

# SIE

Preparación de Esquemas de Transición  
para Tarifa y Normas Técnicas de Calidad  
de Servicio para el Período 2008-2012

Informe Final - Parte I: "Esquema de  
Transición Tarifario"

30 de octubre 2008

# SIE

Preparación de Esquemas de Transición  
para Tarifa y Normas Técnicas de Calidad  
de Servicio para el Período 2008-2012

Informe Final - Parte I: "Esquema de  
Transición Tarifario"

30 de octubre 2008

© PA Knowledge Limited 2008

Preparado por:

PA Consulting Group  
Av. Corrientes 222  
Piso 2 (C1043AAP)  
Buenos Aires  
Argentina  
Tel: +54-11-5776-1200  
Fax: +54-11-5776-1201  
[www.paconsulting.com](http://www.paconsulting.com)

Versión: 1.0

## ***PREFACIO***

---

Con el propósito de dotar a la Superintendencia de Electricidad (SIE) de servicios profesionales de consultoría para el diseño de un modelo de estructura tarifaria de transición para el Mercado Eléctrico Dominicano, y diseñar un esquema de transición para la aplicación escalonada de las Normas Técnicas de Calidad de Servicio, la CNE contrató los servicios profesionales de PA Consulting.

Este estudio se realiza a través del proyecto de asistencia técnica que ejecuta el BIRF bajo el número 7217-DO.

Los objetivos generales de los servicios de consultaría son:

- Diseñar un modelo de estructura tarifaria de transición para el Mercado Eléctrico Dominicano, que considere la situación real de las Empresas de Distribución y los planes presentes del Gobierno para la recuperación del sector.
- Diseñar un esquema de transición para el período 2008-2012 para la aplicación escalonada de las Normas Técnicas de Calidad de Servicio, que tenga en cuenta los planes de negocio de las Empresas de Distribución y el plan del Gobierno para la recuperación del sector.

A los efectos del cumplimiento de los objetivos previstos en los TDR, el presente informe constituye el Informe Final en su parte 1, conteniendo el detalle del esquema de transición tarifaria.

El informe final en su parte 2, conteniendo el esquema de transición para la aplicación escalonada de las Normas Técnicas de Calidad de Servicio ha sido remitido a la SIE el pasado 6 de agosto de 2008.

## INDICE

<b>PREFACIO</b>	<b>i</b>
<b>1. Introducción</b>	<b>1-1</b>
<b>2. El esquema tarifario de transición</b>	<b>2-1</b>
2.1 Características del proceso de transición	2-1
2.2 Estrategia de implementación del esquema de transición	2-4
2.3 Objetivos tarifarios del estudio	2-4
2.4 Objetivos de cada Fase del período de transición desde el punto de vista tarifario.	2-5
2.5 Características del mecanismo actual de indexación tarifaria	2-8
2.6 Características del mecanismo de indexación tarifaria propuesto para la transición	2-10
2.7 Diseño del esquema tarifario de transición	2-11
<b>3. Procedimiento de cálculo de la tarifa de transición</b>	<b>3-1</b>
3.1 Características de la tarifa de transición	3-1
3.2 Procedimiento de cálculo de la tarifa de transición durante la fase 1	3-2
3.3 Tarifa de transición durante las fases 2 y 3	3-6
3.4 Valores base considerados en el cálculo de la tarifa de transición para cada fase	3-9
3.5 Tarifa de transición para los usuarios en AT y No Regulados	3-12
3.6 Procedimiento de cálculo del Fondo de Estabilización durante la transición	3-15
<b>4. Marco de aplicación de la tarifa de transición</b>	<b>4-1</b>
4.1 Trayectoria de la tarifa de transición	4-1
4.2 Evolución del Fondo de Compensación	4-6
4.3 Diseño de la evolución del mercado	4-7
<b>5. Software para el cálculo de la tarifa de transición</b>	<b>5-1</b>
5.1 Enfoque seguido en el diseño	5-2
5.2 Características de la programación	5-2
5.3 Objetivo del programa de cálculo de la tarifa de transición	5-3
5.4 Características generales	5-3
5.5 programa y plataforma	5-4
5.6 Diseño del programa:	5-4
5.7 Descripción de los módulos que componen el programa	5-5

**Anexos**

<b>ANEXO A: Situación Inicial</b>	<b>A-1</b>
<b>ANEXO B: Nivel de pérdidas reconocido</b>	<b>B-1</b>
<b>ANEXO C: Aportes del Estado en el marco de la transición</b>	<b>C-1</b>
<b>ANEXO D: Temas identificados a desarrollar por la SIE</b>	<b>D-1</b>
<b>ANEXO E: VAD para cada empresa distribuidora</b>	<b>E-1</b>
<b>ANEXO F: Antecedentes del estudio e información empleada</b>	<b>F-1</b>
<b>ANEXO G: EDEESTE - Evolución modelada</b>	<b>G-1</b>
<b>ANEXO H: EDENORTE - Evolución modelada</b>	<b>H-1</b>
<b>ANEXO I: EDESUR - Evolución modelada</b>	<b>I-3</b>

## **1. INTRODUCCIÓN**

---

El conjunto de clientes regulares conforma la base económica del segmento de distribución en particular y del sistema eléctrico en general. La operación eficiente del sector requiere que dichos clientes reciban un servicio eléctrico continuo y de calidad, por el cual paguen oportunamente una tarifa eficiente determinada con criterios técnicos.

En la República Dominicana la base económica del sistema eléctrico está socavada por pérdidas comerciales que alcanzan un nivel inusual. Las pérdidas están originadas en la falta de medición de una porción significativa del mercado, la existencia de barrios PRA donde el costo del servicio eléctrico es ampliamente subsidiado, y básicamente por la existencia del hurto y fraude eléctrico generalizado.

La transición del sector eléctrico de la República Dominicana tiene como objetivo transformar el sector en un sistema económica y financieramente auto-sustentable, brindando un servicio continuo y cumpliendo con un régimen de calidad de servicio adecuado a cambio de tarifas eficientes, con gestión autónoma de las empresas distribuidoras, y un marco institucional fortalecido que genere decisiones regulatorias independientes, consistentes y previsibles.

La tarifa de Transición que se diseñó tiene como objetivo regularizar la situación al nivel de cada empresa distribuidora, acompañando la normalización del mercado y proveyendo los recursos totales requeridos para la prestación del servicio.

La tarifa de Aplicación aplicada a los usuarios define como y cuanto aportan los distintos tipos de usuarios para el cubrimiento de los costos del servicio. Para la elaboración de hipótesis y escenarios propios de este estudio, asumimos que esta tarifa mantendrá los niveles actuales y permanecerá constante durante el período de transición, en el entendimiento que su potencial variación corresponde a una decisión del Gobierno como parte de sus políticas de subsidios.

Considerando estos objetivos y situación, diseñamos un esquema de transición tarifaria hacia los valores técnicos, sobre el escenario de un mercado que evoluciona desde la situación actual a uno regularizado en un lapso de nueve años.

La transición tarifaria por sí misma no constituye una solución para la crisis actual del sector, y es necesario inscribirla en el marco de intensas acciones dirigidas a la recuperación de las pérdidas no técnicas y mejoras en la gestión comercial y técnica de las distribuidoras. En este contexto, la tarifa de transición permite compartir con los usuarios, los beneficios de la recuperación del sector, a medida que estos se van alcanzado, sin afectar significativamente la situación financiera de las empresas distribuidoras.

Estos objetivos requieren que se redoblen los esfuerzos y compromisos de los actores del sector, que claramente son los ciudadanos, el Gobierno, las empresas de distribución y los organismos rectores encargados de la ejecución de las políticas públicas, la fiscalización y el control.

Este documento presenta las características del esquema de transición tarifaria propuesto, el cual presenta impactos y requiere acciones por parte de todos los actores del sector. En

## 1. Introducción. . .

particular la transición afecta, entre otros aspectos, la remuneración de las distribuidoras y los aportes del Gobierno al Sector requeridos para poder efectuar su ordenamiento.

En el Capítulo 2 presentamos las características y la estrategia del esquema de transición, incluyendo las ecuaciones de diseño correspondientes.

En el Capítulo 3 desarrollamos el mecanismo propuesto para el cálculo de la tarifa de transición para las empresas distribuidoras, incluyendo el valor de los índices, precios y diferentes parámetros para implementarla.

En el Capítulo 4 tratamos el marco de aplicación de la transición. En particular describimos:

- La trayectoria de la tarifa de transición propuesta y sus características relevantes
- El impacto del esquema de transición sobre el fondo de compensación tarifaria
- El diseño de la evolución del mercado requerido para el éxito de la transición

En el Capítulo 5 describimos el modelo informático desarrollado para proceder con el cálculo de la tarifa de transición. Este capítulo constituye el Manual de Uso del modelo.

En los Anexos presentamos, además, información complementaria correspondiente a los análisis efectuados como paso previo a la definición de detalle de la transición tarifaria. También incluimos un análisis respecto de los aportes del Gobierno en el marco de la transición, tanto como temas identificados para evaluación y desarrollo por parte de la SIE, estos últimos fuera del alcance de este trabajo.

## 2. EL ESQUEMA TARIFARIO DE TRANSICIÓN

PA Consulting desarrolló para la SIE un estudio tendiente al fortalecimiento de la institución, denominado “Fortalecimiento Institucional de la SIE y de su rol en la regulación del Sector Eléctrico”.

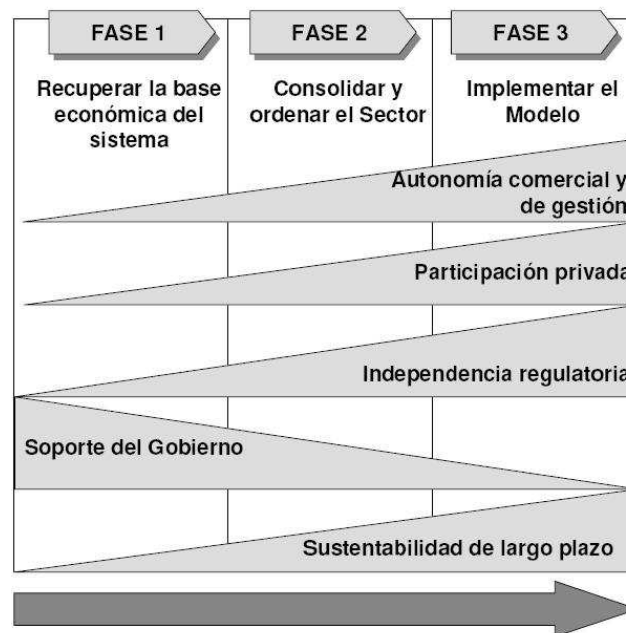
Como parte de las actividades cumplidas en este estudio, y luego de un análisis de la situación del Sector Eléctrico en la República Dominicana, se estableció un mapa de ruta a seguir para la consolidación y recuperación del sector.

El mapa de ruta está caracterizado por un proceso de transición y consolidación del sector compuesto por tres etapas con una duración de tres años cada una, comenzando a partir del año 2009.

### 2.1 CARACTERÍSTICAS DEL PROCESO DE TRANSICIÓN

A solicitud de la SIE, el proceso de transición para el cual se determinó la tarifa de transición y las normas para el control de la calidad de servicio, consideraron como referencia a este mapa de ruta, tanto en el número de etapas que lo componen, como en lo referente a plazos y características previstas.

En forma sucinta, los objetivos y roles del regulador para cada una de las fases del mapa de ruta son los siguientes:



Desde el punto de vista de la estructura sectorial, la evolución del Sector en las tres fases que conforman el período de transición busca lograr:

- Un incremento en la autonomía comercial y de gestión de las empresas prestadoras



## 2. El esquema tarifario de transición. . .

- Un aumento de la participación privada en la actividad empresarial del sector, tanto sea en inversiones como en gestión.
- Un incremento de la independencia y fortaleza del regulador y las instituciones rectoras del Sector.
- Una disminución del soporte/intervención del Gobierno en la gestión y financiamiento del Sector.

La primera fase (prevista inicialmente a partir del año 2008), abarcará desde el año 2009 al 2010 inclusive. La segunda fase desde el año 2011 al 2013 inclusive, y la tercera desde el año 2014 al 2016.

### 2.1.1 Características de cada etapa del proceso de transición

Desde el punto de vista tarifario y del control de la calidad del servicio, las características de cada fase son las siguientes:

#### a. *FASE 1: RECUPERAR LA BASE ECONÓMICA DEL SISTEMA*

Para esta primera fase se plantea el objetivo de recuperar la base económica del sistema.

Desde el punto de vista tarifario, el proceso de determinación de la tarifa técnica no entrará en ejecución en esta Fase, concentrándose las acciones en las actividades preparatorias, como la realización de estudios, capacitación técnica de los equipos de la SIE y diseño y desarrollo de las bases de datos necesarias para la puesta en marcha de los procesos.

Durante esta fase se realizarán adecuaciones en sistema de cálculo tarifario vigente (Regido por la Resolución SIE 33- 2005) a los efectos de acercarse a la situación de largo plazo.

En esta fase se instrumentará una tarifa de transición para cada empresa con las siguientes características

- Se comienza con la instrumentación de una tarifa de transición para cada una de las tres empresas distribuidoras.
- La tarifa de transición posee un mecanismo de actualización y/o cálculo similar al vigente, el cual toma como punto de partida las actuales ecuaciones que lo rigen
- Para cada distribuidora se identifican los componentes compensatorios por pérdidas en exceso y por subsidios que componen su tarifa de transición
- La tarifa de transición para cada empresa no será de aplicación directa a los usuarios. La tarifa de aplicación a los usuarios será definida y/o modificada por el regulador en función a las políticas de subsidios que se dictaminen y a la disponibilidad de recursos económicos para su implementación. Las diferencias entre los ingresos resultantes para cada empresa distribuidora entre su tarifa de transición y la tarifa de aplicación a los usuarios, serán cubiertas por un fondo de estabilización.

