Banco Interamericano de Desarrollo

Incrementando la eficiencia del sector eléctrico

Lecciones sobre la reducción de pérdidas eléctricas en Ecuador

Jesús Tejeda
Gabriel Durán
Raúl Jiménez
Morgan Doyle

División de Energía
INE/ENE

NOTA TÉCNICA Nº
IDB-TN-1094

Septiembre **2017**

Incrementando la eficiencia del sector eléctrico

Lecciones sobre la reducción de pérdidas eléctricas en Ecuador

Jesús Tejeda
Gabriel Durán
Raúl Jiménez
Morgan Doyle

Septiembre 2017

Banco Interamericano de Desarrollo

Catalogación en la fuente proporcionada por la
Biblioteca Felipe Herrera del
Banco Interamericano de Desarrollo

Incrementando la eficiencia del sector eléctrico: lecciones sobre la reducción de pérdidas eléctricas en Ecuador / Jesús A. Tejeda Ricardez, Gabriel Durán, Raúl Jiménez, Morgan Doyle.

p. cm. — (Nota técnica del BID ; 1094)

Incluye referencias bibliográficas.

1. Electric power distribution-Ecuador. 2. Electric utilities-Ecuador. 3. Electric power failures-Management-Ecuador. I. Tejeda Ricardez, Jesús A. II. Durán, Gabriel. III. Jiménez, Raúl. IV. Doyle, Morgan. V. Banco Interamericano de Desarrollo. División de Energía. VI. Serie.

IDB-TN-1094

http://www.iadb.org

Copyright © 2017 Banco Interamericano de Desarrollo. Esta obra se encuentra sujeta a una licencia Creative Commons IGO 3.0 Reconocimiento-NoComercial-SinObrasDerivadas (CC-IGO 3.0 BY-NC-ND) (http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/igo/legalcode) y puede ser reproducida para cualquier uso no-comercial otorgando el reconocimiento respectivo al BID. No se permiten obras derivadas.

Cualquier disputa relacionada con el uso de las obras del BID que no pueda resolverse amistosamente se someterá a arbitraje de conformidad con las reglas de la CNUDMI (UNCITRAL). El uso del nombre del BID para cualquier fin distinto al reconocimiento respectivo y el uso del logotipo del BID, no están autorizados por esta licencia CC-IGO y requieren de un acuerdo de licencia adicional.

Note que el enlace URL incluye términos y condiciones adicionales de esta licencia.

Las opiniones expresadas en esta publicación son de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del Banco Interamericano de Desarrollo, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.

Tabla de contenidos

Resumen v

Introducción 1

Marco institucional (1961–2015) 3
- Antecedentes del sector eléctrico de Ecuador 3
- La infraestructura del sector eléctrico de Ecuador y su evolución 4

Proceso de reducción de las pérdidas eléctricas en Ecuador 7
- Antecedentes, metas y financiamiento 7
- Financiamiento 8
- Medidas y acciones propuestas y adoptadas 9
- Acciones claves identificadas 12

Resultados 19
- Evolución de las pérdidas eléctricas 19
- Metas y acciones a futuro 20

Conclusiones 25

Referencias 27

Anexo I 29

Lista de gráficos

Gráfico 1: Pérdidas eléctricas en América Latina y el Caribe 8
Gráfico 2: Evolución del promedio de pérdidas eléctricas en América Latina y el Caribe 9
Gráfico 3: Inversiones del Plan Nacional de Reducción de Pérdidas (en millones de dólares de EE.UU.) 9
Gráfico 4: Evolución de las pérdidas eléctricas, empresas seleccionadas para el taller regional 12
Gráfico 5: Pérdidas eléctricas en Ecuador 19
Gráfico 6: Evolución de las pérdidas eléctricas por EED 20
Gráfico 7: Índice de Recuperación de Efectivo (CRI) 21
Gráfico 8: Pérdidas eléctricas en GWh /año por empresa 21

Lista de cuadros

Cuadro 1: Pérdidas totales de electricidad por EED, 2004 (en porcentaje) 10
Cuadro 2: Inversiones anuales del PlanREP (en miles de millones de dólares de EE.UU.) 11
Cuadro 3: Plan de disminución de pérdidas eléctricas 2014 (en GWh) 22

Resumen

En un sector eléctrico público y verticalmente integrado, como es el caso de Ecuador, el control de las pérdidas eléctricas en el Sistema Nacional de Distribución ha sido uno de los temas centrales de la última década. Mediante capacitación, inversiones focalizadas, monitoreo continuo y el involucramiento de las autoridades del país de todos los niveles, se implementaron acciones que permitieron reducir las pérdidas eléctricas en 10 puntos porcentuales en siete años.

De las 11 empresas eléctricas de distribución de Ecuador, en este documento se analizan las acciones implementadas por cinco de estas, las que por sus características (número de clientes, venta de energía, ubicación geográfica, nivel de pérdidas, entre otras) permiten identificar la efectividad de las acciones puestas en marcha en todo el país. Así, se examinaron acciones de carácter institucional, y del marco regulatorio y tecnológico.

Clasificación JEL: Q40

Palabras clave: pérdidas eléctricas, servicios eléctricos, energía, Ecuador, reducción de pérdidas, pérdidas no técnicas, empresas eléctricas.

1

INTRODUCCIÓN

En los últimos 10 años, el sector eléctrico de Ecuador ha experimentado cambios significativos a partir de importantes inversiones en infraestructura y adecuaciones en el marco legal, regulatorio e institucional.

En este documento se presenta y analiza cómo los esfuerzos de una política integral llevada a cabo condujeron a una transformación del sector eléctrico, apuntalado por una reducción sostenida de un 10% de las pérdidas eléctricas, técnicas y no técnicas en un período de siete años. En particular, se destacan acciones e iniciativas relacionadas con la adecuación al marco legal, regulatorio e institucional, el fortalecimiento de las empresas eléctricas de distribución, y el reforzamiento y la modernización de la infraestructura del Sistema Nacional de Distribución.

La motivación detrás de la preparación de este documento radica en el interés que varios países de la región han mostrado en conocer la experiencia de Ecuador en el tema del control de las pérdidas eléctricas en un sistema mayoritariamente público y verticalmente integrado. Mediante esta iniciativa se espera contribuir a diseminar experiencias relacionadas con la reducción de pérdidas eléctricas, de forma que algunas de estas medidas puedan reforzar las estrategias de reducción de pérdidas eléctricas en otros países de la región.

El documento está organizado de la siguiente forma: en la primera sección se describe el marco institucional y se presenta la evolución de la infraestructura del sector eléctrico de Ecuador; en la segunda sección se detalla el proceso para la reducción de pérdidas eléctricas en el tiempo, y las acciones propuestas e implementadas, así como los resultados inmediatos alcanzados; por último, en la tercera sección se hace un análisis gráfico de estos resultados.

2

MARCO INSTITUCIONAL (1961–2015)

Antecedentes del sector eléctrico de Ecuador

En 1961 se creó el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) con el fin de planificar, ejecutar, operar, regular y controlar el sector eléctrico ecuatoriano. En el mismo año se aprobó el primer pliego tarifario y el INECEL se convirtió en el primer accionista de las Empresas Eléctricas Distribuidoras (EED) del país.

En 1996 se elaboró el Primer Plan Nacional de Electrificación y se publicó la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), con el objetivo de satisfacer las necesidades de energía eléctrica del país. Bajo la LRSE se creó el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) como órgano regulador y de planificación, que además contaba con la autoridad de delegar a otros sectores la generación, trasmisión, distribución y comercialización del servicio eléctrico. La misma ley también dispuso la estructuración del sector eléctrico nacional, estableciendo el Centro Nacional de Control de la Energía (CENACE),[1] el Consejo de Modernización del Sector Eléctrico (COMOSEL) y el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER).[2]

El CENACE tiene a cargo el manejo técnico y económico de la energía en bloque, en tanto que el COMESEL se instituyó con el objeto de realizar los estudios necesarios para la modernización del sector eléctrico, elaborar las bases para la calificación de los operadores interesados en la capitalización del sector, convocar a los operadores interesados, y exigir a los operadores seleccionados y calificados la suscripción de la promesa de adquisiciones del derecho preferente para la compra de las acciones que permitió el incremento del capital social de la empresa. El MEER es el ente rector del sector eléctrico y el responsable de satisfacer las necesidades de energía eléctrica del país, mediante la formulación de normativas, planes de desarrollo y políticas sectoriales para el aprovechamiento eficiente de sus recursos.

En 2007 se promulgó el Mandato Constituyente Núm.15 (MC-15) que estableció los nuevos lineamientos para la operación del sector eléctrico. Con el MC-15 el Estado tomó el rol central y dispuso que las inversiones del sector se hicieran con cargo al presupuesto general del Estado, y que la operación y el mantenimiento de la infraestructura eléctrica estuvieran garantizados a través de la tarifa eléctrica. En 2009 el MC-15 dio vida a la Corporación Nacional de Electricidad S.A (CNEL) para la gestión empresarial de las Empresas Eléctricas y de Telecomunicaciones en las que el Fondo de Solidaridad era accionista mayoritario.

En 2010 el Decreto Núm. 220 creó la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP), con la finalidad de realizar actividades de generación, transmisión, distribución, comercialización, importación y exportación de energía eléctrica.

En 2014 el MEER anunció cambios al esquema de recaudación y pagos del servicio eléctrico que venía operando a través de un fideicomiso con la participación de la banca local, la cual fue remplazada en el nuevo esquema por el Banco Central de Ecuador (BCE). Las tarifas eléctricas en Ecuador se aprueban anualmente en base a los costos y la recaudación tarifaria, incluyendo el aporte por tarifa dignidad,[3] se lleva a cabo de través del BCE y del recientemente creado Comité Técnico de Supervisión y

[1] El CENACE es una ccorporación civil de derecho privado, de carácter eminentemente técnico y sin fines de lucro (*www.cenace.org.ec)*.

[2] El MEER fue creado mediante Decreto Ejecutivo Núm. 475, Registro Oficial 132, de julio de 2007, por el cual el Ministerio de Energía y Minas se convirtió en el MEER.

[3] La tarifa dignidad es calculada como el 50% de la tarifa residencial vigente del pliego tarifario de cada EED. Sus beneficiarios son usuarios residenciales cuyos consumos mensuales de energía eléctrica llegan hasta 110 kWh/mes en la sierra y hasta 130 kWh/mes en la costa, oriente y región insular.

Control integrado por el MEER, dos representantes de las EED, dos representantes del mercado de generación y transmisión, y un representante del CENACE y del CONELEC. En el mismo año se aprobó un aumento tarifario de US$0,01 para los consumidores residenciales y de US$0,02 para clientes comerciales e industriales. La tarifa residencial vigente para consumos de entre 151–200 kWh es de 0,090 US$/kWh y la tarifa comercial de bajo voltaje de entre 0–150 kWh es de 0,081 US$/kWh.

En 2015 se publicó, en el Registro Oficial, la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE), la cual mantiene la estructura sectorial de responsabilidades, focalizando los roles del MEER, CONELEC, y CENACE según su mandato. El CONELEC se convirtió en la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), y se inició el proceso para que las EED, que operaban como sociedades mixtas, se integrasen como empresas públicas.

La infraestructura del sector eléctrico de Ecuador y su evolución

En 2009 el sector eléctrico ecuatoriano contaba con 4.396 MegaVatios (MW) de capacidad de generación efectiva instalada, de la cual 55,7% correspondía a generación térmica, 43,8% a hidroelectricidad, y 0,07% a generación basada en fuentes renovables no convencionales.[4] En 2009 las empresas eléctricas generadoras Hidroagoyan S.A., Hidropaute S.A., Termoesmeraldas S.A., Termopichincha S.A., Electroguayas S.A., y la empresa de transmisión Transelectric S.A. se fusionaron en la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC S.A), la cual se convirtió más tarde en CELEC EP.

