en el VNR.

Las obras de reforzamiento o mejora deben efectuarse dentro del plazo de doce (12) meses por la EDE correspondiente, contados a partir del desembolso de los recursos económicos. Durante dicho periodo, queda suspendida la aplicación de la NTCSE, en lo que corresponda.

La EDE debe solicitar la CER, conforme a lo establecido en el REGLAMENTO.

Tercera.- Financiamiento de las inversiones de electrificación rural con subsidio a la inversión privada

El MINEM a través de la DGER puede promover la participación privada en el país, mediante mecanismos de participación privada para el desarrollo de los SER, en las etapas de elaboración de estudio, diseño, construcción, operación y mantenimiento. La cual es conducida por un Comité Especial conformado por tres (3) representantes del Ministerio de Energía y Minas. Las Bases son aprobadas por el Ministerio de Energía y Minas, las cuales especifican las condiciones objetivas para la conducción, la información legal, técnica y comercial de las empresas interesadas, los requisitos técnicos y financieros que cumplen los participantes, etapas del proceso, plazo de ejecución de obra, garantías, características técnicas de las inversiones SER, multas por atraso en la ejecución de la inversión; y, otras condiciones necesarias que garanticen condiciones de competencia entre las empresas interesadas, y demás condiciones necesarias de ser el caso.

Las concesionarias de distribución de electricidad de propiedad pública y privada participan en igualdad de condiciones en los procesos de promoción de la inversión privada promovidos por el MINEM conforme a los criterios y condiciones que se señalen en los respectivos procesos.

Cuarta.- Regulación tarifaria para Suministros No Convencionales no regulados

La regulación tarifaria para Suministros No Convencionales es solicitada por el MINEM al OSINERGMIN, la misma que debe iniciarse como máximo dentro de los sesenta (60) días posteriores a dicha solicitud.

Quinta.- Calificación del Sistema Eléctrico Rural

Dentro del plazo máximo de treinta (30) días contados desde la entrada en vigencia del REGLAMENTO, los operadores y/o administradores de instalaciones de electrificación rural que se encuentren en operación comercial que fueran incluidas en el PNER, y no cuenten con la calificación SER, deben solicitar a la DGE la regularización de la calificación SER.

Para las instalaciones de electrificación rural que se encuentren en operación comercial que no fueran incluidas en el PNER, y no cuenten con la calificación SER, dentro del plazo máximo de tres (3) meses contados desde la entrada en vigencia del REGLAMENTO, los operadores y/o administradores de instalaciones de electrificación rural que se encuentren en operación comercial deben solicitar a la DGE la regularización de la calificación SER.

Sexta.- Plazo para la obtención de la Concesión Eléctrica Rural en obras ya ejecutadas

Dentro del plazo máximo de treinta (30) días contados desde la entrada en vigencia del REGLAMENTO, los operadores y/o administradores de instalaciones de electrificación rural que se encuentren en operación comercial que fueran incluidas en el PNER, y no cuenten con la CER, deben solicitar a la DGE la regularización de dicha concesión.

Para las instalaciones de electrificación rural que se encuentren en operación comercial y que no fueron incluidos en el PNER, dentro del plazo máximo de un (01) año contado desde la entrada en vigencia del REGLAMENTO, los operadores y/o administradores de instalaciones de electrificación rural que se encuentren en operación comercial deben solicitar a la DGE la regularización de dicha concesión, conforme a lo establecido en el artículo 52 del REGLAMENTO.

Séptima.- Conjunto de instalaciones eléctricas domiciliarias

Para los SER de distribución, la EDE responsable de la ZRT o ADINELSA, puede solicitar a la DGER el financiamiento de instalaciones eléctricas domiciliarias a los usuarios rurales que no cuenten con dichas instalaciones, siempre y cuando las instalaciones eléctricas se encuentren ubicadas fuera del ámbito de las concesiones eléctricas. Asimismo, la DGER puede implementar la instalación de conexiones eléctricas domiciliarias.