## 2. El esquema tarifario de transición. . .

Desde el punto de vista del control de la calidad los objetivos identificados para la fase son similares, previéndose instrumentar solo acciones de control efectivo en la parte relacionada con la calidad comercial.

### b. FASE 2: CONSOLIDAR Y ORDENAR EL SECTOR

La segunda fase es de consolidación y ordenamiento del sector, sobre la premisa de una base económica y operativa fortalecida que permita la implementación del modelo adoptado.

Desde el punto de vista tarifario, en esta fase se instrumenta en forma plena una tarifa de transición con las siguientes características

- Se profundiza la instrumentación de una tarifa de transición para cada empresa distribuidora, en la cual el mecanismo de actualización y/o cálculo estará basado en el VAD y niveles de pérdidas objetivo de cada empresa, y su costo real de abastecimiento.
- Para cada distribuidora se identifican los componentes compensatorios por pérdidas en exceso y por subsidios.
- La tarifa de transición para cada empresa no será de aplicación directa a los usuarios. La tarifa de aplicación a los usuarios será definida y/o modificada por el regulador en función a las políticas de subsidios que se dictaminen y a la disponibilidad de recursos económicos para su implementación. Las diferencias entre los ingresos resultantes para cada empresa distribuidora entre su tarifa de transición y la tarifa de aplicación a los usuarios, serán cubiertas por un fondo de estabilización.

Desde el punto de vista de la calidad de servicio, comienza a entrar en servicio el régimen de control y sanción, con las siguientes características:

- Monitoreo a nivel global de indicadores de calidad de servicio técnico.
- Comienzo de la instrumentación de campañas para el monitoreo global de indicadores de calidad de producto técnico. Sanciones a nivel individual ante reclamos
- Monitoreo e implantación de sanciones por indicadores individuales de calidad de servicio comercial

### c. FASE 3: IMPLEMENTAR EL MODELO

Una vez consolidado y ordenado el Sector en los aspectos clave definidos en el mapa de ruta, la tercera fase concentra sus esfuerzos en la implementación del modelo adoptado con el proceso de reforma sectorial.

Desde el punto de vista tarifario, la tarifa de transición confluye en esta etapa a una tarifa media técnica para cada empresa, mientras que la instrumentación de subsidios por medio del cuadro tarifario de aplicación a aquellos sectores que así lo requieran, será función de las políticas de subsidios que se determinen al respecto.

## 2. El esquema tarifario de transición. . .

Desde el punto de vista de calidad de servicio, en esta fase se instrumenta el régimen pleno de control y sanción ante apartamientos de la calidad de servicio brindada por las empresas (tanto comercial, como servicio técnico y producto técnico).

### 2.2 ESTRATEGIA DE IMPLEMENTACIÓN DEL ESQUEMA DE TRANSICIÓN

En este inciso se desarrolla la estrategia de implementación de la tarifa de transición, y las características de esta estrategia. En particular se describen:

- Los objetivos del estudio en lo referente a las características que debe poseer la tarifa de transición
- Los objetivos a alcanzar en cada fase del proceso de transición tarifaria, desarrollados a partir de los objetivos del estudio y del mapa de ruta previsto para el período de transición.
- El diseño del esquema tarifario de transición
- Un análisis inicial del componente compensatorio por pérdidas en exceso

La definición de los valores para las variables que componen la estructura tarifaria de transición se efectúa en los capítulos siguientes de este informe.

### 2.3 OBJETIVOS TARIFARIOS DEL ESTUDIO

El objetivo del estudio consistió en diseñar un modelo de estructura de tarifaria de transición para el mercado eléctrico dominicano, considerando la situación real de las empresas de distribución y los planes presentes del Gobierno para la recuperación del Sector.

Para el logro de este objetivo, la SIE definió oportunamente ciertas hipótesis y/o condiciones coyunturales las cuales fueron respetadas. A saber:

- El período de transición tiene una duración comprendida entre el año 2009 al 2016, dividido en tres Fases.
- La Tarifa de Transición no debe afectar negativamente la situación financiera de las empresas distribuidoras
- Durante la ejecución del estudio no se dispuso de una política de subsidios a largo y/o mediano plazo. La hipótesis de trabajo disponible fue que el Gobierno continuará subsidiando a los usuarios finales, compensando los incrementos por mayores costos de generación
- De esta forma continuará la coexistencia de 2 cuadros tarifarios. El primero, denominado cuadro de aplicación, correspondiente al que efectivamente pagan los usuarios, por medio del cual se instrumentan las políticas de subsidios (actuales y futuras), y un segundo, conformado por la tarifa de transición de cada empresa. De esta forma, la tarifa de transición definida en este estudio, sustituirá a la actualmente

## 2. El esquema tarifario de transición. . .

denominada tarifa indexada (la cual debe representar los ingresos que la distribuidora requiere para la prestación del servicio) regida por la Resolución SIE 33-2005

- Las diferencias entre los ingresos resultantes para cada empresa distribuidora entre su tarifa de transición y los resultantes con el cuadro tarifario de aplicación a los usuarios, serán cubiertas por un fondo de estabilización
- El cuadro tarifario de aplicación es único a nivel nacional. La tarifa de transición será diferente para cada distribuidora.
- La tarifa de transición considera explícitamente los componentes compensatorios, que se adicionarán a la tarifa técnica de las empresas distribuidoras:
  - un componente compensatorio por pérdidas en exceso y,
  - un componente compensatorio por subsidios al Sector de Distribución (relacionado con la existencia de una tarifa única a nivel nacional).
- El presente informe se refiere por lo tanto al cálculo de la denominada tarifa de transición para cada empresa, no emitiéndose opinión al respecto de los niveles tarifarios establecidos a través del cuadro tarifario de aplicación a los usuarios, los cuales – como se mencionó - están supeditados a las políticas del gobierno para el sector.

### 2.4 OBJETIVOS DE CADA FASE DEL PERÍODO DE TRANSICIÓN DESDE EL PUNTO DE VISTA TARIFARIO.

En función del diagnóstico del estado del Sector, el mapa de ruta de la transición y los objetivos generales del estudio, a continuación se identifican los objetivos que deberán ser alcanzados en cada Fase del período de Transición.

#### 2.4.1 Primera Fase

En la primera fase (2009 al 2010) el objetivo central es recuperar la base económica del sistema eléctrico, logrando así la sustentabilidad del Sector. Las acciones durante la primera fase están caracterizadas por:

- Reducir pérdidas no técnicas.
- Mejorar la situación financiera de las empresas
- Incrementar el número de horas de suministro a los clientes a medida que mejora la situación financiera de las empresas. (El objetivo final sería alcanzar el 100% de horas de suministro para todos los clientes)
- Inicio del desmonte del PRA. Lo cual implica una normalización paulatina de las redes de estos barrios y la transferencia de los sectores recuperados al mercado de clientes regulares de la distribuidora.

## 2. El esquema tarifario de transición. . .

Evidentemente, ninguno de estos objetivos se logra solamente con un cambio en la tarifa. Si bien en un primer análisis un incremento en la tarifa efectiva de aplicación podría mejorar la situación financiera de las empresas y generar dinero para invertir en la normalización de las redes, la práctica ha demostrado que se obtiene un efecto inverso, donde se agravan las pérdidas y se empeora la situación financiera de las empresas al degradarse la capacidad de pago de los clientes. Por el contrario, en la situación actual de las empresas de distribución, una disminución de la tarifa efectiva solo produciría un agravamiento en su situación financiera. En definitiva todo cambio en la tarifa debe acompañar el logro de los objetivos previstos para esta fase.

Ante esta situación, y atendiendo a los objetivos fijados, la estrategia de implementación de un modelo tarifario de transición para la primera Fase está caracterizada por lo siguiente:

- Se mantendrá el mecanismo actual de indexación de la tarifa media (tal como está previsto en la Resolución SIE 33/2005), reestructurando la ecuación que la define con el fin de identificar los VAD de cada empresa distribuidora, sus componentes compensatorios, y acercarla a la mecánica de cálculo de la tarifa técnica
- La diferencia entre los ingresos obtenidos por medio del cuadro de aplicación (único para las tres empresas) y la tarifa de transición de cada empresa distribuidora, será cubierta por un Fondo de Estabilización Tarifaria, en función de los recursos que disponga el Gobierno para tal fin.
- Además de la tarifa media de transición aplicable al mercado de usuarios regulados, el esquema propuesto contempla para cada empresa distribuidora una tarifa media de transición aplicable a los usuarios no regulados y otro correspondiente a los usuarios de AT.
- La tarifa de transición inicial (para el primer mes) empalmará con la última tarifa indexada según la ecuación SIE 33-2005, de manera de no introducir cambios significativos, más allá de la propia evolución de los componentes de indexación que la conforman.

### 2.4.2 Segunda Fase

En la segunda fase (2011 al 2013) el objetivo central es consolidar y ordenar el Sector, sobre la premisa de una base económica y operativa fortalecida. Las acciones que caracterizan a la segunda fase son:

- Continuar con la reducción de pérdidas no técnicas.
- Implementar acciones tendientes al mejoramiento de las pérdidas técnicas y de la calidad de servicio (gestión de redes e inversión)
- Alcanzar definitivamente el 100% de horas de suministro para todos los clientes.
- Finalización del desmonte del PRA, con una completa normalización de las redes de estos barrios, y la transferencia de la totalidad de los sectores recuperados al mercado de clientes regular de la distribuidora.

## 2. El esquema tarifario de transición. . .

- Continuar mejorando la situación financiera de las empresas, de manera que la influencia de los aportes del estado para su funcionamiento sea cada vez menor.

A partir de lo anterior, y atendiendo a los objetivos para esta segunda fase, la estrategia de implementación del modelo tarifario de transición parte de la ecuación de indexación definida para la Fase 1, y estará caracterizada por lo siguiente:

- Se mantiene el mecanismo de cálculo y/o indexación de una tarifa media de transición para cada empresa distribuidora previsto para la Fase 1, pero introduciendo en la mencionada ecuación un “pass-through” del gasto de abastecimiento de cada empresa
- La ecuación de cálculo de la tarifa media de transición identifica la participación de cada uno de los componentes de costos para la prestación del servicio eléctrico (precios de abastecimiento por compras de energía y potencia, Costo del Transporte en AT, y Valor Agregado de Distribución) y los correspondiente componentes compensatorios.
- Al igual que para la Fase 1, la diferencia entre la tarifa aplicada a los usuarios (única a nivel nacional) y la tarifa indexada de cada empresa distribuidora, será cubierta por un fondo de compensación.
- Además de la tarifa media de transición mencionada, aplicable al mercado de usuarios regulado, la propuesta contempla para cada empresa distribuidora una tarifa media de transición aplicable a los usuarios no regulados y otro correspondiente a los usuarios de AT.

### 2.4.3 Tercera Fase

En la tercera fase (2014 al 2016) los esfuerzos estarán centrados en la implementación definitiva del modelo adoptado con el proceso de reforma del Sector. Esta fase estará caracterizada por las siguientes acciones:

- Alcanzar los niveles de pérdidas objetivos (tanto técnicas como no técnicas)
- Lograr la independencia financiera de las empresas.
- Para esta etapa recomendamos además implementar subsidios focalizados en usuarios específicamente identificados. En particular, las condiciones para que un usuario acceda a un subsidio deberían ser como mínimo su ubicación geográfica y el volumen de su consumo de energía.

A partir de lo anterior, y atendiendo a los objetivos para esta última fase, la estrategia de implementación del modelo tarifario de transición está caracterizada por lo siguiente:

- Mantenimiento del mecanismo de cálculo y actualización de la tarifa media de transición para cada empresa distribuidora previsto para la Fase 2, alcanzándose el desmonte total de los dos componentes compensatorios que la componen.

## 2. El esquema tarifario de transición. . .

- El desmonte total se completará al finalizar el último mes del periodo de transición
- Al igual que para las Fases 1 y 2, la diferencia entre la tarifa aplicada a los usuarios (única a nivel nacional) y la tarifa indexada de cada empresa distribuidora será cubierta por un fondo de compensación.
- Además de la tarifa media de transición mencionada, aplicable al mercado de usuarios regulados, cada empresa distribuidora contará con una tarifa media de transición aplicable a los usuarios no regulados y otra correspondiente a los usuarios de AT.

### 2.5 CARACTERÍSTICAS DEL MECANISMO ACTUAL DE INDEXACIÓN TARIFARIA

En la actualidad el proceso de actualización y/o indexación tarifaria está regido por la Resolución SIE 33/2005.

En esta resolución se establece que los cargos tarifarios de cada categoría son indexados linealmente y todos por igual, en función de la evolución registrada por una ecuación que representa la tarifa media total de venta a los usuarios.

La ecuación que representa la tarifa media total de venta a los usuarios está integrada por cada uno de los cuatro principales componentes de costos para la prestación del servicio, es decir:

- Los costos de abastecimiento por compras de energía y por compras de potencia,
- los costos de transporte en Alta Tensión,
- y el propio costo de distribución.

La tarifa media resultante y los valores de los cargos tarifarios para cada categoría, indexados por este mecanismo, son de aplicación en las tres empresas distribuidoras. No obstante, la tarifa efectiva de aplicación a los usuarios del servicio eléctrico considera un componente discrecional de subsidios, y es aprobada mensualmente por la SIE junto con el cuadro tarifario indexado según Res. 33/2005. La diferencia por la aplicación al mercado de las distribuidoras entre ambos cuadros tarifarios genera una diferencia monetaria que es aportada por el Gobierno, y que constituye el Fondo de Estabilización Tarifaria o FET.