En 2010 el Gobierno de Ecuador inició un programa mayor de inversiones en generación eléctrica para incrementar la capacidad con hidroelectricidad. Se consideraron prioritarios ocho proyectos para su construcción. Los primeros proyectos hidroeléctricos emblemáticos entraron en operación a fines de 2015. Se espera un aporte adicional de capacidad de 2.827 MW, equivalente en 16.202 GWh.[5]

En cuanto a la infraestructura de transmisión, en 2013 el Sistema Nacional de Transmisión (SNT) contaba con 1.841 kilómetros (km) de línea de transmisión (L/T) en 230 kilovoltios (kV)[6] y 1.718 km en 138 kV.[7] Esto incluye 212 km de L/T internacionales con Colombia en 230 kV y de 107 km con Perú en 230 kV. La primera interconexión internacional en doble circuito permite la transferencia de hasta 500 MW, y la segunda facilita la transferencia de hasta 100 MW. Además, se contaba con 39 subestaciones eléctricas (S/E) con una capacidad de transformación de 8.521 MegaVoltio-Amperio (MVA) y una capacidad de reserva de 917 MVA en transformadores monofásicos. En 2013 la energía recibida por el SNT fue de 20.159 GWh, con un nivel asociado de pérdidas de 2,94% (592 GWh). La diferencia entre la energía recibida por el SNT (desde las fuentes de generación) y la energía entregada a las EED en los puntos de compra constituyen las pérdidas atribuibles al SNT. Estas pérdidas se originan en conductores, transformadores y equipos del SNT, producto del transporte de la energía hacia los puntos de entrega.

Actualmente la función de distribución de electricidad se lleva a cabo a través de 11 EED distribuidas a lo largo del país y de la CNEL. A su vez, la CNEL concentra 10 unidades de negocio de distribución y ofrece el servicio de distribución eléctrica a un total de 1,3 millones de abonados (36% del mercado de clientes de Ecuador). Otras empresas responsables de proveer el servicio a 1,7 millones de abonados (46% del mercado de clientes de Ecuador) son la Empresa Eléctrica de Quito S.A., la Unidad Eléctrica de Guayaquil, la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur S.A., la Empresa Eléctrica Azogues S.A., y la Empresa Eléctrica Riobamba.

---

[4] La generación térmica está compuesta de turbovapor, turbogas y térmica basada en motor de combustión interna (Balance Energético Nacional, 2014; Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos).

[5] De manera adicional se construyen proyectos termoeléctricos de ciclo combinado basados en gas natural con una capacidad de 187 MW y 1.200 GWh/año (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable).

[6] Se trata de 1.285 km de doble circuito y 556 km en circuito simple.

[7] Esto abarca 625 km de doble circuito y 1.093 km en circuito simple.

La capacidad instalada en transformadores de distribución a nivel nacional es de 9.010 MVA, de los cuales 4.952 MVA corresponden a la CNEL y 4.059 MVA a las EED. A nivel de subtransmisión se cuenta con 4.608 km de red, con 2.747 km instalados en la CNEL y 1.861 en las EED. La longitud de las líneas de alimentadores de medio voltaje a nivel nacional es de 75.847 km, de los cuales 36.771 km se encuentran en el área de concesión de la CNEL y 39.076 km en las demás EED.[8]

Para atender la demanda eléctrica de los clientes de su área de prestación de servicios, las EED adquieren la energía mediante la compra por contratos en el mercado eléctrico, empleando la red de subtransmisión, o por abastecimiento con generación propia (en sistemas de distribución no incorporados al SNT). La energía disponible[9] en el Sistema Nacional de Distribución (SND) alcanza 19.538 GWh, y las empresas CNEL Guayaquil y la EED Quito concentran la mayor parte de la energía, con un 26% y un 20% respectivamente.

Las EED ejecutan sus inversiones según lo establecido en el Plan de Expansión de la Distribución (PED). A su vez, el PED se ejecuta a través de varios planes estratégicos: el Plan de Electrificación Rural y Urbano Marginal (FERUM), el Plan de Reducción de las Pérdidas Eléctricas (PLANREP), y el Plan de Mejoramiento de la Red de Distribución (PMD). Estos, de manera directa y transversal, contribuyen a expandir la red de distribución en favor de una mayor cobertura eléctrica, a disminuir las pérdidas eléctricas, y a mejorar los índices de calidad del servicio eléctrico.

La expansión de los sistemas de distribución es responsabilidad de las EED, las cuales deben prever la ampliación y el mejoramiento de todos los componentes de sus sistemas para satisfacer la demanda. Los PED que se presentan a ARCONEL deben estar basados en diagnósticos y estudios técnicos de soporte para determinar los requerimientos en líneas de subtransmisión, subestaciones de distribución, circuitos primarios, transformadores de distribución, y redes de alto y bajo voltaje, que les permitan satisfacer la demanda eléctrica en su área de concesión, dentro de los parámetros técnicos que determinan tanto la normativa vigente del país como los respectivos contratos de concesión de las EED.

[8] Véase CONELEC, Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano (2013), tabla 125: "Características principales de las empresas eléctricas distribuidoras".

[9] Es la energía total que ingresa al sistema de distribución de cada EED a través de puntos de recepción. Energía disponible = (energía bruta + energía comprada al mercado eléctrico + energía generada por las EED) – consumo de equipos auxiliares.

3

PROCESO DE REDUCCIÓN DE LAS PÉRDIDAS ELÉCTRICAS EN ECUADOR

Antecedentes, metas y financiamiento

La reducción de las pérdidas eléctricas en el SND ecuatoriano ha sido el tema central de la última década. El país está llevando adelante un modelo de desarrollo que tiene como uno de sus objetivos cambiar la matriz energética y transformar la matriz productiva. Las inversiones incluyen incrementar la capacidad de generación eléctrica con mayor participación de fuentes de energía renovable y gas natural, y fortalecer el SNT y el SND. Como consecuencia de estas inversiones, el SND ha tenido una transformación notable, al haber mejorado los indicadores de calidad del servicio, aumentado la cobertura eléctrica y haber reducido las pérdidas eléctricas, tema medular de este documento.

Las pérdidas técnicas (PT) se definen como la energía que se disipa en cada una de las etapas funcionales del sistema, es decir: subtransmisión, subestaciones, redes de media tensión, transformadores de distribución, luminarias, acometidas y medidores. Las pérdidas no técnicas (PNT) o comerciales se atribuyen a la falta de medición y/o facturación en el caso de consumidores que obtienen energía eléctrica de manera ilegal o cuyos sistemas de medición sufren algún daño o en casos en los que hay problemas de gestión, como la falta de contabilización correcta del consumo. En el 2013 las pérdidas totales en el SND representaban un 13% de la energía generada, cifra de la cual un 9% (1.721 GWh) correspondía a PT y un 4% (869 GWh) a PNT.

Durante varios años en Ecuador, al igual que en varios países de América Latina y el Caribe (ALC), la prestación del servicio público de energía eléctrica se ha visto afectada por niveles de pérdidas eléctricas superiores al estándar reconocido en los pliegos tarifarios. En ALC, 20 de 26 países presentan pérdidas eléctricas superiores al 10% del total de la electricidad generada, y 12 de 26 países exhiben pérdidas superiores al 17% (Jiménez, Serebrisky y Mercado, 2014). Como punto de comparación, los países de ingresos altos de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) tienen en promedio entre un 6%y un 8%[10] de pérdidas de electricidad.

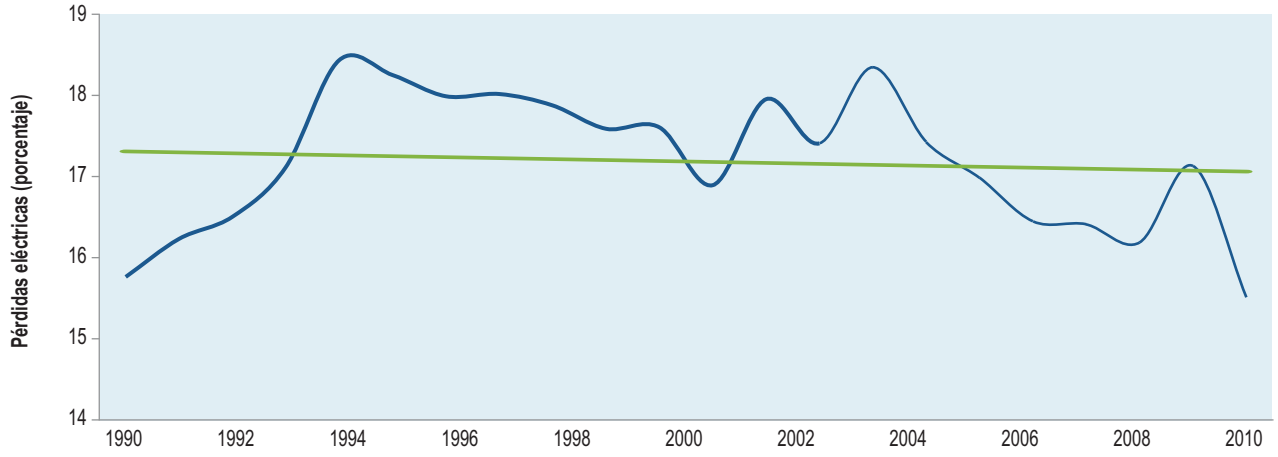
Se estima que el costo anual de las pérdidas eléctricas en ALC asciende a entre US$11.000 millones y US$17.000 millones (en 2012 esto equivalía a entre un 0,19% y un 0,3% del producto interno bruto [PIB] de América Latina).[11] Un punto porcentual de pérdidas representa alrededor de US$500 millones anuales para la región (CAF, 2013). Esta situación, que implica pérdidas económicas en las empresas eléctricas tanto públicas como privadas (BID, 2013), deriva en falta de recursos para el desarrollo de inversiones propias, y para el desempeño normal de la operación y el mantenimiento del servicio. Aunado a esto, la ineficiencia que forma parte de las PNT, implica mantener un nivel innecesario de generación de energía eléctrica.

En la última década las pérdidas de energía en la región han mostrado una tendencia a la baja, equi-

[10] Se trata de porcentajes de la producción total de electricidad y son principalmente de carácter técnico, resultado del transporte de energía en sistemas relativamente eficientes.

[11] Véase R. Jiménez, T. Serebrisky y J. Mercado (2014), "Electricidad perdida: dimensionando las pérdidas de electricidad en los sistemas de transmisión y distribución en América Latina y el Caribe", p. 241. Washington, D.C.: BID.

Gráfico 1: Pérdidas eléctricas en América Latina y el Caribe



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Banco Mundial (1990–2011).

valente a una reducción anual del 0,35% en el período 2004–11 (gráfico 1).[12] Sin embargo, el promedio se mantiene por encima del 15,5%, cifra superior al nivel considerado como eficiente, y al costo remunerado a través de la tarifa. En el caso ecuatoriano los actuales componentes de costos del servicio consideran en promedio un 11,2% por concepto de PT más PNT. La disminución prevista hacia el año 2021 asciende al 7,5% (CONELEC/PME, 2012).

El nivel de pérdidas eficientes es determinado por la autoridad reguladora del sector y forma parte del costo del kWh, establecido por dicha autoridad en los pliegos tarifarios de las empresas distribuidoras de energía eléctrica. El nivel "eficiente" de pérdidas de electricidad reconocido en la tarifa eléctrica corresponde a la suma de la totalidad de las pérdidas técnicas más una fracción de las pérdidas no técnicas (la fracción en que el valor de recuperar las PNT es mucho más alto que el valor de la energía no facturada).

En 1994 las pérdidas eléctricas en Ecuador se mantenían en el entorno del 20%. Desde entonces y durante los siguientes 10 años, las pérdidas eléctricas totales a nivel país registraron un aumento, que en 2004 llegó al 23%, (algunas EED reflejaban valores superiores al35%). Esta situación estaba ligada a la falta de atención prioritaria al tema de las pérdidas eléctricas, en particular a la gestión técnico-comercial en las empresas del sector.

