



Diagnóstico y Propuesta de Agenda y Políticas para la Promoción del Acceso a Energía en Zonas Rurales del Perú

**Consultor:
Gustavo Guerra-García**

Lima, Junio 2007

Siglas y Acrónimos

- ADINELSA Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica
- CND Consejo Nacional de Descentralización
- CNE Consejo Nacional de Educación
- COES Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional
- CONSUCODE Consejo Superior de Contrataciones y Adquisiciones del Estado
- COPRI Comisión de Promoción de la Inversión Privada
- CTAR Consejos Transitorios de Administración Regional
- CTE Comisión de Tarifas de Energía
- DEP Dirección Ejecutiva de Proyectos del Ministerio de Energía y Minas
- DGPM Dirección General de Programación Multianual del Sector Público del MEF
- EMSEMSA Empresa de Servicios Eléctricos Municipales de Paramonga
- FONAFE Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado
- FONAVI Fondo Nacional de Vivienda
- FONCODES Fondo Nacional de Cooperación para el Desarrollo
- FONER Fondo Nacional de Electrificación Rural
- FOSE Fondo Social de Compensación Eléctrica
- GART Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERGMIN
- IRHE Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación
- LAASE Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico
- LCE Ley de Concesiones Eléctricas
- LGER Ley General de Electrificación Rural
- MEF Ministerio de Economía y Finanzas
- MEM Ministerio de Energía y Minas
- MINDES Ministerio de la Mujer y Desarrollo Social
- MIPPE Ministerio de Planificación y Política Económica
- MTC Ministerio de Transportes y Comunicaciones
- NRECA National Rural Electric Cooperative Association

- NTCSE Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos
- OER Oficina de Electrificación Rural
- OPIL Oficina Ejecutiva de Proyectos Especiales de Interés Local
- OPTA Oficina de Programa de Tecnología Aplicada
- OSINERGMIN Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
- PER Programa de Electrificación Rural
- PNER Plan Nacional de Electrificación Rural
- SEN Servicios Eléctricos Nacionales
- SER Sistemas Eléctricos Rurales
- SERPLAC Secretaría Regional Ministerial de Planificación y Coordinación
- SICN Sistema Interconectado Centro Norte
- SIN Sistema Interconectado Nacional
- SNE Secretaría Nacional de Energía
- SNIP Sistema Nacional de inversión Pública
- VAD Valor Agregado de Distribución
- VAN Valor Actual Neto
- VANS Valor Actual Neto Social
- VNR Valor Nuevo de Reemplazo

- **Diagnóstico y Propuesta de Agenda y Políticas para la Promoción del Acceso a Energía en Zonas Rurales del Perú**

Índice de Contenido

Introducción	6
1. Marco conceptual del acceso universal a la energía y experiencias internacionales	7
1.1 Marco conceptual.....	7
1.2 Experiencias internacionales	9
2. Marco Regulatorio del Sector Eléctrico	15
2.1 Marco Regulatorio del Sector Eléctrico.....	15
2.2 Marco Regulatorio Específico de la Electrificación Rural.....	17
3. Marco Institucional del Sector Eléctrico Rural	23
3.1 Esquema de Desarrollo de la Electrificación Rural	23
4. Diagnóstico General del Sector de Electrificación Rural	31
4.1 Etapas del Desarrollo de la Estrategia Estatal.....	31
4.2 Plan Nacional de Electrificación Rural - PNER.....	34
4.3 Situación de la Infraestructura	35
4.4 Desequilibrio Territorial e Inequidad Social.....	40
4.5 Debilidad Institucional	44
4.6 Incierta Provisión de Recursos Financieros.....	49
5. Estrategia de Políticas de Energía Rural	60
5.1 Políticas Financieras	63
5.2 Políticas Institucionales.....	65
5.3 Políticas Empresariales.....	68
Bibliografía	69

Índice de Cuadros y Gráficos e Ilustraciones

Cuadros

- Cuadro N° 1: Desempeño de las empresas FONAFE
- Cuadro N° 2: Ponderación del valor agregado de distribución en baja tensión
- Cuadro N° 3: Población Servida por Energía según el Censo Nacional de Vivienda
- Cuadro N° 4: Balance Oferta-Demanda
- Cuadro N° 5: Coeficiente de electrificación departamental
- Cuadro N° 6: Coeficiente electrificación 1995-2004
- Cuadro N° 7: Desviación estándar de los coeficientes de electrificación a nivel departamental
- Cuadro N° 8: Consumo Clientes Área Rural 2004 SEIN-BT 5
- Cuadro N° 9: Consumo Clientes Área Rural 2005 Sistemas aislados-BT 5
- Cuadro N° 10: Modelo FONER versus Modelo DEP
- Cuadro N° 11: Inversión en electrificación rural
- Cuadro N° 12: Situación Actual versus Situación Objetivo

Gráficos

- Gráfico N° 1: Coeficiente de electrificación nacional C.E.
- Gráfico N° 2: Cobertura 2001 versus 2005
- Gráfico N° 3: Coeficiente de electrificación versus pobreza extrema e inversión en electrificación rural 1993-2004
- Gráfico N° 4: Coeficiente de electrificación versus pobreza extrema e inversión en electrificación rural al 2014 PNER
- Gráfico N° 5: Coeficiente de electrificación versus pobreza extrema e inversión en electrificación rural optimizada al 2014
- Gráfico N° 6: Inversión ejecutada en electrificación rural por el DEP
- Gráfico N° 7: Inversión en electrificación rural por la DEP
- Gráfico N° 8: Evolución anual de los recursos asignados

Ilustraciones

- Ilustración N° 1: Brecha de mercado y brecha de acceso
- Ilustración N° 2: Esquema de interacción del FONER

Diagnóstico y Propuesta de Agenda y Políticas para la Promoción del Acceso a Energía en Zonas Rurales del Perú

Introducción

El desafío para el desarrollo internacional a inicios del siglo XXI sigue siendo la eliminación de la pobreza y la desigualdad. Si bien no hay solo un único factor causante de la pobreza, cuyos rasgos son múltiples, la falta de acceso a la tecnología es una característica clave del hecho de vivir en extrema pobreza. Alrededor de dos mil millones de personas en el mundo aún no tienen acceso a formas modernas y eficientes de suministros de energía.

En el Perú, según datos del Ministerio de Energía y Minas, a fines del año 2004, el 23,7% de la población nacional, es decir, cerca de 6.5 millones de personas, carecía de acceso a servicios eléctricos, de los cuales se estima que más de medio millón cuentan con red en su centro poblado, pero no con conexión. La mayor parte de estas personas se encuentra en zonas rurales, donde la situación es más crítica: más del 67% de la población rural en el Perú no tiene acceso a energía eléctrica. Esta carencia, además de acentuar las condiciones de pobreza en zonas rurales, suele actuar como barrera que impide a las familias superar su situación de pobreza.

La estrategia natural para incrementar el acceso a la electricidad en áreas rurales es la extensión de la red del sistema eléctrico interconectado nacional. Sin embargo, debido a la extensa y complicada geografía del territorio peruano, así como a la alta dispersión de sus pequeñas localidades, la ampliación de la red tiene un alcance limitado en nuestro país. En este escenario, otras tecnologías basadas en el aprovechamiento de recursos locales renovables podrían mejorar el acceso de comunidades rurales aisladas a infraestructura y servicios básicos de energía descentralizados, sostenibles y manejados localmente.

La presente consultoría se elabora por encargo de Soluciones Prácticas – ITDG con el propósito de: i) analizar las políticas, estrategias, programas y/o proyectos que han tenido efecto en el incremento del acceso a energía en zonas rurales; ii) identificar las barreras que impiden o dificultan el acceso de los pobladores rurales a servicios de energía, y iii) proponer estrategias y políticas para promover el desarrollo rural a partir de una política energética basada en principios de eficiencia, efectividad e impacto.

Los objetivos específicos de la consultoría son los siguientes:

- Reseñar las políticas de energía rural de los últimos 10 años y analizar su posible impacto económico y social, así como su contribución en el logro de los objetivos del milenio en el Perú.
- Realizar un diagnóstico operativo del sector de la energía rural.
- Analizar el papel de los actores públicos y privados, relevantes para una estrategia de desarrollo del segmento de energía rural.
- Evaluar cómo se puede incorporar una estrategia de aprovechamiento de recursos renovables para la provisión de energía en el contexto de una política de electrificación rural.
- Formular una estrategia de desarrollo de energía rural y una política que jerarquice los objetivos principales y defina la secuencia e instrumentos.

1. Marco conceptual del acceso universal a la energía y experiencias internacionales

1.1 Marco conceptual

La expansión de los servicios de electrificación requiere que los servicios lleguen no sólo a los sectores dinámicos de la economía –en los que la oferta se adapta permanentemente a la demanda-, sino también a los sectores que actualmente no acceden a estos servicios. Por ello, es importante precisar los conceptos principales de *acceso universal* y *servicio universal*.

En el presente documento entendemos por *acceso universal* como el nivel de cobertura de servicios que permite a los individuos tener acceso a las redes de electrificación en casa y/o a través del alumbrado público a precios razonables.

A su vez, entendemos como *servicio universal* al nivel de cobertura de servicios que permite a los individuos y hogares no sólo tener acceso a las redes de electrificación sino también a los diferentes servicios que son suministrados a través de dichas redes tanto en casa como en alumbrado público a precios razonables.

El concepto más importante en el presente documento es el de *acceso universal*. La orientación general del estudio es buscar las maneras y procedimientos para alcanzar la meta del *acceso universal* expandiendo los servicios de electrificación a lugares y segmentos de mercado en los que no existe dicho acceso.

La definición de *acceso universal* incluye varias definiciones importantes y las metas de las políticas deben poder definir el estándar de calidad del acceso de modo que su provisión sea costo-efectiva en función de los intereses y características de los operadores y beneficiarios realmente existentes.

Otros conceptos relacionados importantes son: *frontera de eficiencia de mercado*, *brecha de mercado*, *brecha de acceso*, *frontera de sostenibilidad* y *frontera de financiamiento*.

El *acceso universal* y el *servicio universal* se alcanzan cuando el 100% de las comunidades y de los hogares cuentan con conexiones domiciliarias de electricidad y, pro tanto, pueden acceder a los servicios que se prestan utilizando la energía.

El concepto de *brecha de mercado* alude a la diferencia entre la cobertura actual de energía o coeficiente de electrificación rural y la penetración telefónica existente y la cobertura que sería viable hasta las *fronteras de eficiencia del mercado*.

La frontera señalada se mide a través de una penetración de electrificación teórica que llega a su máximo nivel cuando no existen barreras regulatorias ni ineficiencias empresariales que limiten artificialmente la expansión.

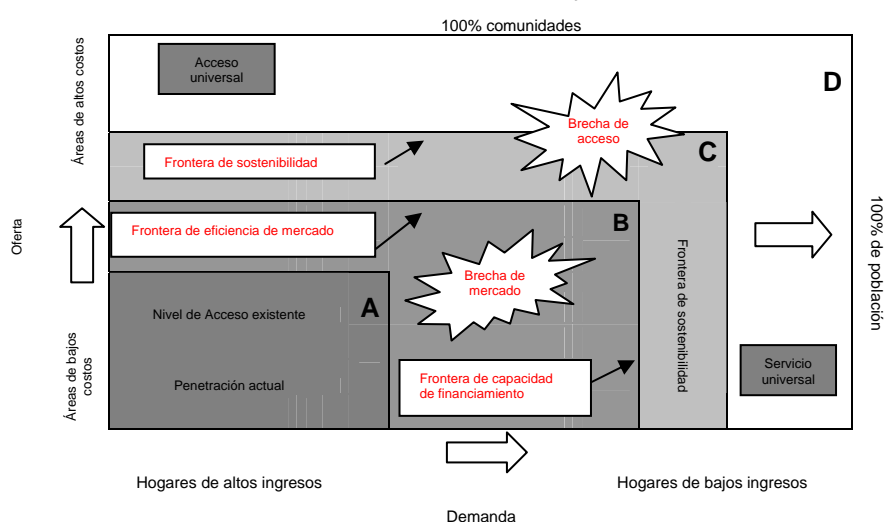
Los operadores en busca de ganancias deberían alcanzar un nivel de penetración hasta coincidir con la *frontera de eficiencia de mercado*.

Esta forma de pensar es coincidente con los aportes conceptuales desarrollados por ITDG que señalan que existen barreras para avanzar en la electrificación rural que son: i) altos costos de transacción, falta de tecnologías apropiadas para un mercado disperso con poblaciones de bajos recursos; iii) falta de mecanismos financieros apropiados, iv) falta de capacidad local para el manejo sostenible de los sistemas de generación o suministro y v) la falta de un marco legal e institucional apropiado¹. En general, la experiencia internacional enseña que una de las razones que han generado que las reformas del sector energético tengan un bajo impacto en los pobres, es que no se ha enfrentado con éxito las limitaciones institucionales y las fallas de mercado asociadas a la provisión del servicio energético a los pobres².

La *frontera de capacidad de financiamiento* (affordability) identifica hasta qué límites los individuos están dispuestos a pagar por servicios producidos en una lógica de mercado. Esta frontera incluye dentro de sus límites a los que pueden comprar los servicios, pero no lo hacen debido a que su valoración por el servicio de electrificación no es muy alta o no lo consideran esenciales.

Más allá de las *fronteras de la eficiencia de mercado* se encuentra la *frontera de la sostenibilidad*. Esta frontera va más allá de la *frontera de eficiencia de mercado* e implica que existe una demanda que puede ser atendida si se implementa algún tipo de subsidio a la inversión o alguna forma de alianza público privada y luego el consumo de los hogares y comunidades puede permitir la sostenibilidad de las inversiones y de los activos ya que cubre los costos operativos y una ganancia razonable de mercado. La *brecha de acceso* se mide por la diferencia de penetración de electrificación en la *frontera de eficiencia de mercado* y la *frontera de sostenibilidad*. Las inversiones destinadas a las áreas rurales en muchos de los proyectos de la DEP y en todos los proyectos e intervenciones del FONER, están orientadas a cerrar la brecha de acceso hasta la frontera de la sostenibilidad. El FONER subsidia hasta el 90% de la inversión en energía rural, en proyectos sostenibles desde el punto de vista financiero.

Ilustración No. 1: Brecha de mercado y brecha de acceso



¹ T. Sánchez y R. Escobar, "Modelo de Gestión de Servicios Eléctricos Aislados", presentación en el IX Encuentro Latinoamericano y del Caribe sobre Pequeños Aprovechamientos hidroenergéticos". euquén, Argentina, noviembre del 2001. La cita ha sido tomada de Miranda, Homero, "Servicios Eléctricos Rurales Sotenibles y Usos Productivos de la Energía: 10 años de experiencia de ITDG en el Perú".

² SMAP-Banco Mundial. "Servicios de Energía para los Pobres del Mundo". Abril, 2000.

Fuente: Adaptado de Navas-Sabater, Dymon y Juntunen. World Bank Discussion paper 432. Washington D.C. 2002.

El acceso universal es un concepto que va más allá de la frontera de sostenibilidad y supone atender la demanda que para ser satisfecha en las actuales condiciones de disposición de pago de los usuarios, requiere de un subsidio recurrente. En la práctica, la existencia de subsidios administrados por ADINELSA nos indica que en el Perú se realizan intervenciones más allá de la frontera de sostenibilidad, aunque dichas inversiones se planifican como si estuviera dentro de la frontera de sostenibilidad.

1.2 Experiencias internacionales³

A continuación, se presentan las características principales de los modelos adoptados en los países siguientes: Chile, Argentina, Bolivia, Panamá y Laos, con el objetivo de realizar un análisis acerca de los beneficios y problemas que involucra cada uno de estos modelos.

Es importante recalcar que cada uno de ellos ha sido desarrollado sobre la base de ciertos supuestos que están en función de las características que presentaba el país en cuestión al momento de su implementación.

1.2.1 Modelo Chileno

El Programa de Electrificación Rural – PER se creó en 1994 por la entidad gubernamental que regula el sector eléctrico, Comisión Nacional de Electricidad (CNE). El PER tuvo como primer objetivo elevar el índice de electrificación de 56% a 75% en un plazo de 5 años, desde 1995 hasta el 2000.

Desde su creación, el PER estableció un mecanismo para programar los fondos a nivel nacional y para canalizar dichos fondos hacia la implementación de proyectos a nivel de gobiernos regionales. El presupuesto anual del PER lo maneja la CNE, sin embargo, la adjudicación de contratos, selección de proyectos y fiscalización de los mismos se coordina a nivel de cada gobierno regional, a través de cada SERPLAC, institución que se encarga de coordinar los proyectos de desarrollo económico en cada uno de los gobiernos regionales.

En Chile se tiene la idea de que a pesar que el Estado se encuentra en la obligación de suministrar servicios públicos a la población rural, el sector privado presenta la posibilidad y por tanto debe compartir la inversión que se requiere y los costos de ejecución, de tal forma que ambas partes contribuyan con el desarrollo del país en su conjunto.

El sector eléctrico chileno, presenta diversas empresas eléctricas, cooperativas eléctricas, y empresas de servicio energético capaces de intervenir en el programa a través de la presentación de proyectos al PER. Por ello, el SERPLAC se encarga de comunicar a comienzos de cada año fiscal el monto total que se planea invertir en proyectos de electrificación rural y emite una solicitud de propuestas de proyectos.

De esta manera, las empresas, cooperativas rurales y empresas de servicio energético presentan sus propuestas hasta una fecha determinada para luego ser evaluados económicamente brindándose de esta manera una mayor importancia y peso a aquellos proyectos que proponen mayor número de conexiones y menor costo de

³ El presente acápite se ha elaborado sobre la base del acápite 5.7 *Experiencias en otros países en electrificación rural* del “Estudio de preinversión a nivel de prefactibilidad del FONER”, elaborado por el MINEM y Banco Mundial (Noviembre, 2005).

conexión por usuario. Así, el SERPLAC adjudica los contratos a aquellas empresas que solicitan menor subsidio y que maximizan el impacto de los fondos aportados por el Estado.

Luego de la evaluación, los ganadores están obligados a ejecutar los proyectos e integrar sus obras como parte del patrimonio de la empresa. De esta manera, los fondos del SERPLAC contribuyen a los usuarios y también a las empresas privadas que ganan los contratos, lo cual resulta un punto sumamente importante y relevante del modelo que se emplea en este país, puesto que la inversión en los proyectos es una inversión conjunta del Estado y del sector privado, pero el valor de los activos pasa directamente a las empresas privadas que proponen los proyectos lo cual se convierte en una oportuna sumamente atractiva e incentiva al sector privado a participar del proyecto con eficiencia.

La inversión anual en que incurre el Estado es revisada y fijada por el SERPLAC. Ya que el costo por conexión aumenta anualmente según la distancia de las líneas de distribución, el nivel del subsidio también se incrementa.

Lo relevante del modelo empleado es la promoción de competencia entre los actores del sector, por lo mismo, depende de la presencia e interés de los mismos actores. En el Perú, en cambio, no existe un mercado de servicios ya listo para responder a la demanda y la oferta de fondos de co-inversión como se ha implementado en Chile. Sin embargo, el modelo es interesante en la medida que muestra claramente que los proyectos de electrificación rural, incluso teniendo un VAN negativo desde el punto de vista financiero, puede atraer el interés del sector privado si el Estado comparte la inversión inicial y la empresa capitaliza dicha inversión. Asimismo, demuestra que el rol del Estado se limita a un porcentaje de financiamiento inicial de cada proyecto más es necesaria su presencia para la sostenibilidad del mismo.

1.2.2 Modelo Argentino

En Argentina el modelo que se siguió fue muy diferente. La Secretaría Nacional de Energía (SNE) estableció un programa de privatización de las empresas provinciales en 1994 que contemplaba dos tipos de concesiones para cada provincia: la primera, se dirigía al mercado concentrado, es decir, dirigido a las áreas urbanas y electrificadas y conectadas a la red nacional; y la segunda, se dirigía al mercado disperso, concesión de las áreas netamente rurales, dirigido a la población con servicio eléctrico suministrado por sistemas aislados, con tecnologías convencionales y/o tecnologías de energía renovable.

Los gobiernos provinciales se encuentran en la libertad de elegir participar o no del programa. Para aquellas empresas que han optado por participar en la compra del mercado concentrado, las acciones son vendidas a la empresa ganadora sin pensar en ningún subsidio. De hecho, la venta de la concesión del mercado concentrado usualmente genera un precio bastante elevado que representa al gobierno provincial un monto bastante significativo en la mayoría de los casos.

Para el mercado disperso, la forma de manejar la compra/venta es bastante distinta. La concesión obliga al comprador a hacer inversiones en sistemas de suministro de energía a comunidades rurales según los términos de referencia del pliego, pero el Estado se compromete a compartir el costo de los equipos y el costo de operación por un plazo definido. Luego, el Estado se compromete a dar un subsidio para el costo del capital más el costo de operación de los sistemas eléctricos. Por su lado, los compradores tienen que proponer un nivel de subsidios para el mercado disperso que

es considerado como una de las características principales de evaluación; el ganador es la empresa que propone el menor subsidio para el mercado local.

De esta manera, el modelo requiere la participación activa del Estado en temas de revisión, fiscalización y subvención de los proyectos de electrificación rural. Asimismo, enfatiza en el uso de energías renovables, aplicando un nivel de rendimiento de los sistemas eléctricos que requiere sistemas solares y/o híbridos muy costosos.

El beneficio de este programa es que con la adjudicación del contrato de concesión a la empresa ganadora, el Estado no tiene que manejar un programa de construcción, esto es obligación del concesionario. El Estado simplemente tiene que financiar los subsidios, entonces desde el punto de vista administrativo, el programa es sencillo, sin embargo, el nivel de inversión del Estado es alto.

1.2.3 Modelo Boliviano

En Bolivia, se trabajó un modelo para financiar y ejecutar proyectos (entre ellos los de electrificación rural) que otorga el poder de manejar los recursos financieros para obras públicas a las comunidades mismas en las áreas rurales. Este modelo se ha traducido en la Ley de Participación Popular que ha descentralizado la toma de decisiones para el uso de fondos estatales, destinando una parte de los ingresos que tiene el Tesoro Nacional a las Alcaldías, en función de la cantidad de habitantes.

El proceso de ejecución de proyectos eléctricos resulta complicado ya que cuando los proyectos son grandes es necesaria una mayor coordinación entre las comunidades que resultarán beneficiadas y que no necesariamente se ubican cerca unas de las otras. Asimismo, es necesario un único actor capaz de coordinar eficientemente el proyecto, realizar los estudios de inversión y coordinar la inversión con las posibles fuentes de financiamiento. Se ve que rara vez los fondos designados para la comunidad llegan al monto necesario para financiar todo el costo del proyecto sin la necesidad de contar con otros recursos económicos.

De todas maneras los proyectos se siguen ejecutando debido al gran interés de las comunidades. NRECA ha iniciado algunos programas con los gobiernos regionales y las comunidades mismas, los cuales han sido co-financiados con fondos de las comunidades, de los gobiernos locales y con préstamos en algunos casos de bancos u ONG's, para el balance del capital necesario. Usualmente, la comunidad paga a través de los usuarios una cuota promedio de 10-20% del costo total del proyecto. El gobierno local pone otro 40-50% más como inversión social del Estado. Finalmente, la comunidad buscan una fuente financiera que pueda prestar o donar 30-50% del costo total.

El modelo aún resulta limitado debido a los bajos fondos que maneja el Programa de Participación Popular. Sin embargo, el modelo presenta ventajas para el modelo peruano, ya que se cuenta con una demanda organizada que presenta sus propias demandas en relación al tema de servicio eléctrico. Además, el nivel de subsidio e inversión total que se requiere que el Estado aporte es mucho menor que el costo total de los proyectos. Cabe mencionar que las características del área rural en Bolivia son muy similares a las del Perú, y de esta manera, muchas de sus características podrían servir al modelo peruano.

1.2.4 Modelo Panameño

En Panamá, NRECA International, Ltd. en consorcio con Deloitte Touche Tohmatsu, desarrolló para el Instituto de Recursos Hidráulicos y Energía (IRHE), con fondos

proporcionados por el Banco Mundial, el diseño y las reglas de operación de la Oficina de Electrificación Rural (OER) como el mecanismo principal de implementación del programa nacional de electrificación rural. La filosofía de esta oficina es “que facilite, fomente y estimule los mecanismos de mercado para que éstos funcionen lo más plenamente que se pueda”. Para ello, se identificaron las siguientes tareas para la OER:

- 1) Identificar, completar y potenciar las relaciones institucionales entre OER y otros organismos de Panamá (ente regulador, MIPPE, compañías distribuidoras, etc.) y con otros potenciales participantes del mercado, como contratistas y suministradores de equipo.
- 2) Desarrollar un alto grado de capacidad interna, incluyendo habilidades analíticas y técnicas; es decir, una oficina con un alto grado de “inteligencia interna” para realizar sus labores.
- 3) Tener un enfoque operacional que estimule las fuerzas del mercado.

Entre las principales actividades a ser desarrolladas por la OER se encuentran:

- Promover proyectos de electrificación rural.
- Administrar varios mecanismos a través de los cuales sean otorgados los subsidios a los proyectos de electrificación rural, subsidios que serán acordados contractualmente.
- Supervisar la construcción de los proyectos, el proceso de transferencia a los usuarios y en algunos casos la capacitación de éstos para el correcto manejo y mantenimiento de los proyectos.
- Actuar como soporte jurídico en aspectos contractuales en representación de los usuarios, en el caso de contratos de capacitación u operación y mantenimiento que hayan sido otorgados a privados y asignados para su supervisión a comités de electrificación u otros grupos locales.

Los aportes estatales serán otorgados una sola vez como contribución al costo de capital del proyecto. La OER utilizará seis mecanismos diferentes para los efectos de la selección de los proyectos y el otorgamiento de subsidios. Sin embargo, se recomendó que la oficina, en el curso de sus operaciones, pueda descubrir otras oportunidades a ser aprovechadas, siempre respetando los principios de competencia, aportación de los usuarios, distribuidoras y otras entidades, intervenciones por una sola vez para financiar costos de capital o capacitación, y observancia de los costos de referencia. Estos seis tipos de proyecto son:

- 1) Extensión de líneas, involucrando a una sola compañía distribuidora con la que se negocie directamente
- 2) Extensión de líneas, comprendiendo a dos empresas distribuidoras que compiten entre sí por el mínimo subsidio.
- 3) Proyectos individuales que pueden ser propuestos en cualquier momento y que la oficina puede aceptar y subsidiar, prescindiendo de un llamado a competencia.
- 4) Proyectos individuales o múltiples, para los que la oficina puede organizar un proceso competitivo. Estos pueden ser de cualquier tipo, incluyendo extensiones de línea a ser construidas por empresas constructoras.
- 5) Proyectos múltiples propuestos durante el “período de convocatoria abierta” (este es un proceso competitivo abierto pero sólo para promotores que puedan acumular un número mínimo de conexiones, digamos 500 ó 1000 dentro de un monto prefijado, por ejemplo de US\$ 1.0 millón).