#### 2.5.1 Ecuación de Actualización

El mecanismo vigente de indexación de cada cargo y de cada categoría tarifaria es el siguiente:

$$CT_m^{ij} = CT_0^{ij} * \beta_m$$

Donde

$CT_m^{ij}$  es el cargo tarifario  $i$  de la categoría tarifaria  $j$  en el mes  $m$

## 2. El esquema tarifario de transición. . .

$CT_0^i$  es el valor base del cargo tarifario  $i$  de la categoría tarifaria  $j$

$\beta_m$  es el Factor de Ajuste de la Tarifa en el mes  $m$

El  $\beta_m$  se determina como el cociente entre 2 tarifas medias,

$$\beta_m = \frac{TM_m}{TM_0}$$

Siendo  $TM_m$  la Tarifa Media de venta para el mes  $m$ , y  $TM_0$  la Tarifa Media de venta base.

Como se mencionó, la Tarifa Media es la suma de los cuatro componentes de costos y cada uno de estos posee su propio mecanismo de indexación. La tarifa media indexada total de venta a los usuarios es la suma de los valores indexados para cada uno de los cuatro componentes, cuya ecuación general según lo previsto en la Resolución SIE 33/2005, es la siguiente

$$TM = Pe(CPI_{t-2}; CPI_0; PFuel_t; PCarbon_t; PGNatural_t, IC_t) + Pp_0 * \frac{CPI_{t-2}}{CPI_0} + VAT_0 * \frac{CPI_{t-2}}{CPI_0} + VAD_0 * \frac{CPI_{t-2}}{CPI_0}$$

Donde

- $Pe$ : Representa el Precio de Abastecimiento por compras de la Energía, el cual es función de los precios de los combustibles Fuel Oil, Carbón y Gas Natural ( $PFuel$ ,  $PCarbón$ ,  $PGNatural$  respectivamente), de la evolución del Índice de Precios al Consumidor de los EE.UU. y del Índice de Cobranza correspondiente al mes “ $t$ ”.<sup>1</sup>
- $Pp$ : Representa el precio de la Potencia, el cual esta dado por un valor de referencia que se indexa según la evolución del Índice de Precios al Consumidor en los EE.UU.<sup>2</sup>
- $VAT$  es Valor Agregado de Transmisión, el cual se indexa por la evolución del Índice de Precios al Consumidor en los EE.UU.
- $VAD$  es el Valor Agregado de Distribución: el cual se indexa por la evolución del Índice de Precios al Consumidor en los EE.UU.

El valor base de  $TM_0$  fue establecido al momento de emitir la citada resolución en el año 2005.

---

<sup>1</sup> Este mecanismo no refleja necesariamente el precio medio de abastecimiento de la energía que observa cada empresa distribuidora

<sup>2</sup> En el caso de la potencia, el mecanismo adolece del mismo problema de representatividad que el indicado para el caso de energía.

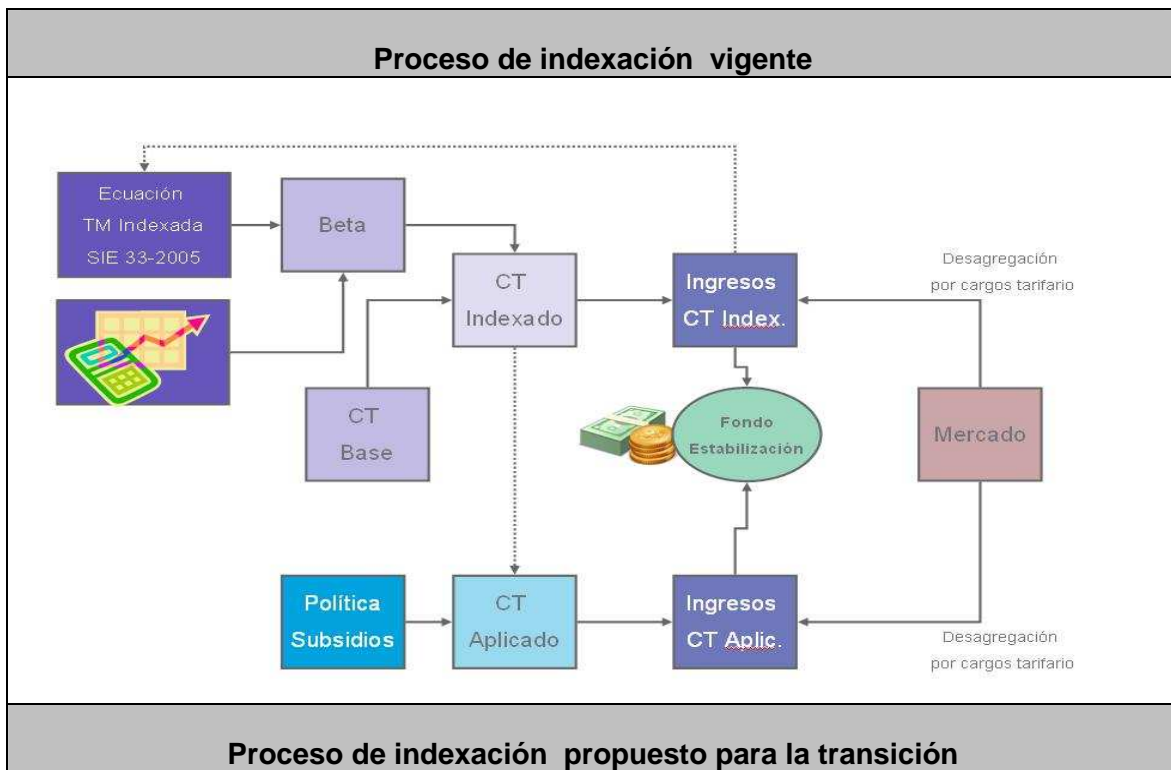


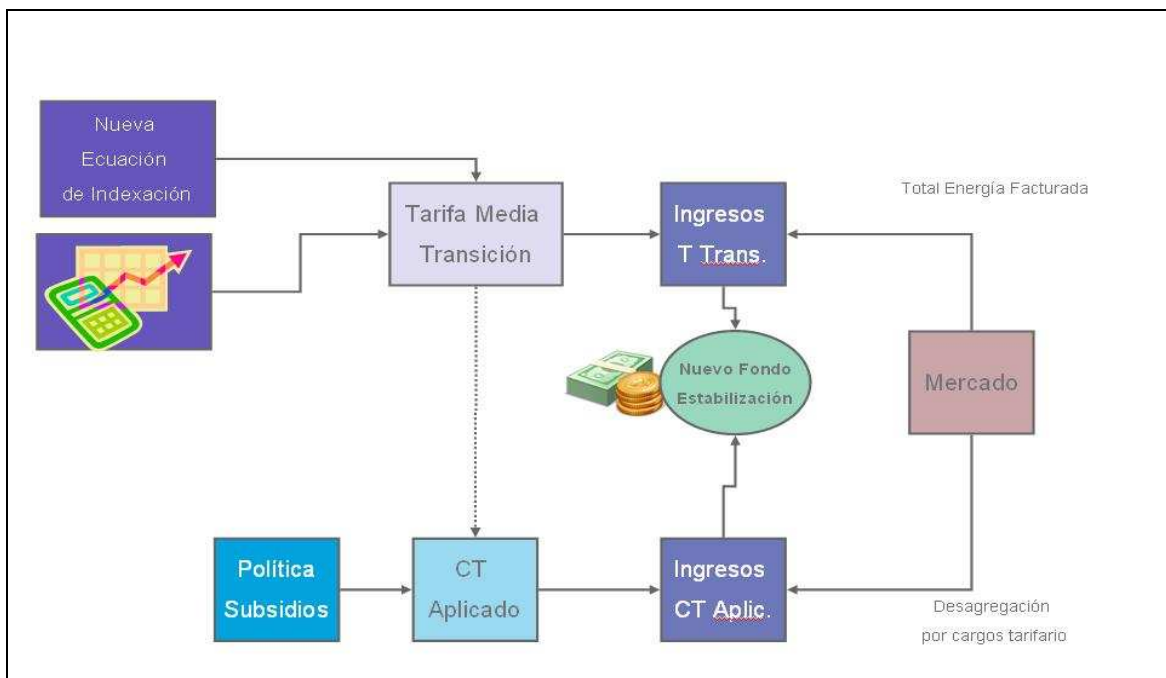
2. El esquema tarifario de transición. . .

Cabe mencionar que los Pe, Pp, VAD y VAT son similares para las tres empresas, por lo que la ecuación no permite identificar las necesidades de recursos de cada distribuidora en particular.

**2.6 CARACTERÍSTICAS DEL MECANISMO DE INDEXACIÓN TARIFARIA PROPUESTO PARA LA TRANSICIÓN**

El siguiente grafico representa la secuencia del proceso de actualización del cuadro tarifario indexado y del de aplicación (situación vigente). A los fines comparativos, se indica además el proceso propuesto para la transición.





El proceso vigente presenta la particularidad que se indexa, a partir de la evolución de una tarifa media, un cuadro tarifario que finalmente no se termina aplicando a los usuarios. Este cuadro indexado es empleado solo como un elemento de análisis a fin de evaluar los posibles incrementos en los cargos tarifarios del cuadro de aplicación (CT Aplicado) y su impacto en el resultado del fondo de estabilización. Por otro parte se ha constatado que el mecanismo no permite necesariamente asegurar que los ingresos tarifarios resultantes de aplicar sobre el mercado el cuadro tarifario indexado (CT Index) arrojen una tarifa media igual a la Tarifa media indexada según Resolución SIE 33-2005.

El mecanismo propuesto es simplificador y superador del vigente, dado que elimina la necesidad de contar con un cuadro tarifario intermedio (que no se aplica a los usuarios), y por lo tanto desaparece además la incertidumbre respecto de la diferencia entre los ingresos resultantes de aplicar este cuadro sobre el mercado y los obtenidos por aplicación de la tarifa media

La otra diferencia con el mecanismo vigente responde al hecho que el mecanismo propuesto debe ser calculado para cada empresa. Esto es así puesto que la tarifa media de transición no es única (una por empresa), mientras que el cuadro de aplicación si es único para las tres distribuidoras. Por otra parte mecanismo de cálculo del fondo de estabilización es el mismo para cada distribuidora. No obstante, se considera que la potencial complicación dada por el hecho de contar con tres tarifas medias de transición, en lugar de solo una como en el mecanismo vigente, queda superada ampliamente por las ventajas ya enunciadas.

## 2.7 DISEÑO DEL ESQUEMA TARIFARIO DE TRANSICIÓN

Sobre la base de objetivos para cada etapa del período de transición, a continuación definimos conceptualmente las ecuaciones que rigen el cálculo tarifario y su indexación, para cada una de las fases.

## 2. El esquema tarifario de transición. . .

Para la elaboración de estas ecuaciones consideramos adicionalmente los siguientes principios:

- Las ecuaciones aquí presentadas solo atañen a la actual tarifa indexada, dado que las tarifas de aplicación efectiva a los usuarios dependen de las políticas de subsidios que decida el Gobierno.
- Las ecuaciones que rigen la tarifa de transición tienen que partir desde la situación de cálculo de la tarifa vigente, para converger en la ecuación de cálculo de la tarifa técnica, esto es:
  - Fase 1: Reestructuración de la ecuación monómica general de indexación actual
  - Fases 2 y 3: Migración de la ecuación general a ecuaciones monómicas de indexación para cada empresa que consideren un pass through de sus costos de abastecimiento.

### 2.7.1 Fase 1: Reestructuración de la Ecuación de Actualización incorporando los componentes compensatorios

La ecuación de indexación de la tarifa media de cada empresa distribuidora, propuesta para la 1ª Fase del período de transición, está basada en la vigente (Res. SIE 33-2005) y tiene la siguiente estructura:

$$TM = Pe(CPI_{t-2}; CPI_0, PFuel_t; PCarbon_t; PGnatural_t, IC_t) * CCPt + Pp_0 * CCPt * \frac{CPI_{t-2}}{CPI_0} + VAT_0 * CCPt * \frac{CPI_{t-2}}{CPI_0} + (VAD_0 + CCS_t) * \frac{CPI_{t-2}}{CPI_0}$$

Donde

- Pe: Representa el Precio de Abastecimiento por compras de la Energía, el cual es función de los precios de los combustibles Fuel Oil, Carbón y Gas Natural (PFuel, PCarbon, PGNatural respectivamente), de la evolución del Índice de Precios al Consumidor de los EE.UU. y del Índice de Cobranza correspondiente al mes “t”.
- Pp: Representa el precio de la Potencia, el cual está dado por un valor de referencia que se indexa según la evolución del Índice de Precios al Consumidor en los EE.UU.
- VAT es Valor Agregado de Transmisión, el cual se indexa por la evolución del Índice de Precios al Consumidor en los EE.UU.
- CCPt representa el efecto del componente compensatorio por pérdidas en exceso, el cual incide sobre el precio de abastecimiento de la energía, de la potencia y el VAT, dado que estos 3 conceptos son trasladados a nivel de las ventas considerando un nivel de pérdidas implícito.

## 2. El esquema tarifario de transición. . .

- VADo es el Valor Agregado de Distribución objetivo para cada empresa distribuidora,
- CCSt Es el componente compensatorio por subsidios para cada empresa distribuidora correspondiente al mes de cálculo
- CPI/CPIo es la evolución del Índice de Precios al Consumidor en los EE.UU.

A los fines de garantizar el empalme con la última tarifa de indexación según Resolución SIE 33-2005, calculamos el valor del CCSt de manera que la suma del VADo y del CCSt sea igual al último valor indexado por esta resolución para el componente VADt. De la misma forma procedimos para la definición del valor inicial del componente compensatorio por pérdidas en exceso CCPT.