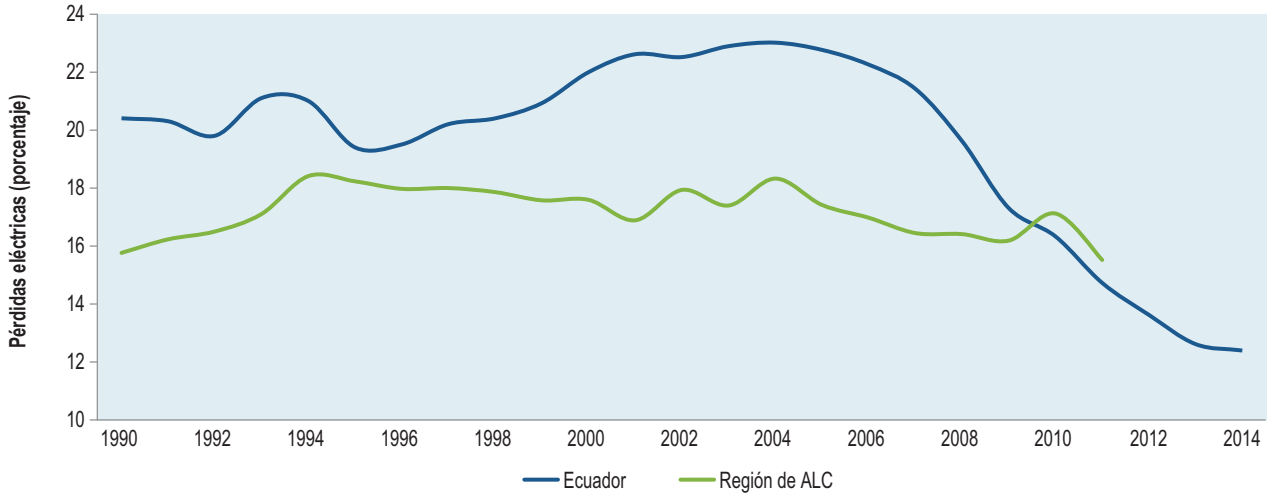
Al contrastar el comportamiento de las pérdidas eléctricas en Ecuador versus la tendencia regional, se observan dos diferencias sustanciales. En el período 1995–2004, cuando el promedio regional disminuía, el promedio nacional aumentaba, y lo hizo hasta alcanzar un máximo de 23% en 2004, contra un promedio regional de 18,3%. La segunda diferencia se aprecia a partir de 2005, con una rápida y sostenida reducción del promedio nacional, que en 2011 superó la referencia regional (15,5%) y registró 12,4% al cierre de 2014 (gráfico 2).

Financiamiento

La inversión realizada desde 2007 hasta 2014 ascendió a US$256 millones. En 2014 se ejecutaron 53 proyectos destinados a reducir las PNT en todo el país.

[12] Resultados anuales de: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Cuba, República Dominicana, Ecuador, Salvador, Guatemala, Haití, Honduras, Jamaica, México, Nicaragua, Panamá, Paraguay, Perú, Trinidad and Tobago, Uruguay, Venezuela. Fuente: Banco Mundial, *World Development Indicators (1990–2011).*

Gráfico 2: Evolución del promedio de pérdidas eléctricas en América Latina y el Caribe

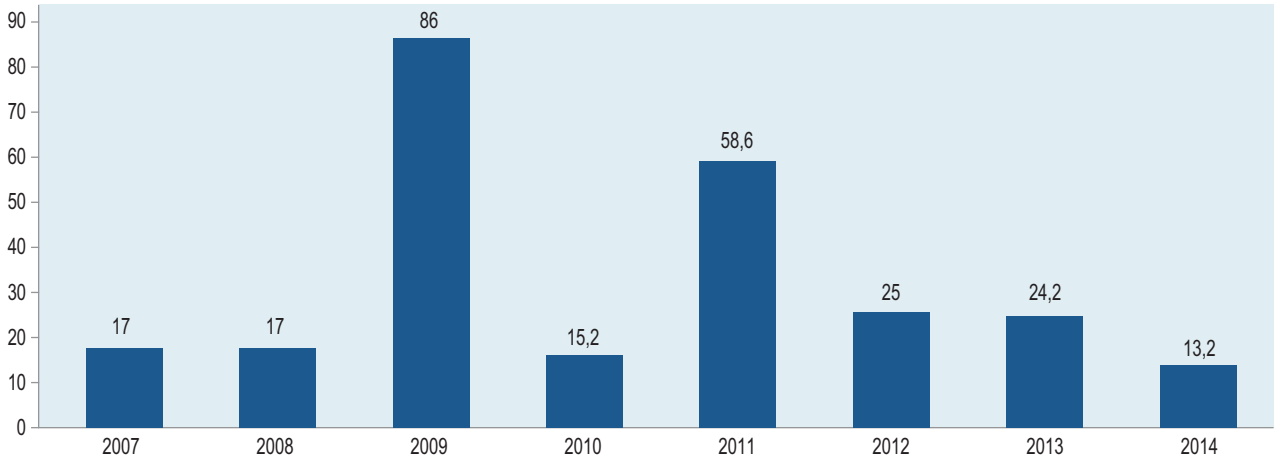


Fuente: Elaboración propia con datos del MEER y del Banco Mundial (1990–2011).

Medidas y acciones propuestas y adoptadas

En 2002 Ecuador tomó medidas y acciones clave con el objetivo de contener el aumento de las pérdidas eléctricas. Entre las mismas se encuentra la implementación de la Regulación Núm. CONELEC/003-99, la cual establece el nivel de PNT aceptables en las tarifas de las EED, fijando un límite del 2% a partir de 2002. Se atribuye en gran parte a esta decisión el haber contenido la tendencia creciente de las pérdidas en 2004 y el marcar la pauta para revertir la tendencia.

Gráfico 3: Inversiones del Plan Nacional de Reducción de Pérdidas
(en millones de dólares de EE.UU.)



Fuente: Ministerio de Electricidad y Energía renovable (MEER), Subsecretaría de Distribución.

Cuadro 1: Pérdidas totales de electricidad por EED, 2004 (en porcentaje)

EED	Pérdidas técnicas	Pérdidas no técnicas	Total pérdidas
Ambato	10,33	4,16	14,49
Azogues	3,56	2,84	6,40
Bolívar	12,65	9,67	22,32
Guayaquil	9,39	16,70	26,09
Centro Sur	6,38	2,27	8,65
Cotopaxi	13,24	4,40	17,64
El Oro	10,19	19,56	29,75
Esmeraldas	12,38	17,30	29,67
Galápagos	4,99	3,11	8,09
Guayas-Los Ríos	10,61	30,54	41,15
Los Ríos	11,36	17,41	28,77
Manabí	13,72	22,11	35,83
Milagro	9,06	31,38	40,45
Norte	9,74	6,13	15,86
Quito	10,20	5,22	15,42
Riobamba	9,53	10,58	20,11
Santa Elena	8,13	24,03	32,16
Santo Domingo	7,70	12,07	19,77
Sucumbíos	17,02	18,79	35,81
Reg. Sur	12,94	1,52	14,45
TOTAL GENERAL	**10,11**	**13,85**	**23,96**

Fuente: CONELEC (2004).

A partir de 2005 comenzó a registrarse una clara disminución de las pérdidas eléctricas medidas en unidades de energía. Los logros se intensificaron a partir de 2007, producto del Plan Nacional de Reducción de Pérdidas (PlanREP), iniciado en 2006 por disposición oficial.[13] En el período 2006–14 el MEER logró disminuir en aproximadamente un 10% las pérdidas eléctricas (pasando de un 22,2% en 2006 a un 12,4% en 2014), logros que hoy equivalen a una energía recuperada equivalente a US$200 millones anuales.[14] Esto considerando una demanda actual de 21.000 GWh/año, aplicando una tarifa a cliente final de US$0,09 por kWh, y asumiendo también que el nivel de pérdidas reflejado al final de 2014 (12,4%) se mantiene a futuro, condición necesaria para proyectar los resultados acumulados de menores pérdidas (véase el anexo I).[15] En Ecuador el modelo tarifario incluye subsidios en el costo de cada kWh para los clientes que no superan determinados niveles de consumo mensual (ta-

[13] Resolución Núm. 260/06, del 28 de noviembre de 2006, por la cual el Directorio del Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) aprobó el Plan Nacional de Control y Reducción de Pérdidas (PlanREP).

[14] Según el Plan Estratégico Institucional 2014–17, de enero de 2014, "por cada punto en porcentaje de disminución de pérdidas de energía, el país recupera al año alrededor de US$20 millones".

[15] El anexo I muestra la metodología propuesta para el cálculo de cada punto porcentual de pérdidas eléctricas.

Cuadro 2: Inversiones anuales del PlanREP
(en miles de millones de dólares de EE.UU.)

Año	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Total
Inversión	17	17	86	15,2	58,6	25	24	13,2	256

Fuente: Ministerio de Electricidad y Energía renovable (MEER), Subsecretaría de Distribución.

rifa dignidad). Sin embargo, la valorización de beneficios producidos por la disminución de pérdidas eléctricas se basa en el impacto que esto genera desde el punto de vista del Estado y, por lo tanto, el valor del kWh aplicado en la estimación del beneficio es sin subsidio.

En el período 1995–2005 las empresas eléctricas privadas de ALC superaban significativamente a las empresas públicas en la disminución de pérdidas eléctricas en distribución, ya que lograron reducir y sostener el nivel de pérdidas eléctricas cerca de un 14%, mientras que las empresas públicas ostentan niveles cercanos al 18% (BIRF y Banco Mundial, s/f). En Ecuador esta tendencia se revirtió en años posteriores.

Entre las acciones centrales que indujeron la tendencia a la baja de las pérdidas eléctricas en Ecuador en los últimos siete años, se destacan tres puntos importantes: i) *adecuación de la legislación y reglamentos específicos del sector;* ii) *asignación de partidas presupuestarias en programas puntuales y* iii) *designación de entes de planificación y control.*

Adecuación de la legislación y reglamentos específicos del sector. En marzo de 1999 el CONELEC publicó la Regulación Núm. 3/99, la cual fijó el porcentaje anual admisible de PNT en las tarifas, estableciendo que hacia 2002 el porcentaje límite a reconocer por este concepto sería de un 2%. Esta disposición motivó la creación de áreas dedicadas al control de las pérdidas eléctricas en las EED. En agosto de 2006, el Congreso de Ecuador aprobó reformas a la ley del sector eléctrico para combatir el robo de electricidad, asegurando la posibilidad de penalizar el hurto. En septiembre de 2006 se aprobaron reformas a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico Núm. 2006–55, que destinaba recursos financieros a los proyectos de inversión dirigidos a reducir las pérdidas eléctricas y a mejorar la infraestructura eléctrica. En noviembre de ese mismo año se aprobó el Nuevo Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (Decreto Ejecutivo Núm. 2066), el cual a través de su "Artículo 12: Criterios", instruía al CONELEC como ente responsable de la elaboración del Plan Maestro de Electrificación (PME), a proceder con la adopción de políticas específicas para el uso racional de la energía eléctrica, con el fin de optimizar la eficaz utilización de la energía y disminuir las pérdidas en todas las fases.