- 6) Adjudicación a interesado singular. Este sería un derecho de la OER de adjudicar a un constructor la obra en aquellos casos excepcionales en que los costos son elevados pero el proyecto produce un elevado beneficio social; por ejemplo, una clínica hospitalaria en un área remota y aislada o el caso de un usuario particular de energía fotovoltaica en zonas preseleccionadas.

Los aportes de la OER podrían utilizarse para cubrir varios costos y tipos de proyectos. Estos incluirían proyectos convencionales: el costo de construcción de líneas por parte de empresas distribuidoras públicas o privadas y la construcción de líneas por parte de contratistas; acometidas e instalaciones internas y sistemas de generación a diesel para aplicaciones aisladas. Para sistemas de energía renovable se pueden incluir sistemas fotovoltaicos, sistemas eólicos, sistemas micro-hidroeléctricos y sistemas de energía de biomasa. Los aportes también podrán ser utilizados para asistencia técnica en organización y capacitación en la medida suficiente y adecuada para cada caso específico.

La OER contará con tres departamentos. El primer departamento es el de Promoción y Capacitación, y estará encargado de identificar proyectos, coadyuvar en la organización de los beneficiarios y otros actores, y capacitar a los que lo necesiten. Es básicamente un departamento de “acercamiento” a los agentes del mercado. El Departamento de Planeación, estará encargado de presupuestar, solicitar fondos al Estado y hacer seguimiento a los índices e indicadores relacionados con la electrificación rural, incluyendo el desarrollo y afinamiento de parámetros de evaluación. Finalmente, el Departamento de Proyectos y Contratos tendrá a su cargo evaluar proyectos, seleccionar la tecnología óptima, determinar el monto del aporte estatal, contratar a los ejecutores y supervisar los contratos.

1.2.5 El Modelo de Laos⁴

Una experiencia de organización de servicios eléctricos destacable, es la que se está desarrollando en el gobierno de la República Democrática de Laos desde 1999 con apoyo conjunto del Banco Mundial y GEF, fecha desde la cual un grupo de expertos vienen entrenando pequeñas empresas para convertirse en empresas de servicios eléctricos en áreas fuera del alcance de la red. El reto fue desarrollar un marco en el cual las empresas (ESCOS) puedan operar sostenidamente. Una ambiciosa meta de Laos es llegar a conectar 75% de familias rurales a la red en el 2020, y ayudar a al menos otro 15% adicional a recibir electricidad de sistemas no interconectados a la red. Ello implica que las ESCOS realicen 10,000 conexiones por año en los próximos 15 años. El enfoque principal del programa ha estado puesto en trabajar con un amplio rango de opciones renovables para las comunidades rurales.

Las ESCOS están en capacidad de diversificar entre biogás (para cocción), usando el mismo esquema financiero. En el caso de familias que escogieron los paneles solares, estos sistemas tienen el atractivo de que para las familias pobres significa tener un importante valor de reventa. En el caso de microcentrales hidroeléctricas y generadores biodiesel, la figura del administrador de electricidad local (VEM de sus siglas en inglés) provee asistencia técnica, y adicionalmente adquiere (mediante un mecanismo de alquiler-venta) el equipo para operar una pequeña empresa de venta de electricidad, convirtiendo la figura de propiedad a futuro en un interesante y muy fuerte incentivo para mantener los equipos en óptimas condiciones de operación. El programa en su conjunto ha sido desarrollado por la “Oficina de Promoción y Soporte

⁴ El caso de Laos ha sido extraído y resumido de Miranda, Homero: “Servicios Eléctricos Rurales Sostenibles y Usos Productivos de la Energía: 10 años de Experiencia de ITDG en el Perú. ITDG. Agosto, 2006.

de Servicios Fuera de la Red” (OPS en inglés) dependiente del Ministerio de Industria y Manufactura.

Los servicios específicos de las ESCOS son planificación participativa del servicio fuera de la red, seleccionar y entrenar emprendedores (futuros VEMs), asesoramiento de largo plazo a las comunidades en administración, mantenimiento y financiamiento de sus equipos. Una función de las ESCOS es identificar emprendedores en las comunidades. En el 2003, habían más de 80 VEMs que vienen actuando como franquisiados de las ESCOS, para manejar contratos con los consumidores, administración financiera, mantenimiento y suministro de partes, repuestos para los sistemas eléctricos. Los VEMs firman contratos con las ESCOS acordando pagar o transferir mensualmente las cuotas de compraventa de equipos provistos por las ESCOS.

A diferencia del modelo de ITDG cuyo objetivo central es la eficiencia (se entiende de la inversión), éste modelo busca la fiabilidad de los sistemas eléctricos, siendo el principal mecanismo empleado para éste fin los incentivos financieros correctos, que operan a tres niveles: i) el usuario de los paneles está adquiriendo progresivamente la propiedad del equipo, por lo tanto está motivado a cuidar el equipo a fin de no perder su inversión; ii) los VEM, ESCOS e inclusive los VEAC (Comités de Asesoramiento eléctrico de la Comunidad), reciben un porcentaje del pago de cada usuario, si es que el usuario paga efectivamente; iii) la OPS no aprueba planes para instalaciones en nuevas comunidades si las ESCOS no mantienen una tasa de pago de al menos 95% en sus comunidades concesionadas.

Otro método para asegurar la fiabilidad es el progresivo incremento en la inversión privada a cargo de los VEMs y ESCOS, la cual es recuperada mediante la fiabilidad del pago de los usuarios a lo largo del tiempo. La OPS brinda provee entrenamiento de gestión empresarial con énfasis en marketing, planificación y organización orientada a asegurar la fiabilidad de los sistemas.

Este programa de electrificación es uno de los componentes de un proyecto mayor del Banco Mundial y ha merecido la calificación de “*altamente satisfactorio*”, por haber logrado superar las metas inicialmente planteadas, definir esquemas de subsidios eficientes, sobre la base de lograr la activa y comprometida participación del sector privado, y haber probado su sostenibilidad para generar sobre beneficios económicos por encima de los costos de los incentivos (a la inversión) y los costos operativos de los agentes privados (cubre el costo de oportunidad de los mismos).

2. Marco Regulatorio del Sector Eléctrico

2.1 Marco Regulatorio del Sector Eléctrico

La actividad eléctrica en el Perú es una tarea asumida de modo conjunto por empresas públicas y privadas con presencia de un organismo regulador que actúa con criterio técnico, un operador del sistema y la participación activa del Ministerio de Energía y Minas (MEM). El objetivo esencial detrás de esta estructura es promover un desarrollo sano y sostenible que busque asegurar la calidad de servicio con tarifas adecuadas, manteniendo un flujo de inversiones en el mediano plazo y ampliando progresivamente la cobertura del servicio.

Durante las últimas décadas, el sector eléctrico peruano pasó por una serie de reformas. Las más recientes se remontan a mayo de 1982 con la promulgación de la Ley General de Electricidad, Ley 25884; y a noviembre de 1992 con la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), Decreto Ley 25844 que derogó la Ley anterior. Mientras en la primera, las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad estaban reservadas para el Estado Peruano; en la segunda, el objetivo fue preparar las bases para la participación privada en dichas actividades.

Hasta 1992, Electroperú S.A tenía la propiedad y representación de las acciones del Estado y ejercía la supervisión y coordinación de las Empresas Regionales de Electricidad. En conjunto, el Estado producía el 70% de la oferta de energía, mientras que el 30% restante correspondía a empresas autoproductoras privadas. Hacia fines de la década de los ochenta, los problemas económico-financieros de Electroperú S.A., que prestaba el servicio eléctrico con tarifas que no cubrían los costos totales del servicio y que financiaba las inversiones con endeudamiento externo; comprometieron la capacidad operativa de la empresa, originaron su descapitalización y provocaron una crisis en el sistema eléctrico debido a la falta de inversiones para brindar el servicio. La sequía de 1992 agravó la crisis, incrementándose el racionamiento del servicio; todo lo cual generó las condiciones para la reforma estructural del sector eléctrico establecida en la LCE) y al inicio del proceso de privatización.

La LCE determinó la separación de actividades de generación, transmisión y distribución; estableciéndose dos sistemas de precios, uno regulado que corresponde a las actividades que no pueden realizarse en condiciones de competencia, y uno libre, para aquellas actividades que pudieran realizarse en condiciones de competencia; siendo la Comisión de Tarifas de Energía (CTE) el organismo encargado de la fijación de las tarifas reguladas. Se estableció la creación de un organismo técnico sin fines de lucro denominado COES –Comité de Operación Económica del Sistema- en donde existan Sistemas Eléctricos Interconectados, cuya función es la de coordinar la operación de las centrales de generación eléctrica y de los sistemas de transmisión eléctrica al mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.

El primer COES se fundó en agosto de 1993 para el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) e inició sus operaciones en enero de 1995, paralelamente, en octubre de 1995 se constituyó el COES-Sur en el Sistema Interconectado Sur. En octubre de 2000 se integraron ambos COES formando el COES-SINAC que quedó constituido como el COES del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Para promover la participación privada, en 1991 el gobierno promulgó el DL 674, creando la Comisión de Promoción de la Inversión Privada (COPRI), responsable de la dirección del proceso de privatización y de los principios generales y procedimientos a

aplicarse, para la coordinación y el control del programa de privatización. En lo relacionado al Sector Eléctrico, el esquema de privatización planteó la venta individual de las empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras de electricidad, creándose para ello los CEPRI's –Comités Especiales de Privatización-. A fines del 2005, las empresas privadas participaron en el mercado peruano con el 66% de la capacidad instalada de generación, el 100% de la administración de las líneas de transmisión y el 71% de las ventas de electricidad a nivel de distribución. El Estado mantiene la propiedad de 5 empresas generadoras y 11 empresas distribuidoras regionales.

En diciembre de 1996, tres años luego de iniciado el proceso de privatización del mercado eléctrico, se creó el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG), con el objetivo de fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas asociadas con el sector energía eléctrica e hidrocarburos. La Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos promulgada en el 2000 amplió las funciones del OSINERG, agregando las de regulación, solución de controversias, solución de reclamos de los usuarios y supervisión de actividades post privatización a las ya existentes de fiscalización, sanción, supervisión y normativa. Además fijó la fusión de OSINERG y de la CTE en un solo organismo regulador.

El 16 de abril del 2002 mediante la Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional del OSINERG, se ampliaron sus facultades para el control de calidad y cantidad de combustibles y se dieron mayores prerrogativas dentro de su facultad sancionadora. Finalmente, en Enero de 2007, se creó el actual Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), como organismo regulador, supervisor y fiscalizador de las actividades de electricidad, hidrocarburos y minería.

En 1997, el MEM aprobó la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) en donde se establecen los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos que deben ofrecer las empresas suministradoras de estos servicios. Esta norma fue duramente criticada y sufrió una serie de modificaciones debido a que inicialmente establecía parámetros de calidad muy elevados que no eran coherentes con las tarifas fijadas y establecía penalidades crecientes y desproporcionadas respecto a los ingresos totales de los agentes del mercado. La evaluación de su aplicación actual es considerada positiva por los expertos, pero la norma permanece en revisión y su aplicación está parcialmente suspendida en los sectores típicos del 3 al 5.

En 1997 se promulgó también la Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico (LAASE) mediante la cual se regula las posibilidades de concentración tanto horizontal como vertical en el mercado de energía eléctrica, y se otorga al Indecopi la facultad de autorizar dichas concentraciones cuando no afecten la libre competencia en el sector.

Ese mismo año, en virtud de la Ley No. 27170, y su reglamento se creó el Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado – FONAFE. El FONAFE es una empresa de derecho público adscrita al Sector Economía y Finanzas encargado de: (i) normar y dirigir la actividad empresarial del Estado; (ii) ejercer la titularidad de las acciones representativas del capital social de todas las empresas en las que participa el Estado; (iii) administrar los recursos derivados de dichas acciones; iv) custodiar los títulos en las que estas acciones se encuentran representadas; y (v) dirigir el proceso presupuestario y la gestión de las empresas bajo su ámbito de conformidad con las normas, directivas y acuerdos que se emitan para tales efectos.

Así, el FONAFE mantiene la titularidad de las acciones de todas las empresas del Sector Eléctrico que no se privatizaron o que revirtieron al Estado, con excepción de Electroperu S.A., que aunque se rige por la normativa de FONAFE, tiene como dueño al Fondo Consolidado de Reservas Previsionales, en virtud del Decreto Ley 19990.

Finalmente, en julio de 2006 y a raíz de una deficiencia en el diseño del mercado, revelada por la falta de contratos y los consiguientes retiros de energía del COES que no tenían suministrador, así como por la falta de inversiones en la transmisión de electricidad; se promulgó la Ley 28832, Ley para asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica. Dentro de los principales cambios introducidos en esta Ley, se pueden señalar la posibilidad de realizar licitaciones para el suministro de energía regulada cuyos precios son trasladados a la tarifas en barra; la modificación de la estructura y administración del COES, donde a partir de la fecha participan también los Distribuidores para atender a sus Usuarios Libres y los Grandes Usuarios Libres; la adecuación del marco legal de la transmisión, estableciéndose la planificación indicativa de la transmisión y un cambio en el esquema tarifario para reducir el riesgo e incentivar la participación privada; y, el establecimiento de un mecanismo de compensación entre el SEIN y los Sistemas Aislados para reducir los precios en barra de estos sistemas aislados. Esto último es un mecanismo muy importante que favorecerá de forma significativa a los sistemas aislados urbanos y rurales.

2.2 Marco Regulatorio Específico de la Electrificación Rural

La Electrificación Rural ha sido asumida por el Estado, de manera conjunta a través de un órgano ejecutor, la Dirección Ejecutiva de Proyectos del Ministerio de Energía y Minas (DEP/MEM), las empresas concesionarias de electricidad de propiedad del Estado, la empresa ADINELSA y la participación en diversas formas de los gobiernos regionales y locales. Los fondos principales invertidos han provenido principalmente de transferencias directas del tesoro y de diversas fuentes multilaterales con devolución del gobierno. El OSINERGMIN mantiene su rol regulatorio y fiscalizador, determinando las tarifas de los sectores típicos rurales y fiscalizando la calidad del servicio eléctrico.

Dentro de las iniciativas para incrementar la cobertura del servicio eléctrico hasta antes de 1992 cabe mencionar la ejecución de una serie de obras con dinero del Fondo Nacional de Vivienda (FONAVI) con la participación de Comités de Electrificación de Usuarios, que luego fueron transferidas a las empresas eléctricas. El principal problema de este esquema fue la sobrevaloración de las obras por parte de los contratistas y el mal manejo administrativo y financiero de los fondos. Hasta la fecha, con excepción de las concesionarias eléctricas privatizadas, no se han saneado las transferencias a las empresas concesionarias regionales de propiedad del Estado, existiendo contingencias del orden de los 600 millones de soles a cargo de la Junta Liquidadora de FONAVI.

Desde el inicio de Reforma del Sector Eléctrico establecida por la LCE, se conocía de las dificultades para incrementar la cobertura del servicio en los sectores rurales hasta la frontera de sostenibilidad y hacia zonas que podían requerir subsidios recurrentes.

El hacer atractivo el segmento rural implicaba la fijación de tarifas eléctricas muy elevadas que no podían ser cubiertas directamente por los usuarios eléctricos con lo cual el mercado no podía funcionar sin la intervención del Estado en su rol subsidiario.

Aunque no se planteó una legislación específica para electrificación rural, se fueron dando distintas normas de creación de organismos, esquemas de subsidio y programas de descentralización en los últimos años.

La primera Ley de Electrificación Rural y de Zonas Aisladas y de Frontera se promulgó en el año 2002, pero careció de vigencia plena, hasta que recientemente en mayo de 2006 se promulgó la Ley General de Electrificación Rural, en la cual se ha establecido un marco más ordenado de las inversiones, funcionamiento y operación de los Sistemas Eléctricos Rurales.

En mayo de 1993, con el fin de impulsar la electrificación en el país y de ampliar la cobertura, por D.S. N° 021-93-EM, se constituyó la Dirección ejecutiva de Proyectos (DEP/MEM) como órgano dependiente del MEM con autonomía técnica, administrativa y financiera. Específicamente, esta entidad se encarga de planificar y ejecutar proyectos de electrificación rural canalizando fondos especiales de diversas fuentes, para luego transferirlos para su operación y mantenimiento.

En diciembre de 1994 con la finalidad de continuar con el proceso de privatización de las empresas de distribución regionales y dada la necesidad de administrar las obras que no eran financieramente rentables y habían sido ejecutadas por la DEP, se creó La Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. – ADINELSA.

En junio de 2000, mediante la Ley N° 27293, se creó el Sistema Nacional de Inversión Pública (SNIP), estableciendo el marco general que deben cumplir todos los proyectos de inversión del sector público a fin de optimizar el uso de los Recursos Públicos destinados a la inversión. El SNIP establece los principios, procesos, metodologías y normas técnicas relacionados con las diversas fases de los proyectos de inversión. Con el SNIP se obliga a todos los sectores del Estado a estandarizar sus criterios y la forma en que se evalúan los proyectos de inversión. De esta manera, SNIP a través de las Oficinas de Programación e Inversiones sectoriales, regionales y municipales establece la viabilidad de los proyectos. Los sectores, regiones y municipios son los que priorizan la asignación de recursos entre los proyectos de inversión pública dentro de la cartera de proyectos del Estado. Para estos efectos, el SNIP propicia la aplicación del Ciclo del Proyecto de Inversión Pública que comprende las fases de preinversión (perfil, prefactibilidad, factibilidad), inversión (expediente técnico y ejecución), y postinversión (evaluación ex post).

Actualmente, la declaración de viabilidad para los proyectos ejecutados por la DEP y FONER es otorgada por la Oficina de Programación e Inversiones del sector Energía y Minas, ya que el SNIP ha sido descentralizado. Sólo se requiere un informe técnico aprobatorio de la Dirección General de Programación Multianual (DGPM) del MEF cuando se requiere acceder a financiamiento externo.

En agosto de 2001 se promulgó la Ley No. 27510, Ley que crea el Fondo de Compensación Social Eléctrica, la misma que fue modificada en abril de 2004, según Ley No. 28213. El objetivo de la Ley es favorecer el acceso y la permanencia en el servicio eléctrico a los usuarios residenciales cuyo consumo sea menor a 100 kwh-mes. Mediante el FOSE se establece un subsidio cruzado de los usuarios con consumos mayores a 100 kwh-mes hacia los usuarios que tienen un consumo inferior a este límite. Así se establecen un descuento del 25% del cargo de energía para consumos menores a 30 kwh-mes y de 7.5 kwh/mes para consumos de 31 a 100 kwh/mes para los usuarios de sistemas interconectados; y de 50% del cargo de energía para consumos menores a 30 kwh/mes y de 15 kwh/mes para usuarios de consumos entre 31 a 100 kwh-mes, para los usuarios de sistemas aislados. Debido a

los bajos consumos de los usuarios rurales, la mayoría de ellos se encuentran afectos al FOSE.

La Ley de Electrificación Rural y de Zonas Aisladas y de Frontera, Ley N° 27744, promulgada en mayo de 2002 constituyó el marco general de la política de electrificación rural del Estado. Esta Ley careció de vigencia plena, debido a las disposiciones emanadas de la Ley Orgánica de Gobiernos Regionales y la Ley de Bases de la Descentralización, promulgadas en noviembre y julio de 2002 respectivamente; pero sirvió para que la Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. (ADINELSA) consolide su labor como administradora de una gran parte de la infraestructura rural construida Estado.

En julio de 2002, se promulgó la Ley N° 27783, Ley de Bases de la Descentralización, con la finalidad de lograr el desarrollo integral, armónico y sostenible del país, mediante la separación de competencias y funciones, y el equilibrado ejercicio del poder por los tres niveles de gobierno: Nacional, Regional y Local. El proceso de Descentralización se ejecutará en forma progresiva y ordenada. En materia de electrificación rural, el Ministerio de Energía y Minas a través de la Dirección Ejecutiva de Proyectos viene desarrollando un Plan de Capacitación y Asistencia Técnica a los Gobiernos Regionales, en temas de planeamiento, estudios, licitaciones, administración de contratos de obra y liquidaciones de contratos y proyectos de electrificación rural. En diciembre del 2003, mediante Resolución Presidencial N° 162-CND-P- 2003, el Consejo Nacional de Descentralización (CND) aprobó el Plan Nacional de Descentralización 2004-2006, como un instrumento orientador de la marcha y el progreso del proceso de descentralización. Este plan está dirigido a orientar el progreso de la descentralización en los próximos tres años, constituyéndose en una hoja de ruta que delinea las estrategias, líneas de acción, resultados esperados y responsabilidades compartidas de los actores relevantes del proceso.

En noviembre de 2002, se promulgó La Ley Orgánica de los Gobiernos Regionales, Ley N° 27867, la cual establece y norma la estructura, organización, competencias y funciones de los gobiernos regionales, definiendo la organización democrática, descentralizada y desconcentrada del Gobierno Regional conforme a la Constitución y a la Ley de Bases de la Descentralización. Dentro de esta norma se establece como competencia compartida, es decir que intervienen dos o más niveles de gobierno, la promoción, gestión y regulación de actividades correspondiente al sector energía, estableciéndose además como una de sus funciones el de conducir, ejecutar, supervisar y cooperar en programas de electrificación rural regionales en el marco del Plan Nacional de Electrificación Rural.

Mediante Decreto Supremo N° 092-2003-PCM, en noviembre del 2003, se aprobó el Plan de Paz y Desarrollo 2003-2006 para los departamentos de Apurímac, Ayacucho y Huancavelica, y de las provincias de Satipo en el departamento de Junín y de La Convención en el departamento de Cusco, como un instrumento de promoción, fomento y orientación del desarrollo integral y sostenible. En cuanto a Electrificación Rural, el Plan tiene como objetivo rehabilitar y aumentar la infraestructura eléctrica, proyectando un coeficiente de electrificación en la zona de 48% a fines del año 2006.

Asimismo, mediante Decreto Supremo N° 001-2004-PCM, de enero del 2004, el Gobierno dispuso la formulación del Plan de Paz y Desarrollo para los departamentos de San Martín, Huánuco, Pasco y Junín, y la provincia de Padre Abad del departamento de Ucayali; este plan denominado Plan de Paz y Desarrollo II fue en octubre de 2005, aprobó mediante Decreto Supremo N° 070-2004-PCM, teniendo como objetivo rehabilitar y aumentar la infraestructura eléctrica, proyectando un coeficiente de electrificación en la zona de 69,9% a fines del año 2007.

En mayo de 2004, mediante Decreto Supremo N° 038-2004-PCM, se aprobó el Plan Anual de Transferencias de Competencias Sectoriales a los Gobiernos Regionales y Locales, dando cumplimiento al principio establecido en el Título IV Capítulo XIV “De la Descentralización” de la constitución política del Perú. Dentro de las funciones específicas transferidas del Sector Energía a los Gobiernos Regionales, previo cumplimiento de las disposiciones que establece el Sistema Nacional de Acreditación de los Gobiernos Locales y Regionales, aprobado en el 2004 mediante Ley N° 28273 y su Reglamento, están las de conducir, ejecutar, supervisar y cooperar en programas de electrificación rural regionales, en el marco del Plan Nacional de Electrificación Rural.

En mayo de 2005, mediante Resolución Presidencial N° 033-CND-P-2005, se aprobó la Directiva sobre Procedimientos para Efectivizar la Transferencia de Funciones Específicas a los Sectores del Gobierno Nacional a los Gobiernos Regionales incluidas en el Plan Anual de Transferencias 2004. En el mismo mes, por resolución ministerial RM 208-2005-MEM-DEP, se creó la unidad de Gerencia de Proyecto 2.18083 – Proyecto de “Mejoramiento de la Electrificación Rural mediante la aplicación de Fondos Concursables” – Proyecto FONER, como órgano dependiente orgánica y funcionalmente del Vice Ministerio de Energía del MEM.

En junio de 2005, el Congreso de la República aprobó la Ley N° 28546, Ley de Promoción y Utilización de Recursos Energéticos Renovables No Convencionales en zonas rurales, aisladas y de frontera del país que promueve el uso de este tipo de energías para electrificación, cuyo Reglamento está pendiente de publicación.

En mayo de 2006 se promulgó la Ley 28749, Ley General de Electrificación Rural, estableciéndose un Sistema más estructurado para el desarrollo de los Sistemas Eléctricos Rurales. El Estado asume un rol subsidiario a través de la ejecución de los Sistemas Eléctricos Rurales (SER), así como en la promoción de la participación privada.

Se consolida a la Dirección Ejecutiva de proyectos como el organismo competente nacional de la electrificación rural, que coordina con los gobiernos regionales y locales, empresas concesionarias y demás entidades del Gobierno Nacional, la elaboración del Plan Nacional de Electrificación Rural y la ejecución de obras de electrificación rural y su transferencia. Se crea un fondo específico inembargable para el desarrollo de la Electrificación Rural, cuyos recursos con excepción de los destinados a la iniciativa privada son administrados por la DEP y utilizados únicamente para la ejecución de inversiones del Plan Nacional de Electrificación Rural.

Se establece la transferencia preferente de las obras construidas a título gratuito a las empresas concesionarias regionales, o en su defecto a ADINELSA. Se ordena la creación de sectores típicos rurales que accederán a tarifas rurales y normas de construcción, calidad y procedimientos de concesión y servidumbre especiales; dentro de las disposiciones más importantes.

En noviembre de 2006 se publicó el reglamento del Mecanismo de Compensación de los Sistemas Aislados, establecido en la Ley de Eficiencia del Sector Eléctrico (promulgada en mayo de 2006), con el objetivo de reducir las tarifas en barra a nivel de generación de los Sistemas Aislados, permitiendo que los usuarios de estas zonas se vean beneficiados del uso de recursos hidroeléctricos y del gas natural en la generación de electricidad en los sistemas interconectados.