### a. CARACTERÍSTICAS DE LA ECUACIÓN PROPUESTA PARA LA FASE 1

La ecuación anterior presenta las siguientes particularidades

- Esta basada en la ecuación vigente.
- El VAD de cada distribuidora queda adecuadamente representado, junto con el componente compensatorio por Subsidio al sector de Distribución y por pérdidas en exceso
- La tarifa de transición inicial (para el primer mes) empalma con la última tarifa indexada según la ecuación SIE 33-2005, de manera de no introducir cambios significativos en el nivel tarifario de cada empresa, más allá de la propia evolución de los componentes de indexación que la conforman.
- Al no representar cambios significativos respecto del mecanismo vigente y del nivel tarifario inicial, consideramos que el mismo es de fácil y rápida implementación

### 2.7.2 Ecuaciones de Actualización Propuestas para las Fases 2 y 3: Incorporación del Pass Through del gasto de abastecimiento

Tal como mencionáramos precedentemente, proponemos mantener en esta fase el mecanismo de actualización lineal de los cargos tarifarios, pero empleando diferentes tarifas medias según el grupo al que pertenece cada categoría tarifaria.

Durante estas Fases 2 y 3, la tarifa de transición de cada empresa distribuidora se determinará y/o actualizará mensualmente según la siguiente ecuación:

$$TMT_t^i = \left[ (PME \& P_t^i) * FEPE_t^i + OC_t^i + VAD_t^i \right] * TC_{t-1}$$

Donde

$TMT_t^i$  Es la Tarifa Media de Transición en el mes t de la empresa distribuidora i expresada en US\$/kWh.

## 2. El esquema tarifario de transición. . .

$PME\&P_t^i$  Es el precio medio de abastecimiento por compras de energía y potencia en el mes  $t$  de la empresa distribuidora  $i$  expresado en US\$/kWh.

$FEPE_t^i$  Es el factor de expansión de pérdidas de energía en el mes  $t$  de la empresa distribuidora  $i$ .

$OC_t^i$  Representa los otros conceptos a trasladar a la tarifa de transición en el mes  $t$  aplicables a la empresa distribuidora  $i$  expresado en US\$/kWh.

$VAD_t^i$  Es el Valor Agregado de Distribución en el mes  $t$  correspondiente a la empresa distribuidora  $i$  expresado en US\$/kWh.

$TC_{t-1}$  Es la Tasa de Cambio promedio de venta de los agentes de cambio (RD\$ por US\$) del mes  $t-1$  publicada por el Banco Central de la República.

El factor de expansión de pérdidas de energía considera el nivel de pérdidas objetivo y el componente compensatorio por pérdidas en exceso para cada empresa distribuidora, a saber:

$$FEPE_t^i = \frac{1}{1 - (\%PE^i + CCP_t^i)}$$

Donde

$FEPE_t^i$  Es el factor de expansión de pérdidas de energía en el mes  $t$  de la empresa distribuidora  $i$ .

$CCP_t^i$  es el Componente Compensatorio por Pérdidas en Exceso para el mes  $t$  de la empresa distribuidora  $i$  expresado como un %.

$\%PE^i$  es el Porcentaje de Pérdidas Técnicas de Energía objetivo de la empresa distribuidora  $i$

A su vez el VAD incluye el valor objetivo de largo plazo y el componente compensatorio correspondiente a cada empresa, según la siguiente ecuación:

$$VAD_t^i = [VAD_0^i + CCS_t^i] * \frac{CPI_{t-2}}{CPI_0}$$

Donde

$VAD_t^i$  Es el Valor Agregado de Distribución en el mes  $t$  aplicable a la empresa distribuidora  $i$  expresado en US\$/kWh.

$VAD_0^i$  es el Valor Agregado de Distribución base correspondiente a la empresa distribuidora  $i$ , expresado en US\$/kWh.

$CCS_t^i$  es el Componente Compensatorio por Subsidios para el mes  $t$  de la empresa distribuidora  $i$ , expresado en US\$/kWh

## 2. El esquema tarifario de transición. . .

El precio medio de abastecimiento de Energía y Potencia  $PME \& P_i$ , considera:

- El monto monetario en concepto de compra de energía y potencia pagado por la distribuidora en cada contrato
- El monto monetario en concepto de compra de energía y potencia al mercado Spot pagado por la distribuidora
- El monto monetario pagado a la Empresa de Transmisión Alta Tensión por la empresa distribuidora en el mes en concepto de Derecho de Conexión, Derecho de Uso u Otro concepto
- Los Otros Conceptos a trasladar a las tarifas pagados por la empresa distribuidora tales como:
  - El aporte mensual para el financiamiento de la SIE y la CNE
  - El aporte mensual para el financiamiento del OC
  - El Monto total pagado por la distribuidora a los municipios en concepto de tasa por alumbrado público (calculado a partir del 3% de la facturación de la distribuidora),

Para el caso de los usuarios no regulados, la tarifa de transición de cada distribuidora que regirá los ingresos requeridos por la misma para la prestación del servicio a estos usuarios, esta dada por la siguiente ecuación:

$$TMT_t^i = \left[ (PME \& P_t^i) * (FEPE_t^i - 1) + OC_t^i + VAD_t^i \right] * TC_{t-1}$$

La ecuación anterior difiere de la correspondiente al mercado regulado, solo por que presenta el descuento del costo monómico de compra de energía, dado que por su carácter no regulado estos usuarios son abastecidos por una tercera parte. La ecuación sigue incluyendo el VAD y el costo de las pérdidas en las redes de distribución (y otros costos en que la empresa incurre).

### a. CARACTERÍSTICAS DE LA ECUACIÓN PROPUESTA PARA LA FASE 2 Y 3

La ecuación anterior presenta las siguientes particularidades:

- Permite la migración desde la situación vigente a una en la cual el precio de abastecimiento por compras de energía y potencia sí representa el precio medio de compra de cada distribuidora.
- El VAD de cada distribuidora continua adecuadamente representado, junto con el componente compensatorio por Subsidios al sector de Distribución

### **3. PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE LA TARIFA DE TRANSICIÓN**

---

La tarifa de transición es una tarifa monómica que representa el nivel tarifario medio requerido por las distribuidoras para la prestación del servicio a sus usuarios, supuesto el cumplimiento de las hipótesis de diseño para el período. Por ende, la tarifa de transición determinada no es de aplicación directa a los usuarios (tanto regulados como no regulados), sino que es la referencia para la determinación de los ingresos requeridos por cada empresa distribuidora.

El período de transición tarifaria de aplicación efectiva para las empresas distribuidoras de electricidad abarcará desde el 1° de enero de 2009 al 31 de Diciembre de 2016 inclusive.

La tarifa de transición permite la evolución desde el nivel tarifario medio establecido para cada distribuidora según la Resolución SIE 33 /2005, a un nivel tarifario técnico medio para cada una de las tres empresas. El nivel tarifario técnico medio para cada una de ellas se alcanzará en el último mes del período de transición.

#### **3.1 CARACTERÍSTICAS DE LA TARIFA DE TRANSICIÓN**

Durante el período de transición, cada empresa distribuidora tendrá su propia tarifa de transición para el mercado regulado. Luego, el nivel tarifario de transición de cada empresa en su mercado regulado será diferente, pero la metodología de cálculo y su correspondiente ecuación serán similares.

La tarifa de transición esta compuesta por:

- Un Componente por compras de energía y potencia y peaje
- Un VAD reconocido
- Un Componente compensatorio por pérdidas en exceso
- Un Componente compensatorio por subsidio al VAD

Los componentes compensatorios por pérdidas en exceso y subsidios por VAD se desmontarán gradualmente durante el período de transición.

Junto con la tarifa de transición para el mercado regulado, se definieron las correspondientes tarifas de transición para los usuarios conectados en AT y para los usuarios no regulados.

Los usuarios en AT no hacen uso de las redes de distribución, y por lo tanto su tarifa de transición se diferencia de la correspondiente al mercado regulado porque no considera el VAD, y no considera las pérdidas en las redes de distribución.

Para el caso de los usuarios no regulados asumimos que son abastecidos por terceras partes y utilizan las redes de distribución, por lo cual deben afrontar el VAD correspondiente y el costo de las pérdidas en esas redes. La tarifa de transición para los usuarios no regulados se diferencia de las de los regulados porque no considera el costo de abastecimiento.

### 3. Procedimiento de cálculo de la tarifa de transición. . .

#### 3.1.1 Fases del período de Transición Tarifaria

El Período de Transición Tarifaria estará dividido en tres Fases, comprendiendo los siguientes períodos anuales:

- Fase 1: Desde el 1° de Enero de 2009 al 31 de Diciembre de 2010
- Fase 2: Desde el 1° de Enero de 2011 al 31 de Diciembre de 2013
- Fase 3: Desde el 1° de Enero de 2014 al 31 de Diciembre de 2016

#### 3.1.2 Frecuencia de actualización de la ecuación

La tarifa de transición de cada empresa distribuidora se actualizará mensualmente según el mecanismo de cálculo definido para cada una de las fases que componen el período de transición.

### 3.2 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE LA TARIFA DE TRANSICIÓN DURANTE LA FASE 1

Durante la Fase 1, la tarifa de transición de cada empresa distribuidora se determinará y/o actualizará mensualmente según la siguiente ecuación:

$$TMT_t^i = (PE_t^i + PP_t^i + VAT_t^i + VAD_t^i) * TC_{t-1}$$

Donde

$TMT_t^i$  Es la Tarifa Media de Transición en el mes t de la empresa distribuidora i expresada en RD\$/kWh.

$PE_t^i$  Es el precio de la energía en el mes t de la empresa distribuidora i expresado en US\$/kWh.

$PP_t^i$  Es el precio de la Potencia en el mes t de la empresa distribuidora i expresado en US\$/kWh.

$VAT_t^i$  Es el Valor Agregado de Transmisión en el mes t aplicable a la empresa distribuidora i expresado en US\$/kWh.

$VAD_t^i$  Es el Valor Agregado de Distribución en el mes t correspondiente a la empresa distribuidora i expresado en US\$/kWh.

$TC_{t-1}$  Es la Tasa de Cambio promedio de venta de los agentes de cambio (RD\$ por US\$) del mes t-1 publicada por el Banco Central de la República.

El cálculo de cada uno de los componentes de la Tarifa Media de Transición se presenta a continuación



### 3. Procedimiento de cálculo de la tarifa de transición. . .

#### 3.2.1 Cálculo del Precio de la Energía

Durante la Fase 1, el precio de la energía a emplear en el cálculo de la tarifa de transición de cada empresa distribuidora se determinará mensualmente según la siguiente ecuación:

$$PE_t^i = Pe1_t^i + Pe2_t^i + Pe3_t^i$$

$$Pe1_t^i = \left[ Pe_0 * \frac{1 - (\%PE^i + CCP_0^i)}{1 - (\%PE^i + CCP_t^i)} \right] * \left[ 0,3 * \frac{CPI_{t-2}}{CPI_0} + 0,7 + 0,7 * \frac{\left( \frac{PFuel_{t-2}}{PFuel_0} - 1 \right)}{IC_0} \right] * PF$$

$$Pe2_t^i = \left[ Pe_0 * \frac{1 - (\%PE^i + CCP_0^i)}{1 - (\%PE^i + CCP_t^i)} \right] * \left[ 0,6 * \frac{CPI_{t-2}}{CPI_0} + 0,4 + 0,4 * \frac{\left( \frac{PCarbon_{t-2}}{PCarbon_0} - 1 \right)}{IC_0} \right] * PC$$

$$Pe3_t^i = \left[ Pe_0 * \frac{1 - (\%PE^i + CCP_0^i)}{1 - (\%PE^i + CCP_t^i)} \right] * \left[ 0,563 * \left[ 0,61 + \left( 0,39 * \frac{CPI_{t-2}}{CPI_0} \right) \right] + 0,437 + 0,437 * \frac{\left( \frac{PGnatural_{t-2}}{PGnatural_0} - 1 \right)}{IC_0} \right] * PGN$$

Donde

$PE_t^i$  Es el precio de la energía en el mes t de la empresa distribuidora i expresado en US\$/kWh.

$Pe_0$  es el precio promedio de compra de energía base<sup>3</sup> expresado en US\$/kWh.

$CCP_0^i$  es el Componente Compensatorio por Pérdidas en Exceso Base de la empresa distribuidora i

$CCP_t^i$  es el Componente Compensatorio por Pérdidas en Exceso para el mes t de la empresa distribuidora i

$\%PE^i$  es el Porcentaje de Pérdidas Técnicas de Energía de la empresa distribuidora i

$CPI_{t-2}$  es el Índice de Precios al Consumidor de los EE.UU para el mes t-2

$CPI_0$  es el Índice de Precios al Consumidor de los EE.UU Base

$PFuel_{t-2}$  Es el precio promedio del Fuel Oil N°6 con 3% de Sulfuro, según publicación del Platt's Oilgram Price Report de US Gulf COSAT Waterborne, para el mes t-2

---

<sup>3</sup> Correspondiente a Agosto de 2003 según Res. SIE 33-2005

### 3. Procedimiento de cálculo de la tarifa de transición. . .

PFuel<sub>0</sub> Es el precio promedio Base del Fuel Oil N°6 con 3% de Sulfuro, según publicación del Platt's Oilgram Price Report de US Gulf COSAT Waterborne, correspondiente al mes de Julio de 2003

PCarbon<sub>t-2</sub> es el precio promedio del Carbón del semestre anterior al mes t de aplicación de la tarifa de acuerdo a la ponderación de un 25% de MCIS Steam Coal Maker Price (Spot CIF price, NW Europe, 6000 kCal/Kg) publicado por MCCloskey's Coal Report y a un 75% del Precio de Puerto Bolívar para Carbon de 6300 kCal/kg (media de los valores maximos y mínimos trimestrales informado) que reflejan los precios en el Caribe, publicado por Coal Week Internacional.