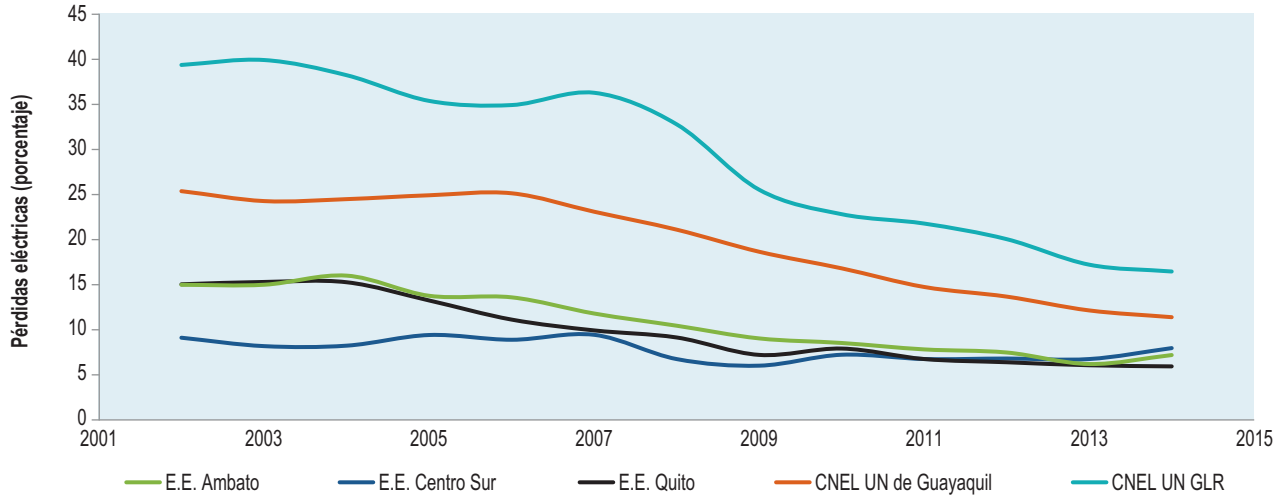
Asignación de partidas presupuestarias en programas puntuales. El Gobierno de Ecuador asignó un presupuesto de US$256 millones al PlanREP para el período 2007–14, según la desagregación que se expone en el cuadro 2.

Designación de entes de planificación y control. En noviembre de 2006, mediante Resolución Núm. 260/06, el CONELEC aprobó y puso en vigencia el PlanREP a ser ejecutado por las EED de forma obligatoria en un plazo de cinco años.

El PlanRep incluye la planificación anual de las actividades a implementar, postuladas y valorizadas por cada una de las EED, para la reducción de pérdidas eléctricas en sus respectivas zonas de concesión. Estas actividades no son diferentes de las prácticas observadas en otras experiencias de la región.[16] Por el contrario, las soluciones de mayor complejidad y por ende de mayor costo que

[16] Las empresas de Colombia (Codensa), Perú (Edelnor), Chile (Chilectra), Argentina (Edesur), disminuyeron las pérdidas eléctricas no técnicas con acciones como las que se presentan en el cuadro 2.

Gráfico 4: Evolución de las pérdidas eléctricas, empresas seleccionadas para el taller regional



Fuente: Elaboración propia con información del MEER.

han sido necesarias en algunos países de la región, aun en empresas con características similares a EED nacionales, no han sido utilizadas hasta el día de hoy en Ecuador (si bien, con carácter de apoyo técnico complejo, se puede citar la implementación de configuraciones especiales en la red de baja tensión para dificultar el hurto).

Los aspectos centrales de la estrategia del cambio en el nivel de pérdidas eléctricas en Ecuador están contenidos en los respectivos Planes Maestros de Electrificación. Hasta 2014 el PME era publicado anualmente por el CONELEC, actualmente ARCONEL. A partir de la publicación de la LOSPEE, el MEER pasó a ser el responsable de elaborar y publicar el PME con el apoyo de las instituciones del sector. El PME 2006–15 planteaba una reducción progresiva de las pérdidas hasta llegar a un 11,4% en el promedio nacional al final del período. A diciembre de 2014, el valor oficial registrado alcanzó un 12,4%.

Acciones claves identificadas

En enero de 2015 se llevó a cabo en Quito el Taller Regional de Reducción de Pérdidas Eléctricas.[17] El taller tuvo como objetivo intercambiar experiencias sobre el tema con varios países de la región, así como también identificar y analizar las acciones implementadas en el período 2002–14 en Ecuador. Para esto, se seleccionaron cinco EED[18] locales que por su tamaño, ubicación geográfica, evolución de los indicadores de pérdidas, cobrabilidad, entre otros, mostraban alguna similitud con las empresas de los países participantes. Las empresas seleccionadas corresponden a dos EED de zonas costeras (CNEL Guayas Los Ríos y CNEL Guayaquil) y tres de la sierra (EED Ambato, EED Quito y EED Centro Sur).

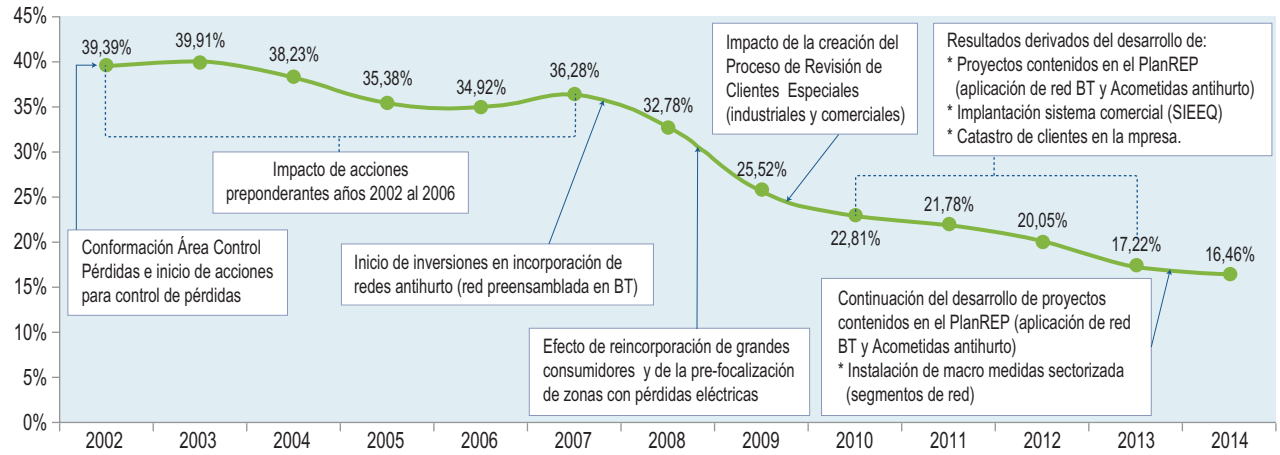
Como resultado del análisis de las EED seleccionadas, se agruparon las principales acciones transversales implementadas según el nivel de pérdidas de cada empresa al inicio del período de estudio, como se indica a continuación. Asimismo, se identificaron las acciones implementadas en cada año y su relación con la evolución de las pérdidas eléctricas y otros indicadores clave (anexo I).

[17] El taller contó con la participación de representantes de las empresas eléctricas de Honduras, República Dominicana, Haití y Guyana.

[18] En Ecuador existe una marcada diferencia de comportamiento de las pérdidas eléctricas entre las EED de la sierra, respecto de las EED de la zona costera del país. Esta diferencia implica que un 76% de las actuales pérdidas de energía en las EED de Ecuador se concentren en la costa.

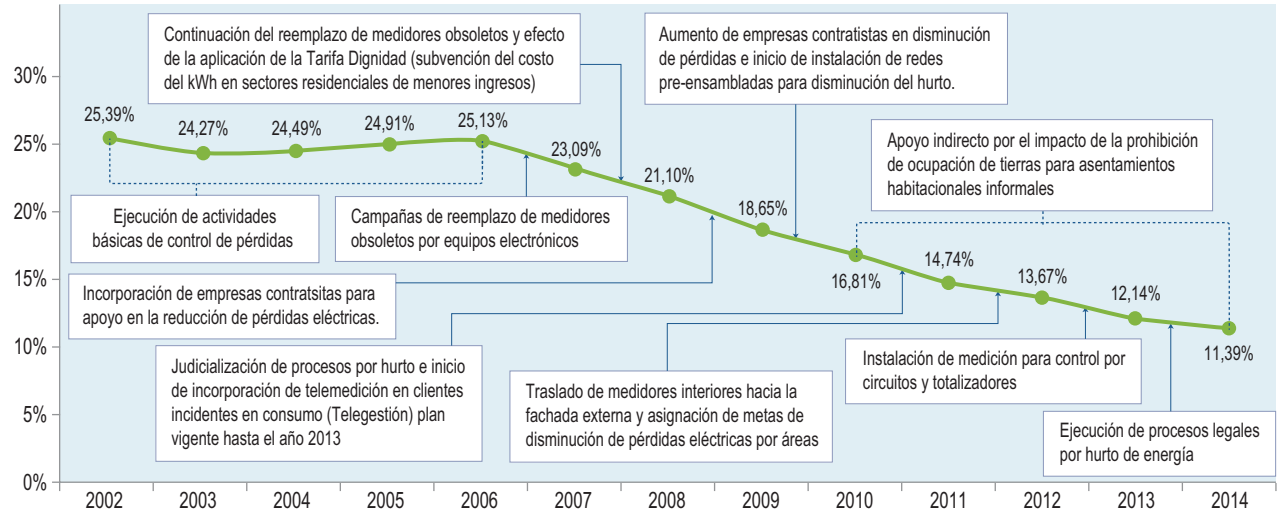
Acciones aplicadas por EDD con valores de pérdidas en 2002 entre 42%<PE>25%

Empresa Eléctrica CNEL EP Unidad de Negocio Guayas Los Ríos
(ubicada en la región costa centro)



Notas:
- Número de clientes: 308.840$_{[2014]}$ (aumento de 75% en 10 años).
- Facturación anual: 1.573.890 MWh/año$_{[2014]}$ (36% residencial; 15% comercial; 26% industrial; 4,5% alumbrado público; 18,3% otros).
- Tarifa residencial$_{[2014]}$ 9,68 US$c/kWh.

Empresa Eléctrica de Guayaquil
(ubicada en la región costa centro)



Notas:
- Número de clientes: 657.847$_{[2014]}$ (aumento de 54% en 10 años).
- Facturación anual: 4.865.466 MWh/año$_{[2014]}$ (29,6% residencial; 26,3% comercial; 33,6% industrial; 2,6% alumbrado público; 7,8% otros).
- Tarifa residencial$_{[2014]}$: 8,27 US$c/kWh.

Adecuación al marco legal, regulador e institucional del sector

- **Aplicación de la tarifa dignidad en el sector residencial**[19] a clientes cuyos consumos mensuales de energía sean inferiores a 110 kWh/mes en las EED de la sierra, e inferiores a 130 kWh/mes en las EED de la costa/oriente/insular. El objetivo de esta disposición es reducir el pago por el servicio de energía eléctrica para los sectores de escasos recursos económicos.
- **Prohibición de invasiones en zonas irregulares y reubicación de familias** a través de la Disposición Presidencial Núm. 20.278.
- **Dar cumplimiento a la ley y sus procesos judiciales de COACTIVA** (clientes deudores).[20]
- **Sectorización (zonificación) del área de concesión, asignando responsabilidades y metas a líderes** de procesos en cada subzona, lo que permite desarrollar una gestión con mejores resultados. Esta acción requiere contar con una medición de las pérdidas eléctricas en cada sector que se haya delimitado para una gestión y un control independiente, en el área de concesión de la EED.
- **Ejecución de procesos penales por hurto de energía** según el Código Orgánico Penal (COIP), que sanciona el aprovechamiento ilícito de los servicios públicos.
- **Asignación del 17% del Valor Agregado de Distribución (VAD) de las EED,** recursos provenientes del Fondo de Solidaridad (accionista principal, además de municipios y consejos provinciales de las sociedades anónimas que constituían las EED en 2007).[21] En 2007 el Fondo de Solidaridad, dentro del Marco Estratégico establecido por el Gobierno de Ecuador, desarrolló varios proyectos previstos en su Plan Estratégico de Gestión, orientados a impulsar el mejoramiento integral de las empresas en las cuales era accionista. Uno de los proyectos fue el de "Mejoramiento del Control de las Pérdidas no Técnicas en las Empresas Eléctricas de Distribución".
- **Implementación obligatoria del PlanREP.**
- **Reincorporación de grandes consumidores a las EED.** Por disposición del CONELEC, a partir de septiembre de 2008 los grandes consumidores que reciben energía a nivel de subtransmisión se integran a la facturación de los clientes regulados de las EED Guayaquil y Guayas-Los Ríos.[22]
- **Inicio de la revisión de clientes especiales a través de la reubicación de equipos de medida e incorporación de medición electrónica a servicios comerciales e industriales, y cambios a la medición en media tensión de servicios conectados en baja tensión.**
- **Depuración del catastro de clientes.** Actualización de nombre titular, dirección, y tipo de medidor de los clientes de las EED. Esta actividad estuvo acompañada de asesoramiento a usuarios no clientes acerca de los beneficios de legalizar el uso de la energía, entre otros (CONELEC/PME, 2012).