Finalmente, el 3 de mayo de 2007 se aprobó el Reglamento de la Ley General de Electrificación Rural, precisando la función ejecutora y promotora del Estado en Electrificación Rural; la recaudación, destino y administración de los recursos económicos para la Electrificación Rural; la política de descentralización; los objetivos, formulación, criterios de prelación, aprobación y especificaciones relacionadas al Plan Nacional de Electrificación Rural, así como el establecimiento de los planes a corto plazo; el establecimiento de la tarifa rural, su detalle de cálculo y aplicación; las especificaciones relacionadas a la Concesión Rural, su Caducidad y Renuncia, la Declaración Jurada ambiental, el libre acceso a las redes, la Servidumbre Rural, Aspectos específicos relacionados a la transferencia de obras; el establecimiento del Comité de Coordinación de Electrificación Rural; aspectos relacionados a la Promoción de la Inversión Privada en Electrificación Rural; Fiscalización y uso de Recursos Energéticos Renovables.

Como complemento a esta Reglamentación, el 5 de mayo de 2005 se publicó el Decreto Supremo 026-2007-EM, mediante el cual se dispone la fusión del Proyecto de Mejoramiento de la Electrificación Rural, mediante la aplicación de Fondos Concursables Proyecto – FONER y de la Dirección Ejecutiva de Proyectos – DEP del Ministerio de Energía y Minas, creándose la “Dirección General de Electrificación Rural” que depende del Vice Ministerio de Energía y Minas.

Es importante destacar que existen varias contradicciones entre el proceso normativo general –basado en las principales normas descentralizadoras (Ley Marco de la Descentralización, Ley Orgánica de Gobiernos Regionales y Ley Orgánica de Gobiernos Locales)- que promueve la descentralización de los proyectos de escala local y rural en todo el sector público y la reglamentación de la Ley de Electrificación Rural que parece tener entre sus objetivos el de frenar el proceso descentralizados.

En esta última norma existen contenidos que indican una voluntad expresa de trabar el proceso de descentralización y retener en el MEM diferentes mecanismos de control de los procesos de inversión en energía. Entre los más saltantes destacan: i) se define a la DEP como el organismo competente en electrificación rural sin establecer ninguna competencia exclusiva de los gobiernos regionales y locales; ii) no se establece que los gobiernos regionales y locales son instancias de calificación de sistemas eléctricos rurales; iii) no se establece la facultad de los gobiernos regionales y locales de conceder en cesión de uso la operación y mantenimiento de sistemas eléctricos rurales; iv) no se establecen las facultades de los gobiernos regionales y locales para decidir sobre las transferencia, operación y mantenimiento de las obras financiadas y ejecutadas por ellos mismos; v) no se precisa que los gobiernos regionales y locales pueden desarrollar directamente los concursos para la elaboración de estudios, ejecución de obras y explotación de la infraestructura; y vi) no se faculta explícitamente a los gobiernos regionales y locales a utilizar recursos del canon minero para la realización de estudios. Todos estos temas se contradicen, por ejemplo, con la Ley Orgánica de Gobiernos Regionales que en su artículo 10º establece como competencia **exclusiva** la promoción y ejecución de las inversiones públicas de ámbito regional en proyectos de infraestructura energética.

Adicionalmente, el reglamento de Ley de Electrificación Rural establece en el artículo 28º que todo sistema eléctrico rural requiere de concesión y que en el caso de la inversión pública, la DEP realizará el trámite de obtención de la concesión eléctrica y mantendrá la titularidad en tanto se culminen las obras y el sistema se transfiera a una empresa pública o a ADINELSA. Este artículo, implica un serio retroceso, pues genera que los proyectos de menos de 500 kW requieran de concesión, cuando en la Ley General de Electrificación Rural no se requiere ni autorización. Este aspecto del

reglamento, determina un esquema innecesariamente centralista que limitará de forma significativa la implementación de programas de desarrollo de la energía rural a cargo de gobiernos subnacionales.

Por su parte, la fusión de la DEP y del FONER y su absorción por una nueva Dirección General de línea del MEM, elimina el carácter temporal de estas instituciones y, por tanto, generará incentivo para retrasar la descentralización de los recursos y programas de estas instituciones, principalmente de la unidad que dentro de la nueva dirección general realice las funciones a cargo de la antigua DEP.

En líneas generales, el Reglamento de Electrificación Rural requiere consistencia con las normas descentralizadoras, coherencia con la Ley General de Electrificación Rural y un conjunto de precisiones y mejoras.

Entre los principales temas en donde se requiere trabajo de mejoramiento del reglamento destacan: i) la política de subsidios; ii) el papel de Proinversión; iii) los tratamientos diferenciados a los diferentes niveles de potencia instalada en relación a autorizaciones y concesiones; iv) la cobertura del FOSE en relación a los pequeños casos de generación o distribución menores a 500 kW; v) la inclusión de criterios ambientales para la calificación de los sistemas eléctricos rurales; vi) dar más importancia a los factores de menor coeficiente de electrificación rural y mayor índice de pobreza en los criterios de prioridad del Plan Nacional de Electrificación Rural; vii) la necesidad de establecer la prioridad en el aprovechamiento de los recursos energéticos renovables y viii) facilitar los procesos relacionados a los proyectos incluidos en los Convenios Internacionales.

Marco Institucional del Sector Eléctrico Rural

3.1 Esquema de Desarrollo de la Electrificación Rural

3.1.1 El Ministerio de Energía y Minas - MEM

El Ministerio de Energía y Minas, es el ente rector del Sector Energía y Minas, y forma parte integrante del Poder Ejecutivo. Su estructura está definida en la Ley orgánica del Sector Energía y Minas (Decreto Ley 25962) de diciembre de 1992.

El Ministerio de Energía y Minas tiene como finalidad formular y evaluar, en armonía con la política general y los planes del Gobierno, las políticas de alcance nacional en materia del desarrollo sostenible de las actividades minero - energéticas. Así mismo, es la autoridad competente en los asuntos ambientales referidos a las actividades minero - energéticas. Dentro de sus objetivos se encuentran el de promover el desarrollo integral de las actividades minero - energéticas, normando, fiscalizando y/o supervisando, según sea el caso, su cumplimiento; cautelando el uso racional de los recursos naturales en armonía con el medio ambiente.

El Ministro de Energía y Minas es miembro del Directorio de FONAFE, y es el encargado de proponer a cuatro miembros de cada directorio de las empresas estatales del sector energía; el quinto miembro es propuesto por el Ministro de Energía y Minas, con lo cual se preserva la implementación de la política energética dentro de las Empresas del Estado. El MEM aprueba también el plan estratégico de estas empresas.

3.1.2 La Dirección General de Electricidad - DGE

La Dirección General de Electricidad es el órgano técnico normativo encargado de proponer y evaluar la política del Subsector Electricidad; proponer y/o expedir, según sea el caso, la normatividad necesaria del Subsector Electricidad; promover el desarrollo de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica; y, coadyuvar a ejercer el rol concedente a nombre del Estado para el desarrollo sostenible de las actividades eléctricas. Está a cargo del Director General de Electricidad, quien depende jerárquicamente del Viceministro de Energía.

La Ley General de Electrificación Rural le encarga a la DGE las funciones promotora y normativa en materia de electrificación. En cuanto a la primera, la DGE debe determinar y administrar los montos que serán destinados como subsidio a la participación privada en procesos conducidos por PROINVERSIÓN. En cuanto a la función normativa, se encuentra pendiente la elaboración y revisión de las normas técnicas para los Sistemas Eléctricos Rurales tanto de diseño, construcción y la aplicación del Código Nacional de Electricidad (La DGE ha emitido alrededor de 20 dispositivos entre normas y especificaciones técnicas para la construcción de sistemas eléctricos rurales); asimismo, en el plazo de 90 días, deberá aprobarse la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales. . La DGE también otorgará Concesiones Eléctricas Rurales a ser tramitadas por la DEP, e impondrá la Servidumbre Rural.

3.1.3 La Dirección Ejecutiva de Proyectos - DEP

La DEP/MEM es el órgano responsable del planeamiento, ejecución y transferencia de proyectos para su operación y mantenimiento; en el caso del planeamiento realiza la formulación y actualización anual del Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER), documento que contiene una lista referencial de proyectos priorizados para los

próximos diez años, de acuerdo a evaluaciones técnicas y económicas, y que consolida los Planes Regionales de Electrificación Rural (PRER) elaborados por los gobiernos regionales. La coordinación de prioridades regionales con las nacionales, las modificaciones de índole presupuestal, así como la obtención de nuevas fuentes de financiamiento interno y/o externo, motivan que la programación de obras previstas de ejecutar en el horizonte de planeamiento tenga un carácter referencial. La DEP depende directamente del Ministro de Energía y Minas, siendo este último quien finalmente define las políticas de Electrificación Rural.

Las obras que ejecuta la DEP/MEM, ya sea con recursos propios o por encargo (convenios de financiamiento y ejecución), una vez concluidas y liquidadas son transferidas a título gratuito a las empresas concesionarias regionales o a la Adinelsa, según la ubicación de la obra. El FONAFE realiza el incremento de capital y emite las acciones correspondientes.

La Ley General de Electrificación Rural, consolida y ratifica las funciones que la DEP venía desempeñando como planificador y ejecutor principal de las obras de Electrificación Rural, encargándole también la administración de los recursos establecidos en la Ley, con excepción de los destinados a la participación privada. Además de la elaboración del PNER, la DEP debe también elaborar el Plan de corto plazo; y definir, de acuerdo a los criterios de priorización del Reglamento, los destinatarios de la transferencia de obras, así como la transferencia de materiales y equipamiento electromecánico a las Municipalidades Distritales, en calidad de donación.

3.1.4 La Entidad Ejecutora del Programa FONER

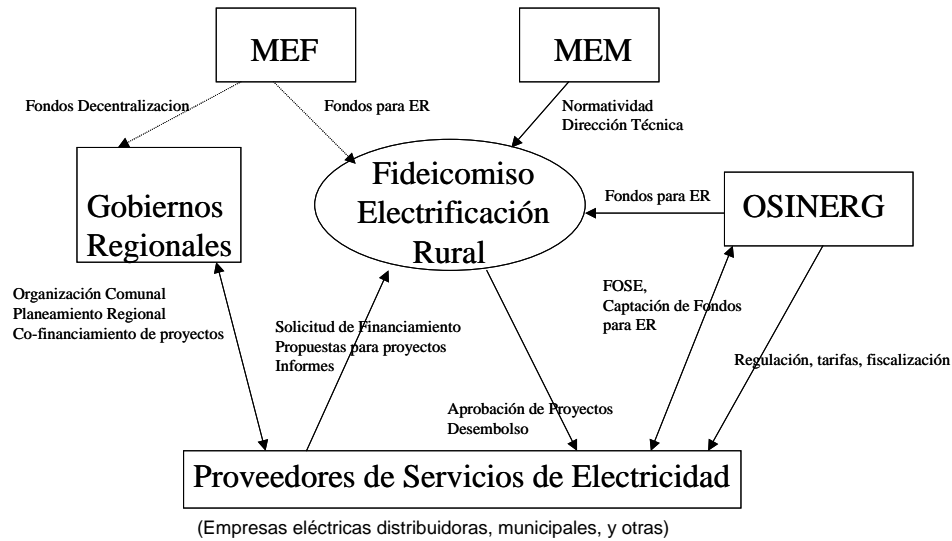
Creada en mayo de 2005 con la finalidad de ejecutar el programa de “Mejoramiento de la Electrificación Rural mediante la aplicación de fondos concursables, que es un programa piloto de electrificación rural, que opera con fondos del Banco Mundial (100 MM\$) en su primera etapa, orientado a ampliar la frontera eléctrica, con un esquema de ejecución que asegura la sostenibilidad del servicio a prestarse, al participar las empresas de distribución eléctrica regionales y privados. Se espera otorgar el servicio eléctrico a 160,000 usuarios de electricidad, mediante un subsidio eficiente a la inversión de hasta el 90%, sin cubrir costos de operación y mantenimiento.

El esquema planteado por el FONER consiste en el otorgamiento de subsidios directos a la inversión en proyectos de electrificación rural presentados por las empresas concesionarias o por inversionistas privados, quienes deben participar por los menos con el 10% del total de la inversión. El subsidio se determina como el monto necesarios para obtener una tasa interna de retorno del 12% a precios privados, sobre la inversión que realiza el inversionista; además el proyecto deberá tener una tasa interna de retorno mínima del 14% (superior a la exigida por el SNIP), y el subsidio no debe ser mayor a US\$ 800 por conexión. La meta planteada es la de proveer el servicio a 160,000 viviendas rurales.

Una ventaja adicional del Programa FONER es que las licitaciones de estudios y ejecución de obras es realizada de acuerdo a las normas del Banco Mundial y no de CONSUCODE, con lo cual es posible realizar una mejor selección de los postores. El Programa FONER ya se ha iniciado con las empresas regionales de distribución y cuenta con una cartera de proyectos.

La Ley General de Electrificación considera el esquema FONER, dentro de la participación privada, pero como un esquema secundario.

Ilustración No. 2: Esquema de interacción del FONER



Fuente: MEM y Banco Mundial (2005). Mejoramiento de la electrificación rural mediante la aplicación de Fondos Concursables. Estudio de preinversión a nivel de pre-factibilidad.

3.1.5 Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. - ADINELSA

La Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. ADINELSA, es una empresa estatal de derecho privado, que tiene por finalidad administrar las obras de electrificación rural que recepciona del Estado, construidas en las zonas rurales y aisladas del País. ADINELSA administra una parte importante de la infraestructura eléctrica rural construida por el Estado, encargando la operación y mantenimiento a empresas concesionarias y a Municipalidades.

ADINELSA fue creada para recibir las obras ejecutadas por la DEP situadas en el ámbito de concesión de las empresas de distribución privada, pero en un contexto de impulso de privatización de las empresas regionales. Con la Promulgación de la Ley de Electrificación Rural y de Zonas Aisladas y de Frontera, todas las obras ejecutadas por la DEP serían transferidas a ADINELSA; situación que cambia con Ley General de Electrificación Rural que considera la transferencia de obras a ADINELSA sólo por excepción, únicamente cuando las obras de electrificación se encuentren dentro de las zonas de concesión privada, tomando las concesionarias regionales un rol protagónico en la recepción de las obras.

Las instalaciones de electrificación rural que administra ADINELSA le han sido transferidas en propiedad o encargadas por las entidades ejecutoras, principalmente por la Dirección Ejecutiva de Proyectos del Ministerio de Energía y Minas (DEP/MEM), los Consejos Transitorios de Administración Regional (CTAR) y FONCODES. Estas instalaciones rurales, ejecutadas por el Estado cumpliendo su rol subsidiario y redistribuidor, no son rentables debido al relativamente escaso número de familias atendidas, el reducido consumo por cliente y la gran dispersión geográfica de las localidades, lo que origina altos costos de inversión y elevados costos de operación y mantenimiento; consecuentemente, ADINELSA es una empresa deficitaria y requiere de transferencias anuales de recursos de FONAFE para atender el servicio eléctrico en las zonas rurales que administra.

De acuerdo a la nueva normativa de electrificación Rural, sólo por excepción ADINELSA continuará recepcionando obras de electrificación rural; adicionalmente ADINELSA en coordinación con la DGE y PROINVERSIÓN deberá analizar aquellos

SER que puedan ser objeto de concurso de promoción a la inversión privada; con lo cual la existencia de Adinelsa podría llegar a término.

3.1.6 El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas - OSINERGIM

El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), tiene como funciones las de regular, supervisar y fiscalizar en el ámbito nacional las actividades de los subsectores de electricidad, hidrocarburos y minería, así como el cumplimiento de las normas legales y técnicas referidas a la conservación y protección del medio ambiente; siendo integrante del Sistema Supervisor de la Inversión en Energía compuesto por el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y Protección de la Propiedad Intelectual y el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía. Tiene personería jurídica de derecho público interno y goza de autonomía funcional, técnica, administrativa, económica y financiera.

Dentro de la función reguladora en el sub Sector Eléctrico, a través de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, el OSINERGIM – GART, es el responsable de fijar las tarifas eléctricas de generación, transmisión y distribución de electricidad, de acuerdo a la normatividad vigente, y cumpliendo con los mecanismos de transparencia establecidos para ello. Asimismo, define los lineamientos de política y estrategias para la fijación de tarifas, actualiza o modifica las normas legales y técnicas que rigen las actividades de fijación y revisión tarifaria, se pronuncia sobre los reclamos sobre asuntos tarifarios, supervisa los el despacho económico realizado por el COES, y realiza todos los estudios que por Ley son requeridos para los proceso de fijación tarifa y para la supervisión de la operación del Sistema Eléctrico

En los aspectos regulatorios más cercanos a la Electrificación Rural, se encuentra la fijación de tarifas a nivel de distribución, la determinación de los factores a aplicarse para el cálculo del Fondo de Compensación del Sector Eléctrico – FOSE, así como la supervisión de su aplicación. Para la determinación de tarifas de distribución, el OSINERGIM – GART, clasifica cada uno de los sistemas de distribución eléctrica y calcula los factores de ponderación del VAD de acuerdo a los indicadores y a los sectores típicos definidos por el MEM que actualmente son seis: a) Típico 1: Urbano de Alta Densidad, b) Típico 2: urbano de media densidad. c) Típico 3: Urbano de Baja Densidad, d) Típico 4: Urbano Rural, e) Típico 5: Rural y f) Típico Especial: para la empresa COELVISA.

Dentro de su función fiscalizadora dentro del sub Sector Electricidad, a través de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, fiscaliza el funcionamiento de las entidades dedicadas a la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad de electricidad, así como del COES, para lo cual ha establecido una serie de procedimientos de fiscalización. También está encargadas de efectuar la supervisión de las actividades de Post Privatización, las concesiones otorgadas, y el cumplimiento de los compromisos de inversión y demás obligaciones contractuales derivadas de los procesos de privatización, efectuados al amparo del Decreto Legislativo No. 674 – Ley de Promoción de la Inversión Privada en las Empresas del Estado.

Para la supervisión de la atención de reclamos interpuestos por los usuarios del servicio público de electricidad, OSINERGIM cuenta con la Junta de Apelaciones de Reclamos de Usuarios, que es el órgano encargado de resolver, en segunda y última instancia administrativa, los reclamos realizados ante las Entidades sujetas al ámbito de su competencia. Sus resoluciones son sólo impugnables ante el Poder Judicial.

3.1.7 El Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado - FONAFE⁵

El FONAFE es la empresa de derecho público adscrita al sector Economía y Finanzas, titular de las acciones de las empresas del Estado que se encuentran bajo su ámbito, cuyas actividades empresariales son principalmente normar, regular y gestionar.

Cuadro No. 1: Desempeño de las empresas FONAFE 2004
(En Miles de US\$)

Empresas Eléctricas	% De Participación	Activos	Pasivos	Patrimonio	Utilidad (Pérdida) Neta
Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S. A. – EGASA	100.00%	270.524	35.120	235.404	3.682
Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S. A. – EGEMSA	100.00%	155.276	8.391	146.884	2.690
Empresa de Generación Eléctrica del Sur S. A. - EGESUR	100.00%	54.798	7.095	47.703	-7.439
Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S. A. - ELECTROCENTRO S.A.	100.00%	192.401	28.259	164.142	7.978
Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S. A. - ELECTRONORTE S.A.	100.00%	64.301	21.567	42.734	1.764
Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electronoroeste – ENOSA	100.00%	100.943	25.064	75.880	3.374
Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Oriente S. A. -ELECTRO ORIENTE S.A.	100.00%	104.837	7.203	97.634	1.537
Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad de Puno S. A. A. ELECTROPUNO S.A.A.	99.50%	62.699	5.038	57.661	41
Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad ELECTROSUR S.A.	100.00%	41.636	3.851	37.786	359
Empresa Regional de Servicio Público Electro Sur Este S. A. A. - ELECTRO SUR ESTE S.A.A.	99.60%	98.797	6.149	92.649	707
Empresa Concesionaria de Electricidad de Ucayali Sociedad Anónima – ELECTRO UCAYALI S.A.	99.90%	40.691	2.963	37.728	1.610
Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electro Norte Medio S. A. - HIDRANDINA S.A.	94.70%	205.857	25.461	180.396	5.331
Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S. A.	100.00%	166.119	97.419	68.697	3.634
Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S. A. - SEAL	84.80%	81.097	18.554	62.543	107
Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S. A. – ADINELSA	100.00%	126.824	2.417	124.407	-4.469
Empresa de electricidad del Perú S. A. - ELECTROPERU (Empresa bajo encargo)	(1)	1.132.525	534.729	597.796	37.861

(1) FONAFE no tiene participación accionaria en ELECTROPERU, por mandato de la ley, las administra y controla. ELECTROPERU, es una empresa cuyo capital pertenece íntegramente al Fondo Consolidado de Reservas Previsionales – Ley N° 19990, a partir del año 2001 (de acuerdo a la Ley 27617 – Ley que dispone la Reestructuración del Sistema de Pensiones del Decreto Ley N° 19990 y modifica el Decreto Ley N° 20530 y la Ley del Sistema Privado de Administración de Fondos de Pensiones).

Fuente: Estados Financieros Consolidados de FONAFE y Empresas bajo su Ámbito de Supervisión al 31 de Diciembre del 2004

⁵ Tomado de: Guerra-García, Gustavo y Verónica Minaya (2006).

Bajo el ámbito de FONAFE se encuentran las empresas cuyo capital social pertenece, en forma directa o indirecta, íntegra o mayoritariamente al Estado, salvo las excepciones previstas en la Ley. Tal es el caso de ELECTROPERÚ S.A., que por mandato de la Ley No. 27319, queda establecido que sus derechos económicos derivados de las acciones representativas del capital social de ELECTROPERÚ S.A. corresponden al Fondo Consolidado de Reservas Previsionales - FCR.

3.1.8 Empresas Concesionarias de distribución de Electricidad de propiedad del Estado

Son las empresas regionales de distribución de electricidad que no fueron privatizadas o que revirtieron al Estado luego de haber sido privatizadas; todas ellas actualmente han sido retiradas del proceso de privatización. Dentro del primer grupo se encuentran: SEAL, Electro Puno S.A., Electro Sur Este S.A., Electro Sur S.A., Electro Ucayali S.A. y Electro Oriente S.A.; en tanto que en el segundo, se encuentran las empresas del grupo Distriluz: Electro Norte S.A., Electro Nor Oeste S.A., Hidrandina S.A. y Electro Centro, las mismas que revirtieron al Estado Peruano luego de haber sido adquiridas por el grupo Gloria. Estas once empresas regionales se encuentran bajo el ámbito de FONAFE; quien norma y dirige su gestión empresarial, aprobando, dentro de los rubros más importantes, su presupuesto de gasto e inversiones. Dentro de otras normas, las concesionarias estatales están también sujetas a la Ley de Contrataciones y Adquisiciones del Estado, a la Ley del SNIP, a Contraloría General de la República, a la Ley de endeudamiento público; todo lo cual hace que su gestión sea más lenta que la del sector privado.

Las empresas de distribución son las encargadas de proveer de energía a los usuarios finales ubicados dentro de su área de concesión. La energía comprada a las empresas de generación es transportada utilizando los sistemas de transmisión y sub transmisión, llegando a los usuarios finales a través de las redes de distribución. Las empresas son monopólicas dentro de su área de concesión, siendo ellas las únicas que pueden proveer el servicio a los usuarios regulados estando obligadas a suministrárselo en los plazos y condiciones establecidos por las normas vigentes.

Dado que para brindar el servicio en una zona de concesión se utilizan las mismas redes de distribución, mientras más concentrada esté la demanda, los márgenes de ganancia son mayores. Para extender las redes de distribución las empresas hacen una evaluación considerando los costos totales de inversión, una demanda prevista y una estimación de la tarifa de acuerdo al sector típico donde se encuentre el proyecto. Los proyectos de inversión deben ser aprobados por el SNIP cumpliendo con la rentabilidad mínima del 12% sobre precios privados; luego forman parte de la cartera de proyectos de la empresa y su ejecución depende de la aprobación de FONAFE, de acuerdo a la disponibilidad de recursos de la empresa y del holding y de los criterios de priorización económicos. Dada la limitación de recursos, los proyectos de ampliación de redes compiten con los proyectos orientados a mejorar la calidad del servicio de las redes existentes, a fin de cumplir con las exigencias de calidad y evitar las multas impuestas por el OSINERGIM. Con todo ello, el crecimiento de las redes es limitado y se realiza sólo hacia zonas donde económicamente es rentable ampliar el servicio.

Considerando la existencia de sectores rurales, dentro y cercanos a las áreas de concesión, que no han sido atendidos con el servicio eléctrico por falta de recursos de inversión, y conociendo el expertiz que tienen las empresas en el negocio de distribución; el esquema FONER se adapta perfectamente a sus requerimientos de inversión, en aquellos sectores sostenibles, lo que se corrobora con los diversos proyectos que ya han sido presentados a la Unidad Ejecutora del Programa FONER.

Las áreas de concesión de las distribuidoras regionales presentan distintos grados de concentración de la demanda, pero en ningún caso presentan altas densidades como en Lima. Observando el cuadro de ponderación del Valor Agregado de Distribución en Baja Tensión publicado por el OSINERGIM para el año 2006 que se muestra a continuación, se puede observar que con excepción de Coelvisa, sólo las concesionarias regionales y empresas municipales atienden el servicio en zonas rurales (sectores típicos 4 y 5, es decir urbano rural y rural):

Cuadro No. 2: Ponderación del valor agregado de distribución en baja tensión publicado por el OSINERGIM para el año 2006

Empresa	Factor de Ponderación por Sector Típico (%)						TOTAL
	1	2	3	4	5	Especial	
Coelvisac			45.03%				100.00%
Edecañete		88.87%		11.13%			100.00%
Edelnor	94.97%	4.68%	0.29%		0.06%		100.00%
Electro Oriente		81.83%	5.61%	1.51%	11.05%		100.00%
Electro Pangoa		100.00%					100.00%
Electro Puno		55.64%	19.58%	1.65%	23.13%		100.00%
Electro Sur Este		57.63%	20.07%		22.30%		100.00%
Electro Sur Medio		97.05%	0.67%	0.08%	2.20%		100.00%
Electro Tocache			100.00%				100.00%
Electro Ucayali		92.32%	6.30%	1.38%			100.00%
Electrocentro		56.78%	16.51%	8.20%	18.51%		100.00%
Electronoroeste		86.62%	6.02%	6.96%	0.40%		100.00%
Electronorte		78.29%	13.31%	3.90%	4.50%		100.00%
Electrosur		95.99%			4.01%		100.00%
Emsemsa			100.00%				100.00%
Emseusa				100.00%			100.00%
Hidrandina		84.50%	10.14%	2.21%	3.15%		100.00%
Luz del Sur	100.00%						100.00%
Seal		86.24%	8.15%	1.01%	4.60%		100.00%
Sersa			100.00%				100.00%

Siendo Electro Puno (24.8%), Electro Centro (26.7%), Electro Sur Este (22.3%) y Electro Oriente (12.56%) las que administran mayores áreas rurales, en porcentaje de ventas de energía.