PCarbon<sub>0</sub> es el precio promedio base del Carbón correspondiente al semestre enero-junio de 2003, de acuerdo a la ponderación de un 25% de MCIS Steam Coal Maker Price (Spot CIF price, NW Europe, 6000 kCal/Kg) publicado por MCCloskey's Coal Report y a un 75% del Precio de Puerto Bolívar para Carbon de 6300 kCal/kg (media de los valores maximos y mínimos trimestrales informado) que reflejan los precios en el Caribe, publicado por Coal Week Internacional.

PGnatural<sub>t-2</sub> Es el precio promedio del Gas Natural Licuado según la publicación Patt's Gas Daily NYMEX Henry Hub gas futures contract, para el mes t-2.

PGnatural<sub>0</sub> Es el precio promedio base del Gas Natural Licuado correspondiente al mes de Julio de 2003 según la publicación Patt's Gas Daily NYMEX Henry Hub gas futures contract.

IC<sub>0</sub> Es el índice de cobranza base

PF Es la participación del Fuel Oil N°6 en la generación del SENI

PC Es la participación del Carbón en la generación del SENI

PGN Es la participación del Gas Natural en la generación del SENI

#### 3.2.2 Cálculo del Precio de la Potencia

El precio de la potencia a emplear en el cálculo de la tarifa de transición de cada empresa distribuidora se determinará mensualmente según la siguiente ecuación:

$$PP_t^i = \left[ PP_0^i * \frac{1 - (\%PE^i + CCP_0^i)}{1 - (\%PE^i + CCP_t^i)} \right] * \frac{CPI_{t-2}}{CPI_0^i}$$

Donde

PP<sub>t</sub><sup>i</sup> Es el precio de la Potencia en el mes t de la empresa distribuidora i expresado en US\$/kWh.

### 3. Procedimiento de cálculo de la tarifa de transición. . .

$PP_0$  es el precio base de compra de potencia <sup>4</sup> expresado en US\$/kWh.

$CCP_0^i$  es el Componente Compensatorio por Pérdidas en Exceso Base de la empresa distribuidora i

$CCP_t^i$  es el Componente Compensatorio por Pérdidas en Exceso para el mes t de la empresa distribuidora i

$\%PE^i$  es el Porcentaje de Pérdidas Técnicas de Energía de la empresas distribuidora i

$CPI_{t-2}$  es el Índice de Precios al Consumidor de los EE.UU para el mes t-2

$CPI_0$  es el Índice de Precios al Consumidor de los EE.UU Base

#### 3.2.3 Cálculo del Valor Agregado de Transmisión

El Valor Agregado de Transmisión a emplear en el cálculo de la tarifa de transición de cada empresa distribuidora se determinará mensualmente según la siguiente ecuación:

$$VAT_t^i = \left[ VAT_0 * \frac{1 - (\%PE^i + CCP_0^i)}{1 - (\%PE^i + CCP_t^i)} \right] * \frac{CPI_{t-2}}{CPI_0^*}$$

Donde

$VAT_t^i$  Es el Valor Agregado de Transmisión en el mes t aplicable a la empresa distribuidora i expresado en US\$/kWh.

$VAT_0$  es el Valor Agregado de Transmisión base expresado en US\$/kWh.

$CCP_0^i$  es el Componente Compensatorio por Pérdidas en Exceso Base de la empresa distribuidora i

$CCP_t^i$  es el Componente Compensatorio por Pérdidas en Exceso para el mes t de la empresa distribuidora i

$\%PE^i$  es el Porcentaje de Pérdidas Técnicas de Energía de la empresas distribuidora i

$CPI_{t-2}$  es el Índice de Precios al Consumidor de los EE.UU para el mes t-2

$CPI_0$  es el Índice de Precios al Consumidor de los EE.UU Base para la indexación del VAT

---

<sup>4</sup> Correspondiente a Agosto de 2003

### 3. Procedimiento de cálculo de la tarifa de transición. . .

#### 3.2.4 Cálculo del Valor Agregado de Distribución

El Valor Agregado de Distribución a emplear en el cálculo de la tarifa de transición de cada empresa distribuidora se determinará mensualmente según la siguiente ecuación:

$$VAD_t^i = [VAD_0^i + CCS_t^i] * \frac{CPI_{t-2}}{CPI_0^*}$$

Donde:

$VAD_t^i$  Es el Valor Agregado de Distribución en el mes t aplicable a la empresa distribuidora i expresado en US\$/kWh.

$VAD_0^i$  es el Valor Agregado de Distribución base correspondiente a la empresa distribuidora i, expresado en US\$/kWh.

$CCS_t^i$  es el Componente Compensatorio por Subsidios para el mes t de la empresa distribuidora i, expresado en US\$/kWh

$CPI_{t-2}$  es el Índice de Precios al Consumidor de los EE.UU para el mes t-2

$CPI_0$  es el Índice de Precios al Consumidor de los EE.UU Base para la indexación del VAD

#### 3.2.5 Límite al ajuste por el Índice de Precios al Consumidor de los EE.UU

El ajuste por el índice de precios de los EE.UU o CPI para los componentes de potencia, VAT y VAD será por un máximo de un 2% anual. Si este 2% es alcanzado antes de los 12 meses (tomando como base el mes de agosto de cada año), el ajuste por este concepto se realizará siempre y cuando no se exceda este 2%. Una vez que se cumplan los 12 meses, el proceso de indexación se reiniciará (en octubre de cada año) tomando como base el último valor indexado.

### 3.3 TARIFA DE TRANSICIÓN DURANTE LAS FASES 2 Y 3

Durante las Fases 2 y 3, la tarifa de transición de cada empresa distribuidora se determinará y/o actualizará mensualmente según la siguiente ecuación:

$$TMT_t^i = [(PME \& P_t^i) * FEPE_t^i + OC_t^i + VAD_t^i] * TC_{t-1}$$

Donde

$TMT_t^i$  Es la Tarifa Media de Transición en el mes t de la empresa distribuidora i expresada en US\$/kWh.

$PME \& P_t^i$  Es el precio medio de abastecimiento por compras de energía y potencia en el mes t de la empresa distribuidora i expresado en US\$/kWh.

### 3. Procedimiento de cálculo de la tarifa de transición. . .

$FEPE_t^i$  Es el factor de expansión de pérdidas de energía en el mes  $t$  de la empresa distribuidora  $i$ .

$OC_t^i$  Representa los otros conceptos a trasladar a la tarifa de transición en el mes  $t$  aplicables a la empresa distribuidora  $i$  expresado en US\$/kWh.

$VAD_t^i$  Es el Valor Agregado de Distribución en el mes  $t$  correspondiente a la empresa distribuidora  $i$  expresado en US\$/kWh.

$TC_{t-1}$  Es la Tasa de Cambio promedio de venta de los agentes de cambio (RD\$ por US\$) del mes  $t-1$  publicada por el Banco Central de la República.

A continuación presentamos el cálculo de cada uno de los componentes de la Tarifa Media de Transición.

#### 3.3.1 Cálculo del Precio medio de abastecimiento

Durante las Fases 2 y 3, el precio medio de abastecimiento por compras de energía y potencia, a emplear en el cálculo de la tarifa de transición de cada empresa distribuidora, se determinará mensualmente según la siguiente ecuación:

El precio medio de abastecimiento de Energía y Potencia  $PME\&P_m$ , se determinará como:

$$PME \& P^i_t = \frac{\sum_j (\$Ener_{t-2}^{ji} + \$Pot_{t-2}^{ji}) + (\$Ener_{t-2}^{spoti} + \$Pot_{t-2}^{spoti}) + \sum_j \$CTAT_{t-2}^{ji}}{\left( \sum_j EComC_{t-2}^{ji} + EComSpot_{t-2}^i \right)}$$

Donde

$PME\&P^i_t$  Es el precio medio de abastecimiento por compras de energía y potencia en el mes  $t$  de la empresa distribuidora  $i$  expresado en US\$/kWh.

$\$Ener_{t-2}^{ji}$  es el monto en concepto de compra de energía pagado por la distribuidora  $i$  en el contrato  $j$  en el mes  $t-2$ , expresado en US\$

$\$Pot_{t-2}^{ji}$  es el monto en concepto de compra de potencia pagado por la distribuidora  $i$  en el contrato  $j$  en el mes  $t-2$ , expresado en US\$

$\$Ener_{t-2}^{spoti}$  es el monto en concepto de compra de energía al mercado Spot pagado por la distribuidora  $i$  en el mes  $t-2$ , expresado en US\$

$\$Pot_{t-2}^{spoti}$  es el monto en concepto de compra de potencia al mercado Spot pagado por la distribuidora  $i$  en el mes  $t-2$ , expresado en US\$

$\$CTAT_{t-2}^{ji}$  es el monto  $j$  pagado a la Empresa de Transmisión Alta Tensión por la empresa distribuidora  $i$  en el mes  $t-2$ , en concepto de Derecho de Conexión, Derecho de Uso u Otros conceptos, expresados en US\$

### 3. Procedimiento de cálculo de la tarifa de transición. . .

$EComC_{t-2}^i$  es la energía comprada por la distribuidora i el mes t-2, mediante el contrato de abastecimiento j en kWh

$EComSpot_{t-2}^i$  es la energía comprada en el mercado Spot por la distribuidora i para el mes t-2 en kWh

#### 3.3.2 Cálculo del Factor de Expansión de Pérdidas de Energía

$$FEPE_t^i = \frac{1}{1 - (\%PE^i + CCP_t^i)}$$

Donde

$FEPE_t^i$  Es el factor de expansión de pérdidas de energía en el mes t de la empresa distribuidora i.

$CCP_t^i$  es el Componente Compensatorio por Pérdidas en Exceso para el mes t de la empresa distribuidora i

$\%PE^i$  es el Porcentaje de Pérdidas Técnicas de Energía de la empresa distribuidora i

#### 3.3.3 Cálculo de los otros conceptos a trasladar a la tarifa de transición

$$OC_t^i = \frac{\$AFSIE \& CNE_{t-2}^i + \$AFOC_{t-2}^i + \$AP_{t-2}^i}{\sum_j ED_{t-2}^{ij}}$$

Donde

$OC_t^i$  Representa los otros conceptos a trasladar a la tarifa de transición en el mes t aplicables a la empresa distribuidora i expresado en US\$/kWh.

$\$AFSIE \& CNE_{t-2}^i$  es el aporte mensual en el mes t-2 pagado por la distribuidora i para el financiamiento de la SIE y la CNE, expresado en US\$.

$\$AFOC_{t-2}^i$  es el aporte mensual pagado por la distribuidora i en el mes t-2 para el financiamiento del OC, expresado en US\$.

$\$AP_{t-2}^i$  es el Monto total pagado por la distribuidora i a los municipios en el mes t-2, en concepto de tasa por alumbrado público (calculado a partir del 3% de la facturación de la distribuidora), expresado en US\$.

$ED_{t-2}^{ij}$  es la energía total distribuida por la distribuidora i en la categoría tarifaria j en el mes t-2, expresada en kWh

### 3. Procedimiento de cálculo de la tarifa de transición. . .

#### 3.3.4 Cálculo del Valor Agregado de Distribución

El Valor Agregado de Distribución a emplear en el cálculo de la tarifa de transición de cada empresa distribuidora, se determinará mensualmente según la siguiente ecuación:

$$VAD_t^i = [VAD_0^i + CCS_t^i] * \frac{CPI_{t-2}}{CPI_0}$$

Donde

$VAD_t^i$  Es el Valor Agregado de Distribución en el mes t aplicable a la empresa distribuidora i expresado en US\$/kWh.

$VAD_0^i$  es el Valor Agregado de Distribución base correspondiente a la empresa distribuidora i, expresado en US\$/kWh.

$CCS_t^i$  es el Componente Compensatorio por Subsidios para el mes t de la empresa distribuidora i, expresado en US\$/kWh

$CPI_{t-2}$  es el Índice de Precios al Consumidor de los EE.UU para el mes t-2

$CPI_0$  es el Índice de Precios al Consumidor de los EE.UU Base para la indexación del VAD

#### 3.3.5 Limite al ajuste por el Índice de Precios al Consumidor de los EE.UU

El ajuste por el índice de precios de los EE.UU o CPI para el componente de VAD será por un máximo de un 2% anual. Si este 2% es alcanzado antes de los 12 meses (tomando como base el mes de agosto de cada año), el ajuste por este concepto se realizará siempre y cuando no se exceda este 2%. Una vez que se cumplan los 12 meses, el proceso de indexación se reiniciará (en octubre de cada año) con respecto al último valor indexado.