Fortalecimiento institucional de las EED

- **Creación y reforzamiento periódico de la unidad de control de pérdidas de energía de la EED, y asignación de autonomía dentro de la gerencia comercial,** creando subcentros de control de pérdidas en sucursales de la empresa, en las cuales no había organización dedicada a la actividad, lo que permitió realizar acciones específicas de control de pérdidas, independientes de otras actividades comerciales.
- **Cursos de capacitación y concientización sobre el problema de las pérdidas brindados al personal de la empresa.**
- **En algunas EED, contratación de proveedores especializados** (empresas contratistas especializadas para apoyar la implementación del Plan Operativo Anual [POA] del PlanREP). Esto incluyó el servicio de fiscalización para la ejecución de verificaciones y normalización de irregularidades.
- **Creación del sistema informático comercial SIEEQ**,[23] herramienta que a partir de 2007, y bajo lineamientos

[19] El GdE, mediante el Decreto Ejecutivo Núm. 451-A, publicado en el Suplemento del Registro Oficial Núm. 125, del 12 de julio de 2007, dispuso la aplicación del subsidio tarifa dignidad.

[20] De conformidad con el Art. 993 del Código de Procedimiento Civil (CPC), la jurisdicción coactiva tiene por objeto hacer efectivo el pago de lo que por cualquier concepto se deba al Estado y a las demás instituciones del sector público que por ley tienen esta jurisdicción.

[21] Por disposición del Fondo de Solidaridad, en 2007 las EED presentaron proyectos para reducir pérdidas no técnicas, los que fueron financiados con cargo al 17% de los recursos que conforman el VAD (Ref. PME-2009/2020, 8.3.1.2-Reducción de pérdidas no técnicas).

[22] Holcim Gye con 173,62 GWh/año e Interagua con 91,07 GWh/año.

[23] El *software* fue desarrollado en el ámbito local por la Empresa Eléctrica Quito y la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.

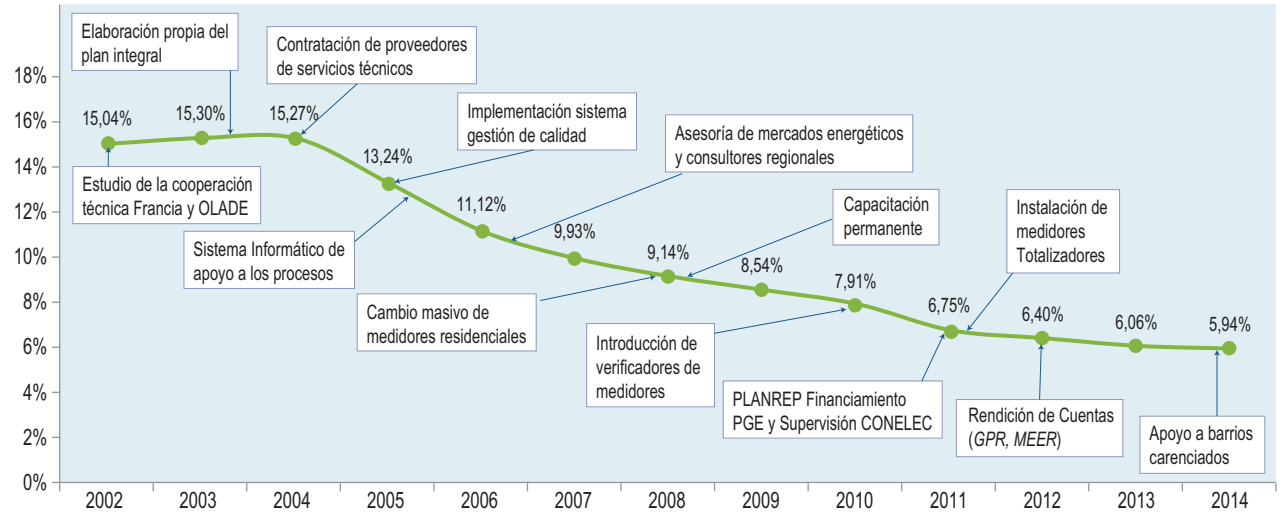
de los organismos del sector eléctrico, se ha implementado al nivel nacional, propiciando la unificación de los sistemas informáticos comerciales del país. Esta iniciativa tenía como objetivo mejorar la atención de sus abonados, agilizando los procesos, optimizando los niveles de recaudación, disminuyendo la cartera vencida y apoyando la recuperación de las pérdidas eléctricas.

Reforzamiento de la infraestructura del SND

- **Focalización de acciones en la gestión de PNT** (inicio de cambio de medidores obsoletos).
- **Inicio de instalación masiva de redes pre-ensambladas en sitios con mayores pérdidas.**
- **Implementación del plan piloto de tele-medición en grandes consumidores** (comercial/industrial).
- **Reubicación de medidores interiores hacia la fachada de la vivienda.**
- **Implementación masiva de medidores inteligentes (AMI).**
- **Instalación de controladores de circuitos y totalizadores en zonas urbanas** (medidores electromecánicos por medidores electrónicos).
- **Utilización de cajas de protección para medidores, con dispositivos para la incorporación de *breakers* y sellado de la caja**. El *breaker* o protección automática magneto-térmica permite aislar fallas internas de las instalaciones de la vivienda y es accesible al cliente sin necesidad de abrir el gabinete porta-medidor, el cual ha sido previamente sellado.
- **Cambio de redes áreas con conductor desnudo por redes aéreas pre-ensambladas.**
- **Normalización de redes de distribución y medición de consumos informales en sectores urbanos marginales.**

Acciones aplicadas por EDD con valores de pérdidas de entre 25%<P>15% en 2002

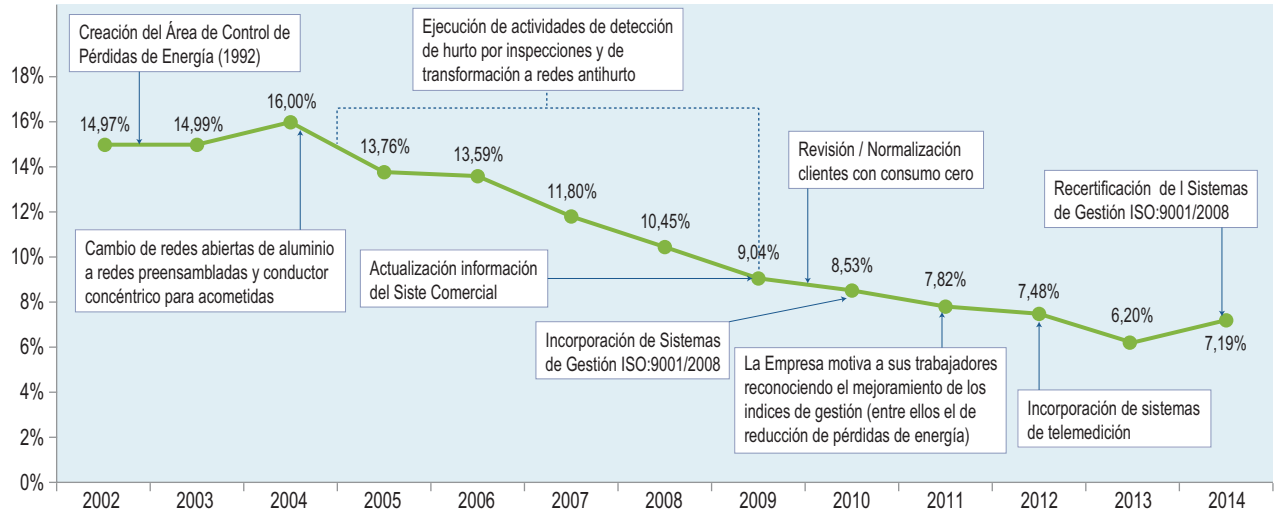
Empresa Eléctrica de Quito
(ubicada en la región sierra)



Notas:

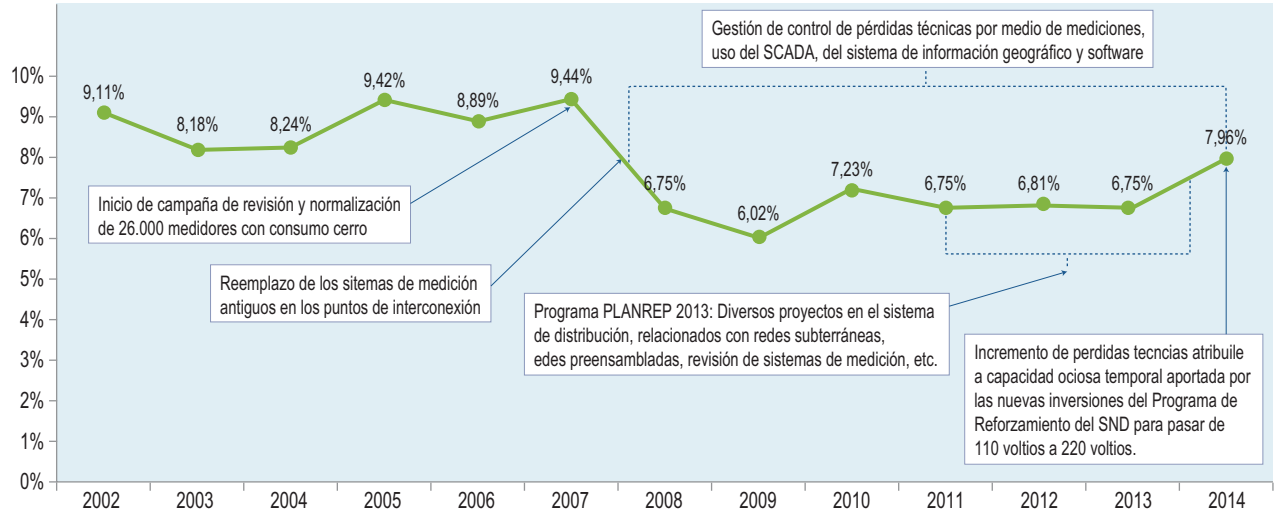
- Núm. de clientes $1.001.913_{[2014]}$ (aumento de 52% en 10 años).
- Facturación anual: $3.806.535\ MWh/año_{[2014]}$ (37,18% residencial; 23,18% comercial; 26,57% industrial; 5,67% alumbrado público; 7,4% otros). Tarifa $residencial_{[2014]}$: 8,74US$c/kWh.
- Reducción de pérdidas de 9,9 % a 5,94% en 7 años.

Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte
(ubicada en la región oriente)



Notas:
- Número de clientes: 247.007$_{[2014]}$ (aumento de 46% en 10 años).
- Facturación anual: 556.015 MWh/año$_{[2014]}$ (41,6% residencial; 16% comercial; 21,3% industrial; 9,38% alumbrado público; 11,5% otros). Tarifa residencial$_{[2014]}$: 9,77US $c/kWh.
- Reducción de pérdidas de 13,76% a 7,20% en 10 años.

Empresa Eléctrica Regional Centro Sur
(ubicada en la zona centro sur)



Notas:
- Número de clientes: 362.406$_{[2014]}$ (aumento de 46% en 10 años).
- Facturación anual: 935.224 MWh/año$_{[2014]}$ (37,73% residencial; 15,76% comercial; 32,44% industrial; 8,57% alumbrado público; 5,51% otros). Tarifa residencial$_{[2014]}$: 9,43US $c/kWh.
- Reducción de pérdidas de 9,44 % a 7,96% en 7 años.