Aunque, de acuerdo a la Ley de Concesiones Eléctricas, el esquema tarifario debería garantizar una rentabilidad mínima del 8%; por diversos motivos incluyendo el mal diseño de los sistemas, el retraso de inversiones que eleva los costos de operación y mantenimiento y no permite reducir los niveles de pérdidas técnicas, así como un esquema tarifario diseñado para la operación de sistemas eléctricos eficientes, entre otros; la rentabilidad de las empresas es mucho más baja que esta rentabilidad mínima. En los sectores urbano-rural y rural, la brecha entre las tarifas fijadas por OSINERGMIN y los costos totales del servicio es grande.

3.1.9 Las Municipalidades Concesionarias

Existen dos empresas municipales que prestan el servicio eléctrico y cuentan con concesión de electricidad, EMSEMSA en Paramonga, y EMSEUSA en Uctubamba; asimismo, ADINELSA mantiene convenios de operación y mantenimiento con algunas municipalidades en las cuales les da soporte y capacitación para la prestación del

servicio; y por último, la participación de las municipalidades se ha realizado en la promoción y canalización de las demandas de los pobladores y en muy pocos casos contribuyendo con recursos económicos y financiamiento para la ejecución de obras eléctricas.

3.1.10 Gobiernos Regionales y Locales

Los Gobiernos Regionales y Locales han tenido una serie de iniciativas de inversión en proyectos de Electrificación Rural, muchos de los cuales se han realizado en convenio con DEP o las empresas concesionarias y/o a través de ejecución directa. Una vez ejecutadas las obras han sido transferidas para su operación y mantenimiento a las empresas concesionarias, algunas veces sólo como sesión en uso y otras, mediante transferencia de activos sin que éste proceso haya concluido.

Los Gobiernos Regionales y Locales son responsables también de elaborar los Planes a nivel Regional y Local de Electrificación Rural que luego son incluidos dentro del Plan Nacional. La Ley General de Electrificación Rural incluye a los Gobiernos Regionales y Locales como ejecutores o cofinanciadores de la ejecución de proyectos con la DEP, en ambos casos la Ley prevé la celebración de convenios obligatorios de operación y mantenimiento con las empresas concesionarias regionales o con ADINELSA y no la transferencia de activos.

3. Diagnóstico General del Sector de Electrificación Rural

4.1 Etapas del Desarrollo de la Estrategia Estatal⁶

4.1.1 Periodo 1900-1950:

“Hasta la década de los 50s, el servicio público de electricidad en las principales ciudades del país era sostenido y desarrollado por la inversión privada a través del sistema de concesiones. En las pequeñas ciudades y localidades sin embargo, la situación era distinta, el servicio era prestado por las municipalidades lo cual significaba que las pequeñas centrales térmicas brindaban el servicio en forma deficiente y restringida. El desarrollo de la energía eléctrica en el medio rural fue resultado de la acción individual de autoproductores, o la gestión de algún funcionario estatal que logró la instalación de una pequeña planta.”

4.1.2 Periodo 1950-1970:

“En 1955, la Ley No. 12378 permitió consolidar el desarrollo de la inversión privada en las grandes ciudades del país y el Estado se limitó a normar y fiscalizar el servicio eléctrico. Debido a la crisis de los servicios municipales en pequeñas ciudades y localidades, el gobierno creó los Servicios Eléctricos Nacionales (SEN) para asumir su administración.”

“En la década del 60 se incrementó la presencia del estado en los servicios públicos y se desarrolló la construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas en el ministerio de Fomento y Obras Públicas. Como proyecto piloto se implementó la Electrificación del Valle del Mantaro entre 1967 y 1972 con el apoyo del AID, que permitió expandir la frontera eléctrica a pequeños centros poblados con una población de 15,000 beneficiarios. Inicialmente se vinculó la Electrificación Rural a las unidades agropecuarias y luego se entendió esta como la expansión de la frontera eléctrica hacia las capitales provinciales y distritales con un servicio principalmente nocturno. Los criterios de prioridad de los proyectos se basaban en la gestión de las autoridades políticas y la presión de los pueblos.”

4.1.3 Período 1970- 1980:

“Con la Ley normativa de electricidad 19521 se estatizó la industria eléctrica, reservándose el estado todas las actividades de generación, distribución y comercialización. Para este fin se creó ELECTROPERÚ, la cual debería dar prioridad al criterio social sobre el económico. Se consideró que la empresa estatal podía garantizar la ampliación de la frontera hacia aquellas regiones postergadas donde la electrificación no era rentable. La realidad fue que se dio prioridad al desarrollo del sistema interconectado nacional y solo se ejecutaron algunos proyectos de electrificación de pequeñas localidades provinciales y distritales. Sin embargo, la mayoría se hizo en base a pequeñas plantas térmicas y con el propósito de responder a exigencias postergadas que ELECTROPERÚ atendió.”

“En este período en el Ministerio de Energía y Minas (MEM), se crearon la Oficina Ejecutiva de Proyectos Especiales de Interés Local (OPIL) y el Programa de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas y ELECTROPERÚ creó la Oficina de Programa de Tecnología Aplicada (OPTA). El MEM definió que su política era electrificar pequeñas localidades aisladas mediante pequeñas centrales hidroeléctricas.”

⁶ Tomado de: MINEM y Banco Mundial (2005). Mejoramiento de la electrificación rural mediante la aplicación de Fondos Concursables. Estudio de preinversión a nivel de pre-factibilidad.

4.1.4 Periodo 1980- 1990:

“Con la Ley General de Electricidad 23406 de 1982 y el decreto Ley 163 se dio un importante impulso a la Electrificación Rural al centralizarse en la Gerencia de Electrificación Provincial, Distrital y Rural de ELECTROPERÚ todos los proyectos. El decreto 163 establecía un impuesto de 25 % a los consumos de energía superior a los 160 Kwh. al mes y el 50% de lo recaudado se debía destinar a la electrificación rural. Los proyectos una vez ejecutados se incorporaban a las empresas regionales y su sostenibilidad se garantizaba con una tarifa empresarial. Se desarrollaron los Pequeños Sistemas Eléctricos (PSE) y se firmaron convenios con organismos de cooperación internacional para desarrollar programas de minicentrales hidroeléctricas. En el período 1980-1985 se amplió de forma significativa la cobertura de los proyectos. Por su parte, en el quinquenio siguiente (1985-1990), los proyectos se focalizaron los proyectos en las regiones económicamente y socialmente deprimidas. El proceso de regionalización de ELECTROPERÚ fue el primer intento de transferir las Unidades de Proyectos de Electrificación (UPES) a las empresas eléctricas regionales, pero la crisis económica y la violencia existente llevo a una parálisis del desarrollo de los proyectos.”

4.1.5 Periodo 1990-1995:

“En 1992 se establece la Ley de Concesiones Eléctricas 25884 que establece un nuevo marco legal para el desarrollo de la electricidad en el país al establecer que las empresas se deben desdoblar en generadoras, transmisoras y distribuidoras. Se propicia la competencia en la generación y la regulación en la transmisión y distribución. Igualmente se inicia un proceso de privatización de las empresas. Al quedar ELECTROPERÚ como una empresa de generación por efecto del proceso de privatización, los proyectos de electrificación rural son retomados por el MEM, que inicialmente estudia la creación de un Instituto de Electrificación Rural.”

“Los proyectos son trasladados a la Dirección Ejecutiva de Proyectos (DEP), creada en 1993 para ejecutar proyectos de generación y transmisión. Inicialmente se transfirió los proyectos que ELECTROPERÚ había diseñado y empezado a ejecutar a través de la Gerencia de Electrificación.”

4.1.6 Periodo 1995-2000:

“En 1996, al culminarse con los proyectos en cartera, se suscita la necesidad de generar nuevos proyectos de electrificación para satisfacer la demanda de pequeñas localidades y se plantea el desarrollo de la planificación de la Electrificación Rural que permita contar con una priorización de proyectos a nivel nacional para su ejecución. En este periodo, se dio énfasis a integrar los sistemas rurales de los PSE al sistema interconectado nacional mediante líneas de transmisión a 138 kV y 60 kV. Dado que las áreas de influencia de las empresas distribuidoras estaban restringidas hasta 100 metros de sus redes y era política del estado privatizarlas, se enfrentaron resistencias para la transferencia de los proyectos de electrificación rural una vez culminados por la DEP. EL problema principal era la baja sostenibilidad, lo cual generó la necesidad de crear ADINELSA.”

4.1.7 Período 2000-2005:

“En este periodo se ha consolidado la planificación centralizada de la Electrificación Rural y la ejecución de los proyectos de electrificación mediante la DEP, pero el proceso de regionalización ha introducido la necesidad de revisar los organismos que deben participar en la ejecución de los proyectos.”

“En el año 2002 se da la Ley 27744 de Electrificación Rural y de Zonas Aisladas y de Frontera, que constituye el marco legal de la electrificación rural. Se define las funciones de la DEP, la existencia del Fondo de Electrificación Rural (FER) y la modalidad de transferencias de proyectos a ADINELSA. Esta Ley de Electrificación Rural no fue Reglamentada debido a las contradicciones con el proceso de regionalización y no tuvo vigencia plena -no se constituyó del FER- pero sirvió para dar solidez a ADINELSA.”

“En este período se inicia los procesos de regionalización, estableciéndose toda la normativa largamente detallada anteriormente. Dentro de los efectos relevantes de señalar se encuentran la mayor disponibilidad de recursos de los Gobiernos Regionales, parte de los cuales fueron destinados a la ejecución de Proyectos de Electrificación Rural, ya sea mediante convenios con las empresas concesionarias, o en algunos casos directamente. La DEP también inicia una serie de programas de capacitación en las áreas de formulación, ejecución y administración en materia de electrificación rural.”

4.1.8 Período 2006-a la actualidad:

Aunque en este período se continúa con el esquema anterior; se señalan dos hitos importantes que marcan un sendero más definido para el desarrollo de la electrificación Rural, la promulgación de la Ley General de Electrificación Rural en mayo de 2006, cuyo Reglamento ha sido publicado recientemente el 3 de mayo de 2007; y el inicio del Proyecto del Mejoramiento de la Electrificación Rural – FONER, que aunque fue constituido en mayo del 2005, recién a inicios del 2007 inició la entrega de subsidios para la ejecución de proyectos de electrificación rural mediante esta modalidad. Con la fusión del Proyecto FONER y la DEP, establecida el 5 de mayo de 2007, la Dirección General de Electrificación Rural será la unidad ejecutora única del Ministerio de Energía y Minas en materia de Electrificación Rural.

La Ley General de Electrificación Rural y su Reglamento, establecen el siguiente esquema para el desarrollo de la electrificación rural:

- La Planificación de la Electrificación Rural continúa siendo centralizada, encargada a la Dirección Ejecutiva de Proyectos (ahora a la Dirección General de Electrificación Rural), quien debe coordinar con los Gobiernos Regionales y Locales, y otras entidades interesadas en el desarrollo de la Electrificación Rural; pero finalmente define la priorización del PNER.
- Se constituye finalmente un fondo de electrificación rural, con recursos específicos inembargables; con lo cual se garantiza la existencia real de fondos para el desarrollo rural. Estos fondos son administrados por la DEP, con excepción de los destinados a la promoción de la inversión privada.
- La ejecución de obras de electrificación rural puede ser realizada: a) directamente por la DEP –con recursos del fondo de electrificación rural-; b) por las empresas concesionarias – obras encargadas por la DEP y con recursos del FONDO, ó como participación privada con un subsidio a la inversión en el esquema FONER o en concursos llevados a cabo por PROINVERSIÓN; c) por los Gobiernos Regionales y Locales, en cuyo caso la DEP podrá co-financiar proyectos con los fondos de la electrificación rural; e) por inversionistas privados, quienes deben concursar por un menor subsidio a la inversión ya sea en el esquema FONER o mediante concursos llevados a cabo por PROINVERSIÓN con fondos de la electrificación rural.
- Dentro de los esquemas de descentralización, se establece la capacitación, la participación en la elaboración del PNER, la ejecución de proyectos con recursos

propios de los Gobiernos Regionales y Locales y con co-financiamiento de la DEP.

- La creación de la Tarifa Eléctrica Rural, en la cual se contempla el no retorno de las inversiones realizadas con los fondos de electrificación rural y otro tipo de subsidio a la inversión por parte del Estado. Aquí se reconoce el rol subsidiario del estado, y por lo tanto se hunden las inversiones en electrificación rural. En la tarifa se contempla únicamente el retorno de aquella parte de la inversión que provenga de recursos propios de privados o de las empresas concesionarias regionales; asimismo se establece que la conexión domiciliaria rural incluido el sistema de medición es de propiedad de la empresa y por tanto es su obligación proveerla. Se prevé la sostenibilidad de los sistemas eléctricos rurales creando un fondo de reposición de las inversiones y asumiendo que los costos de operación y mantenimiento que fije el OSINERGIM son suficientes para cubrir los costos efectivos del servicio. Se establece la posibilidad de ampliar la cobertura del FOSE a fin de que los usuarios rurales puedan acceder a tarifas menores y acordes con sus ingresos.
- Por último se complementa el esquema con el establecimiento y adecuación de normas de diseño y construcción que se adecuen mejor a los requerimientos de los sistemas rurales y la creación de la Norma de Calidad del Servicio Eléctrico Rural.

4.2 Plan Nacional de Electrificación Rural - PNER⁷

El Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER) sirve como herramienta de planeamiento vital que recoge los insumos básicos necesarios para lograr los objetivos de política en el tema de electrificación a nivel nacional. Es por ellos que el PNER se conforma de los Planes de Desarrollo tanto a nivel Regional como Local, los programas de expansión de las empresas concesionarias de distribución eléctrica, las iniciativas privadas y los programas o proyectos que el Gobierno Nacional ha previsto desarrollar.

El PNER 2006-2015 contiene 1,529 proyectos y programas identificados del Gobierno Nacional (DEP/MEM, FONER, Empresas Eléctricas, y Otras entidades del estado), Gobiernos Regionales y Gobiernos Locales. Se presume que la ejecución de este conjunto de proyectos considerados en el PNER, beneficiará a 4,8 millones de habitantes, con una inversión total de US\$928,9 millones. Ello permitirá contribuir, complementariamente a las inversiones de las empresas del sector en generación, transmisión y distribución y a lograr un aumento del coeficiente de electrificación nacional del 93.1% hacia el año 2015.

Dada la demanda insatisfecha a nivel nacional y los escasos recursos del estado, los proyectos corresponden a una metodología de priorización que considera tres factores básicamente: a) criterios técnicos, b) económicos, y c) socio-económicos.

a) Criterios Técnicos

i) Estado actual del proyecto: Se califica el nivel de estudio alcanzado de cada proyecto. El puntaje a asignar a cada proyecto estará en función directa al nivel que haya alcanzado su respectivo estudio, dándole la mayor puntuación al proyecto que tenga su estudio definitivo completo a nivel de ejecución de obras aprobado por la DEP/MEM.

⁷ Ver: MINEM (2007). Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER). Período 2006-2015. Dirección Ejecutiva de Proyectos.

ii) Infraestructura eléctrica: La Infraestructura eléctrica existente o futura, en líneas de transmisión, subestaciones de potencia y/o de plantas de generación, posibilitan en mayor o menor grado la formulación y ejecución de proyectos de electrificación (PSE's), a partir de la utilización de estas instalaciones. Por lo tanto este criterio califica el nivel de desarrollo alcanzado para la implementación de esta infraestructura, asignándosele puntajes distintos si ésta existe o si su construcción está programada dentro del horizonte de planeamiento del PNER.

iii) Coeficiente de electrificación provincial: Este criterio califica el nivel de pobreza eléctrica de la(s) provincia(s) en el que se ubican los PSEs, dándosele una mayor prioridad a aquellos proyectos que cuenten con menor coeficiente de electrificación en el ámbito provincial. El puntaje a asignar a cada proyecto está en función inversa al coeficiente de electrificación provincial alcanzado en el ámbito de influencia del proyecto, asignándole mayor puntaje al de menor coeficiente de electrificación.

b) Criterios económicos

i) Valor Actual Neto Social (VANS): Se da prioridad a los proyectos que tengan un gran impacto social, toda vez que los proyectos del PNER, en términos financieros tienen niveles de rentabilidad negativos o muy bajos. Para esto se ha optado por calificar la rentabilidad social, determinándose el Valor Actual Neto Social (VANS) del proyecto. El puntaje a asignar a cada proyecto está en función directa al cociente (VANS/Inversión), respectivamente.

ii) Inversión por vivienda y per – cápita: Es la relación de la inversión total requerida por el proyecto y el número de viviendas y habitantes beneficiados (US\$/vivienda y US\$/habitante), dándose una mayor prioridad al proyecto que tiene el menor valor absoluto de este coeficiente.

c) Criterios socio-económicos

i) Índice de pobreza: Para cuantificar este factor, se ha utilizado el Mapa de la Pobreza 2006 elaborado por FONCODES (MIMDES), en el que se califica el nivel de pobreza de cada distrito asignándole un valor numérico. Se da mayor puntaje a los proyectos conformados por localidades ubicadas en los distritos que tengan mayor índice de pobreza.

ii) Ubicación geográfica: Se otorga mayor puntaje a los proyectos ubicados en zonas de frontera y en las zonas rurales de la costa, sierra y selva del país.

4.3 Situación de la Infraestructura

4.3.1 Cobertura en zonas rurales

En 1993, tras el inicio del proceso de privatizaciones, se produjo el mayor incremento en el coeficiente de electrificación, el cuál creció a una tasa de 9% con respecto al año 1992. Pese a que las tasas de crecimiento promedio del coeficiente de electrificación han ido disminuyendo con los años (3,12% para el periodo 1990-1995, 2,4% para 1996-2000, y 1,0% para 2001-2004), se ha logrado importantes avances en términos de cobertura nacional. Actualmente, las estadísticas oficiales del Ministerio de Energía y Minas⁸, las proyecciones oficiales indican que en el año 2006 el coeficiente

⁸ Ministerio de Energía y Minas. "Evolución de los Indicadores del Mercado Eléctrico 1995-2006. Dirección General de Electricidad/Dirección de Promoción y Estudios.

de electrificación nacional equivaldría a 80%. Sin embargo, mediciones elaboradas por OSINERGIM, consideran que el coeficiente sería menor y alcanzaría sólo el 71%. La diferencia, según los técnicos de OSINERGIM se debería a que la DEP y el MEM, asumen que el 100% de los beneficiarios previstos en los proyectos ejecutados logran conectar a sus domicilios a las redes eléctricas, pero que eso se logra sólo parcialmente y que, por ello, cuando se usan referencias de población efectivamente conectada el indicador de coeficiente de electrificación se reduce de 80% a 71%. (ver Cuadro No 3). Complementariamente, cabe señalar que se estima que en parte a diferencia de estimados de cobertura guarda estrecha relación con la existencia de clientes rurales que tienen en red eléctrica en sus centros poblados y no cuentan con conexión. El estudio de Esteban Serra preparado para el MEF⁹, señala que en diciembre del 2004 debían existir 1'157,275 familias conectadas totalizando los beneficiarios totales de la DEP (1993-2004) más los 108,344 familias con conexión eléctrica en el área rural al 31 de diciembre de 1992. Sin embargo, según los datos que proporciona OSINERGMIN y las empresas distribuidoras, las familias conectadas serían solamente 495,786. Por lo tanto, existirían 553,145 familias que estando en áreas electrificadas no han podido o no han querido conectarse. Estas familias con red y sin conexión involucran aproximadamente a 2'600,000 personas.

Cuadro No. 3: Población Servida por Energía según el Censo Nacional de Vivienda

	C.E. (b/a)	Población (/1)	Población Servida	No Electrificados
		(a)	(b)	(a-b)
AMAZONAS	0.591	397 884	235 041	162 843
ANCASH	0.672	1 052 927	707 879	345 048
APURIMAC	0.551	426 003	234 820	191 183
AREQUIPA	0.901	1 160 204	1 044 793	115 411
AYACUCHO	0.374	624 912	233 995	390 917
CAJAMARCA	0.276	1 380 767	380 626	1 000 141
CUSCO	0.647	1 187 904	768 098	419 806
HUANCAVELICA	0.543	452 419	245 650	206 769
HUANUCO	0.402	745 488	299 821	445 667
ICA	0.840	678 238	569 417	108 821
JUNIN	0.764	1 106 902	845 310	261 592
LA LIBERTAD	0.674	1 565 950	1 055 830	510 120
LAMBAYEQUE	0.736	1 111 183	818 285	292 898
LIMA	0.914	8 802 604	8 048 025	754 579
LORETO	0.434	903 595	392 564	511 031
MADRE DE DIOS	0.599	95 613	57 310	38 303
MOQUEGUA	0.765	162 651	124 377	38 274
PASCO	0.950	270 232	256 618	13 614
PIURA	0.674	1 658 495	1 117 360	541 135
PUNO	0.408	1 264 191	516 109	748 082
SAN MARTIN	0.541	690 072	373 529	316 543
TACNA	0.995	282 731	281 343	1 388
TUMBES	0.830	196 889	163 349	33 540
UCAYALI	0.554	415 726	230 169	185 557
Total General	0.713	26 633 580	19 000 317	7 633 263

Elaboración: OSINERGMIN – GART

(/1) INEI: X Censo Nacional (2005) y Tasa de crecimiento anual.

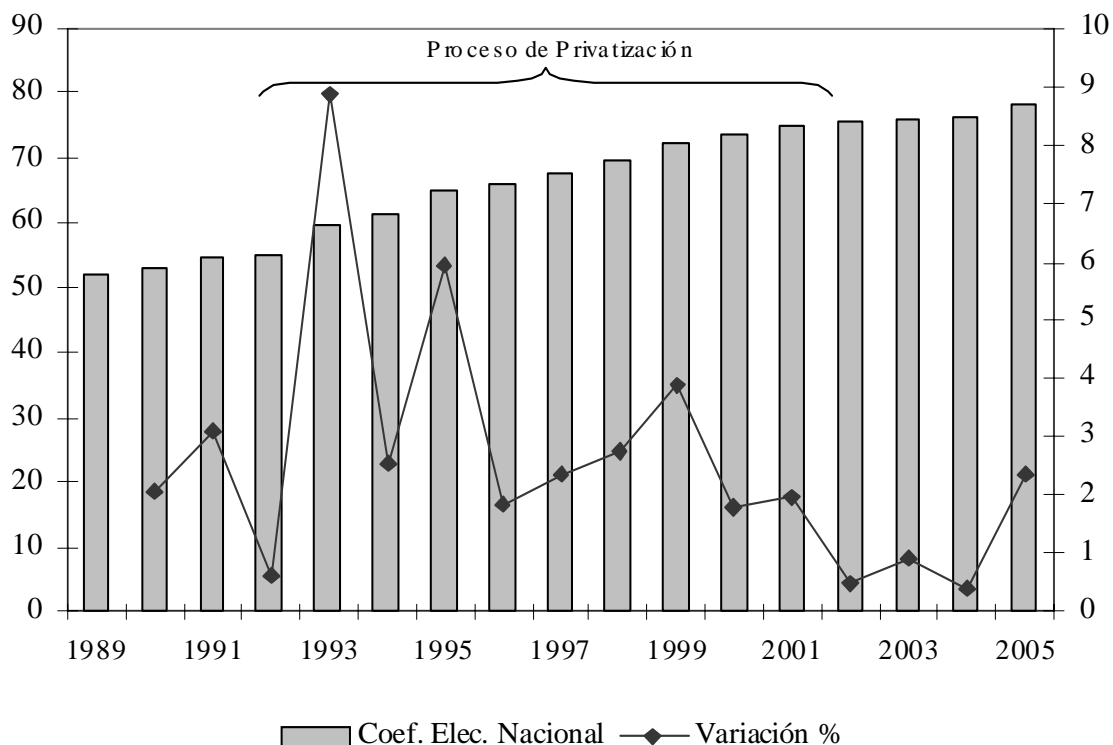
⁹ Serra Mont, Esteban. "Electrificación Rural en el Perú: Diagnóstico de Situación y Recomendaciones". Febrero 2007.

Es importante señalar que incentivar a estas familias a conectarse debería ser la primera prioridad de la política de energía rural, pues el costo de estas intervenciones es significativamente menor a cualquier otra acción posible ya sea en relación a extensión de redes o la implementación de sistemas aislados.

Entre 1993 y el año 2004, la DEP ha invertido US\$643 millones con un promedio de US\$53.6 millones anuales. A su vez, los beneficiarios totales teóricos han sido 4.93 millones de personas. Según los estimados de la DEP, la inversión por beneficiario equivale a US\$229. Sin embargo, si tomamos como base, las correcciones en el estimado de las familias conectadas, el real costo de la inversión por beneficiario ascendería a US\$4,676. Es decir, un alto valor prometido por cliente realmente electrificado.