### 3.4 VALORES BASE CONSIDERADOS EN EL CÁLCULO DE LA TARIFA DE TRANSICIÓN PARA CADA FASE

#### 3.4.1 Fase 1

a. VALORES PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL PRECIO DE LA ENERGÍA, COMUNES PARA LAS 3 DISTRIBUIDORAS

Componente	Unidad	Valor
$CPI_0$ Base correspondiente a Julio 2003		183.90
$P_{fuel_0}$	US\$/Barril	25.6386
$PCarbon_0$	US\$/Ton	29.6942

3. Procedimiento de cálculo de la tarifa de transición. . .



PG <sub>natural0</sub>	US\$/MMBTU	6.0032
Pe <sub>0</sub>	US\$/kWh	0.072738
PF		0.6481
PC		0.1885
PGN		0.1634
IC <sub>0</sub>		0.81

Las participaciones de los diferentes combustibles en el SENI, PF, PC y PGN podrán ser modificadas por la SIE cuando las condiciones del mercado así lo ameriten.

b. VALORES PARA LA ACTUALIZACION DEL PP, VAT Y VAD

i. Valores Comunes por distribuidora

Componente	Unidad	Valor
CPI* <sub>0</sub> Base (Para el periodo Oct 2007 – Sept 2008)		208,30
PP <sub>0</sub>	US\$/kWh	0.016017
VAT <sub>0</sub>	US\$/kWh	0.006778

ii. Valores Particulares para cada distribuidora

Componente	Unidad	EDESUR	EDENORTE	EDEESTE
VAD <sub>0</sub> <sup>i</sup>	US\$/kWh	0.0342	0.0584	0.0439
%PE <sup>i</sup>	%	12%	12%	12%
CCP <sub>0</sub> <sup>i</sup>	%	6.36%	8.89%	10.15%

Componente	Mes	Unidad	EDESUR	EDENORTE	EDEESTE
CCP <sub>t</sub> <sup>i</sup>	1° al 12°	%	6.36%	8.89%	10.15%
CCP <sub>t</sub> <sup>i</sup>	13° al 24°	%	5.57%	7.78%	8.88%
CCS <sub>t</sub> <sup>i</sup>	1° al 12°	US\$/kWh	0.0303	0.0061	0.0206



$CCS_t^i$	13° al 24°	US\$/kWh	0.0265	0.0053	0.0180
-----------	------------	----------	--------	--------	--------

### 3.4.2 Fases 2 y 3

#### a. VALORES COMUNES PARA LAS 3 DISTRIBUIDORAS

Componente	Unidad	Valor
CPI <sub>0</sub> Base (Para el periodo Oct 2007 – Sept 2008)		208,30

#### b. VALORES PARA CADA DISTRIBUIDORA

Componente	Unidad	EDESUR	EDENORTE	EDEESTE
VAD <sub>0</sub> <sup>i</sup>	US\$/kWh	0.0342	0.0584	0.0439
%PE <sup>i</sup>	%	12%	12%	12%

Componente	Mes	Unidad	EDESUR	EDENORTE	EDEESTE
CCP <sub>t</sub> <sup>i</sup>	1° al 12°	%	4.77%	6.67%	7.61%
CCP <sub>t</sub> <sup>i</sup>	13° al 24°	%	3.98%	5.56%	6.34%
CCP <sub>t</sub> <sup>i</sup>	25° al 36°	%	3.18%	4.45%	5.07%
CCP <sub>t</sub> <sup>i</sup>	37° al 48°	%	2.39%	3.33%	3.80%
CCP <sub>t</sub> <sup>i</sup>	49° al 60°	%	1.59%	2.22%	2.54%
CCP <sub>t</sub> <sup>i</sup>	61° al 72°	%	0.80%	1.11%	1.27%
CCP <sub>t</sub> <sup>i</sup>	73° y siguientes	%	0.00%	0.00%	0.00%
CCS <sub>t</sub> <sup>i</sup>	1° al 12°	US\$/kWh	0.0227	0.0046	0.0154
CCS <sub>t</sub> <sup>i</sup>	13° al 24°	US\$/kWh	0.0189	0.0038	0.0129

CCS <sub>t</sub> <sup>i</sup>	25° al 36°	US\$/kWh	0.0152	0.0031	0.0103
CCS <sub>t</sub> <sup>i</sup>	37° al 48°	US\$/kWh	0.0114	0.0023	0.0077
CCS <sub>t</sub> <sup>i</sup>	49° al 60°	US\$/kWh	0.0076	0.0015	0.0051
CCS <sub>t</sub> <sup>i</sup>	61° al 72°	US\$/kWh	0.0038	0.0008	0.0026
CCS <sub>t</sub> <sup>i</sup>	73° y siguientes	US\$/kWh	0.0000	0.0000	0.0000

### 3.5 TARIFA DE TRANSICIÓN PARA LOS USUARIOS EN AT Y NO REGULADOS

#### 3.5.1 Fase 1 del período de transición

##### a. USUARIOS NO REGULADOS

Durante la Fase 1, la tarifa de transición de cada empresa distribuidora aplicable a los usuarios no regulados se determinará y/o actualizará mensualmente según la siguiente ecuación:

$$TMTU_{usuNR}_t^i = (PE_t^i + PP_t^i + VAT_t^i + VAD_t^i) * TC_{t-1}$$

$$PE_t^i = Pe1_t^i + Pe2_t^i + Pe3_t^i$$

$$Pe1_t^i = \left[ Pe_0 * \frac{1 - (\%PE^i + CCP_0^i)}{1 - (\%PE^i + CCP_t^i)} * (\%PE^i + CCP_t^i) \right] * \left[ 0,3 * \frac{CPI_{t-2}}{CPI_0} + 0,7 + 0,7 * \frac{\left( \frac{PFuel_{t-2}}{PFuel_0} - 1 \right)}{IC_0} \right] * PF$$

$$Pe2_t^i = \left[ Pe_0 * \frac{1 - (\%PE^i + CCP_0^i)}{1 - (\%PE^i + CCP_t^i)} * (\%PE^i + CCP_t^i) \right] * \left[ 0,6 * \frac{CPI_{t-2}}{CPI_0} + 0,4 + 0,4 * \frac{\left( \frac{PCarbon_{t-2}}{PCarbon_0} - 1 \right)}{IC_0} \right] * PC$$

$$Pe3_t^i = \left[ Pe_0 * \frac{1 - (\%PE^i + CCP_0^i)}{1 - (\%PE^i + CCP_t^i)} * (\%PE^i + CCP_t^i) \right] * \left[ 0,563 * \left[ 0,61 + \left( 0,39 * \frac{CPI_{t-2}}{CPI_0} \right) \right] + 0,437 + 0,437 * \frac{\left( \frac{PGnatural_{t-2}}{PGnatural_0} - 1 \right)}{IC_0} \right] * PGN$$

$$PP_t^i = \left[ PP_0 * \frac{1 - (\%PE^i + CCP_0^i)}{1 - (\%PE^i + CCP_t^i)} * (\%PE^i + CCP_t^i) \right] * \frac{CPI_{t-2}}{CPI_0}$$

### 3. Procedimiento de cálculo de la tarifa de transición. . .

$$VAT_t^i = \left[ VAT_0 * \frac{1 - (\%PE^i + CCP_0^i)}{1 - (\%PE^i + CCP_t^i)} * (\%PE^i + CCP_t^i) \right] * \frac{CPI_{t-2}}{CPI_0^*}$$

$$VAD_t^i = [VAD_0^i + CCS_t^i] * \frac{CPI_{t-2}}{CPI_0^*}$$

Donde

TMTUsuNR<sub>t</sub><sup>i</sup> Es la Tarifa Media de Transición aplicable a los usuarios No Regulados en el mes t de la empresa distribuidora i expresada en US\$/kWh.

Los restantes componentes del cálculo de la tarifa de transición aplicable a los usuarios no regulados son similares a los ya descriptos para los usuarios regulados.

#### b. USUARIOS CONECTADOS EN ALTA TENSION

La tarifa de transición de cada empresa distribuidora aplicable a los usuarios conectados en AT durante la Fase 1, se determinará y/o actualizará mensualmente según la siguiente ecuación:

$$TMT_t^i = (PE_t^i + PP_t^i + VAT_t^i) * TC_{t-1}$$

$$PE_t^i = Pe1_t^i + Pe2_t^i + Pe3_t^i$$

$$Pe1_t^i = [Pe_0 * (1 - (\%PE^i + CCP_0^i))] * \left[ 0,3 * \frac{CPI_{t-2}}{CPI_0} + 0,7 + 0,7 * \frac{\left( \frac{PFuel_{t-2}}{PFuel_0} - 1 \right)}{IC_0} \right] * PF$$

$$Pe2_t^i = [Pe_0 * (1 - (\%PE^i + CCP_0^i))] * \left[ 0,6 * \frac{CPI_{t-2}}{CPI_0} + 0,4 + 0,4 * \frac{\left( \frac{PCarbon_{t-2}}{PCarbon_0} - 1 \right)}{IC_0} \right] * PC$$

$$Pe3_t^i = [Pe_0 * (1 - (\%PE^i + CCP_0^i))] * \left[ 0,563 * \left[ 0,61 + \left( 0,39 * \frac{CPI_{t-2}}{CPI_0} \right) \right] + 0,437 + 0,437 * \frac{\left( \frac{PGnatural_{t-2}}{PGnatural_0} - 1 \right)}{IC_0} \right] * PGN$$

$$PP_t^i = [PP_0 * (1 - (\%PE^i + CCP_0^i))] * \frac{CPI_{t-2}}{CPI_0^*}$$

$$VAT_t^i = [VAT_0 * (1 - (\%PE^i + CCP_0^i))] * \frac{CPI_{t-2}}{CPI_0^*}$$

### 3. Procedimiento de cálculo de la tarifa de transición. . .

Donde

$TMTUsuAT_t^i$  Es la Tarifa Media de Transición aplicable a los usuarios conectados en AT en el mes  $t$  de la empresa distribuidora  $i$  expresada en US\$/kWh.

Los restantes componentes del cálculo de la tarifa de transición aplicable a los usuarios conectados en AT son similares a los ya descriptos para los usuarios regulados.

#### 3.5.2 Fases 2 y 3 del período de transición

##### a. USUARIOS NO REGULADOS

Durante las Fases 2 y 3, la tarifa de transición de cada empresa distribuidora aplicable a los usuarios no regulados se determinará y/o actualizará mensualmente según la siguiente ecuación:

$$TMTUsuNR_t^i = \left[ (PME \& P_t^i) * (FEPE_t^i - 1) + OC_t^i + VAD_t^i \right] * TC_{t-1}$$

$$PME \& P_t^i = \frac{\sum_j (\$Ener_{t-2}^{ji} + \$Pot_{t-2}^{ji}) + (\$Ener_{t-2}^{spoti} + \$Pot_{t-2}^{spoti}) + \sum_j \$CTAT_{t-2}^{ji}}{\left( \sum_j EComC_{t-2}^{ji} + EComSpot_{t-2}^i \right)}$$

$$FEPE_t^i = \frac{1}{1 - (\%PE^i + CCP_t^i)}$$

$$OC_t^i = \frac{\$AFSIE \& CNE_{t-2}^i + \$AFOC_{t-2}^i + \$AP_{t-2}^i}{\sum_j ED_{t-2}^{ij}}$$

$$VAD_t^i = [VAD_0^i + CCS_t^i] * \frac{CPI_{t-2}}{CPI_0}$$

Donde

$TMTUsuNR_t^i$  Es la Tarifa Media de Transición aplicable a los usuarios No Regulados en el mes  $t$  de la empresa distribuidora  $i$  expresada en US\$/kWh.

Los restantes componentes del cálculo de la tarifa de transición aplicable a los usuarios no regulados son similares a los descriptos para los usuarios regulados

### 3. Procedimiento de cálculo de la tarifa de transición. . .

#### b. USUARIOS CONECTADOS EN AT

La tarifa de transición de cada empresa distribuidora, aplicable a los usuarios conectados en AT durante las Fases 2 y 3, se determinará y/o actualizará mensualmente según la siguiente ecuación:

$$TMTU_{suAT_t}^i = \left[ (PME \& P_t^i) + OC_t^i \right] * TC_{t-1}$$

$$PME \& P_t^i = \frac{\sum_j (\$Ener_{t-2}^{ji} + \$Pot_{t-2}^{ji}) + (\$Ener_{t-2}^{spoti} + \$Pot_{t-2}^{spoti}) + \sum_j \$CTAT_{t-2}^{ji}}{\left( \sum_j EComC_{t-2}^{ji} + EComSpot_{t-2}^{ji} \right)}$$

$$OC_t^i = \frac{\$AFSIE \& CNE_{t-2}^i + \$AFOC_{t-2}^i + \$AP_{t-2}^i}{\sum_j ED_{t-2}^{ij}}$$

Donde

$TMTU_{suAT_t}^i$  Es la Tarifa Media de Transición aplicable a los usuarios conectados en AT en el mes t de la empresa distribuidora i expresada en US\$/kWh.

Los restantes componentes del cálculo de la tarifa de transición, aplicables a los usuarios conectados en AT, son similares a los descritos para los usuarios regulados

### 3.6 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DEL FONDO DE ESTABILIZACIÓN DURANTE LA TRANSICIÓN

Durante el periodo de transición coexistirán dos estructuras tarifarias: la tarifa de Transición y la de Aplicación.

La tarifa de Transición tiene como objetivo regularizar la situación al nivel de cada empresa distribuidora, acompañando la normalización del mercado y proveyendo los recursos totales requeridos para la prestación del servicio.

La tarifa de Aplicación define como y cuanto aportan los distintos tipos de usuarios para el cubrimiento de los costos del servicio. Para la elaboración de hipótesis y escenarios propios de este estudio, asumimos que esta tarifa tiene los niveles actuales y permanece constante durante el período de transición, en el entendimiento que su potencial variación corresponde a una decisión política del Gobierno.

Considerando que el actual FET no tiene una liquidación regular, con el objeto de producir una transición ordenada y transparente recomendamos establecer un nuevo mecanismo de

### 3. Procedimiento de cálculo de la tarifa de transición. . .

compensación, dejando al actual FET en conciliación entre las empresas distribuidoras y el Gobierno.

Recomendamos además que este nuevo mecanismo se liquide en el futuro con total regularidad, mediante un procedimiento a sancionar.

Así, la diferencia mensual entre los ingresos obtenidos mediante las tarifas de Transición reconocidas a las empresas distribuidoras y las tarifas efectivamente cobradas a los usuarios (Tarifa de Aplicación), generará un nuevo fondo de compensación, y que a los efectos de esta propuesta denominamos simplemente Fondo de Compensación (FC).

La tarifa técnica, a la que gradualmente tiende la transición, es menor que la tarifa Indexada actual, y en consecuencia los aportes del gobierno para cubrir el futuro FC resultarán menores que los destinados al actual FET si la transición no se implementara. Mientras el Gobierno no decida aumentar las tarifas efectivamente cobradas a los usuarios, hasta alcanzar también la tarifa técnica (finalmente igual a la de transición), existirá la necesidad de mantener el FC.