Adecuación del marco legal, regulador e institucional del sector

- **Depuración del catastro de clientes** (nombre titular, dirección, tipo de medidor).
- **Aplicación de acciones legales para evitar el hurto de energía,** considerando que según la Ley de Régimen del Sector Eléctrico es un delito.
- **Supervisión por parte del CONELEC del proceso de implementación** y evolución de acciones de reducción de pérdidas en las EED.
- **Monitoreo de los indicadores de pérdidas eléctricas** a través del sistema de gestión por resultados (GPR) y desde la Oficina del Presidente del país, a través de la Secretaría Nacional de la Administración Pública.[24]
- **Campaña nacional de concientización** del problema de las pérdidas eléctricas. Participación del Presidente de Ecuador.[25]

Fortalecimiento institucional de las EED

- **Creación de las Unidades de Control de Pérdidas en las EED.**
- **Campañas masivas de inspecciones de medidores y acometidas.** Normalización de irregularidades, inspección de clientes con consumo cero.
- **Diseño e implementación de planes de mantenimiento y revisión del sistema de medición** correspondiente al conjunto transformadores de medida, acometida y medición del consumo.
- **Elaboración de la estrategia de implementación asociada al PlanREP.**
- En algunas EED, **contratación de proveedores para la implementación del Plan Operativo Anual (POA) de acciones del PlanREP.**
- **Fiscalización de consumos cero, clientes especiales, consumos bajos, cambio de medidores obsoletos, consumos altos, decremento de consumo, con reincidencia, clientes con demanda de potencia 10–50 kW** (clientes comerciales e industriales con registro de demanda de potencia conectados a la red de baja tensión o a la red de media tensión por medio de un transformador particular), **clientes morosos, sin revisión por parte del Departamento de Control de Pérdidas Comerciales (DCPC), denuncias varias.**
- **Capacitación permanente a personal** asociado a la implementación de acciones para la reducción de pérdidas eléctricas.
- **Reconocimiento institucional a los empleados por la mejora de las metas de indicadores de gestión.**
- **Contratación de consultoría internacional para la revisión del POA** (metodología para el cálculo del balance de energía y perdidas, índice sectorizado de pérdidas).
- **Medición totalizada de centros comerciales, tele-medición en clientes especiales y masivos.**
- **Actualización de la información del sistema comercial** (medición en cabecera de alimentadores).
- **Medición programada en ramales primarios.** Esta acción se utiliza para segmentar el nivel de pérdidas eléctricas por áreas geográficas en la zona de atención de un alimentador de media tensión. En la práctica se emplea tanto para gestión de PT como de PNT.
- **Incorporación del sistema de gestión ISO 9001** (certificación y recertificación).
- **Priorización de la medición de datos. Adquisición y estandarización del Sistema de Información Geográfico (SIG) y del Sistema de Análisis Técnico (SAT).** El primero es una plataforma informática en la cual se registran los activos de las redes eléctricas (características de las redes eléctricas y de los equipos de transformación, protección y/o maniobra que la conforman); el segundo permite realizar estudios de evaluación y planificación de las redes

[24] En noviembre de 2010, el Presidente de la República del Ecuador firmó el Decreto Ejecutivo Núm. 555, publicado en el Suplemento del Registro Oficial Núm. 331 del 30 de noviembre de 2010, que dispone la implementación del Proyecto Gobierno por Resultados (GPR) en todas las instituciones de la administración pública central, institucional y dependiente de la función ejecutiva, a cargo de la Secretaría Nacional de la Administración Pública. Al momento existen más de 20.000 funcionarios que utilizan la herramienta. (Ref.: Secretaría Nacional de la Administración Pública).

[25] Durante el período 2007–15, el Presidente de la República y/o el Ministro de Electricidad y Energía Renovable se han referido a las actividades de reducción de pérdidas de energía a través de diferentes medios de comunicación (prensa, enlace ciudadano, radio-emisoras): "El Presidente exhorta a las EED a iniciar procesos coactivos", Enlace Ciudadano Núm. 269, Reducción de pérdidas energía.

de distribución para optimizar el nivel de pérdidas técnicas.

- **Adquisición del *software* de análisis técnico CYMDIST** para estudios en redes de distribución. Este *software* permite analizar el cambio de nivel de voltaje (DIMS, la troncal); examinar el sistema equilibrado y desequilibrado; realizar estudios en función de la distribución en kVA y del consumo mensual kWh/mes, así como también un modelamiento de cargas por tipo de clientes, y modelación integrada de la baja tensión.
- **Implementación del Sistema de Gestión de Calidad (SGC)** (Certificación 9001/2000 y 9001/2008).

Reforzamiento de la infraestructura del SND

- **Cambio masivo de medidores residenciales** del tipo electromecánicos por electrónicos, con lo cual se elimina una fuente de pérdidas eléctricas originada por medidores antiguos dañados y/o que generan un sub-registro de energía por desgaste mecánico de piezas y partes.
- **Uso de equipos verificadores** para obtener información fiable sobre el estado de los medidores, detectar medidores intervenidos o alterados, en mal estado, con rango inadecuado, sin desconectar el servicio al cliente versus contrastación de medidores, y así medir la corriente en amperes de una carga externa, durante un tiempo corto (controlado por reloj) y luego calcular la energía que se compara con el registro del medidor.
- **Renovación de medidores** con tecnología digital (AMI/AMR). La Infraestructura Avanzada de Medición (AMI) amplía la tecnología de lectura automática de medidores (AMR) existente, proporcionando comunicaciones de medidores bidireccionales, lo que permite enviar comandos para variadas finalidades, entre otras: información de satisfacción de demanda o desconexiones de servicios a distancia.
- **Apoyo a barrios carenciados**, legalización de barrios, mejora del servicio a 24 horas, aumento de cobertura por selección costo-beneficio de proyectos.
- **Rectificación integral y reforzamiento de redes de medio y bajo voltaje, transformadores, acometidas y medidores,**[26] uso de sistemas blindados.
- **Incorporación de tele-medición** en clientes de mediano y gran consumo.
- **Configuración optima de las redes primarias y secundarias** del sistema de distribución, a fin de minimizar las pérdidas técnicas de energía, según resultados del estudio de redes, realizado con apoyo de *software* para análisis técnico.
- **Balance de fases,** con lo que se consigue mayor equilibrio de la corriente de carga en cada una de las fases que conforman las redes de media y/o baja tensión, optimizando las pérdidas de carácter técnico.
- **Ubicación optimizada de reguladores de tensión y capacitores** para control de energía reactiva en la red de distribución, por medio de la realización de estudios técnicos a fin de conseguir el mayor impacto en compensación de reactivos inductivos del sistema.
- **En algunas EED, inicio de soterramiento de redes en puntos focalizados.**
- De manera complementaria, los otros planes de inversión del Plan de Expansión de la distribución (FERUM, PMD) también han contribuido con el proceso de reducción de pérdidas eléctricas en las EED. Un ejemplo claro lo constituyen los resultados medidos a partir de la construcción de los proyectos FERUM 2012–13, cuyo objetivo central es el aumento de la cobertura eléctrica en zonas rurales y urbanas marginales. A partir de las inversiones realizadas, se demostró el beneficio adicional en la reducción de las pérdidas eléctricas en zonas urbanas marginales, al recuperarse 37.936 MWh de energía al año (US$3 millones).[27] Es precisamente en dichas zonas que al mejorar la infraestructura y calidad del servicio, el FERUM contribuye a formalizar el servicio eléctrico en usuarios a los que antes no se les facturaba y así se reducen las pérdidas eléctricas, al tiempo que se incrementa el número de clientes regulares.[28]

---

[26] Instalación de medidores totalizadores (balance de energía por transformadores).

[27] Véase *Project Completion Report*: Programa de Electrificación Rural y Urbano Marginal 2608/OC-EC.

[28] De acuerdo con el MEER, entre 2007 y 2014 se invirtieron aproximadamente US$460 millones en obras de FERUM.

4

RESULTADOS

Evolución de las pérdidas eléctricas

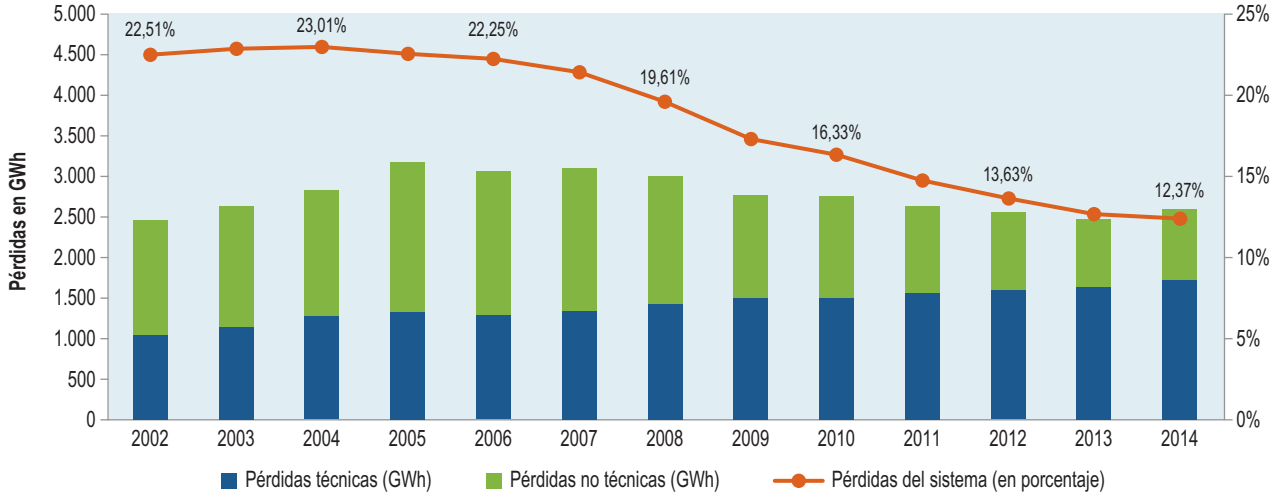
Ecuador mantiene la disciplina de generar y recolectar información histórica y actual completa a nivel nacional sobre la evolución de las pérdidas eléctricas en las etapas de generación, trasmisión y distribución. Esto les ha permitido a las autoridades del sector orientar y adaptar las acciones del PlanREP en las EED. En el gráfico 5 se muestra la tendencia histórica de las pérdidas eléctricas en el país en el período 2002–14, y allí se destaca la disminución sostenida de las PNT, medida en unidades de energía (GWh). Las PNT se deducen restando a las pérdidas eléctricas totales las pérdidas eléctricas técnicas, las cuales son determinadas con base en las características técnicas de los componentes del sistema eléctrico en sus diferentes etapas funcionales. Las pérdidas eléctricas totales se desprenden de la diferencia entre la energía ingresada al sistema de distribución (ED) y la energía facturada en igual período (EF).

Se observa que al final del período las pérdidas técnicas presentan un ligero aumento anual que se atribuye al crecimiento de la demanda y al efecto de inversiones aceleradas en infraestructura para pasar de 110 voltios a 220 voltios en el SND, produciendo capacidad ociosa temporal.[29]

La curva de variación porcentual de pérdidas eléctricas del gráfico 5, es característica de resultados obtenidos en programas de reducción de pérdidas que tuvieron éxito a nivel regional, en particular, en empre-

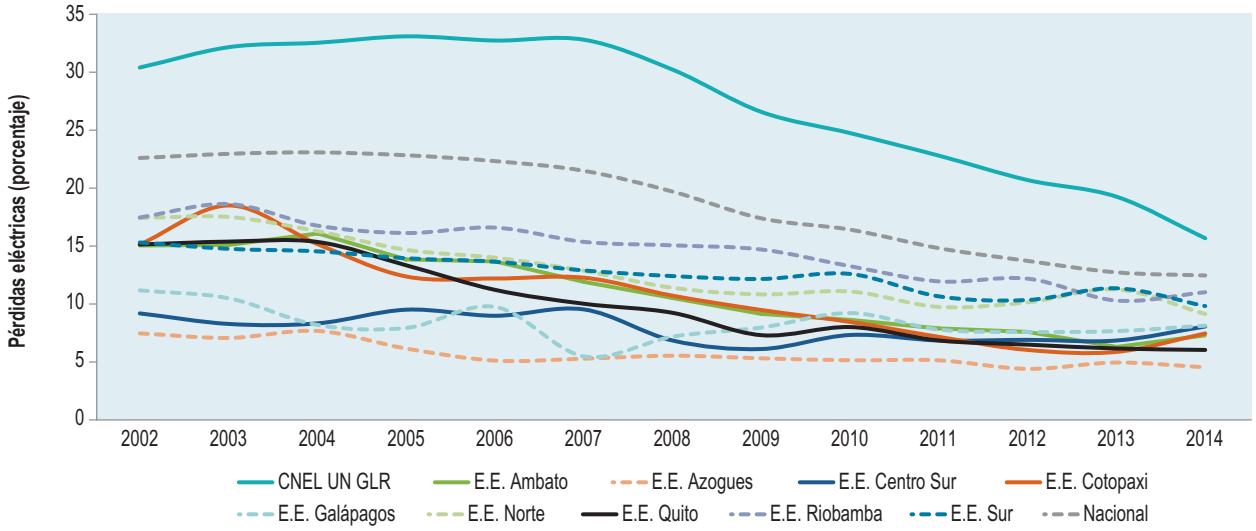
[29] En años recientes, la demanda promedio ha superado el 5% (ARCONEL, 2014). A partir de 2014 el GdE inicia la implementación del Programa de Reforzamiento del Sistema Nacional de Distribución con un presupuesto de US$600 millones.