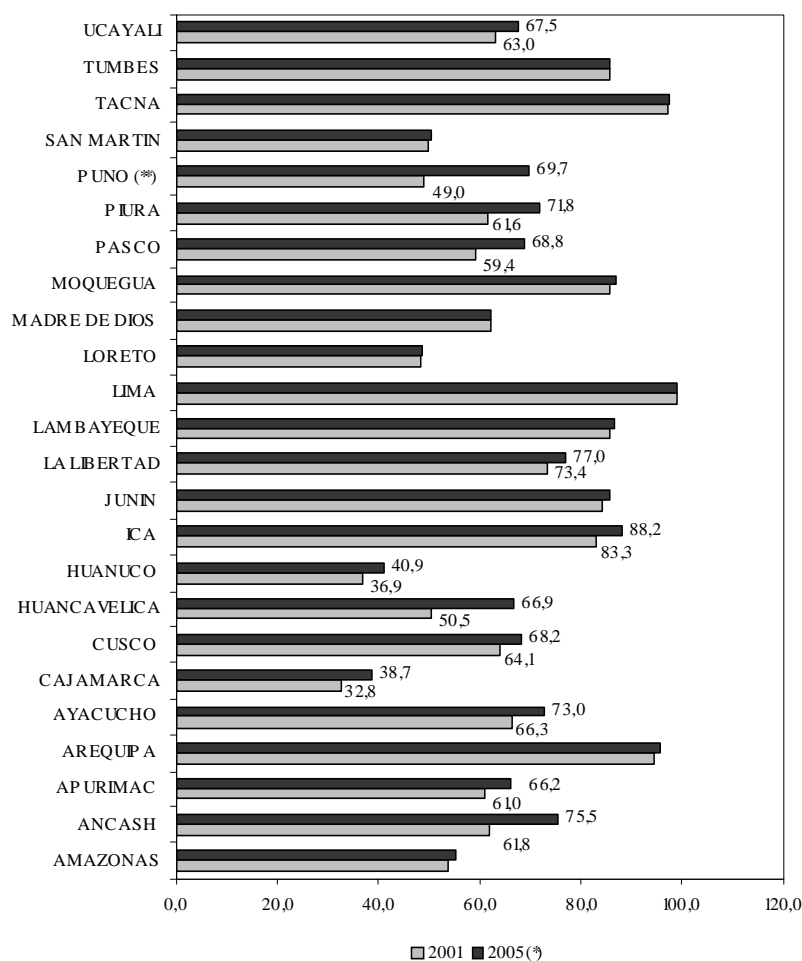
Según las cifras oficiales, a fines del 2004, el 23,7% de la población nacional carecía de acceso al servicio eléctrico; significando que alrededor de 6,5 millones de peruanos permanecen al margen del desarrollo y la modernidad. Entre los años 2001-2004 se habría logrado que medio millón de peruanos tengan acceso a energía eléctrica dado que en el 2001 la población total sin acceso a energía eléctrica ascendía a 7 millones de personas. Sin embargo, en el sector rural la situación es todavía grave pues solamente un 32% posee suministro eléctrico, existiendo 82 provincias con coeficientes de electrificación por debajo del 50%.

Gráfico No. 1: Coeficiente de electrificación nacional C.E. (en porcentaje)



Fuente: Ministerio de Energía y Minas

Gráfico No. 2: Cobertura 2001 versus 2005
coeficiente de electrificación departamental C.E. (en porcentaje)



*Cifra Preliminar

Fuente: Ministerio de Energía y Minas

Como se observa en el Gráfico N° 2, entre el 2001 y 2005, muchos de las regiones han aumentado significativamente su coeficiente de electrificación departamental. Tal es el caso de Ucayali, Puno, Piura, Pasco, Huancavelica y Ancash. Aunque quedan regiones relegadas como Cajamarca (C.E. 38,7%), Huánuco (C.E. 40,9%), Loreto (C.E. 48,6%) y San Martín (C.E. 50,5%). En el Cuadro No 4, por su parte, se puede apreciar la demanda no atendida de energía medida en número de personas atendidas versus no atendidas.

El Cuadro No 4 fue preparado por el proyecto FONER y asume un escenario en el que la nueva población atendida por los proyectos de electrificación rural es igual a cero. Es decir, un escenario en el que la nueva oferta es nula ya sea por que las inversiones no se ejecutan o por que no existe sostenibilidad de las inversiones de electrificación rural.

4.3.2 Calidad del servicio en zonas rurales es deficiente

La calidad del servicio recibido por parte de los sectores con menores consumos y sectores rurales es mucho más baja que en el sector urbano-rural. Lo que indicaría que los operadores de las redes de distribución incurren en menores inversiones en mantenimiento y operación de las instalaciones de estos sectores.

Cuadro No. 4

BALANCE OFERTA - DEMANDA BRECHA POR RIESGO

REGIONES	2005			2006			2007			2008			2009			2010		
	Población no atendida/ ¹	Población beneficiada/ ²	BRECHA 2005	Población no atendida	Población beneficiada	BRECHA 2006	Población no atendida	Población beneficiada	BRECHA 2007	Población no atendida	Población beneficiada	BRECHA 2008	Población no atendida	Población beneficiada	BRECHA 2009	Población no atendida	Población beneficiada	BRECHA 2010
AMAZONAS	176,100	0	176,100	158,020	0	158,020	139,269	0	139,269	119,828	0	119,828	99,679	0	99,679	78,483	0	78,483
ANCASH	397,695	0	397,695	391,137	0	391,137	384,334	0	384,334	377,281	0	377,281	369,971	0	369,971	361,488	0	361,488
APURIMAC	111,117	0	111,117	88,775	0	88,775	65,687	0	65,687	41,837	0	41,837	17,205	0	17,205	0	0	0
AREQUIPA	8,737	0	8,737	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AYACUCHO	128,624	0	128,624	107,568	0	107,568	85,762	0	85,762	63,184	0	63,184	39,815	0	39,815	15,571	0	15,571
CAJAMARCA	964,079	0	964,079	946,389	0	946,389	928,177	0	928,177	909,432	0	909,432	890,146	0	890,146	868,730	0	868,730
CUSCO	331,917	0	331,917	309,194	0	309,194	285,910	0	285,910	262,053	0	262,053	237,615	0	237,615	212,188	0	212,188
HUANCAVELICA	136,953	0	136,953	112,434	0	112,434	87,033	0	87,033	60,724	0	60,724	33,486	0	33,486	5,271	0	5,271
HUÁNUCP	513,772	0	513,772	510,902	0	510,902	507,864	0	507,864	504,653	0	504,653	501,265	0	501,265	496,443	0	496,443
ICA	82,255	0	82,255	75,770	0	75,770	69,059	0	69,059	62,119	0	62,119	54,942	0	54,942	47,359	0	47,359
JUNÍN	98,550	0	98,550	62,757	0	62,757	26,173	0	26,173	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LA LIBERTAD	369,470	0	369,470	360,725	0	360,725	351,653	0	351,653	342,246	0	342,246	332,495	0	332,495	321,460	0	321,460
LAMBAYEQUE	124,122	0	124,122	108,841	0	108,841	93,270	0	93,270	77,406	0	77,406	61,244	0	61,244	44,727	0	44,727
LIMA	7,601	0	7,601	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LORETO	473,351	0	473,351	474,836	0	474,836	476,274	0	476,274	477,661	0	477,661	478,997	0	478,997	479,022	0	479,022
MADRE DE DIOS	36,390	0	36,390	35,826	0	35,826	35,203	0	35,203	34,520	0	34,520	33,773	0	33,773	32,637	0	32,637
MOQUEGUA	16,268	0	16,268	13,878	0	13,878	11,379	0	11,379	8,767	0	8,767	6,037	0	6,037	3,168	0	3,168
PASCO	97,481	0	97,481	95,851	0	95,851	94,107	0	94,107	92,245	0	92,245	90,261	0	90,261	87,597	0	87,597
PIURA	612,805	0	612,805	593,923	0	593,923	574,358	0	574,358	554,095	0	554,095	533,117	0	533,117	509,874	0	509,874
PUNO	512,468	0	512,468	477,037	0	477,037	440,634	0	440,634	403,240	0	403,240	364,835	0	364,835	324,668	0	324,668
SAN MARTÍN	361,361	0	361,361	354,379	0	354,379	347,120	0	347,120	339,579	0	339,579	331,749	0	331,749	322,699	0	322,699
TACNA	3,176	0	3,176	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TUMBES	22,311	0	22,311	19,770	0	19,770	17,107	0	17,107	14,317	0	14,317	11,397	0	11,397	8,288	0	8,288
UCAYALI	164,498	0	164,498	161,705	0	161,705	158,829	0	158,829	155,869	0	155,869	152,825	0	152,825	149,440	0	149,440
TOTAL NACIONAL	5,751,099	0	5,751,099	5,459,718	0	5,459,718	5,179,202	0	5,179,202	4,901,056	0	4,901,056	4,640,854	0	4,640,854	4,369,114	0	4,369,114

¹ Población no atendida= demanda por electrificación

² Población beneficiada= Plan Nacional de Electrificación Rural

4.4 Desequilibrio Territorial e Inequidad Social

En el Cuadro N° 5, podemos apreciar que en el período 2001-2005, las inequidades entre los departamentos se mantuvieron. Departamentos como Cajamarca, Huanuco y Loreto, que eran los que tenían los menores coeficientes de Electrificación Rural, siguieron estando en el grupo menos favorecido y sus coeficientes de electrificación variaron de forma marginal.

Cuadro No. 5: Coeficiente de electrificación departamental

Departamento	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Amazonas	19.3	20.6	25.8	26.0	25.5	31.0	44.2	54.0	54.5	55.0	55.4
Ancash	54.2	56.6	57.4	59.0	59.6	62.0	61.8	61.8	64.1	63.3	75.5
Apurímac	25.1	27.4	34.5	47.0	57.6	58.0	59.9	63.3	63.7	66.1	66.2
Arequipa	81.9	82.8	84.2	87.0	91.7	94.0	94.0	94.5	94.5	95.3	95.8
Ayacucho	31.8	38.3	48.4	55.0	60.1	64.0	63.9	66.3	66.3	68.7	73.0
Cajamarca	19.5	22.6	23.3	25.0	24.6	29.0	29.9	33.0	35.6	35.3	38.7
Cusco	51.2	53.6	55.8	58.0	64.1	64.0	70.0	66.7	68.3	68.1	68.2
Huancavelica	22.2	23.7	23.9	25.0	28.2	42.0	41.7	57.1	66.4	66.9	66.9
Huanuco	28.5	29.8	29.8	30.0	31.6	32.0	35.6	36.9	36.9	38.0	40.9
Ica	79.0	79.5	79.5	80.0	83.0	83.0	83.3	83.3	88.6	88.2	88.2
Junín	61.5	62.9	70.0	71.0	82.5	83.0	84.0	84.3	84.3	84.4	86.0
La Libertad	65.1	67.3	68.9	74.0	73.9	73.0	73.4	73.4	73.4	74.3	77.0
Lambayeque	75.8	76.3	76.7	78.0	81.6	82.0	85.9	85.7	86.1	86.4	86.4
Lima	96.7	97.1	97.3	97.0	98.7	99.0	99.1	99.0	99.0	99.2	99.2
Loreto	44.3	44.6	45.1	46.0	48.3	48.0	48.3	48.3	48.3	48.5	48.6
Madre de Dios	52.9	52.1	52.1	55.0	60.8	62.0	62.4	62.4	62.4	62.4	62.4
Moquegua	75.2	75.9	75.9	76.0	80.5	86.0	85.8	85.8	86.7	86.8	86.8
Pasco	49.5	55.6	55.6	60.0	59.4	59.0	59.4	59.4	61.4	66.6	68.8
Piura	49.4	50.1	51.0	51.0	54.5	55.0	57.7	61.6	61.7	61.6	71.8
Puno	29.0	29.5	34.8	39.0	48.1	49.0	49.1	49.0	49.0	60.2	69.7
San Martín	39.3	38.6	38.6	47.0	43.9	50.0	49.7	50.2	50.2	50.2	50.5
Tacna	83.3	91.1	91.0	96.0	89.7	91.0	91.0	97.2	97.8	97.6	97.6
Tumbes	76.8	76.3	76.3	76.0	85.9	86.0	85.9	85.9	85.9	85.9	85.9
Ucayali	56.7	55.6	55.7	56.0	59.1	62.0	62.1	63.0	63.0	62.4	67.5
Coeficiente de Electrificación a nivel nacional (%)	64.9	66.1	67.7	69.5	72.2	73.5	74.9	75.3	76.0	76.3	78.1

Fuente: Dirección Ejecutiva de Proyectos

Elaboración: Propia

Sin embargo, si analizamos el coeficiente de electrificación rural en una perspectiva de más largo plazo, en el período 1995-2005, si se puede apreciar que Amazonas, Apurímac, Ayacucho, Huancavelica, y Puno que tenían coeficientes de electrificación rural por debajo del 32% en todos los casos, 10 años después estaban todos por encima de 55% de electrificación. Estos departamentos con el de Cajamarca eran los seis con menor coeficiente de electrificación y han sido los que más avanzaron, lo que implica que en el período 1995-2004 y particularmente en el período 1995-2000 se realizó un esfuerzo por disminuir la inequidad interdepartamental.

A pesar del esfuerzo, todos los departamentos mencionados estaban por debajo de la media del coeficiente de electrificación rural que en el año 2004 equivalía a 76.3%.

En líneas generales, el ratio entre el departamento con mejor coeficiente de electrificación rural y el departamento con peor coeficiente de electrificación rural era equivalente a 5 (96.7/19.3) en 1995. En el 2000, el mismo indicador se redujo a 3.42 y en el 2005 se estima que se redujo a 2.56. Lo cual permite reafirmar que el período en el que se realizó un mayor esfuerzo por reducir las inequidades entre los coeficientes de electrificación rural de los departamentos fue el período 1995-2000.

Cuadro No. 6: Coeficiente electrificación 1995-2004

Departamento	Coeficiente de Electrificación 1995	Coeficiente Electrificación 2004	Incremento
Amazonas	19.3	55.4	187.8%
Apurímac	25.1	66.2	164.0%
Ayacucho	31.8	73.0	129.7%
Huancavelica	22.2	66.9	200.8%
Puno	29.0	69.7	140.4%

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

Por otra parte, existen 82 provincias con coeficientes de electrificación por debajo del 50%, lo cual indica que la dispersión de los coeficientes de electrificación sobre una unidad de análisis provincial es mucho mayor que la dispersión sobre la base de una unidad de análisis departamental.

Cuadro No. 6: Desviación estándar de los coeficientes de electrificación a nivel departamental

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Coeficiente de Electrificación a nivel nacional (%)	64.9	66.1	67.7	69.5	72.2	73.5	74.9	75.3	76.0	76.3	78.1
Desviación Estándar	22.9	22.8	21.9	21.4	21.8	20.4	19.5	18.4	18.3	17.8	17.0

Fuente: MEM

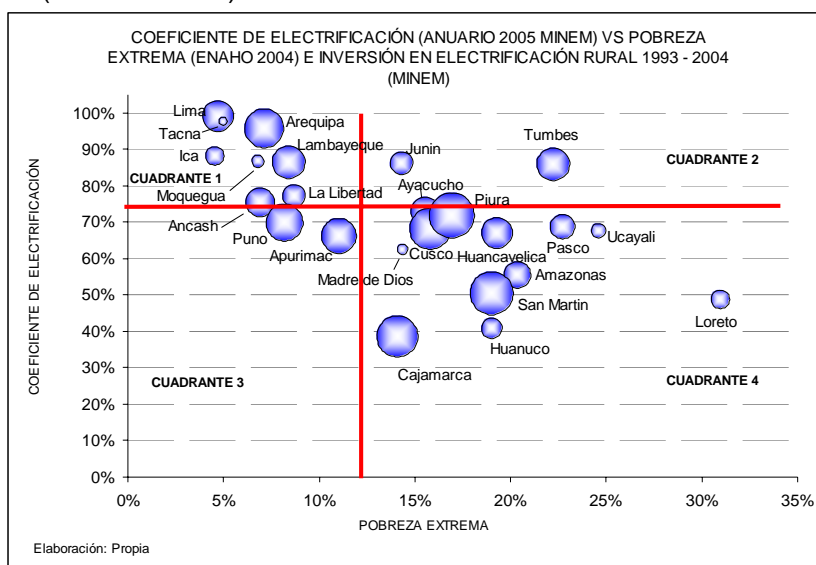
Elaboración: Propia

El cuadro anterior (ver Cuadro No. 6) presenta las desviaciones estándares y el coeficiente de electrificación a nivel nacional para el período desde 1995 hasta el 2005. Como se observa, la medida de dispersión en relación a la media persiste elevada, notándose tan solo una disminución de solo 6 puntos porcentuales de 22.9% en 1995 a 17% para el 2005. Esto quiere decir que la desigualdad con respecto al tema de electrificación dentro del país sigue siendo elevada y presenta una amplia brecha entre el área urbana y rural.

Según un artículo de Miranda y Soria¹⁰ sobre el tema de Electrificación Rural publicado en *Perú Económico*, a pesar de que teóricamente los recursos destinados a la electrificación rural deberían ser asignados a aquellos departamentos con bajos coeficientes de electrificación rural y un alto índice de pobreza, es decir, aquellos departamentos ubicados en el cuarto cuadrante (ver Gráfico No. 3); en la práctica no se han seguido estas pautas al momento de asignar los recursos. Tal como se observa en el gráfico, la DEP también asignó importantes fondos a departamentos con un elevado coeficiente eléctrico y con menor grado de pobreza (la dimensión de los círculos dan una idea relativa de la dimensión de la inversión asignada). De acuerdo con los autores, lo anterior evidencia cierto grado de discrecionalidad en la asignación del gasto público, que se explicaría por el grado de influencia política de las poblaciones, y/o cercanía al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

¹⁰ Miranda, Homero y Mario Soria (Noviembre, 2006). Electrificación Rural: ¿un fin o un medio?, en *Perú Económico*, pp. 18-20.

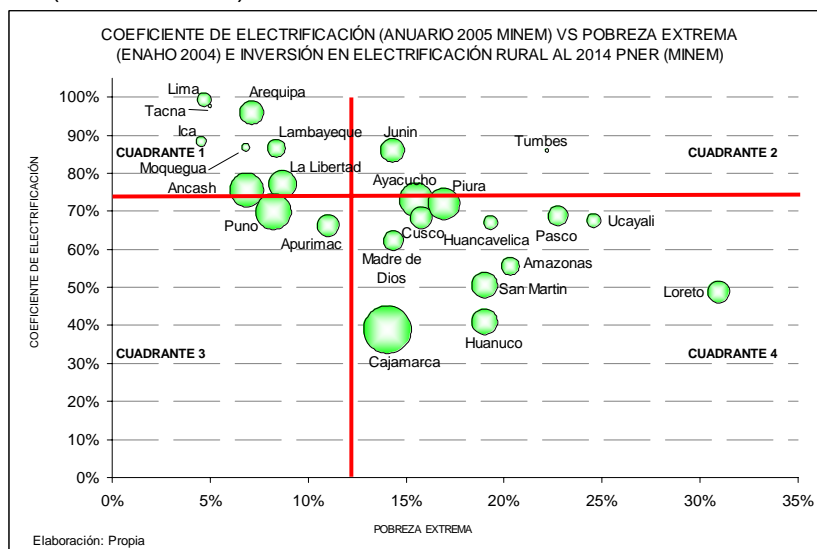
Gráfico No. 3: Coeficiente de electrificación (anuario 2005 MEM) versus pobreza extrema (ENAHO 2004) e inversión en electrificación rural 1993-2004 (MEM)



Elaboración: Miranda, Homero y Mario Soria (Noviembre, 2006). Electrificación Rural: ¿un fin o un medio?, en *Perú Económico*, p. 18.

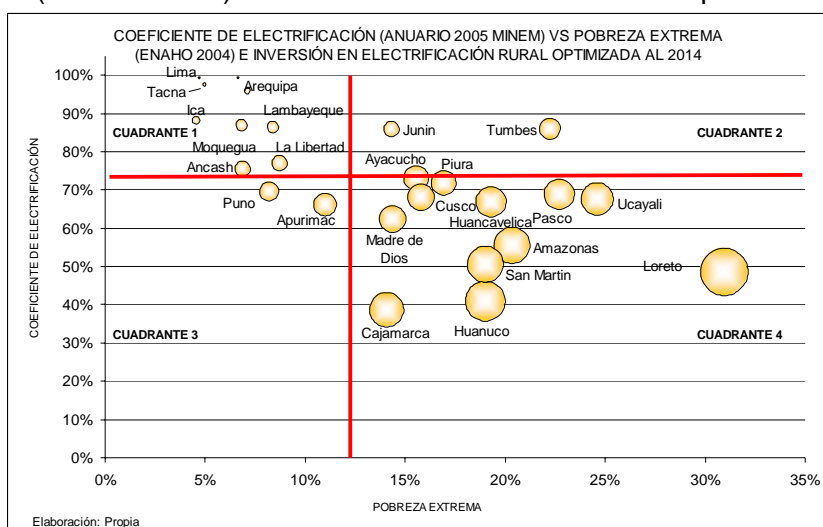
En el artículo también se analiza la concesión rural a la luz de los planes de la DEP hasta el 2014, de acuerdo al PNER, el cual es un instrumento que se contempla en la Ley de Electrificación Rural (LGER) y plantea recoger criterios técnicos para la asignación de inversiones en infraestructura eléctrica: i) menor coeficiente de electrificación rural, ii) mayor índice de pobreza del área geográfica donde se ubica el proyecto, y iii) la menor proporción de subsidios requeridos por el proyecto. Los autores mencionan que de acuerdo con la evidencia mostrada (ver Gráfico No. 3 y No. 4), nuevamente se evidencia una asignación discrecional en la asignación de fondos para infraestructura rural. De esta manera, departamentos como Ancash, La Libertad y Arequipa, que se encuentran con coeficientes de electrificación por encima de la media resultarían beneficiados dejando de lado departamentos como Huancavelica, Ucayali y Madre de Dios, que presentan mayores necesidades de inversión.

Gráfico No. 4: Coeficiente de electrificación (anuario 2005 MEM) versus pobreza extrema (ENAHO 2004) e inversión en electrificación rural al 2014 PNER (MEM)



Elaboración: Miranda, Homero y Mario Soria (Noviembre, 2006). Electrificación Rural: ¿un fin o un medio?, en *Perú Económico*, p. 19.

Gráfico No. 5: Coeficiente de electrificación (anuario 2005 MEM) versus pobreza extrema (ENAH0 2004) e inversión en electrificación rural optimizada al 2014



Elaboración: Miranda, Homero y Mario Soria (Noviembre, 2006). Electrificación Rural: ¿un fin o un medio?, en *Perú Económico*, p. 19.

Finalmente, los autores concluyen que la inversión rural en infraestructura eléctrica crece en aquellas zonas que están cercanas al SIN, lo cual guarda poca relación con los criterios que se proponen en el LGER y el PNER.

4.5 Pobreza y dispersión Geográfica = bajos niveles de consumo de energía

En los Cuadros No 7 y No 8, se puede apreciar el número de clientes eléctricos en el área rural que consumen menos de 12 KWH-mes tanto los que están articulados al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) como los que están en sistemas aislados. En el SEIN, el 75% consume menos de 12 KWH-mes, mientras que en los sistemas aislados, el 68% consume menos de 12 KWH-mes.

Cuadro N° 7: Consumo Clientes Área Rural 2004 SEIN-BT 5

Rango	Nº Clientes	Energía (MWH Prom)	KWH-Mes	% Respecto al Nº de Clientes
De 1 a 30 KW.h	323,048	3,533	11	75%
De 31 a 100 KW.h	91,098	4,847	53	21%
De 101 a 150 KW.h	10,552	1,267	120	2%
De 151 a 300 KW.h	5,810	1,171	202	1%
De 301 a 500 KW.h	1,478	563	381	0%
De 501 a 750 KW.h	625	393	629	0%
De 751 a 1000 KW.h	151	129	853	0%
Exceso de 1000 KW.h	214	407	1902	0%

Fuente: Serrat Mont, Esteban. *Políticas de Desarrollo de Electrificación Rural*. Lima: UCPS-MEF-BID. 2007.

Cuadro N° 8: Consumo Clientes Área Rural 2005 Sistemas aislados-BT 5

Rango	Nº Clientes	Energía (MWH Prom)	KWH-Mes	% Respecto al Nº de Clientes
De 1 a 30 KW.h	59,441	735	12	68%
De 31 a 100 KW.h	22,199	1,308	59	26%
De 101 a 150 KW.h	2,990	363	121	3%
De 151 a 300 KW.h	1,699	358	210	4%
De 301 a 500 KW.h	395	151	383	0%
De 501 a 750 KW.h	154	95	617	0%
De 751 a 1000 KW.h	58	52	893	0%
Exceso de 1000 KW.h	91	204	2241	0%

Fuente: Serra Mont, Esteban. *Políticas de Desarrollo de Electrificación Rural*. Lima: UCPS-MEF-BID. 2007.

Esto implica que “de los 495,786 clientes realmente electrificados, 382,459 consumen menos de 12 KWH-mes, es decir, utilizan un foco durante una hora al día, consumo que con un mínimo de sentido común, nadie podrá admitir como electrificados a estos clientes, ya que no gozan de ninguna de las ventajas de la electrificación para mejorar su nivel de vida”¹¹.

Siguiendo el razonamiento de Serra Mont, el estimado de familias rurales que gozarían entonces de los beneficios de la electrificación es de sólo 113,327. Esta situación es la consecuencia directa del profundo problema de la desigual distribución del ingreso en el Perú y de las dificultades de los pobres, para tener la mínima liquidez para lograr consumos significativos de energía.

La pobreza y la dispersión geográfica de la población, explican en gran medida por qué el Perú tiene uno de los niveles de prestación de servicios más bajos de Latinoamérica sólo por encima de Bolivia. Esta situación es un enorme desafío y exige avanzar a soluciones innovadoras en aquellos segmentos en donde se diluyen las economías de escala y la política de extensión de redes no parece ser la opción más viable.

4.6 Debilidad Institucional

4.6.1 Modelo Centralista de Desarrollo de la Electrificación Rural

Se ha seguido un esquema completamente centralizado a cargo del Ministerio de Energía y Minas, a través de la DEP, administrando los recursos y gestionando la electrificación rural desde el Gobierno Central y desde Lima.

Actualmente, las iniciativas de los Gobiernos Regionales, Municipalidades y pobladores necesariamente deben ser canalizadas a través de la DEP, quien toma la decisión final sobre la priorización y ejecución de los proyectos. Si bien las poblaciones interesadas y sus representantes políticos y municipales desarrollan gestiones diversas para lograr la electrificación, las decisiones finales están condicionadas a las visiones e intereses del Gobierno Central y de sus lineamientos políticos. Este modelo

¹¹ Serra Mont, Esteban. *Políticas de Desarrollo de Electrificación Rural*. Lima: UCPS-MEF-BID. 2007. p 5.

centralizado tiene un rumbo completamente contrario con la política de descentralización regional y municipal del país.