Recomendamos que el procedimiento de implementación del nuevo Fondo de Compensación (FC) cuente con los siguientes elementos:

- Aplicable desde el 1° de Enero de 2009 y en adelante, en tanto los cuadros tarifarios utilizados para calcular los ingresos de las distribuidoras sean diferentes de aquellos utilizados para cobrar a los usuarios por el servicio eléctrico.
- La SIE determinará en el procedimiento un día del mes para cada distribuidora (el primer día lunes, miércoles, o el primer día hábil, etc. de cada mes) para recibir de cada empresa la información del FC indicada en este procedimiento.
- Mensualmente, y en el día prefijado, cada empresa distribuidora elevará a la SIE una factura proforma con la liquidación mensual del FC correspondiente al mes inmediato anterior debidamente firmada por el responsable comercial de la empresa, junto con un único medio magnético por empresa conteniendo los datos requeridos en este procedimiento.
- La SIE determinará en el procedimiento la información que requiere de las empresas distribuidoras. Esta información será aquella necesaria y suficiente para que la SIE verifique la liquidación presentada por cada empresa a través de la factura proforma.
- La SIE determinará en el procedimiento el medio magnético a utilizar, los formatos de archivo y las reglas de formación de los nombres con que se catalogarán medios, archivos, campos de información y envíos.
- Los datos requeridos provendrán directamente del sistema comercial de cada empresa distribuidora, y corresponderán a todas las facturas emitidas por la empresa durante el período presentado a liquidación, con más los datos de las facturas emitidas en períodos anteriores pero cobradas durante el liquidado. Los datos requeridos incluirán: Id. del usuario, período facturado, consumos de energía y potencia facturados, tarifa, cargos tarifarios aplicados, monto de la factura según el cuadro de Aplicación, monto de la factura según la tarifa de Transición, monto a

compensar por usuario, y todo otro dato que la SIE estime conveniente. En particular, para cada factura por los servicios eléctricos incluida en el período informado se deberá indicar si a la fecha resultó efectivamente cobrada por la empresa al usuario o nó.

- El Fondo Compensador (FC) se liquidará cada mes considerando exclusivamente las facturas efectivamente cobradas a los usuarios por las empresas, e informadas según este procedimiento.
- A partir del día de presentación de la información y de la factura proforma la SIE dispondrá de tres días hábiles para verificar la liquidación solicitada. Al cuarto día hábil comunicará fehacientemente a las distribuidoras su conformidad con la factura proforma o las observaciones producidas debidamente justificadas.
- A partir de la comunicación correspondiente al punto anterior las empresas podrán elevar la factura FC mensual definitiva, teniendo en cuenta las observaciones recibidas de la SIE, si existieran.
- La SIE elevará la factura FC mensual definitiva al Organismo gubernamental correspondiente, para su pago en un plazo no mayor a los 10 días hábiles contados a partir de la presentación de la factura a la SIE. Vencido este último plazo se calcularán intereses a favor de la empresa distribuidora que corresponda, utilizando una tasa de interés a definir en el procedimiento.
- Las empresas distribuidoras tendrán la obligación de presentar la información a verificar en forma oportuna, exacta, completa y con los formatos definidos, según se dicte en el procedimiento. La SIE tendrá el derecho de rechazar la información elevada si verifica que no está ajustada a lo normado y en consecuencia no puede desarrollar su análisis por medios eficientes y automatizados. Los plazos de que dispone la SIE para verificar la factura proforma y los plazos del gobierno para proceder al pago se contarán a partir de la presentación o rectificación de la información requerida, que esté adecuada a lo fijado por este procedimiento.
- La SIE auditará la información elevada mensualmente y la del sistema comercial de las empresas de distribución utilizada para el cálculo del FC toda vez que lo estime conveniente. La frecuencia de estas auditorías en cada una de las distribuidoras no serán mayores a un año calendario.

#### **4. MARCO DE APLICACIÓN DE LA TARIFA DE TRANSICIÓN**

---

El objetivo del estudio consistió en diseñar un esquema transición tarifaria para el mercado eléctrico dominicano, considerando la situación real de las empresas de distribución y los planes del Gobierno para la recuperación del Sector.

A solicitud de la SIE, el proceso para el cual determinamos el esquema de transición y las normas para el control de la calidad de servicio, consideró el mapa de ruta establecido en el marco del proyecto de “Fortalecimiento Institucional de la SIE y de su rol en la regulación del Sector Eléctrico”, tanto en el número de etapas que lo componen, como también en lo referente a plazos y características previstas para cada una de las mismas.

En el presente capítulo presentamos las características de la tarifa de transición, y en particular:

- La trayectoria de la tarifa de transición propuesta y sus características relevantes
- El impacto del esquema de transición sobre el fondo de compensación tarifaria
- El diseño de la evolución del mercado requerido para el éxito de la transición

La estrategia planteada está alineada con las metas establecidas en el documento “Opciones para la sustentabilidad del modelo adoptado – Mapa de ruta de la transición”, elaborado por PA en el marco del proyecto de “Fortalecimiento Institucional de la SIE y de su rol en la regulación del Sector Eléctrico”.

##### **4.1 TRAYECTORIA DE LA TARIFA DE TRANSICIÓN**

El esquema de transición propuesto consiste en el diseño de una trayectoria que lleva a la tarifa Indexada del año 2008 (Fase 1) a confluir con la tarifa media Técnica de cada empresa distribuidora en el año 2016 (final de la Fase 3).

Durante el desarrollo del estudio analizamos y presentamos a la SIE escenarios que consideraban los efectos de implementar una tarifa de transición aplicable a los clientes, es decir, una trayectoria que llevaba a la actual tarifa de Aplicación a confluir también con la tarifa media Técnica al final de la transición, y que implicaba producir aumentos en las facturas a los usuarios finales del servicio eléctrico.

En el entendimiento de que tal implementación corresponde a resortes exclusivos de política del Gobierno, en este Informe Final presentamos la estrategia, el cálculo y efectos de la aplicación de la tarifa de transición definida únicamente para fijar los ingresos de las empresas distribuidoras, manteniendo la tarifa de Aplicación actual.

La tarifa Indexada es mayor que la tarifa Técnica de cada empresa, y estas son mayores que la tarifa de Aplicación. La trayectoria propuesta implica que las tarifas reconocidas a las empresas irán disminuyendo paulatinamente. Finalizado el año 2016 terminarán los ajustes debidos a la transición, y las tarifas de cada distribuidora se estabilizarán en los valores técnicos.



#### 4. Marco de aplicación de la tarifa de transición. . .

Durante todas las fases de la transición la tarifa que remunera a cada empresa es superior a su tarifa Técnica debido al reconocimiento de componentes por subsidios y por pérdidas en exceso. Cuando termina la transición el mercado estará regularizado y el valor de esos componentes adicionales a los valores técnicos se anulará.

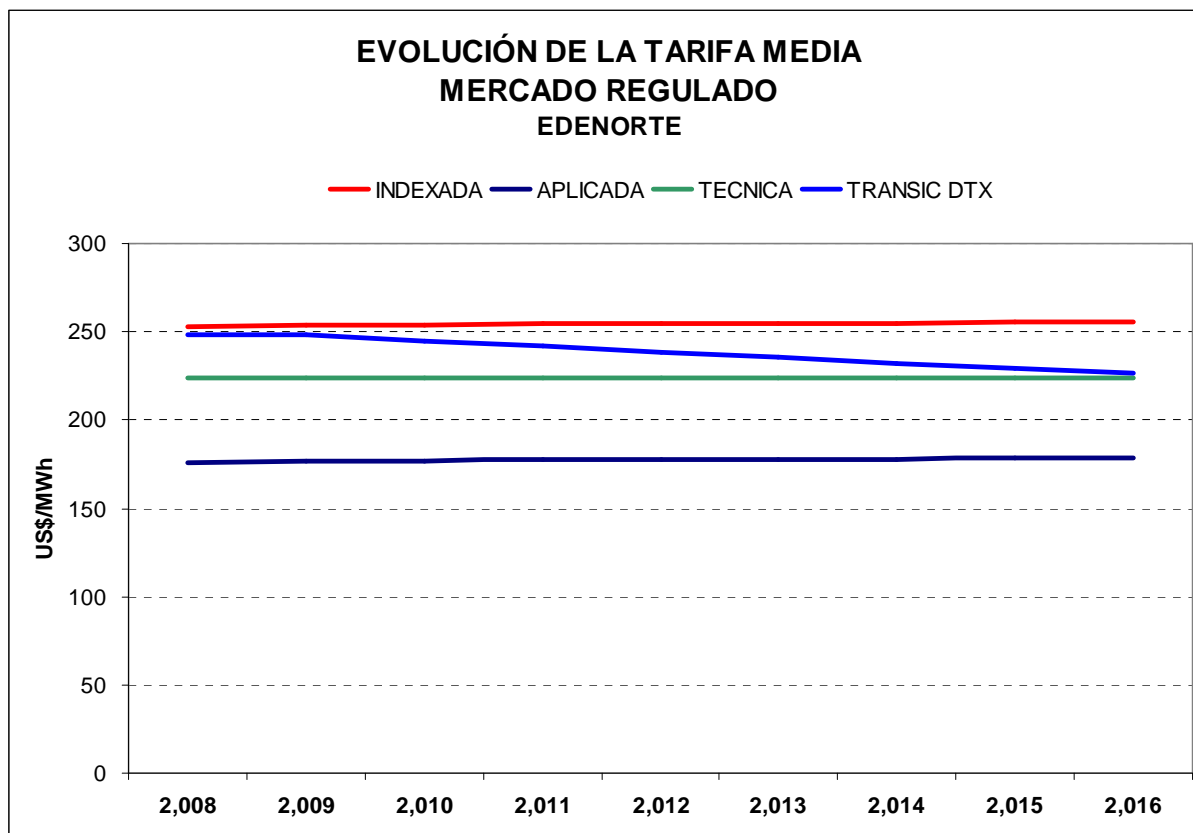
Las condiciones del estudio incluyeron el considerar un cuadro tarifario único, que resulta ser el cuadro tarifario de Aplicación actual, según el cual pagan los usuarios, si es que se decide no implementar aumentos a los mismos.

La diferencia mensual entre los ingresos obtenidos mediante las tarifas de Transición para las Empresas y las de Aplicación genera un nuevo fondo de compensación, diferente del actual FET aunque conceptualmente similar, y que a los efectos de esta propuesta se denomina simplemente Fondo de Compensación (FC).

Se prepararon gráficos que ilustran sobre los resultados para cada empresa. En ellos se presenta la evolución de los ingresos previstos para cada una (la facturación afectada por los porcentajes de cobro), calculados con las tarifas de Indexación, Aplicada, Técnica, y Transición Empresas. En ellos:

- El ingreso calculado con las tarifas Indexada y de Aplicación representa la extrapolación de la situación actual, pero aplicada sobre un mercado que se regulariza año a año por disminución de las pérdidas no técnicas
- Los ingresos con las tarifas de Aplicación e Indexada permiten la comparación respecto de lo propuesto, y además ilustran sobre la situación hipotética en que la transición tarifaria no se lleve a cabo. En particular permiten observar la evolución del actual FET, que con los precios de los combustibles utilizados crecería durante todo el período
- El ingreso calculado con la tarifa media Técnica de cada distribuidora representa los ingresos que corresponderían a cada una en el caso de aplicar cargos basados en costos eficientes.
- La tarifa de Transición Empresa, con la cual las mismas serán remuneradas, evoluciona desde los valores de la tarifa Indexada actual hasta los correspondientes a la tarifa media Técnica de cada una.
- El cuadro tarifario de la tarifa de Aplicación es único para los usuarios de las tres distribuidoras, e igual a los valores actualmente en vigencia
- En todos los casos los ingresos están calculados mediante la aplicación de las diferentes tarifas a un mercado único para cada empresa. Con ello, las diferencias que se presentan en los ingresos con una u otra tarifa se deben exclusivamente a variaciones en los cargos tarifarios.

## 4.1.1 Trayectoria de la transición para EDENORTE

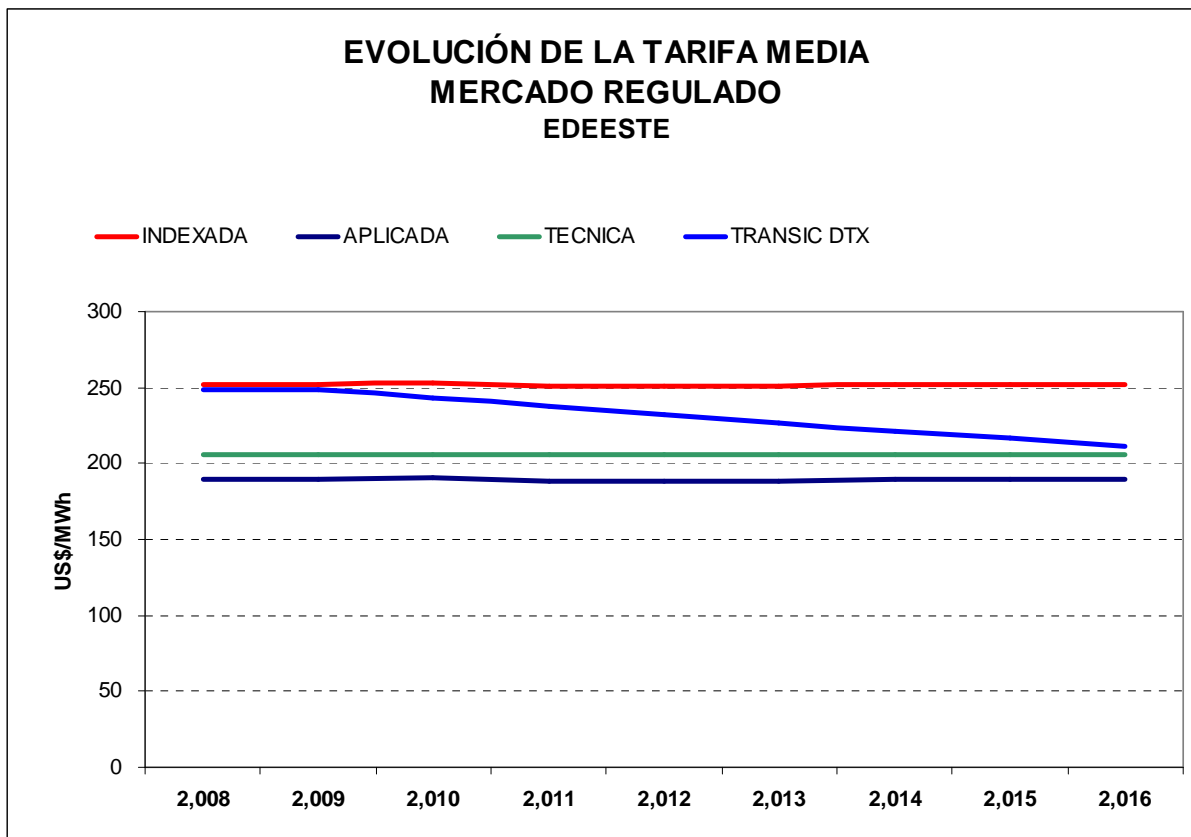


La tarifa de Transición Empresa (DTX) evoluciona a partir de los niveles actuales de la Indexada, hasta alcanzar los niveles de la tarifa Técnica de EDENORTE al finalizar el año 2016. La trayectoria de esta tarifa implica efectuar descuentos mensuales y constantes sobre la tarifa Indexada a partir del año 2009 y hasta el final del año 2016, cuando esta tarifa se estabilizará.