Gráfico 5: Pérdidas eléctricas en Ecuador



Fuente: Elaboración propia con información del MEER.

Gráfico 6: Evolución de las pérdidas eléctricas por EED



Fuente: Xxxxx

sas privadas (Empresa Eléctrica de Santiago de Chile, 1988–91; Empresa Eléctrica de Bogotá en Colombia, 1997–2000). Sin embargo, en el caso de Ecuador, estos resultados responden a la gestión de todas las empresas del país, en mayor o menor grado.[30]

Se sabe que el beneficio derivado de la disminución de las pérdidas se desprende de la mayor facturación que resulta de la regularización del servicio. Desde el punto de vista económico el beneficio se concreta siempre y cuando una mayor facturación signifique una mayor recaudación en el mismo periodo. El índice de recuperación de efectivo (CRI,[31] por sus siglas en inglés), permite conocer el estado de una empresa eléctrica al correlacionar el índice de pérdidas, es decir energía facturada sobre energía ingresada al sistema de distribución, con el índice de cobrabilidad (dinero cobrado sobre el facturado). Se estima que una relación de ventas y generación eléctrica de 0,89 es el reflejo de una empresa bien manejada (ej. 10% de PT y 1% de PNT). Esto aunado a una relación de pago y facturación de 0,99 resulta en un CRI de 0,88. Tomando en cuenta que podría haber variaciones debido a circunstancias locales, un valor de CRI inferior a 0,80 es motivo de preocupación, y un valor por debajo de 0,75 es un indicador de la inviabilidad del negocio (véase BID, 2011).[32] La evolución del CRI promedio en Ecuador es favorable en el mismo período analizado, registrando un valor de 0,87 al cierre de 2014 (véase el gráfico 7).

Metas y acciones a futuro

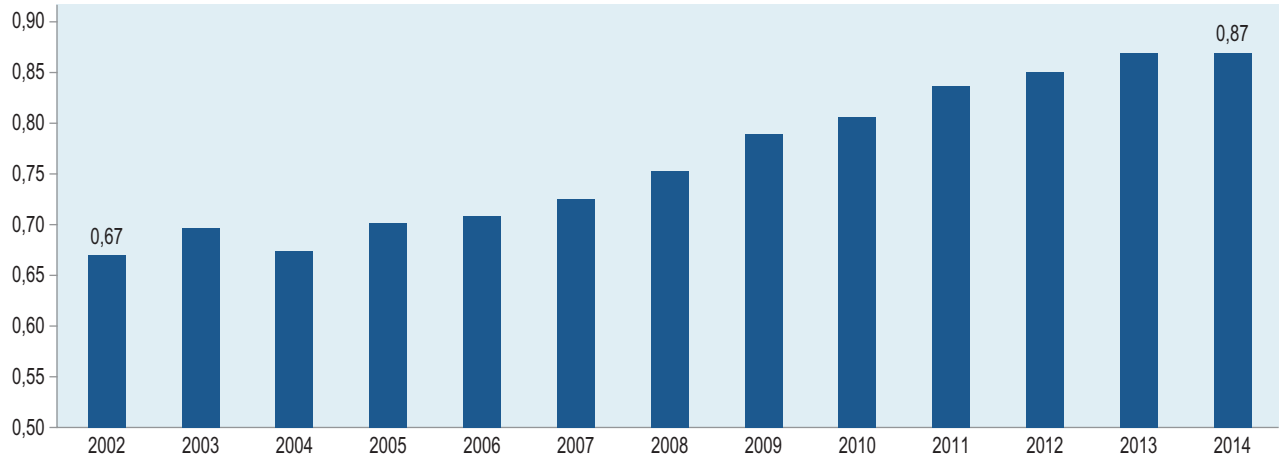
Las EED trabajan en la implementación de nuevas acciones para la reducción de pérdidas eléctricas a fin de alcanzar la meta planteada en el PME 2013–22 de 7,6% al final del período. La continuidad de las acciones a futuro tiene prioridad en aquellas EED que aún presentan espacio de mejora en PNT.

[30] En el gráfico 6 se muestra la evolución de 10 EED en el período 2002–14 (una de estas CNEL agrupa la gestión de 11 unidades de negocio, lo que totaliza 20 zonas operativas).

[31] CRI = (EF/ED)*($C/$F).

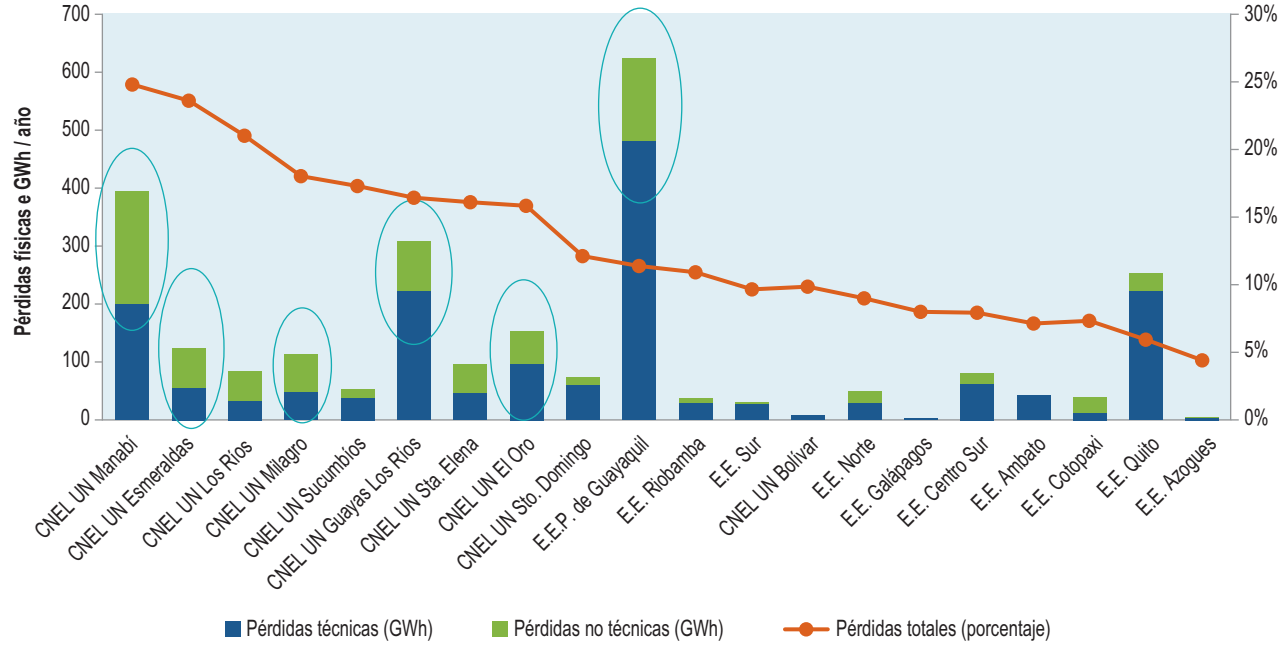
[32] *Sustainable Operation of the Electricity Sector in Guyana (GY-L1037). Cost Benefit Analysis,* Fernando Lecaros, mayo de 2014.

Gráfico 7: Índice de Recuperación de Efectivo (CRI)



Fuente: Elaboración propia con información del MEER.

Gráfico 8: Pérdidas eléctricas en GWh /año por empresa



Fuente: Elaboración propia con información del MEER.

Las nuevas acciones aplicarán en aquellas EED en las que el impacto en energía recuperada incida de manera preponderante a nivel nacional (cuadro 3). Según cifras anuales, al cierre del año 2014 las PNT alcanzaban 869 GWh de 2.589 GWh que implican las pérdidas eléctricas totales (12.37%) (ARCONEL, 2014). Es decir que

Cuadro 3: Plan de disminución de pérdidas eléctricas 2014 (en GWh)

EED	Pérdidas técnicas	Pérdidas no técnicas	Pérdidas totales
CNEL Guayaquil	481	144	626
CNEL Manabí	200	197	397
CNEL Guayas Los Ríos	223	88	310
CNEL El Oro	97	57	154
CNEL Esmeraldas	56	69	125
CNEL Milagro	48	66	114
Totales	**1.105**	**621**	**1.726**
Participación en el total (porcentaje)	**64%**	**71%**	**67%**

Fuente: Elaboración propia con datos del MEER.

las nuevas acciones deberán contribuir a alcanzar una disminución de alrededor de 500 GWh adicionales para conseguir valores inferiores al 10% de las pérdidas eléctricas a nivel de país, en el período previsto en el PME.

Con el fin de mejorar la calidad del servicio en las EED y para responder a la interconexión de nuevas cargas enmarcadas en la iniciativa nacional Cambio de la Matriz Energética, el Gobierno de Ecuador ha destinado nuevos recursos bajo el Programa de Reforzamiento del Sistema Nacional de Distribución (PRSND), que forma parte del PMD, a través del cual se pasará de 110 voltios a 220 voltios.

En su fase de implementación de 2015 a 2018, el PRNSD incluye financiamiento para alcanzar los siguientes objetivos que contribuyen con la continuidad en la reducción de las pérdidas eléctricas:[33]

- **Prefocalizar las zonas afectadas por PNT, a través de balances sectoriales de energía**. Se llevará a cabo a través de medición inteligente controlable a distancia e incorporada en segmentos de la red de media tensión y en transformadores de distribución seleccionados con criterios preestablecidos. Se asume que en el futuro los consumos de la zona monitoreada por estos equipos serán también tele-medidos, con lo cual el balance será inmediato. Actualmente se trabaja con algoritmos que se basan en la lectura del sistema de facturación estándar (vía lectores). Se espera que los nuevos equipos inteligentes permitan monitorear al cliente y las salidas de servicio de la zona, desde los nuevos centros de gestión de la demanda, disminuyendo y mejorando el tiempo de respuesta.
- **Asegurar los ingresos de clientes de alto impacto en la facturación a través de la introducción de medición inteligente**. Una vez establecidas las condiciones normales de consumo de esta cartera de clientes, desde los centros de control de la medida se supervisará su evolución periódica.
- **Incorporar herramientas informáticas para obtener información a partir de bases de datos**. Esto incluye el uso de bases de datos del sistema comercial, del sistema de atención de fallas y del sistema técnico de gestión de la red, entre otros. Estas herramientas permitirán acotar las zonas de trabajo de los equipos de inspección y normalización. Se busca apoyar la generación de órdenes de servicio (inspección-normalización) en zonas no cubiertas por el equipamiento instalado para gestión inteligente de la demanda.
- **Repotenciar el sistema de distribución y medición/adaptar el SND para mejorar la calidad del servicio.** El beneficio indirecto esperado en disminución de pérdidas eléctricas proviene tanto del agregado de redes de distribución en baja tensión menos

[33] Operación de financiamiento EC-L1160 del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) al Ecuador, que promueve el mejoramiento de la eficiencia y confiabilidad del sistema eléctrico, por medio de: i) habilitación de accionamiento, medición y control a distancia en equipos de operación/protección del SND (que involucra proyectos de instalación de dispositivos inteligentes en alimentadores primarios, tales como reconectadores y reguladores, conjuntamente con proyectos de automatización de subestaciones), en complemento con el *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA); ii) monitoreo de la demanda y del balance energético del SND, habilitación de medición inteligente en transformadores de distribución y en alimentadores de media tensión (con prioridad en EED con pérdidas de energía superiores al 10%); iii) incorporación de medición remota en consumos importantes (clientes industriales y comerciales), en refuerzo al sistema de gestión comercial; y iv) habilitación de centros de monitoreo y gestión con prioridad en EED con pérdidas eléctricas mayores al 10%.

vulnerables (red pre-ensamblada en lugar de red desnuda), como del reemplazo e incorporación de medición en 220 voltios.