Como se señaló en la reseña del marco regulatorio, el Reglamento de la Ley de Electrificación Rural no reconoce las competencias exclusivas establecidas en la Ley Orgánica de Gobiernos Regionales que en su artículo 10º establece como competencia exclusiva la promoción y ejecución de las inversiones públicas de ámbito regional en proyectos de infraestructura energética. Los contenidos del Reglamento de la Ley de Electrificación Rural que consolidan el modelo centralista de la DEP son los siguientes:

- Se define a la DEP como el organismo competente en electrificación rural sin establecer ninguna competencia exclusiva de los gobiernos regionales y locales.
- No se establece que los gobiernos regionales y locales son instancias de calificación de sistemas eléctricos rurales.
- No se establece la facultad de los gobiernos regionales y locales de conceder en cesión de uso la operación y mantenimiento de sistemas eléctricos rurales.
- No se establecen las facultades de los gobiernos regionales y locales para decidir sobre las transferencia, operación y mantenimiento de las obras financiadas y ejecutadas por ellos mismos.
- No se precisa que los gobiernos regionales y locales pueden desarrollar directamente los concursos para la elaboración de estudios, ejecución de obras y explotación de la infraestructura.
- No se faculta explícitamente a los gobiernos regionales y locales a utilizar recursos del canon minero para la realización de estudios.

Un indicador que refleja esta situación es que sólo el 20% de los municipios tiene programas de electrificación rural. Este indicador es muy inferior al porcentaje de municipios que tiene programas de caminos rurales (más de 30%) o programas de agua y saneamiento (Mas de 50%). Del mismo, modo, otro indicador de esta situación es la inexistencia de ingenieros electricistas en la mayoría de las Direcciones de Energía y Minas de las Regiones y el desconocimiento de los funcionarios de muchas de estas entidades respecto de cómo se realizó el Plan de Electrificación Rural de su región.

La DEP elabora periódicamente el Plan de Electrificación Nacional, en el cual se establece la relación de proyectos a ser construidos a nivel nacional, se determinan los presupuestos anuales de inversión y las fuentes de los recursos para un horizonte de 10 años. Luego, para la ejecución anual, se determina el programa de proyectos que serán desarrollados en el ejercicio presupuestal, pero sin el compromiso del Gobierno de cumplir con las metas previstas. Posteriormente la DEP contrata directamente la elaboración de estudios y diseños de los proyectos, sean de generación, transmisión, distribución o de sistemas no convencionales. En la etapa de ejecución, la DEP realiza todo el proceso de convocatoria, contratación y administración de contratos, la recepción y finalmente la transferencia de obras.

4.6.2 Controles técnicos e institucionales no han prevenido el sobredimensionamiento de las inversiones rurales

Dentro de las críticas más fuertes a los proyectos desarrollados por la DEP se encuentra el sobre dimensionamiento. Dentro del Plan de la DEP se dio prioridad a la ejecución de Pequeños Sistemas Aislados y la conexión al Sistema Interconectado Nacional, muchos de los cuales demandaron inversiones importantes por la longitud de las líneas y no se justifican económicamente por las bajas cargas servidas; los costos finales de la mayor parte de estos proyectos fueron muy elevados puesto que

las obras no corresponden a las demandas registradas, situación reconocida por OSINERGIM – GART, cuando efectúa la comparación para efectos tarifarios. En líneas generales la DEP planifica para demandas situadas entre 15 y 22 KWH-mes, pero más del 70% de su población atendida se ubica por debajo de los 12 KWH-mes. Según información de ADINELSA, en el 2001 los consumos de los sistemas entregados a las municipalidades equivalían a 10.96 KWH-mes y han ido subiendo paulatinamente hasta alcanzar los 13.44 KWH-mes, recién en el año 2005. Dado que, en general, los niveles de consumo que enfrentan los sistemas bajo responsabilidad de ADINELSA se ubican entre los 10 y 15 KWH-mes, ADINELSA requiere alrededor de US\$5 millones para subsidiar la operación de estos sistemas. Otro indicador del Sobredimensionamiento es que descontando a las familias con red y sin conexión el costo de inversión por cliente realmente electrificado de la DEP es equivalente a US\$4,676, lo cual es significativamente elevado.

Esta situación fue consecuencia, en parte, de la sobre estimación de las demandas que no corresponden a los consumos registradas por los usuarios finales aún años después de la conclusión de las obras. Las empresas señalan que las obras presentan en promedio valores de inversión 35% superiores a los valores reconocidos en el VNR fijado por OSINERGIM para efectos tarifarios. Este es un buen indicador de la tendencia hacia el sobredimensionamiento de los proyectos ejecutados por la DEP.

Otra fuerte crítica es que si bien durante estos años la DEP ha adquirido gran experiencia en aspectos de estandarización, gestiones de licitación, contratos de suministro, contratos de montaje y supervisión, y en la recepción y liquidación de obras; durante la curva de aprendizaje han existido una serie de deficiencias. Dado el nivel de competencia para la ejecución de obras, muchos contratistas ofertaron precios por debajo de sus costos, atentando contra la calidad de las obras y el cumplimiento de los contratos. Las concesionarias regionales y ADINELSA, señalan haber recibido obras con ausencia de componentes importantes; asimismo, el OSINERG ha levantado una serie de observaciones relacionadas a su seguridad, que requieren de inversiones adicionales para ser levantadas.

Al propio tiempo, algunas evaluaciones han señalado que también el sobredimensionamiento ha estado a lo largo del período de existencia de la DEP, relacionado a problemas relacionados con las opciones tecnológicas. Según el análisis realizado en NRECA en 1999, las principales críticas a las intervenciones de la DEP fueron las siguientes:

- Los estudios de PSE desde sus inicios se definen con sistemas de distribución de líneas primarias y secundarias trifásicas, llegando en varios casos a comunidades pequeñas que cuentan con pocas familias y de bajo consumo de energía. NRECA recomendó en estos casos la utilización de un sistema MRT, para los cuales se mantienen las características de una línea monofásica con neutro físico. Así, inicialmente se construye un sistema de retorno por tierra, respetando vanos de entre 100 a 150 metros. Con postes de 11 ó 12 metros de largo, nivel de aislamiento para una línea de 13.2 kV sin la aplicación del hilo físico del conductor neutro.
- La política de utilizar la tensión de 22.9 kV trifásica en la construcción de todas las extensiones de líneas, lo que resulta en algunos casos en un costo de construcción mayor al más económico. NRECA recomienda estudiar si se pueden adoptar otras técnicas para que los nuevos sistemas sean menos costosos y más atractivos a los operadores.

- En lo relacionado a la construcción de líneas, NRECA señala que el uso de postes de hormigón en setores de costa, sierra alta y baja, encarecen los costos totales de Km. de línea, por lo que recomiendan la utilización de postes de madera en zonas de sierra.
- La norma nacional exige que la base de la demanda de 600-800 W por lote, número que resulta en un sobredimensionamiento de los sistemas rurales que con el factor de simultaneidad no llegan a los 300 W de carga en la mayoría de los casos.

En el desarrollo de la presente consultoría, no hemos tenido acceso a información sobre el nivel de aceptación de estas recomendaciones por parte de la DEP.

4.6.3 Precariedad Institucional en los niveles descentralizados

Uno de los problemas que afronta el plan de descentralización es la falta de capacidad de gestión en materia de proyectos de inversión de infraestructura rural desde las fases de: estudios y aprobación del SNIP, licitaciones y contratos, administración de contratos de obras y liquidación de contratos y proyectos.

En el contexto de la Ley de Bases de la Descentralización, el Ministerio de Energía y Minas ha suscrito Acuerdos de Gestión con los Gobiernos Regionales que contempla un Plan de Capacitación y Asistencia Técnica. Es curioso que la única mención a la descentralización en el Reglamento de la Ley de Electrificación Rural esté referido a la necesidad de capacitar y realizar talleres. Sin embargo, el proceso de aprendizaje y de acumulo de la experiencia necesarios resulta muy lento en comparación con las necesidades del servicio rural y con la necesidad de gasto de algunos gobiernos regionales y locales que disponen de presupuesto de inversiones.

La mayoría de las Direcciones Regionales de Energía y Minas tienen escaso personal, no cuentan con formuladores de proyectos y no están en capacidad de participar y colaborar con la supervisión técnico-normativa de las obras que se ejecutan por los gobiernos regionales y municipales. No existe una política sistemática de fortalecimiento de las Direcciones Regionales de Energía y Minas, por parte del Ministerio de Energía y Minas.

En los casos en que se ejecutan obras de forma mancomunada, la DEP tiende a realizar los convenios con las Gerencias de Infraestructura, pero sin preocuparse de preparar personal especializado. Para la elaboración de los Planes de Electrificación Rural, en algunos casos, la DEP contrata personal temporal que trabaja con las Gerencias de Infraestructura de las regiones, pero al final de un período el apoyo culmina y no existe procesos de acumulación de conocimientos en las regiones y se mantienen graves problemas de falta de memoria institucional.

4.6.4 La DEP y FONER tienen ámbitos de competencias superpuestos

El Programa FONER, orientado a la realización de Fondos Concursables, tiene como objetivo trabajar en ámbitos que han sido históricamente el espacio de trabajo de la DEP. ¿Se va a redefinir el segmento de proyectos en el que la DEP opera? Las autoridades del Sector Energía y Minas, no parecen tener aún una respuesta definitiva. Existen estudios que comparan el número de conexiones que se pueden conseguir con US\$92 millones siguiendo el modelo FONER y siguiendo un modelo optimizado de la DEP. El resultado es que con US\$92 millones, el modelo de intervención tipo FONER permitiría ampliar 154,000 conexiones y el modelo DEP optimizado permitiría ampliar 141,600 conexiones. Si a eso añadimos que el modelo

FONER por la forma de focalizar sus intervenciones (un mínimo de consumo de 22 kWh/HH/mes, un mínimo de familias atendidas, un máximo de subsidio por conexión), genera un menor requerimiento de gasto recurrente para financiar sistemas que no son financieramente autosustentables, parecería muy obvio que los recursos de la DEP destinados a la proyectos dentro de la frontera de sostenibilidad deberían pasar a FONER y evitar así duplicaciones de esfuerzos o distintos modelos para proyectos semejantes.

En líneas generales, la gran ventaja del modelo FONER es que planifica de abajo hacia arriba. Desde las empresas públicas que deben tener una apreciación más cabal de qué poblaciones pueden ser atendidas con aportes a fondo perdido de entre el 80 y 90% de la inversión y con una razonable probabilidad de no requerir de subsidios operativos. El Modelo FONER es un programa de desarrollo rural que prioriza el desarrollo de mercados rurales y no tiene ningún énfasis especial en promover energías renovables.

Cuadro No 9: Modelo FONER versus Modelo DEP

	FONER	DEP
Ámbito	Fuera de zona de concesión de EEDD, pero cercano a la red	Fuera de zona de concesión de EEDD y lejano a la red
Financiamiento	Banco Mundial , GEF y Gobierno Peruano	JICA y Gobierno Peruano
Período	2006 – 2011	2005 – 2014
Subsidio para implementación	Hasta 90% (2 160 000 USD por proyecto)	100%
Responsabilidad y financiamiento de O&M	Empresas regionales de distribución eléctrica (EEDD)	ADINELSA (tarifa subsidiada) (empresa pública)
Proyectos	Desde 1000 conexiones (hasta 800 USD/conexión) Rentabilidad económica	Rentabilidad social
Mecanismos	EEDD proponen proyectos. Concursos. Criterio: menos subsidio	DEP prioriza y ejecuta proyectos. Criterios: nivel de pobreza y coeficiente de electrificación
Usos productivos	Promoción directa e inversión para capacitación	No está contemplado

Fuente: ITDG, 2006

4.6.5 Problemática de las Normas Eléctricas Rurales

La NTCSE se encuentra temporalmente suspendida a partir del Sector Típico 3, sin embargo existe ya una serie de observaciones realizadas por el OSINERGIM que están relacionadas con la construcción, la seguridad y la calidad del Servicio Eléctrico en los sectores típicos urbano – rural y rural, y particularmente observaciones a las obras que han sido transferidas a Adinelsa o a las empresas concesionarias eléctricas; y que implican una serie de nuevas inversiones para lograr el estándar requerido para un servicio eléctrico adecuado.

La Dirección General de Electricidad ha trabajado y publicado alrededor de veinte dispositivos entre normas y especificaciones técnicas de construcción y otras; las empresas señalan que estas normas deberían ser revisadas puesto que no son adecuadas a la realidad de las zonas, asimismo señalan que de aplicarse la Norma Técnica de Calidad en estos sistemas, las multas serían impagables. En ese sentido, la DGE se encuentra elaborando la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales que debería considerar los reales requerimientos de calidad rurales; se encuentran en elaboración también los procedimientos para el otorgamiento de concesiones, e imposición de servidumbres.

En el contexto del Programa FONER, existe un componente destinado principalmente a desarrollar normas y estándares apropiados lo que incluye específicamente nuevos modelos tarifarios y esquemas para energía renovable. Esos estudios pueden ser un punto de partida para desarrollar las normas eléctricas rurales.

4.6.6 Falta de mecanismos institucionalizados de coordinación entre sectores

El Banco Mundial en su importante publicación “Perú: La Oportunidad de un País Diferente”, elaborado por Marcelo Giugate, Vicente Fretes y John Newman destaca que la falta de una estrategia conjunta entre sectores limita los impactos de las intervenciones relacionadas a infraestructura rural.

El estudio del Banco Mundial reseña los trabajos de Escobal y Torero (2004), en los que se cuantifican cómo los beneficios de la intervención simultánea de proyectos de energía, saneamiento y caminos tienen beneficios superiores a la suma de los beneficios de los proyectos individuales.

Es evidente que la actuación totalmente independiente de los ejecutores de infraestructura rural: FITEL, PCR, DEP, PRONASAR, FONCODES, PRONAMACHCS, y PRONASAR dificultan la generación de sinergias horizontales y verticales. Al propio tiempo, es extremadamente difícil la coordinación de estas entidades con las municipalidades. Por ello, en la mayor parte de los casos, se pierde de vista la necesidad de una planificación más integrada en el espacio y menos aislada y sectorializada.

4.7 Incierta Provisión de Recursos Financieros

4.7.1 Importancia de la Inversión en Electrificación Rural

La inversión ejecutada en electrificación rural por la DEP entre el año 1995 y 2006, tal como se observa en el gráfico posterior (ver Gráfico No. 3), ha presentado considerables fluctuaciones.

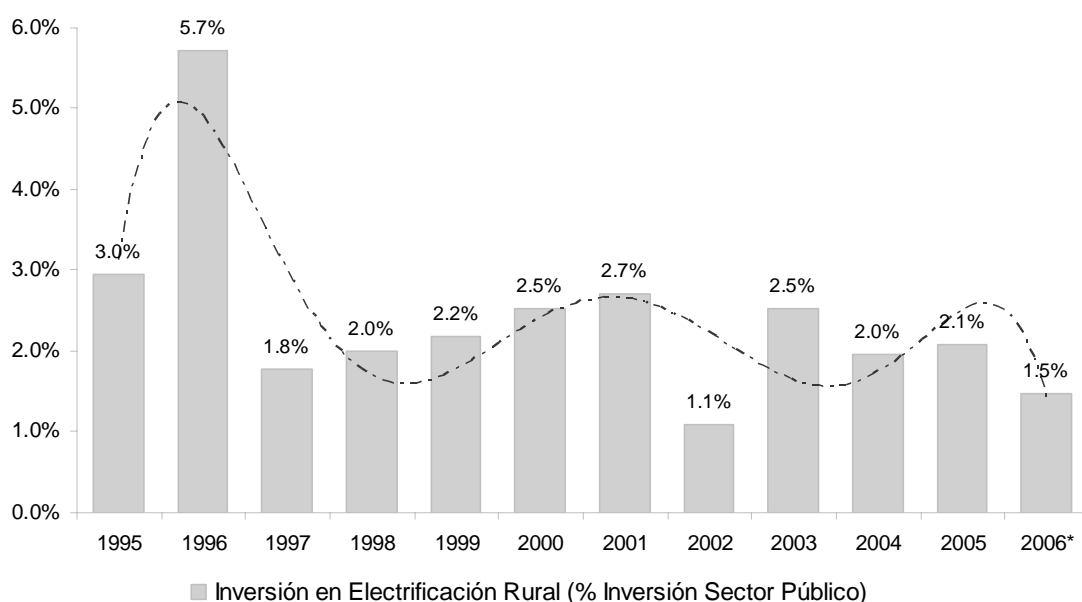
En primer lugar, durante la segunda mitad de la década de los 90s, la proporción de inversión pública destinada a electrificaciones rurales a través de la DEP tuvo un significativo incremento de 3% de la inversión pública global a cerca del 6% de la inversión pública entre 1995 y 1996, es decir, casi se duplicó el porcentaje de inversión en solo un año.

Sin embargo, la inversión ejecutada en 1996 podría ser considerada atípica puesto que al siguiente año dicha inversión cayó considerablemente en cerca de 4 puntos porcentuales llegando a situarse en 1.8% y hasta la fecha no se volvió a presentar tales porcentajes de inversión ejecutada.

En los últimos tres años de la década de los 90, la inversión ejecutada como porcentaje de la inversión pública presentó leves incrementos de casi 0.2 a 0.3 puntos porcentuales pasando de 1.8% a 2.7% hacia fines del 2001.

Finalmente, dicha inversión presentó un nuevo colapso considerable pero mucho menor al presentado entre 1996 y 1997, teniendo una caída de casi 1.5 puntos porcentuales, pasando a 1.1%. Desde el 2003 se ha vuelto a presentar una recuperación del nivel de inversión, sin embargo, la tendencia para los últimos tres años en electrificación rural es negativa y ha pasado de 2.5% a 1.5% entre el 2003 y 2006.

Gráfico No. 6: Inversión ejecutada en electrificación rural por la DEP (como % Inversión Pública)¹



^{1/} Corresponde a inversiones ejecutadas por la Dirección Ejecutiva de Proyectos (DEP)

(*): Inversiones Proyectadas

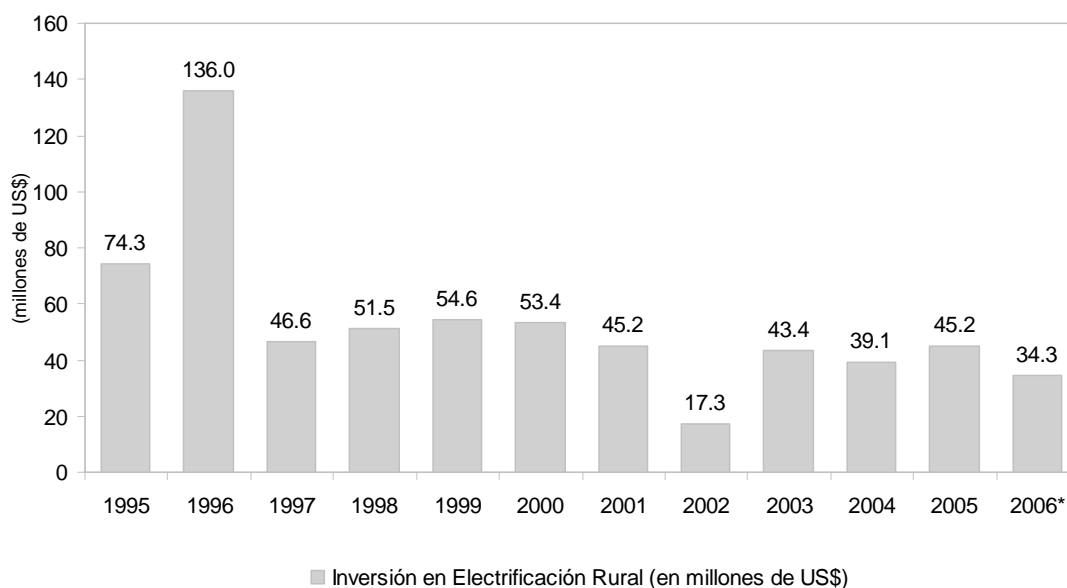
Fuente: MEM, Instituto Cuanto, BCRP

Elaboración: Propia

Con respecto al monto de inversión ejecutada que ha venido trabajando la DEP, se evidencia un comportamiento similar al presentado anteriormente como porcentaje de la inversión pública. Como se observa en el cuadro posterior (ver Cuadro No. 11) la DEP en sus inicios tuvo períodos de grandes inversiones en especial en el año 1996. Sin embargo, desde 1997 la inversión cayó a menos de la mitad, pasando de US\$136 millones en 1996 a solo US\$46.6 millones en 1997.

Luego de esta gran caída, la inversión anual intentó recuperarse más no ha sido posible mantener estas sumas de inversión, sobre todo si tomamos en cuenta el 2002, año en el cual se dio una nueva gran disminución de la inversión llegando a situarse en cerca de un tercio de la inversión del año anterior, de US\$45.2 millones en el 2001 pasó a solo US\$17.3 millones en el 2002. Sin embargo, luego de esta depresión se notó una gran recuperación de la inversión llegando a situarse en cerca de US\$43.4 millones para el año 2003. De ahí en adelante, la inversión anual no ha presentado grandes variaciones, sin embargo la tendencia resulta ser negativa, notándose una ligera disminución según las cifras proyectadas para el 2006.

Gráfico No. 7: Inversión en electrificación rural por la DEP (en millones de US\$)



(*): Inversiones Proyectadas

Fuente: MEM

Elaboración: Propia

4.7.2 Importante avance en ejecución de inversiones en el período 1993-2000, pero se desacelera el proceso de electrificación rural en el período 2001-2006

La Dirección Ejecutiva de Proyectos, con recursos asignados por el Tesoro Público y el aporte complementario de entidades estatales y agencias de gobierno de países amigos que han proporcionado apoyo financiero, ha ejecutado proyectos con una inversión total de US\$ 552,2 millones.

Desde agosto de 1993 hasta fines del 2004, alrededor de 4,9 millones de habitantes han sido electrificados, pasando el coeficiente de electrificación nacional de 57% en el año 1993 a 76,3% en el año 2004.

En este periodo la DEP ejecutó 622 proyectos (obras y suministros: 51 proyectos en Sistemas de Transmisión (Líneas de Transmisión y Subestaciones), 268 proyectos en Sistemas de Distribución (Pequeños Sistemas Eléctricos, Redes Primarias y Secundarias), 61 proyectos entre Generación Hidroeléctrica, 207 proyectos en Generación Térmica, 2 proyectos de Centrales Eólicas y 4 programas de paneles solares. Asimismo, se han efectuado 29 proyectos de suministros diversos.

Se pusieron en servicio 2 447 kilómetros de líneas de transmisión y 15 424 kilómetros de líneas de distribución, incrementándose la generación aislada en más de 150 MW de potencia térmica e hidráulica.

Desde 1993, año de creación de la DEP/MEM, hasta diciembre del 2004, se han tenido 3 períodos de gestión en el desarrollo de la electrificación rural. El primero de ellos, significó inversiones del orden de US\$115,3 millones, mayoritariamente de la fuente recursos ordinarios. En el segundo período, las inversiones han sido del orden de US\$284,5 millones con mayores recursos obtenidos de las privatizaciones que se dieron en dicho período. En el tercer período, las inversiones han sumado US\$152,4 millones con aportes principalmente de la Cooperación Financiera del Japón.

En el período, la inversión promedio anual ha sido de US\$ 46,0 millones. En resumen, la inversión por periodos ha sido como se indica en el cuadro posterior (ver Cuadro No.).

Cuadro No. 11: Inversión en electrificación rural

Período	Monto (millones de US\$)	
	Período	Promedio Anual
1993-1995	115.3	38.3
1996-2000	284.5	56.9
2001-2004	152.4	38.1
1993-2004	552.2	46.0

Información al 31.10.05

Una vez concluidas, las obras de ejecutadas por la DEP/MEM, ya sea con recursos propios o por encargo (convenios de financiamiento y ejecución), son entregadas a las empresas concesionarias o a la Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. – ADINELSA, según la ubicación de la obra y el acuerdo con cada una de ellas (Transferencia como aporte de capital o entrega simple cuando se trata de obra por encargo).

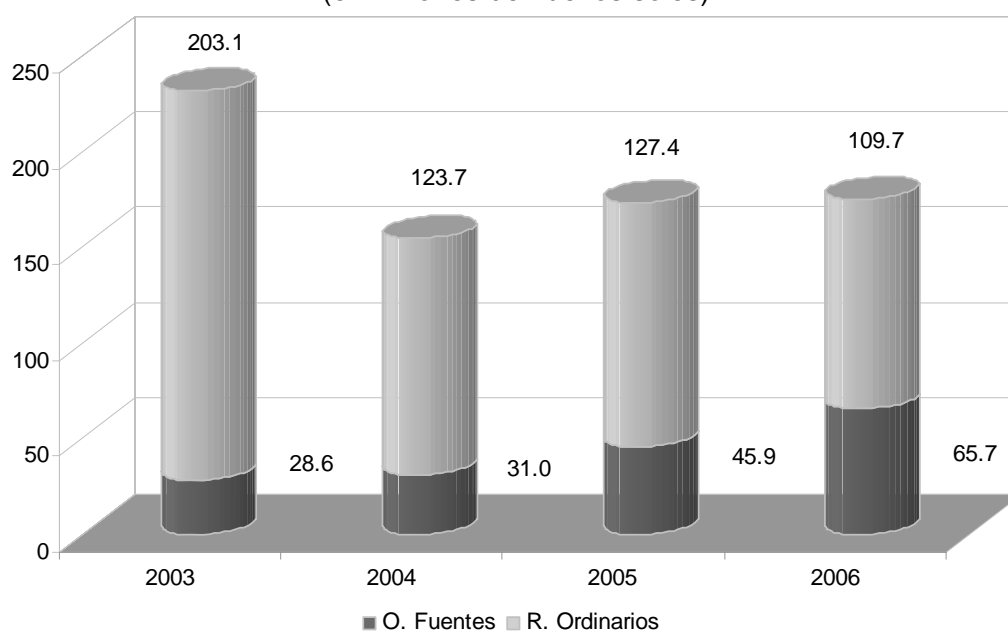
Existen también obras transferidas en calidad de donación a Municipalidades Distritales, principalmente grupos electrógenos para su operación y administración por parte de dichas entidades.

A Octubre del 2005, la DEP/MEM ha entregado o transferido un conjunto de 548 proyectos, por un valor de US\$ 431,3 millones.