La EDE responsable de la ZRT que venga operando y manteniendo dichos SER es la encargada de ejecutar las instalaciones eléctricas domiciliarias, lo cual comprende las acciones de identificación de los hogares beneficiarios, coordinación con autoridades locales para la difusión del lugar, comunicación al MINEM de la lista de beneficiarios y cantidad de juegos requeridos, validación del beneficiario, llenado de los certificados de entrega de las mencionadas instalaciones, coordinación con el MINEM o el tercero que este designe para la liquidación de los costos incurridos, entre otras actividades.

El OSINERGMIN aprueba los gastos administrativos en los que incurra la EDE para cumplir con la presente disposición.

La DGER debe aprobar el procedimiento para la aplicación de la presente disposición.

Octava.- Procedimientos a cargo de la DGER

La DGER emite los siguientes procedimientos, cuyos plazos de aprobación son contados desde la entrada en vigencia del Reglamento:

NOMBRE DEL PROCEDIMIENTO	PLAZOS
Formulación, elaboración y aprobación del Plan Nacional de Electrificación Rural	12 meses
Formulación, elaboración y aprobación del Programa de Usos Productivos	06 meses
Procedimiento para atender solicitudes de Instalaciones eléctricas interiores domiciliarias	06 meses
Sistema de Información de Electrificación Rural	12 meses

Novena.- Plazos para revisar los criterios de diseño y construcción para inversiones de electrificación rural

La DGE, en un plazo de tres (3) meses a partir de la publicación del REGLAMENTO, debe aprobar la actualización de las normas técnicas que establezcan los criterios de diseño y construcción aplicables para las inversiones de electrificación rural, a propuesta de la DGER.

Décima.- Emisión de normas complementarias

El MINEM debe emitir las normas complementarias que se requieran para la aplicación del REGLAMENTO.

Décima Primera.- Revisión del Factor de Reposición

El factor del fondo de reposición a que se refiere el artículo 36 del REGLAMENTO, será revisado en la oportunidad de la fijación de la tarifa rural. El factor de reposición que sirve de base para el cálculo del factor del fondo de reposición del VNR es calculado tomando como referencia una vida útil de 30 años y la tasa de interés pasiva de mercado (tasa de interés efectiva anual) de moneda nacional establecida por la Superintendencia de Banca y Seguros, vigente al último día hábil del año anterior a la fijación tarifaria.

El factor del fondo de reposición aplicable al VNR resulta de dividir el factor de reposición sobre el factor de la anualidad del VNR, éste último calculado acorde a lo señalado en la LCE.

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS TRANSITORIAS

Primera.- Sistema de Información de Electrificación Rural

La DGER, en el plazo máximo de un (1) año contado a partir de la entrada en vigencia del REGLAMENTO, debe implementar el SIER establecido en el REGLAMENTO.

Segunda.- Elaboración del Plan Nacional de Electrificación Rural de Mediano Plazo

El PNER que se apruebe luego de la entrada en vigencia del REGLAMENTO debe contener únicamente el Componente a Mediano Plazo. Para tales efectos, no se requiere la aprobación del procedimiento de actualización al que hace referencia el numeral 14.9 del artículo 14 del REGLAMENTO.

Tercera.- De los expedientes en trámite ante la Dirección General de Electrificación Rural

La inversión y/o instalación iniciado o que se encuentre en ejecución antes de la entrada en vigencia del presente Decreto Supremo se rigen por las normas vigentes al momento de su elaboración.

Asimismo, los convenios de transferencia suscritos antes de la entrada en vigencia del REGLAMENTO, se rigen por el Decreto Supremo N° 033-2015-EM, que establece los criterios y procedimientos para el financiamiento de la ejecución de inversiones de electrificación rural de las empresas bajo el ámbito del FONAFE y ADINELSA.