El crecimiento de la demanda de energía eléctrica en Ecuador, según lineamientos contenidos en el Plan Maestro de Electrificación PME 2013/2022, además del aumento derivado del consumo vegetativo y de la incorporación de cargas puntuales provenientes de la industria y el comercio, estará particularmente influenciado por el Programa Nacional de Cocción Eficiente (PNCE), decisión que requiere transformar y potenciar el sistema eléctrico para disponer servicio residencial en 220 volts. Tal condición implica incorporar o reemplazar acometidas y medidores según estándares de normas anti hurto (acometida en conductor concéntrico, medidor electrónico y caja porta-medidor con llave de seguridad), acción que de paso origina una regularización de potenciales subregistros de energía, en el caso de servicios existentes[34] y la normalización de conexiones informales, en el caso de usuarios no clientes.[35]

[34] Servicios que, en la actualidad, en su mayoría, cuentan con conexión en 110 volts.

[35] Estos casos corresponden a viviendas conectadas ilegalmente al sistema de distribución en baja tensión.

5

CONCLUSIONES

La experiencia de Ecuador demuestra que las obras de mejoras, las acciones del PlanREP, y las decisiones tomadas fueron la clave para impactar en la reducción de pérdidas eléctricas. Dicha reducción representa una excelente oportunidad para mejorar la eficiencia energética en los sistemas eléctricos, significa menores necesidades de generación eléctrica y un menor uso de combustibles fósiles, lo que beneficia al medio ambiente gracias a la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). También tiene beneficios sociales para la empresa de distribución y sus clientes, ya que pueden confiar en la precisión de los importes que se les factura.

La acciones y decisiones a destacar son: i) priorización de una estrategia a nivel nacional para mejorar el sector y en particular las EED con especial énfasis en la reducción de pérdidas; ii) clara definición de indicadores y metas para darle seguimiento al PlanRep; iii) compromiso político y social del sector público y privado para alcanzar las metas propuestas; iv) designación de fondos y apoyo con financiamiento dedicado a la reducción de pérdidas eléctricas; v) revisión y adecuación de las tarifas eléctricas; vi) adecuación del marco regulatorio, legal e institucional.

Las lecciones aprendidas como resultado de este ejercicio se resumen en capacitación, monitoreo continuo y compromiso de las autoridades y la sociedad.

REFERENCIAS

ARCONEL (Agencia de Regulación y Control de Electricidad). 2014. *Balance Nacional Multianual de Energía Eléctrica 2005–2014*. Quito: ARCONEL.

Banco Mundial. 1990–2011. Indicadores del Desarrollo Mundial. Washington, D.C.: Banco Mundial.

BID (Banco Interamericano de Desarrollo). 2011. *Sustainable Operation of the Electricity Sector in Guyana (GY-L1037). Cost Benefit Analysis*. (Preparado por Fernando Lecaros.) Washington, D.C.: BID.

____ . 2013. *Privatization, Institutional Reform, and Performance in the Latin American Electricity Sector.* (Eds.: L. Balza, R. Jiménez y J. Mercado.) Washington, D.C.: BID.

BIRF (Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento) y Banco Mundial. s/f. *Análisis del Sector Eléctrico de Distribución en la región de América Latina y el Caribe 1995–2005.* Washington, D.C.: BIRF y Banco Mundial.

CAF (Banco de Desarrollo de América Latina). 2013. "Energía: una visión sobre los retos y oportunidades en América Latina y el Caribe". (Marzo.) Caracas: CAF.

CONELEC (Consejo Nacional de Electricidad). 2004. *Pérdidas de energía por EED*. Quito: CONELEC.

____. 2013. Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2013. (Tabla Núm. 125: Características principales de las empresas eléctricas distribuidoras.) Quito: CONELEC.

CONELEC/PME. 2012–2021. Plan de reducción de pérdidas de largo plazo. Quito: CONELEC/PME.

Jiménez, R., T. Serebrisky y J. Mercado. 2014. "Electricidad perdida: dimensionando las pérdidas de electricidad en los sistemas de transmisión y distribución en América Latina y el Caribe". Washington, D.C.: BID.

MEER (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable). 2015. "MEER-Taller Internacional-21 de Enero de 2015-PLANREP". Quito: MEER.

Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos. 2014. *Balance Energético Nacional 2014*. Quito: Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos.

ANEXO I

Metodología para estimar el valor monetario de un punto porcentual de pérdidas eléctricas

El costo del punto porcentual de pérdidas (técnicas + no técnicas) para la empresa distribuidora corresponde al producto entre el precio medio de compra y/o de venta del kWh y el volumen de energía eléctrica ingresado al sistema de distribución, pero no facturado en un período determinado.[36] En este documento, dicho costo se define como **CUPP: costo unitario porcentual de pérdidas en un período de tiempo** (por ejemplo, en un año), y que se puede representar a través de la siguiente ecuación:[37]

$$\text{CUPP} = \frac{(\text{Eo} - \text{Ef})(\text{Pf})}{\left(\frac{\text{Eo} - \text{Ef}}{\text{Eo}}\right)(100)}$$

Donde:

- CUPP: costo unitario porcentual de pérdidas en un período de tiempo.
- Eo: energía de entrada (GWh).
- Ef: energía facturada (GWh).
- Pf: precio promedio de compra o venta de energía (US$/GWh).

En su forma simplificada la ecuación resulta en:

$$\text{CUPP} = \frac{Eo(\text{Pf})}{(100)}$$

Se ha indicado que bajo el concepto de pérdidas eléctricas nos referimos al porcentaje (o unidades físicas de energía) que, respecto de la energía que ingresa a un sistema eléctrico (Eo), no se refleja en facturación. Por ejemplo, en un sistema con un 23% de pérdidas y una Eo = 20.927 GWh/año, las pérdidas en unidades físicas serían 4.813 GWh/año.[38]

Según la ecuación anterior, un punto porcentual de pérdidas en cualquier empresa corresponde al 1% de Eo. De modo que para calcular su costo monetario expresamos el 1% en unidades de energía que perdemos, por ejemplo en un año, lo que para el caso del ejemplo tomado resulta en:

$$\text{CUPP} = \frac{20.927\,(GWh) * (\text{Pf})}{(100)}$$

Nota: Si se desconoce inicialmente el porcentaje de pérdidas eléctricas total del sistema, entonces se recomienda usar primero la ecuación ***%Perd = ((Eo–Ef)/Eo) * 100.*** *Por otra parte, cuando el porcentaje de pérdidas totales se compone de pérdidas técnicas más pérdidas no técnicas, el impacto en costo en cada componente es diferente. Es decir, mientras la disminución de pérdidas no técnicas, que se traduce en mayor facturación, se valoriza a precio medio de venta de la energía, la disminución de pérdidas técnicas se valoriza a precio medio de compra. Sin embargo, si una empresa, además de tener pérdidas altas, sufre problemas de abastecimiento de la demanda, entonces cada porcentaje de pérdidas técnicas recuperadas deberá traducirse en mayor venta.*

Continuando con el ejemplo anterior, donde Eo= 20.927 GWh, y considerando un precio medio de venta

[36] Aun cuando las pérdidas eléctricas también implican pérdidas de potencia, en esta ocasión nos referiremos en particular a cálculos del impacto de las pérdidas de "energía eléctrica", originadas por usuarios y clientes involucrados en subregistros de energía.

[37] El "costo del punto porcentual de pérdidas" representa el daño o menores ingresos que sufre la empresa distribuidora cuando tales pérdidas superan el nivel reconocido por la tarifa.

[38] Estas cifras corresponden al caso ecuatoriano en un escenario en el cual se mantuviese en el año 2014 el porcentaje de pérdidas totales que presentaba el sistema eléctrico en el año 2004.

de la energía de US$0,0898 por kWh, el costo de una unidad porcentual de pérdidas sería:

$$CUPP = \frac{20.927\ (0{,}0898 * 1.000.000)}{(100)}$$

= 18.792.446 dólares por punto/año.

Esto significa que el esfuerzo de Ecuador de reducir en 10,6 puntos las pérdidas eléctricas en el período 2004–14 se traduce en ingresos anuales por US$200 millones,[39] cifra que aumenta según crece la demanda año tras año.

Por otra parte, según experiencias prácticas (utilizadas también en la evaluación de proyectos para disminución de pérdidas) en un escenario conservador y ante niveles de pérdidas superiores al 15%, la distribución del beneficio de reducir un punto de pérdidas a nivel de empresa se traduce en un 65% a mayor venta y en 35% a menor compra. Esto, considerando que existe un desperdicio asociado al consumo no medido de energía, que no se traduce en mayor venta, debido a la racionalización que conlleva la medición integral del consumo, después de normalizada la irregularidad que provocaban las pérdidas referidas. Para reflejar este efecto en la ecuación anterior, Pf se convierte en Pmv (precio medio de venta por cada GWh), más Pmc (precio medio de compra por cada GWh):

$$CUPP = \frac{Eo\ (Pmv * 0{,}65 + Pmc * 0{,}35)}{(100)}$$

En cuanto a la capitalización de estos beneficios, en la práctica se ha observado que la reducción de las pérdidas eléctricas no técnicas se desprende de la mayor facturación que provoca la regularización de usuarios formales e informales del servicio (clientes y no clientes, respectivamente). Esto es así dado que, como se ha indicado, las pérdidas eléctricas en las empresas distribuidoras se deducen de la relación entre las ventas de energía versus las compras de energía. Aun así, desde el punto de vista económico, el beneficio se concreta siempre y cuando una mayor facturación se transforme en mayor recaudación, lo cual se determina a partir de la relación entre el dinero cobrado versus el dinero facturado en el mismo período.

Por tanto, para posibilitar un seguimiento real del impacto económico de la disminución de pérdidas, se ha incorporado el índice de recuperación de caja (CRI, por sus siglas en inglés = *cash recovery index*), que relaciona dos factores (factor de pérdidas = Ef/Eo y factor de cobrabilidad = Ec/Ef). Esto permite determinar el factor de recuperación de caja como:

$$CRI = ((Ef/Eo)\ (Ec/Ef))$$

Donde:

Ef: es la energía facturada (o ventas de energía).

Eo: es la energía ingresada al sistema de distribución (o compras de energía).

Ec: es la energía cobrada (o ingresada a caja por ventas de energía).

De esta forma se evita aumentar la energía facturada con GWh incobrables (o al menos se puede detectar el problema).

En general, como parte del plan para reducción de pérdidas, al comienzo es importante que una empresa realice un sinceramiento de su nivel actual de pérdidas de energía. Para esto, se debe confirmar que los ingresos de energía para abastecimiento de los consumidores de la EED en su zona de concesión estén correctamente medidos y correspondan a la totalidad de los puntos de ingreso (agregando, cuando proceda, los ingresos por generación propia). También se procede con el sinceramiento de la cartera incobrable (retirándola de la facturación). Como contrapartida, se deben identificar los consumos propios y los consumos en alumbrado medido y no medido (en general desactualizados).

[39] Tales cifras permiten apreciar también, el beneficio que conlleva al menos sostener y mejor aún disminuir las pérdidas de energía, mientras resulte técnica y económicamente rentable hacerlo.