ADINELSA, por su parte, viene administrando 159 instalaciones de infraestructura eléctrica rural, ubicadas en 20 Regiones del País con un valor aproximado de 141,5 millones de dólares y que brindan servicio a 135,000 familias principalmente en extrema pobreza, para lo cual ha suscrito Contratos suscritos con las empresas Concesionarias ELECTROCENTRO S.A., ELECTRONORTE S.A., HIDRANDINA S.A. ELECTRO NOR OESTE S.A., ELECTRO ORIENTE S.A. y convenios con 25 Municipalidades.

Uno de los problemas principales para el desarrollo de la electrificación rural es que los recursos con que cuenta el gobierno han sido insuficientes para lograr un mayor grado de electrificación. La DEP señala que el problema principal para la ejecución de proyectos del PNER ha sido la escasez y falta de regularidad de los recursos presupuestales asignados por parte del Ministerio de Economía y Finanzas, tanto en las fases de preinversión como de la inversión, con lo cual muchos proyectos se fueron posponiendo. A continuación, se muestra la evolución anual de los recursos asignados (ver Gráfico No.).

Gráfico No. 8: Evolución anual de los recursos asignados (en millones de nuevos soles)



Asimismo, en cuanto a las inversiones por parte de las concesionarias regionales (incluyendo a ADINELSA) en aquellos proyectos de electrificación rural que pudieran ser rentables; muchas no se han ejecutado por falta de presupuesto. Debido a que el presupuesto de inversiones es parte del presupuesto público nacional que tiene metas económicas específicas, y asimismo a que el endeudamiento de largo plazo forma parte también del endeudamiento público; existe limitación de recursos de inversión y de fuentes de financiamiento, aun si estos pueden ser generador o asumidos por las propias empresas, motivo por el cual el FONAFE ha aprobado los presupuestos de inversiones para priorizando la mejora de la infraestructura –a fin de cumplir con la NTCSE y evitar sanciones-, postergando inversiones que pudieran ser rentables.

En contraposición es necesario tener en cuenta los recursos de los gobiernos regionales y locales, que en algunos casos podrían ser significativos; y que no han sido adecuadamente canalizados para electrificación rural, sea porque se han dedicado a otras obras de infraestructura o gasto, o porque no se han podido concretar al no haber cumplido con la normatividad existente (SNIP, CONSUCODE).

4.7.3 Sistema de fijación de tarifas de la electrificación rural

Se han identificado dos problemas principales para el desarrollo de la Electrificación Rural. En cuanto a la demanda, las zonas más alejadas acceden a tarifas más elevadas y dado los bajos ingresos per-cápita el consumo de electricidad es muy bajo.

En cuanto a la oferta, las empresas concesionarias señalan que las tarifas de distribución no alcanzan para cubrir los costos del servicio en las zonas rurales. En la Ley General de Electrificación Rural, se establece un nuevo esquema tarifario orientado a reducir más las tarifas eléctricas rurales, con lo cual si bien se mejora la situación de los usuarios rurales, se podría agravar la problemática de quienes brindan el servicio.

Las tarifas eléctricas en el Perú son aditivas, calculándose por separado las tarifas de generación (tarifas en barra), de transmisión (peaje de conexión al Sistema principal y peajes secundarios) y de distribución de electricidad. Una vez determinada la tarifa

total, se aplican en el recibo del usuario las compensaciones establecidas por el FOSE y por el mecanismo de compensación de sistemas aislados; determinándose finalmente el monto a pagar por cada usuario final. Existen una serie de liquidaciones y procedimientos que garantizan que los generados, transmisores y distribuidores cobren las tarifas fijadas y que los usuarios finales se beneficien de los subsidios cruzados que la Ley prevé.

La actividad de distribución, reconocida como monopólica dentro de cada área de concesión y por tanto con tarifas reguladas, es remunerada a través de las tarifas de distribución eléctrica que en términos simples expresan la relación entre el valor agregado de distribución (VAD) y la demanda prevista para un período de cuatro años. El valor agregado de distribución reconoce el costo total del servicio y está constituido por la anualidad de la inversión eficiente –Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de una empresa modelo- y por los costos de operación, mantenimiento y administración y gestión eficientes. Dada las diversidades de la densidad de carga y otras características técnicas, para determinar más adecuadamente las tarifas de distribución, la concesión es dividida en sectores típicos siendo el sector típico 1 el de mayor densidad y el más atractivo desde el punto de vista empresarial, y el sector típico 5 el sector rural; para cada sector típico se escoge una empresa modelo y se determina su VAD a partir del mejor diseño posible de redes para la demanda prevista en el período de cuatro años.

La tarifa final que aplica una empresa es el promedio ponderado de las tarifas de los sectores típicos que tiene, así en los sectores típicos rurales de la concesión se aplica la tarifa ponderada de la empresa. Adicionalmente se aplican los descuentos establecidos por el FOSE, con lo cual el usuario rural, accede a tarifas más bajas que los otros usuarios residenciales de la concesión; sin embargo esta tarifa resulta aun elevada en relación a los ingresos totales de los usuarios rurales. El problema se agrava para los sectores rurales fuera del área de concesión de la distribuidora puesto que las tarifas no se ponderan con otras más económicas, y resulta más grave aun en sistemas aislados, donde el componente de la tarifa de generación es bastante más elevado.

La ley prevé una rentabilidad del negocio de distribución de entre el 8% y el 16%, pero la verificación de dicha rentabilidad se realiza considerando también la empresa modelo; las concesionarias señalan que su rentabilidad real sería menor en particular en los sectores rurales. Existen muchas críticas al modelo del VAD que van desde el número de sectores típicos reconocidos, la forma de diseñar la topología de la red, los costos de operación, mantenimiento y gestión reconocidos; hasta el proceso en sí de fijación tarifaria. En la última fijación tarifaria, OSINERG descartó todos los estudios de VAD realizados por las concesionarias y optó por reconocer los VAD determinados por su propio consultor. La Ley General de Electrificación Rural, ha establecido una nueva tarifa eléctrica para los sistemas eléctricos rurales, en la cual se retira del VAD el componente de la anualidad de la inversión del VNR que provenga del fondo de electrificación rural, reconociéndose únicamente aquella proporción que sea realizada por la empresa o por la iniciativa privada. Se establece también un monto de reposición de las inversiones equivalente al 0.16 del VNR. Con este cambio, las tarifas eléctricas de los sectores rurales se reducen y los ingresos de las concesionarias estatales también.

Si bien, el modelo del VAD es aplicado en Perú y en otros países con resultados bastante aceptables para los sectores urbanos, aunque siempre con dificultades y discusiones en cada fijación tarifaria; su aplicación a sectores rurales introduce riesgos adicionales a los inversionistas puesto que el VNR y los costos de operación y mantenimiento son fijados con posterioridad a la ejecución de las inversiones y

revisados cada cuatro años. Una manera práctica de reducir este riesgo es que el OSINERGIM determine ex ante el VNR reconocido y los costos de operación y mantenimiento, tal como lo hace en los sistemas garantizados de transmisión.

4.7.4 El problema de la falta de sostenibilidad

i) *Recuento de los estudios de sostenibilidad e impacto*

A continuación, se presenta información acerca de cuatro estudios de sostenibilidad:

1. **Mejoramiento de la Electrificación Rural Mediante la Aplicación de Fondos Concursables (Banco Mundial, Noviembre, 2005)**. El estudio identifica que las necesidades satisfechas por los proyectos de electrificación son: iluminación, información y esparcimiento (radio y TV), refrigeración entre otras y que su aplicación es prácticamente independiente de la tecnología empleada para la electrificación. El estudio evaluó cuatro casos específicos: PSE Pira en Ancash, PSE Ingenio-Changuillo, PSE Coyungo-Lacra y proyectos fotovoltaicos. Los resultados encontrados en Coyungo-Lacra son representativos de los demás casos –por ser muy similares– y se listan a continuación:

- El uso que se da a la electricidad es en alumbrado, radio y TV. Muy pocos hogares tienen refrigerador y otros electrodomésticos.
- La población considera que el principal aporte de la electricidad fue en alumbrado público, alumbrado de sus viviendas y tener acceso a la TV.
- No se ha hecho un uso productivo de la electricidad por que no tienen recursos de capital ni capacidad para generar fuentes de producción alternativa a la agricultura.
- No hacen uso de la electricidad para irrigación por que tienen un sistema de riego por gravedad.
- La población considera que el costo de la electricidad es alto. El pago mensual por electricidad varía entre los 15 y 40 soles, dependiendo del mayor o menor nivel socio cultural.
- El promedio de focos por abonado es de 3, la mayor parte del tipo incandescente de 50 vatios.
- La intención de emigrar y radicarse en otras ciudades es baja, pero los hijos deben salir a estudiar a otras poblaciones mayores que cuentan con colegios secundarios e instituciones de nivel superior.
- La población considera que la electricidad les ha permitido mejorar su estándar de vida, pero no ha contribuido a mejorar significativamente sus ingresos económicos, y que los más beneficiados han sido los comerciantes.

Es evidente, a partir de los resultados del estudio, que los proyectos de electrificación han sido mayormente para aumentar la cobertura doméstica del servicio y que los aumentos en los consumos son mínimos.

2. **Estudio NRECA (Mayo, 1999)**. Este estudio estima los beneficios económicos de la electrificación rural sobre la base de un esquema de voluntad de pago de los usuarios cuando usan una fuente de energía alternativa. En las visitas de campo, NRECA encontró que los habitantes del Perú gastan en promedio US\$5.4 al mes (US\$64.8 al año) en baterías para radio y televisión. A partir de estos cálculos estimaron los beneficios netos por usuario en el país, indicador que ascendía a US\$9.17 al mes (US\$110.04 al año). Este promedio tomaba en cuenta que en la Sierra no se encontró ninguna vivienda con refrigeración, en la selva se encontró que el 50% de viviendas tenían refrigeración en la costa se encontró que otro 50% lo tenía.

3. **SAPI. Foncodes. Estudio de Evaluación en Loreto y Madre de Dios: Phase II (Instituto Apoyo, agosto, 1999).** Este es una encuesta de línea de base realizado en 30 localidades de Loreto (22) y Madre de Dios (8). Según los datos registrados a través de la entrevista al líder de la localidad, seis de las ocho localidades incluidas en la muestra de Madre de Dios contaban con servicio de cableado eléctrico (Camineros, Artesanos y 8 de Octubre en el distrito de Tambopata; Laberinto en el distrito del mismo nombre y Mavila y Planchón en el distrito de Las Piedras), aunque el servicio no es permanente (sólo 6 horas al día en Mavila y Planchón) ni es absoluto (no todas las viviendas dentro de la misma localidad tienen acceso al servicio), éste permite a los pobladores mantenerse informados a través de la radio (el 77% de los encuestados poseen una) y la televisión (60% de los hogares encuestados tienen una), siendo el promedio de tiempo diario dedicado a la radio y a la televisión de tres horas para cada uno.

La situación es totalmente opuesta para el caso de las localidades de Loreto, donde sólo siete de los veintidós centros poblados visitados contaba con electrificación (San Joaquín en Indiana; Orellana de Napo y Sapó Playa en Las Amazonas; San José de Lupuna y Santo Toribio en Iquitos; San Francisco en Pebas y San Miguel de Cochiquina). Por ello se observa que el porcentaje de posesión de bienes domésticos, como radio y televisión es mucho menor. El 41% de las familias encuestadas en estas zonas cuentan con radio y 21% con televisión, con un promedio de tres horas de consumo diario para la primera y de dos horas para televisión.

El estudio muestra en las respuestas obtenidas sobre tenencia de radio y televisión, que el servicio de electrificación es altamente valorado como un medio importante de información y comodidad para la familia y no como un servicio básico, pues no es mencionado como prioritario entre las principales necesidades de la localidad. En cuanto al pago por este servicio se menciona en promedio S/.10 soles al mes en Loreto y S/.48 soles al mes en Madre de Dios, lo cual según las opiniones vertidas en las discusiones grupales es un costo manejable.

En cuanto a las fuentes alternativas de energía los pobladores de Loreto utilizan en su mayoría mecheros a kerosene para alumbrarse, mientras que en Madre de Dios sólo dos localidades (Vírgenes del Sol y Primero de Mayo) los necesitan debido a que las demás localidades cuentan con electrificación.

4. **En la Revisión Intermedia (IC NET LIMITED, febrero, 2005).** En relación a la operatividad de las obras de electrificación el estudio señala que en Amazonas el 100 % respondió que las obras “se encuentran funcionando”. Cuando se preguntó las razones por la cuál no están funcionando las obras en Cajamarca y en Cuzco, los encuestados respondieron “la falta de conexión domiciliaria” y “la falta de la red primaria”. En lo que concierne a ésta última, respondieron que las obras “nunca han funcionado”. Los principales problemas mencionados en el estudio son “la inestabilidad del fluido eléctrico” (61 %) y los “cortes de energía” (16 %). Cuando en el estudio preguntan si la obra de electrificación había dejado de funcionar en algún momento el 46 % afirmó que sí, y el porcentaje más alto se encontró en el departamento de Amazonas con 54 %.

ii) *El problema de sostenibilidad*

Estrechamente ligado al problema de fijación de tarifas, se encuentra entonces el problema de sostenibilidad. El esquema tarifario presume que las tarifas son suficientes y adecuadas para garantizar la sostenibilidad del servicio eléctrico; sin

embargo las concesionarias regionales señalan que en los sectores típicos urbano rural y rural las tarifas no cubren siquiera los costos de operar y mantener dichos sistemas, situación que sería corroborada con la presencia de ADINELSA, empresa que para operar requiere de las transferencias de fondos de FONAFE.

Con el nuevo esquema de fijación tarifaria, la situación económico financiero de ADINELSA y de las concesionarias regionales se verá afectada, obsérvese que se ha reglamentado la aplicación de la tarifa eléctrica rural a partir del sector típico 5, retirándose de la tarifa el componente de la inversión proveniente de los fondos de electrificación rural o de algún otro tipo de subsidio a la inversión por parte del Estado, con lo cual los ingresos actuales de estas empresas se verán reducidos sin que efectivamente sus costos hayan bajado.

Por otro lado, se puede señalar que aún cuando se reconoce la existencia de sectores eléctricos rurales claramente marcados: a) un sector que puede ser rentable y operar con el mercado, pero que requiere de fuentes de financiamiento, b) un sector que requiere de subsidios a la inversión pero que es sostenible en cuanto a sus costos de operación y mantenimiento y c) un sector que no es sostenible aunque se subsidie toda la inversión y que requiere un subsidio también para la operación y mantenimiento; la Ley es estricta en la no utilización de recursos para cubrir costos de operación y mantenimiento, asumiendo que la tarifa debería ser lo suficientemente alta para cubrir completamente estos costos y presumiendo erróneamente que todos los proyectos eléctricos pueden encontrarse dentro de la frontera de la sostenibilidad.

Al no diferenciarse los segmentos rurales que pueden ser atendidos únicamente vía el mercado, de aquellos que requieren un subsidio a la inversión o de aquellos que requieren un subsidio inclusive a los costos de operación y mantenimiento; los recursos pueden terminar equivocadamente subsidiando sectores que no lo requieren y posponiendo indefinidamente aquellos sectores de mayores dificultades. Asimismo, al con reconocer la existencia de sectores que requieren de subsidio para ser operados y mantenidos, se niega la posibilidad de sostenibilidad del servicio para estos sectores. En líneas generales, los factores determinantes del déficit de recursos financieros para el mantenimiento de la infraestructura rural son los siguientes:

a) *Baja rentabilidad de las inversiones en las instalaciones eléctricas rurales*

La sostenibilidad de las instalaciones de electrificación rural en el nuevo esquema tarifario planteado depende de tres factores principales: a) de la rentabilidad de la parte de la inversión realizada con recursos propios de las concesionarias estatales o empresas privadas, b) del fondo de reposición establecido y de la fijación adecuada de los costos de operación y mantenimiento; siendo que el primer rubro resulta mínimo puesto que se espera que los subsidios a la inversión lleguen hasta un 90%.. Sin embargo, dado que en sector rural existe un escaso número de consumidores atendidos, un reducido consumo por cliente y una gran dispersión geográfica de las localidades, los costos de operación y mantenimiento que no son cubiertos con los ingresos tarifarios actuales; situación que se agrava con el establecimiento de este nuevo esquema tarifario, puesto que los ingresos son menores aún al retirar de la tarifa el componente de la inversión.

Luego de la violencia terrorista que atravesó el país, el gobierno decidió brindar apoyo sobre todo a las zonas rurales alejadas que habían sufrido en mayor medida los atentados. Dada la necesidad de recuperar aquellas poblaciones que habían sido afectadas por la violencia se decidió electrificar todos aquellos poblados sin tomar en cuenta si es que los costos de operación y mantenimiento serían cubiertos por el consumo de los mismos. Experiencias recientes han encontrado que en las zonas

rurales las comunidades electrificadas usan principalmente la electricidad para alumbrado público y pequeños artefactos (radio, televisor, etc.). Asimismo, el mayor uso ocurre en horario nocturno cuando regresan de realizar sus faenas, por lo tanto, la carga eléctrica es poco utilizada por las mañanas. Además, en las poblaciones rurales existe un limitado uso de la electricidad para fines productivos, lo cual impide hablar de mayores ingresos tarifarios futuros producto del impacto de la inversión. Actualmente, se estima que a brecha de operación y mantenimiento de la infraestructura rural se estima en US\$3.13 millones anuales entre las empresas de distribución y las municipalidades.

b) Poca disponibilidad de recursos para atender la OyM de las instalaciones eléctricas rurales

ADINELSA contrata las labores de OyM de las instalaciones y la atención del servicio público de electricidad, con las empresas concesionarias de distribución en cuyo ámbito de influencia se ubican. Las empresas de distribución se encargan de la provisión del servicio y de su cobranza a los clientes finales según los precios regulados, así como de adquirir y cubrir los costos de compra de los generadores. En los contratos se fijan los costos de OyM que son reconocidos a las empresas de distribución y el aporte que se abonará a ADINELSA en su calidad de propietario de las instalaciones. Este ingreso permite a ADINELSA contar con un fondo para atender sus gastos de gestión y administración y ampliación de las instalaciones. Puesto que las inversiones en las instalaciones eléctricas rurales muestran una rentabilidad negativa, ADINELSA presenta también una rentabilidad negativa lo que hace insostenible el financiamiento de los costos de OyM y su eficiente operación como empresa bajo el ámbito del FONAFE.

c) Obras transferidas con déficit en diseño, construcción, utilización de insumos

Los proyectos transferidos por la DEP en algunos casos presentan problemas de diseño, ejecución y utilización de insumos ya que los contratistas de obras que compitieron para ganar las licitaciones, ofertaron niveles de precios tan bajos que atentaron contra la calidad de las obras y el cumplimiento de los contratos. Así, muchos proyectos sufrieron retrasos considerables debido al incumplimiento de los contratistas que llevó a la rescisión de los contratos y la consiguiente demora y sobre costos para la conclusión de las obras. Por otro lado, el diseño de los sistemas no responden a criterios técnicos ni tecnológicos al estarse ejecutando proyectos de PSE y de conexión de los sistemas aislados al Sistema Eléctrico Nacional (SEIN) descuidando proyectos de generación local y de energías renovables más eficientes. Estos problemas se trasladan al financiamiento de la OyM de las instalaciones al encarecer los costos de la misma.

Hasta el año 2006, el OSINERG había levantado mas de 2000 observaciones a obras ejecutadas por la DEP y transferidas a las concesionarias regionales y a ADINELSA; la mayoría de las cuales estaba relacionada a deficiencias en la construcción y requería de inversiones adicionales que deberían ser realizadas a fondo perdido; mas de la mitad aun no han sido levantadas, con lo cual una vez que se promulgue la nueva Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales, o se realizan las inversiones adicionales o se iniciarán los procesos sancionadores de OSINERG con la aplicación de las multas que se establezcan.

d) Problemas de sobre dimensionamiento de inversiones también afectan la sostenibilidad

Los costos de OyM se relacionan con el tamaño de las inversiones iniciales. Muchos de los proyectos transferidos por la DEP fueron sobredimensionados en tanto que demandaron inversiones importantes que no se justifican económicamente por la longitud de las líneas respecto a la carga servida. Las instalaciones fueron sobre dimensionadas al estar basadas en demandas sobre estimadas, que no correspondieron finalmente a los consumos reales de la población.

En este caso, dado que el modelo de tarificación reconoce sólo la inversión necesaria, existe una brecha entre la inversión realizada y el VNR reconocido; lo cual crea una brecha mas grande entre los costos reales operar y mantener estas instalaciones reales y los costos de operar y mantener las instalaciones reconocidas. Con la nueva tarificación rural establecida, las situación se agrava puesto que además de retirar el componente de la inversión y fijar los costos de reposición y de OyM en función al VNR reconocido, las tarifas serán menores.

5. Estrategia de Políticas de Energía Rural: Lineamientos de la Políticas

El Perú deberá tener, como objetivo central para el quinquenio que abarca del año 2006 al 2015, el incremento sustancial de la cobertura de infraestructura rural, de modo tal que, cuanto menos, se logre superar la meta de nivelación con países de ingresos semejantes. La meta mínima debería ser reducir en 50% el déficit de infraestructura. Para ello, según el Banco Mundial se requieren US\$200 millones al año para los cuatro sectores de electrificación rural (saneamiento, energía, caminos y telecomunicaciones). Esta es una meta mínima, ya que con lograrla solo conseguiría nivelar al país con los estándares que le corresponde actualmente en el ámbito sudamericano. Solo lograr esto, exige una aceleración sustancial en la velocidad del crecimiento del sector, lo que se podría llamar "dar el gran salto". En el Subsector de energía rural, la meta se logra si se consigue que se respete la meta de que el 0.85 del presupuesto nacional se asigne a electrificación rural. Los recursos que se tendrían que movilizar son alrededor de US\$90 millones anuales sólo en energía.

Este objetivo general implicaría:

- Conseguir, en las regiones que tiene niveles críticos de densidad (Cajamarca, Amazonas, Huanuco, Loreto y San Martín) alcance un coeficiente de electrificación de por lo menos 75% en cinco años.
- Conseguir que todas las Provincias del Perú que tengan coeficientes por debajo (son 52) del 35% alcance por lo menos un 50% de coeficiente de electrificación del con energía eléctrica tengan servicio de telefonía e Internet antes que finalice el año 2011.
- El gobierno debe fortalecer rápidamente la capacidad de planificar de los gobiernos regionales. La planificación regional debe comenzar en las poblaciones necesitadas e integrarse en los Institutos de Planificación regionales que deberán constituirse. Dada la magnitud de los objetivos y el volumen de los recursos que tienen que volcarse a los mismos, los planes de esta naturaleza requerirán de una amplia concertación nacional, buscando el mayor esfuerzo de todos los agentes involucrados.
- El gobierno nacional y los gobiernos regionales deben concretar un acuerdo en relación a:
 - a. Alcanzar a abastecer al 50% de la población rural, que los cinco departamentos con menor coeficiente alcancen el 75% y que las 52 provincias menos atendidas logren una cobertura de por lo monees 50%.
 - b. Permitir que los programas de expansión en sistemas aislados, puedan incluir nuevas tecnologías en desarrollo y estándares de calidad menos estrictos, a fin de que sea económicamente rentable el servicio en sectores de menores recursos económicos.
 - c. Priorizar la asignación de recursos en los territorios y áreas que están lejos del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
 - d. Priorizar la asignación de recursos hacia los proyectos de energías renovables. Avanzar en la eliminación de todas las barreras que dificultan el desarrollo de los proyectos de energías renovables.
- La Reglamentación de la Electrificación Rural debe reorientarse y promover la incorporación de los gobiernos regionales y municipales a la política de

expansión, respetando sus competencias exclusivas y facilitando que colaboren con fondos de cofinanciamiento de inversión y aportes a la operación en casos en los que sea necesario. Los Gobiernos Regionales y los Gobiernos Locales son los protagonistas principales en la definición del plan regional de electrificación, en la promoción del mismo y en la ejecución. La DEP gradualmente, se convierte en una entidad financiera que cofinancia proyectos, induce buenas prácticas y favorece a las zonas con poblaciones menos atendidas con mecanismos indirectos.

- Las normas técnicas de electrificación rural se revisan y se logra un nuevo marco técnico mucho más flexible que permite adaptar soluciones a la diversidad de situaciones de las poblaciones rurales no atendidas.
- Los proyectos predominantes dejan de ser las extensiones de redes y la prioridad de la asignación de recursos se mueve hacia sistemas aislados, con preferencia en soluciones de energía renovable.
- La identificación y el diseño de proyectos se concentra en los segmentos de poblaciones con consumos inferiores a 12 KWH-mes por familia.
- Los indicadores de resultado que se monitorean dejan de ser sólo indicadores de metas constructivas y número de familias potencialmente beneficiadas y pasan a medir los siguientes indicadores: i) familias realmente atendidas; ii) actividades económicas incorporadas al mercado; y iii) rendimiento de las instalaciones.
- Se promueven múltiples modelos de gestión que reflejan la diversidad de soluciones que se generan por la profundización de la descentralización. Se promueven microempresas para la operación de sistemas aislados.
- Crear mecanismos compartidos de subsidio entre el nivel municipal y el nacional para abastecer a las zonas actualmente fuera de la frontera de sostenibilidad. Facilitar que una parte de los recursos del canon puede direccionarse a la sostenibilidad de los sistemas eléctricos como ocurre con el Programa de Caminos Rurales.
- Exonerar del IGV y aranceles la importación de equipos destinados a proyectos de energía rural.
- Impulsar fuertemente el Plan Huascarán mediante su transferencia o concesión a los municipios, parroquias y pequeño empresario local de modo de favorecer una demanda por energía. Actualmente, es irrisoria la cantidad de computadoras que el gobierno otorga y aun esas generalmente carecen de mantenimiento. Un compromiso de responsabilidad social de los operadores podría ser otorgar tarifas subsidiadas para los escolares y el empresario local aportaría solo o con colaboración los equipos. Su funcionamiento estaría condicionado al cobro del servicio, lo cual sería el estímulo para su mantenimiento.
- El modelo tarifario para sistemas rurales reconoce que la inversión pública en energía rural es un costo hundido y privilegia los objetivos de confiabilidad de los sistemas rurales.
- El gobierno nacional busca las complementariedades y sinergias de las diferentes intervenciones en infraestructura rural y apoya la descentralización de dichas unidades ejecutoras en el nivel provincial. Se fomenta que los Institutos Viales Provinciales se conviertan en Institutos de

Infraestructura Provincial. Se fomenta que las Agencias Agrarias y los gobiernos provinciales concuerden planes de desarrollo rural provinciales, de modo de ubicar en esos planes los esfuerzos de promoción de usos productivos de la energía.

- ADINELSA, transfiere su conocimientos de los procesos post-construcción en electrificación rural a las Direcciones Regionales de Energías y Minas. La DEP transfiere a dichas instancias las capacidades para calificar los proyectos.
- Las empresas de distribución de electricidad se transfieren a los gobiernos regionales y se convierten en las unidades formuladoras por excelencia de los proyectos de inversión pública dentro de la frontera de sostenibilidad.

Cuadro No 12: Situación Actual Versus Situación Objetivo

TEMA	Situación Actual	Situación Objetivo
Indicadores de Resultado	Estudios realizados, Km. de línea, capacidad instalada, familias potencialmente atendidas	Familias realmente atendidas, actividades económicas incorporadas al mercado y rendimiento de las instalaciones
Ejecución y Promoción de Proyectos	DEP, FONER	Gobiernos Regionales y Municipales
Planes Regionales de Electrificación Rural	DEP	Gobiernos Regionales
Proyectos Predominantes	Inversiones en extensiones de las redes	Inversiones en sistemas aislados sobre la base de energía renovable
Identificación de los proyectos	Se inicia en las instancias planificadoras de la DEP y en las empresas de distribución regionales. Se planifica como si la mayoría de obras enfrentara demandas de entre 15 y 30 KWH-mes por familia.	Se inicia en las comunidades que agrupadas exponen a sus autoridades municipales y regionales sus necesidades. Se planifica para una mayoría de obras con demandas inferiores a 12 KWH-mes por familia.
Equilibrio Territorial	Prioriza las áreas y territorios cercanos al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional y es neutral a los proyectos de energía renovable.	Prioriza las inversiones en zonas lejanas al Sistema Interconectado Nacional, con énfasis en sistemas de energía renovables.
Asignación de recursos	Relativamente alta discrecionalidad. Evidencias de presión política de zonas cercanas al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional. Igual peso a factores como: i) alta pobreza y bajo coeficiente y ii) proporción del subsidio requerido.	Relativamente baja discrecionalidad. Asignación de recursos prioriza nítidamente zonas de bajo coeficiente de electrificación y alta pobreza. Atención prioritaria a soluciones baratas relacionadas a energía renovable en zonas aisladas del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
Ventanillas de Inicio de Trámites	La DEP, FONER, Foncodes y los gobiernos subnacionales son ventanillas diferentes para iniciar la solicitud que da inicio al proyecto.	Se establece una ventanilla única en la municipalidad distrital.
Normas Técnicas	No reflejan necesariamente la realidad rural y a diversidad de situaciones.	Nuevo marco legal de la electrificación rural es mucho más flexible y se adapta a diversidad de situaciones.
Modelos de Gestión	Dos modelos predominantes: ADINELSA o Empresas de Distribución.	Múltiples modelos de gestión reflejan diversidad de soluciones generadas por la profundización de la descentralización. Se promueven microempresas para la operación de sistemas aislados.
Tarifas	Basado en análisis de costos marginales de la GART-OSINERGIM	Modelo tarifario reconoce la inversión como costo hundido y privilegia en el diseño la confiabilidad del sistema.
Usos productivos	Se promueven indiscriminadamente en sistemas instalados sin busca de las complementariedades con el resto de unidades ejecutoras de proyectos de infraestructura rural.	Se promueven en localidades con acceso al mercado y en donde existen sinergias entre las diferentes infraestructuras rurales instaladas. Siempre la labor promocional está articulada al Plan de Desarrollo Provincial y Regional.
Subsidios a la Inversión	Asignados por la DEP, FONER, Foncodes y los Gobiernos Subnacionales	Asignados por el MEM y los Gobiernos Regionales.
Subsidios a la operación	Asignados por ADINELSA	Asignados por el MEM o los gobiernos locales.
Acompañamiento técnico	A cargo de ADINELSA	A cargo de las Direcciones Regionales de Energía y Minas, con el apoyo de ADINELSA.

5.1 Políticas Financieras

5.1.1 Ampliar los recursos para electrificar el país involucrando a los gobiernos regionales y locales

En el Plan Nacional de Electrificación Rural - PNER 2005–2014 se ha fijado como meta alcanzar un coeficiente de electrificación nacional de 91% el año 2014, asumiendo que en el 2005 la electrificación alcanzó el 78%, para lo cual se ha determinado que es necesario realizar 374 proyectos, entre líneas de transmisión (17), pequeños sistemas eléctricos (299), pequeñas centrales hidroeléctricas (58) y además los Proyectos de Grupos Electrígenos, de Módulos Fotovoltaicos y de Aerogeneradores, los cuales se deberán ejecutar en el periodo 2005–2014, todo lo cual permitiría beneficiar a 4,3 millones de habitantes. Es importante que la DEP y el MEM revisen estos estimados, tras sincerar las coberturas actuales, los clientes realmente electrificados y los verdaderos costos de inversión por beneficiario.

El Banco Mundial estima que el Perú tiene un coeficiente de sólo 70% -en línea con los datos del Censo de Población y Vivienda- y que para alcanzar un coeficiente de 75% se requiere entre US\$600 y US\$800 millones.

Por su parte, según estimados del Ing. Miguel Révolo citados en el ensayo de Homero Miranda (2006), se requieren alrededor de US\$1,800 millones para poder suministrar energía eléctrica a los 5 millones de peruanos que la requieren.

La Ley General provee recursos económicos adicionales a los existentes, como el 4% a las utilidades de las empresas eléctricas (a cuenta del Impuesto a la Renta) que alcanzarían aproximadamente a US \$ 12,8 Millones, el aporte de los usuarios del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional – SEIN equivalente a dos milésimos de UIT por cada Megavatio-hora facturado, que significa aproximadamente US \$ 42,6 Millones, que añadidos a los US \$ \$38,1 Millones (promedio histórico de inversiones ejecutadas por la DEP en los últimos años y que se asume seguirían siendo asumidos por el tesoro), totalizarían unos US \$ 93,8 Millones, los mismos que con los ingresos correspondientes al monto de las sanciones impuestas por OSINERG y los saldos no gastados por el MEM/DGE de los aportes recibidos (parte del 1% para los organismos normativos y reguladores), podría llegar a unos US \$ 100 Millones anuales, ello sin contar con los montos que los gobiernos Regionales y Locales podrían aportar para electrificación rural, es decir casi el triple de recursos con que se ha contado a la fecha.

La estrategia de descentralización de la DEP debería permitir que se puedan apalancar US\$100 millones anuales de los gobiernos subnacionales, de modo de que en cada proyecto el 50% de la inversión sería nacional y el 50% sería subnacional. El compromiso sería que el Gobierno Nacional cofinancia las obras, pero estas son ejecutadas íntegramente por Institutos de Infraestructura Económica, pertenecientes a los niveles regional y municipal.

Contando con estos recursos, el monto de inversiones podría alcanzar los US\$1,000 millones en cinco años y se podría cumplir con atender a la mitad de las familias que hoy día no están atendidas. La priorización de los proyectos, su adecuada y eficiente ejecución, así como la sostenibilidad se constituyen en las principales tareas pendientes.

5.1.2 Asegurar la sostenibilidad de las instalaciones eléctricas rurales.

- a. **Sincerar las tarifas eléctricas en las zonas rurales.** Dado el nuevo esquema tarifario planteado, se hace indispensable crear nuevos sectores típicos rurales que aseguren cubrir los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones existentes y contar con un fondo de reposición suficiente para asegurar la renovación de las instalaciones reales. Aprovechar los estudios del componente de normatividad y tarifas del programa FONER. La lógica general del nuevo esquema tarifario debe partir de considerar las inversiones públicas como un costo hundido y debe orientarse a lograr una tarifa que permita la confiabilidad del suministro.
- b. **Ampliar la cobertura del FOSE o establecer otro tipo de subsidio a la tarifa rural.** En aquellos casos en los cuales las tarifas resultaran tan elevadas que estuviesen fuera del alcance de los usuarios, y particularmente en las áreas situadas lejos del ámbito de las concesionarias, ampliar la cobertura del FOSE (contemplado en la nueva normativa) o establecer la posibilidad de subsidiar directamente los costos de operación y mantenimiento, sea con recursos del fondo de electrificación rural (no contemplado en la nueva normativa rural y que requiere de una modificación de la Ley General de Electrificación Rural); o con recursos de los Gobiernos Regionales o Locales.
- c. **Elevar la rentabilidad de los proyectos de electrificación rural desde la etapa de formulación.** Utilizar criterios técnicos de elegibilidad que respondan a una demanda efectiva al priorizar los proyectos de electrificación rural. Asimismo, mejorar el uso de tecnologías y el diseño y construcción de los proyectos. En este sentido, el proyecto de "Mejoramiento de la Electrificación Rural mediante la aplicación de Fondos Concursables" podría ser una solución que promueva un subsidio a la inversión sólo a aquellos proyectos que son sostenibles y financieramente viables en su operación, contribuyendo a fomentar la participación de los agentes en el diseño y en la selección de los proyectos mediante una estrategia eficiente de provisión del servicio de electricidad. Esto implica generalizar el mecanismo tipo FONER en todos los proyectos dentro de la frontera de sostenibilidad.
- d. **Fomentar la participación de los agentes involucrados.** Incentivar la participación de los usuarios futuros para que financien una parte del proyecto directamente y para que formen asociaciones de usuarios que en el futuro administren el proyecto eléctrico. Asimismo, los usuarios podrían contribuir aportando su mano de obra en la ejecución del proyecto.
- e. **Fomentar la ejecución de programas de capacitación y asistencia técnica a los usuarios.** Implementar programas de capacitación y asistencia técnica a los actores como son las empresas distribuidoras y los gobiernos regionales y locales en el desarrollo de estos proyectos para asegurar el mantenimiento de las instalaciones, así como en la gestión, diseño y ejecución de los proyectos. Asimismo, implementar un programa mediante el cual se fomente el uso de la energía eléctrica para la actividad productiva de los pueblos, tratando de elevar de esta manera su productividad y hacer más sostenible en el tiempo los proyectos de electrificación.

5.2 Políticas Institucionales

5.2.1 Modelo de desarrollo

La propuesta principal es modificar sustantivamente el modelo centralizado de crecimiento de la DEP/MEM y promover de forma efectiva la participación de las concesionarias regionales y empresas privadas en la frontera de sostenibilidad y la participación de los Gobiernos Regionales y Locales para las áreas actualmente no concesionadas más allá de la frontera de sostenibilidad.

a) En la frontera de sostenibilidad

En las áreas de Concesión de Empresas Distribuidoras, a cargo de las empresas distribuidoras estatales o privadas, en las cuales existen proyectos que requieren únicamente determinado subsidio a la Inversión, se operaría con la modalidad de concursos tipo FONER subsidiando las inversiones hasta en un 90%.

Dada la problemática encontrada en todo el proceso de ejecución de obras, fijación tarifaria y fiscalización; la DEP fusionada con el FONER –ahora la nueva Dirección General de Electrificación Rural- debería constituirse en un órgano coordinador de la planificación, promotor, distribuidor y fiscalizador de los recursos empleados en la electrificación rural; dejando la función ejecutora a las concesionarias regionales o en empresas privadas interesadas en brindar el servicio, con los fondos de electrificación rural establecidos en la Ley y también mediante la aplicación de fondos concursables de organismos internacionales. Si bien la normativa rural, establece la función promotora a la DGE, resulta más conveniente que sea la DEP quien defina qué proyectos pueden ser atendidos mediante esta modalidad.

Con la fusión de la DEP y el FONER en la nueva Dirección General de Electrificación Rural, todos los Proyectos de Inversión del Plan Nacional de Electrificación Rural dentro de la frontera de sostenibilidad, se ejecutarían en la modalidad de FONER. Sin embargo, en tanto se mantenga la normativa de CONSUCODE para los procesos de contrataciones y adquisiciones del Estado; los concursos de participación privada con fondos de la electrificación rural tendrían que ser llevados a cabo por PROINVERSIÓN, en tanto que los que se realicen con fondos concursables del Banco Mundial continuarían siendo realizados directamente por el FONER.

Este esquema garantiza que efectivamente sólo los proyectos en la frontera de la sostenibilidad sean solicitados por las concesionarias regionales o por empresas privadas, dejando al descubierto la existencia de proyectos que efectivamente se encuentran fuera de la frontera de sostenibilidad. El esquema actual propuesto por la normativa implica la obligatoriedad de las concesionarias estatales o ADINELSA de recibir las obras ejecutadas por la DEP, ocultando ineficiencias tanto en la construcción de las obras como en la fijación de tarifas realistas.

La modificación propuesta podría realizarse incluyendo solamente modificaciones en el Reglamento de la Ley, pero para darle mayor solvencia sería mejor realizar las modificaciones desde la misma Ley General de Electrificación Rural.

b) Más allá de la frontera de sostenibilidad

Las intervenciones correspondientes al modelo actual de la DEP que van más allá de la frontera de la sostenibilidad deberían ejecutarse a través de los Gobiernos

Regionales (sistemas aislados y proyectos especiales de carácter multiprovincial) y gobiernos municipales (sistemas aislados y proyectos de escala local).

En este caso la política debe segmentarse en por lo menos tres categorías: i) el segmento de entre 500,000 y 600,000 familias que no tienen conexión, pero que viven en centros poblados que cuentan con energía; ii) las poblaciones que están más allá de la frontera de sostenibilidad pero cerca de áreas de concesión de empresas de distribución y iii) las poblaciones que están más allá de la frontera de sostenibilidad y están lejos de las áreas de las concesiones de las empresas de distribución de energía.

Para cada uno de los tres segmentos se requiere soluciones tecnológicas específicas, mecanismos de promoción, formas de participación del sector privado y un abanico de modelos de gestión.

La DEP gradualmente debería dejar de ser una unidad ejecutora y pasar a ser una unidad financiadora que traslada conocimientos y capacidades a las regiones y municipios, siguiendo los modelos de los Programas de Caminos Departamentales y Rurales que ejecuta Provías Descentralizado. Los Institutos de Infraestructura Económica Provincial, pueden institucionalizarse a partir de los Institutos Viales Provinciales, creados en el contexto del proceso de transferencia de la gestión de los caminos vecinales del MTC a los Municipios.

En dichas áreas se establecerían Concesiones Rurales que luego serían transferidas a los Institutos de la Infraestructura Económica Regional o los Institutos de Infraestructura Económica Provincial.. La mayoría de recursos del Fondo de Electrificación Rural, serían destinados a este esquema.

En la etapa de Planificación tanto del PNER como en el Plan de Corto Plazo, la DEP coordinaría la priorización de proyectos, incluyendo los Planes Regionales de Electrificación previamente priorizados por los Gobiernos Regionales; quienes además deberían también participar en la cofinanciación de los proyectos mínimo en un 10%, siendo el resto financiado con los fondos de electrificación rural.

El Reglamento de la Ley establece la transferencia de los recursos del fondo de la electrificación rural a la DEP, por parte del Tesoro en distintas armadas. Se propone que para la transferencia de fondos hacia los Gobiernos Regionales y Locales; se constituya un Fideicomiso, de modo que los estudios y las ejecuciones de obras descentralizadas, sean luego de ser adjudicadas, sean pagadas de acuerdo a su avance directamente del Fideicomiso, con lo cual se aseguraría el adecuado destino y uso de los fondos por parte de los Gobiernos Regionales y Locales.

Las obras ejecutadas podrían ser operadas y mantenidas por las concesionarias estatales, ADINELSA, empresas privadas o por los propios usuarios; mediante convenios de operación y mantenimiento cubriéndose el total de dichos costos, parte con las recaudaciones vía tarifa y parte con recursos provenientes de Los Gobiernos Regionales y locales, o con recursos del propio fondo de electrificación Rural. Este esquema permitiría también presionar al OSINERGIM para la fijación de tarifas más realistas.

En tanto los sistemas eléctricos rurales vayan pasando a la frontera de sostenibilidad al incrementarse la demanda, serán también considerados dentro del proceso de promoción a la inversión privada. Las modificaciones planteadas, en particular la posibilidad de subsidiar parte los costos de operación y mantenimiento requieren de la modificación de la Ley General de Electrificación Rural.

5.2.2 Mejorar el marco legal, normativo y reglamentario

- a) Mejorar el diseño y construcción de las instalaciones eléctricas rurales.** Se requiere completar y adecuar las normas técnicas que actualmente ha definido la DEP para el diseño de los proyectos de electrificación rural y de pequeños sistemas. En este sentido, conviene analizar y subsanar los vacíos del Código Nacional de Electricidad (CNE) en lo que respecta al diseño de los sistemas eléctricos para las zonas rurales y aisladas. El punto de partida puede ser el componente de normatividad del FONER y sus análisis de casos específicos.

Se debe también publicar una Norma Técnica de Calidad de los Sistemas Eléctricos Rurales, que esté acorde con las necesidades de calidad del servicio requeridas por el Sector Rural y con penalidades acordes a los ingresos de quienes brinden el servicio. Actualmente la norma de calidad está suspendida en los sistemas rurales, si bien es necesario determinar estándares adecuados de calidad, también será necesario establecer una gradualidad para alcanzarlos.

b) Mejoras en el Sistema Tarifario.

La tarifa unitaria de distribución depende de dos componentes, el numerador que incluye todos los costos de brindar el servicio y el denominador que incluye la demanda proyectada en el período tarifario; en tanto se minimicen los riesgos de ambos componentes, se reduce el riesgo de los inversionistas privados y por lo tanto los retornos esperados de la inversión. Se propone introducir los siguientes cambios:

- Para los proyectos que están dentro de la frontera de mercado se propone la fijación del VNR y de los costos de operación y manteniendo ex ante por parte del OSINERGIM, de modo que las inversiones se realicen de manera eficiente, conociendo el monto de la inversión, los costos de reposición y de operación y mantenimiento reconocidos. Además se propone que el valor de este VNR vaya creciendo de acuerdo a las inversiones adicionales que se realicen, sin que el mismo sea revisado en cada fijación tarifaria.

Si bien, existe una perfecta lógica en que se reconozca en la tarifa solamente las inversiones efectivamente realizadas que no provengan del fondo de electrificación rural o del Estado, se propone una revisión anual del factor de proporción de esta inversión realizada, puesto que en el período tarifario de cuatro años podría cambiar significativamente.

- Asimismo, se plantea una revisión anual de la demanda del Sistema Eléctrico Rural, de este modo la tarifa resulta más justa, tanto en el caso de que la demanda se dispare, como en el caso de que la misma no tenga el crecimiento supuesto.
- Ligado al problema de fijar tarifas realistas, se encuentra el tema de que los usuarios eléctricos rurales puedan acceder al servicio pagando tarifas razonables. Por ello se requerirá que el esquema del FOSE sea modificado para que el subsidio a los sectores rurales pueda ser mayor, en particular para los proyectos que no sean administrados por las concesionarias regionales.

Para introducir estos cambios se requieren modificaciones en el Reglamento de la Ley General de Electrificación Rural.

5.3 Políticas Empresariales

5.3.1 Mayor transparencia y disponibilidad de información estadística para el sector rural

No existe información específica de la prestación de servicio rural. Los datos fueron obtenidos a través de solicitudes específicas. No se encuentra estadística o información sobre la OyM que ejecutan las empresas concesionarias que tienen convenios de administración con ADINELSA así como de las instalaciones que se encuentran bajo convenios de gestión con las municipalidades. De manera que resulta importante contar este tipo de información a fin de analizar la sostenibilidad de las instalaciones eléctricas actuales.

5.3.2 Mejoras en la calidad del servicio en los sistemas rurales.

Evaluar la aplicabilidad de alguna norma técnica que garantice el control de los niveles de calidad del servicio eléctrico. Según el MEM y el Banco Mundial (2005), la calidad del servicio recibido por parte de los sectores con menores consumos y sectores rurales es mucho más baja que en el sector Urbano-Rural. Esto indicaría una menor inversión en mantenimiento y operación de las instalaciones de estos sectores por parte de los operadores de las redes de distribución.

5.3.3 Intensificar la supervisión y monitoreo de las instalaciones administradas por las empresas concesionarias y las municipalidades.

ADINELSA como empresa propietaria tiene asignada dicha función y debe intensificarla a fin de que no sólo se conozca el grado de cumplimiento de lo establecido en el contrato sino también el estado y los requerimientos reales de mantenimiento, rehabilitación o mejoramiento de las instalaciones eléctricas rurales.

Gradualmente, las tareas de supervisión y monitoreo deben trasladarse a los Institutos de Infraestructura Económica Regional y Municipal.

5.3.4 Eliminar gradualmente la ejecución de obras de infraestructura rural por administración directa

Los subsidios que se asignen en los proyectos que están más allá de la frontera de sostenibilidad deberían ser financiados por el gobierno nacional en un 50% con un compromiso de que el subsidio de operación sea financiado íntegramente por los recursos del gobierno regional o municipal o una combinación de estos dos últimos. A cambio el MEM le delegaría o transferiría íntegramente los contratos de inversiones y mantenimiento a los gobiernos subnacionales.

Los subsidios deberían estar condicionados a que se contrate al sector privado tanto para la ejecución de las obras como para las tareas de mantenimiento. Los Institutos de Infraestructura Económica regionales o municipales deberían recibir los subsidios a la inversión y el subsidio parcial de operación, condicionado a que se contrate, en todos los casos, al sector privado en las acciones de obras y de mantenimiento.

Bibliografía

- 1 Aguilar Andía, Giovanna. *El Sistema Tarifario del Servicio Público de Electricidad, una Evaluación desde el Punto de Vista de los Usuarios*. (documento de trabajo). Lima, 2003.
- 2 Banco Mundial. *Perú: La oportunidad de un país diferente*. 2006.
- 3 CAF-OLADE. *Situación Energética de Suramérica*. Preparado por Mercados Energéticos.
- 4 CAF. *Perú: Análisis del Sector Eléctrico*. Caracas, 2003.
- 5 El Peruano. *Decreto Supremo No. 026-2007-EM. Disponen la fusión del Proyecto Mejoramiento de la Electrificación Rural, mediante la aplicación de Fondos Concursables Proyecto – FONER y del a Dirección Ejecutiva de Proyectos – DEP del Ministerio de Energía y Minas*. En “Normas Legales”. Lima, jueves 3 de mayo de 2007. Páginas 344557 a 344566.
- 6 El Peruano. *Decreto Supremo No. 025-2007-EM. Aprueban reglamento de la Ley No. 28749, Ley General de Electrificación Rural*. En “Normas Legales”. Lima, sábado 5 de mayo de 2007. Páginas 344697 a 344698.
- 7 Giugale, Marcelo y otros. *Perú: La oportunidad de un país diferente*. Lima: Banco Mundial. 2006.
- 8 Guerra-García, Gustavo y Verónica Minaya. *Déficit de recursos para el mantenimiento de la infraestructura energética y alternativas de solución*. Lima: MEF. 2006.
- 9 Guerra-García, Gustavo. *Diagnóstico, Estrategias y Políticas para el sector Transporte en el Perú*. Lima: BID, 2006.
- 10 HIDRORED (Red Latinoamericana de Micro Hydroenergía). Lima: ITDG. 2007.
- 11 MEM-Dirección Ejecutiva de Proyectos. *Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER). Período 2006-2015*. Lima. 2007.
- 12 MEM-Dirección General de Electricidad. *Evolución de indicadores del mercado eléctrico 1995-2006*. Lima. 2007.
- 13 MEM-Dirección General de Electricidad. *Compendio de normas para proyectos y ejecución de obras en sistemas, distribución y sistemas de utilización de media tensión. R.M. No. 531-2004-MEM/DM. R.D. No. 018-20002-EM/DGE. R.M. No. 346-96-EM/VME*. Lima. 2007.
- 14 MEM y Banco Mundial. *Mejoramiento de la electrificación rural mediante la aplicación de Fondos Concursables. Estudio de preinversión a nivel de pre-factibilidad*. Lima. 2005.
- 15 MEM-Dirección Ejecutiva de Proyectos. *Análisis de Programas y Modelos de Gestión en Electrificación Rural Aplicados en Latinoamérica y el Mundo y Propuestas de Modelos de Aplicación Nacional*. Lima. 2005.

- 16 MEM-Dirección Ejecutiva de Proyectos. *Plan de Electrificación Rural (PER). Período 2003-2012*. Lima. 2003.
- 17 Miranda Coll-Cárdenas, Homero (2006). *Servicios eléctricos rurales sostenibles y usos productivos de la energía: 10 años de experiencia de ITDG en el Perú*. ITDG.
- 18 Miranda, Homero. *Servicios eléctricos rurales sostenibles y usos productivos de la energía: 10 años de experiencia de ITDG en el Perú*. Lima: ITDG. 2006.
- 19 Miranda, Homero y Mario Soria (Noviembre, 2006). "Electrificación Rural: ¿un fin o un medio?", en *Perú Económico*, Vol. XXIX, Nº 11. Noviembre del 2006.
- 20 MTC-Programa Caminos Rurales. *Criterios Generales para la Gestión Vial Municipal*. Lima. 1999.
- 21 NRECA Internacional. *Estrategia Integral de Electrificación Rural*. Lima, setiembre de 1999.
- 22 Serrat Mont, Esteban. *Políticas de Desarrollo de Electrificación Rural*. Lima: UCPS-MEF-BID. 2007.
- 23 Tarnawiecki, Donald. *Evaluación de los aspectos estratégicos y replicables del proyecto "Fondo de promoción de microcentrales hidroeléctricas (FPM)"*. Lima: ITDG. 2005.
- 24 The World Bank. *Project Appraisal on a Proposed Loan in the Amount of US\$50 million and a Proposed Grant from The Global Environment Facility Trust Fund in the Amount of US\$10 million to The Republic of Perú for a Rural Electric Project*. February 7th, 2006.
- 25 The World Bank-ESMAP. *Peru: Rural Energy Electrification*. February 2001.
- 26 Universidad San Martín de Porres. *Diagnóstico y Propuestas de Política para el sector de telecomunicaciones*, Lima, marzo del 2007.
- 27 Waddle, Daniel. *Modelos y Métodos de Provisión de Servicios Eléctricos Rurales*. NRECA Internacional. 1997.
- 28 Zolezzi, Eduardo. *Una Nueva Propuesta sobre Electrificación Rural en Perú*. Lima. 2005.