La trayectoria de la transición, comparada con la tarifa Indexada actual implica que el nuevo Fondo de Compensación disminuirá gradualmente respecto del FET actual, y desaparecería al final de la Fase 3 si se dispusiera el aumento de la tarifa aplicada a los usuarios.

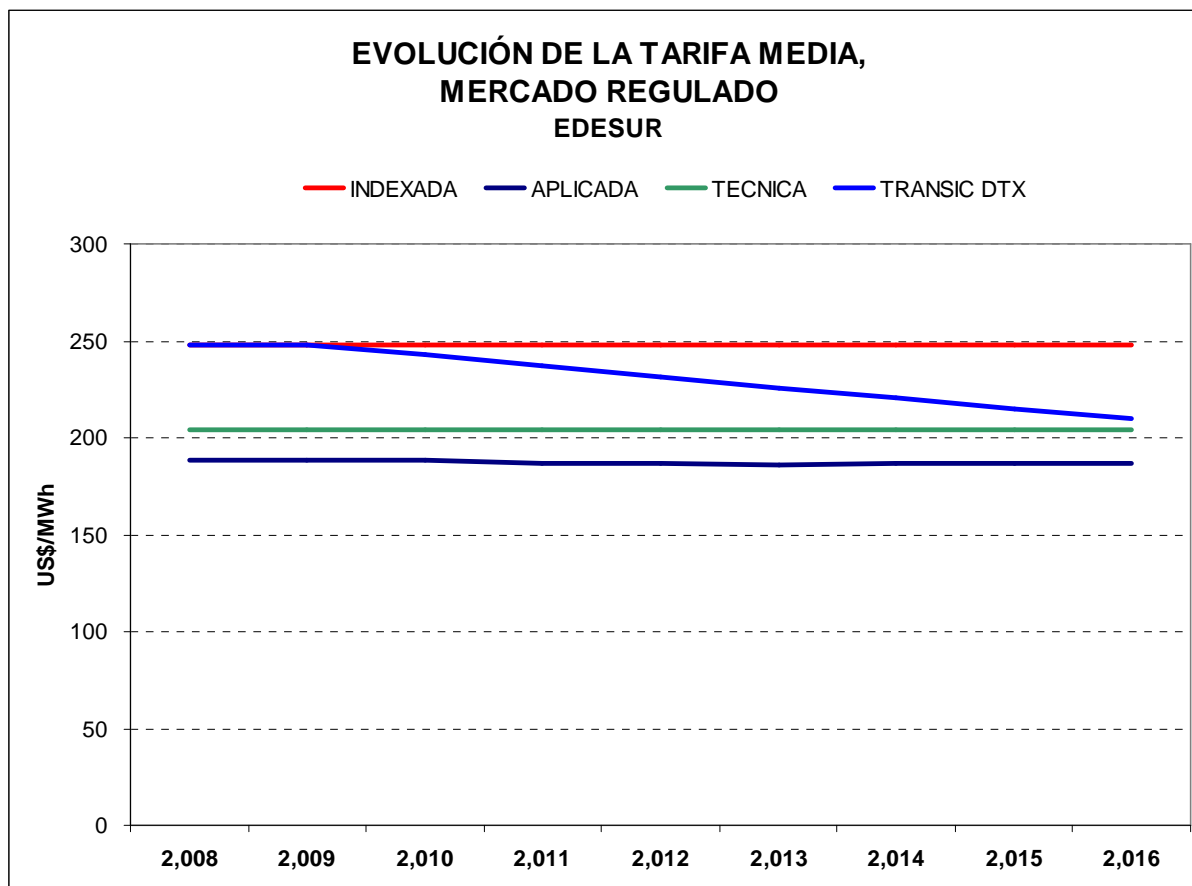
Si se tomara la decisión de diseñar una tarifa de Transición para Clientes, ésta evolucionaría a partir de los niveles actuales de la tarifa de Aplicación, hasta alcanzar los niveles de la tarifa media Técnica de EDENORTE al finalizar el año 2016. La trayectoria de esta tarifa implicaría efectuar aumentos mensuales y constantes sobre la tarifa de Aplicación a partir del año 2009 y hasta fines del año 2016, cuando esta tarifa se estabilizaría.

### 4.1.2 Trayectoria de la transición para EDEESTE



La tarifa de Transición DTX evoluciona desde los cargos tarifarios de la tarifa de Indexación actual hasta alcanzar los valores de la tarifa Técnica de EDEESTE al final de la Fase 3.

### 4.1.3 Trayectoria de la transición para EDESUR



La tarifa de Transición para EDESUR evoluciona desde los cargos tarifarios de la tarifa de Indexación actual hasta alcanzar los valores de la tarifa Técnica al final de la Fase 3.

### 4.1.4 Selección de una hipotética tarifa de Transición para Clientes

La tarifa de transición para los clientes que se planteó hipotéticamente durante el estudio fue seleccionada considerando las siguientes premisas:

- Las condiciones para el diseño de la transición imponen producir un pliego tarifario único para las tres empresas distribuidoras
- Conceptualmente la tarifa aplicada a los clientes debería ser finalmente una tarifa técnica
- Las tarifas técnicas de las tres empresas son diferentes, debido a que son diferentes sus mercados, densidad, instalaciones eléctricas, territorio y grado de cobertura.

Para cumplir con las condiciones se analizó como alternativa seleccionar a la tarifa de Transición Clientes calculada para EDENORTE, la cual confluiría con la tarifa Técnica de la misma. Esta tarifa fue seleccionada por dos razones:

#### 4. Marco de aplicación de la tarifa de transición. . .

- Es la tarifa técnica más alta y produciría los mayores aumentos a los clientes. Por lo tanto permitiría analizar el impacto de la transición desde la posición más conservadora.
- Aplicada a los usuarios de EDESUR y EDEESTE la tarifa de EDENORTE generaría un excedente respecto de las tarifas técnicas de las mismas y a partir de la Fase 3. Con ello el Fondo de Estabilización tarifaria cambiaría de signo.

Dichos excedentes se mantendrían para el futuro, una vez estabilizadas las tarifas, y podrían ser utilizadas a partir del año 2017 para financiar subsidios focalizados, ya que los modelos mostraron que los montos podrían aplicarse para ello.

Durante la transición el Estado deberá cubrir los subsidios previstos para el sector residencial, pero al terminar la transición sería el propio sector el que generaría los fondos para pagar los subsidios. Luego, el diseño del esquema de transición hipotéticamente analizado eliminaría finalmente la necesidad de aportes del Estado, conservando el subsidio a los usuarios de menores consumos.

##### 4.1.5 Construcción de la transición

Para efectuar los estudios desarrollamos modelos para cada empresa, cada uno construido utilizando los mismos criterios, y para los años 2007 a 2020.

Determinada la evolución del mercado para cada empresa simulamos facturaciones anuales utilizando los cuadros correspondientes a las tarifas de Aplicación, Indexada y de Transición.

Para la modelación utilizamos para el período tarifas que no consideran la inflación local ni internacional, con valores que reflejan los precios de los combustibles correspondientes al cálculo tarifario de Enero de 2008.

Para el cálculo de la transición utilizamos una tarifa monómica que representa el nivel tarifario medio requerido por cada distribuidora para prestar el servicio. La tarifa de transición determinada no es de aplicación directa a los usuarios regulados, sino que es una referencia par la determinación de los ingresos requeridos, considerando el VAD de cada empresa distribuidora.

Luego calculamos factores anuales, tales que su producto por los cargos tarifarios correspondientes lleven las tarifas medias de la facturación Indexada al valor de la tarifa media Técnica correspondiente a cada empresa distribuidora, y para alcanzarla en cada caso al finalizar el año 2016.

#### 4.2 EVOLUCIÓN DEL FONDO DE COMPENSACIÓN

Actualmente las compensaciones mensuales a las empresas son necesarias a partir de que facturan a sus clientes utilizando un cuadro tarifario (Aplicación) y se las remunera con otro (Indexado).

La transición contempla implementar el mismo mecanismo.

#### 4. Marco de aplicación de la tarifa de transición. . .

Para evaluar el impacto de la transición sobre las compensaciones calculamos dos hipótesis de evolución de los fondos que aportaría el Estado por este concepto, y que presentamos en las siguientes tablas. En todos los casos el cálculo refleja los precios de los combustibles utilizados para el cálculo tarifario de Enero de 2008.

La primera línea corresponde al actual FET, resultando siempre creciente por efecto de los precios de la energía utilizados, y proporcional a la recuperación del mercado modelada.

La segunda línea corresponde al Fondo de Compensación del esquema propuesto, calculada como la diferencia entre la tarifa de Transición y la tarifa de Aplicación actual. Esta situación representa la transición calculada, que modifica la tarifa reconocida a las distribuidoras pero que no varía los cargos cobrados a los usuarios actualmente.

<b>FASES 1 y 2</b>	<b>Unidades</b>	<b>2,008</b>	<b>2,009</b>	<b>2,010</b>	<b>2,011</b>	<b>2,012</b>	<b>2,013</b>
INDEXADA - APLICACIÓN (FET)	MM USD	323.6	396.9	463.0	560.8	619.5	644.2
TRANSICIÓN EMP - APLICACIÓN (FC)	MM USD	303.9	374.2	400.1	461.5	470.1	446.4
Diferencia	MM USD	19.7	22.6	62.9	99.3	149.4	197.8

<b>FASE 3 y años siguientes</b>	<b>Unidades</b>	<b>2,014</b>	<b>2,015</b>	<b>2,016</b>	<b>2,017</b>	<b>2,018</b>	<b>2,019</b>
INDEXADA - APLICACIÓN (FET)	MM USD	669.2	700.1	733.0	764.8	797.9	832.5
TRANSICIÓN EMP - APLICACIÓN (FC)	MM USD	412.8	383.6	352.7	318.4	333.7	349.8
Diferencia	MM USD	256.4	316.5	380.3	446.3	464.2	482.7

### 4.3 DISEÑO DE LA EVOLUCIÓN DEL MERCADO

Una condición para el diseño del esquema de transición consistió en no afectar la situación financiera de las empresas.

Actualmente las distribuidoras presentan un déficit operativo significativo producto de un muy alto nivel de pérdidas no técnicas. La tarifa Indexada que las remunera, una de las más altas de la región, es insuficiente para pagar las compras de la energía requerida.

La situación se debe a que del total de usuarios conectados a las redes de las empresas aproximadamente el 45% no paga por el servicio (usuarios PRA e ilegales), y de los que pagan, al menos el 60% abona una tarifa que no cubre el costo de compra de la energía necesaria.

El diseño tarifario por si mismo no puede resolver este problema, y la única vía para salir de la crisis consiste en redoblar los esfuerzos en todos los frentes para reducir las pérdidas.

La transición está construida sobre la base de un mercado en el que se recuperan las pérdidas no técnicas al tiempo que las empresas mejoran su gestión comercial.

El diseño de la evolución del mercado consistió en utilizar la información disponible para ajustar el año base de los estudios (2007), asumir el crecimiento del mismo según los Planes de Negocios de las empresas, y modelar la recuperación de pérdidas no técnicas a través de un plan exigente y continuo, pero factible de desarrollar por las empresas y el Gobierno.

#### 4. Marco de aplicación de la tarifa de transición. . .

Además de las cantidades físicas (número de clientes, energía comprada y consumida por categoría tarifaria), modelamos la evolución del porcentaje de cobranza de cada empresa, el CRI, y sus gastos en CAPEX, OPEX y Otros Gastos, con el fin de analizar la evolución del déficit de las empresas y la necesidad de fondos para el futuro. No obstante, no se desarrollaron modelos financieros, y los números al respecto solo tienen un valor comparativo.

Ajustamos la evolución de las pérdidas eléctricas, cobranza, CRI y cortes financieros a lo recomendado para cada Fase del proceso de transición por el documento “Opciones para la sustentabilidad del modelo adoptado – Mapa de ruta de la transición”, elaborado por PA en el marco del proyecto de “Fortalecimiento Institucional de la SIE y de su rol en la regulación del Sector Eléctrico”.

##### 4.3.1 Año base

Los modelos reprodujeron la facturación mensual del año 2007, tanto en términos físicos como monetarios, y reflejan información obtenida de la SIE, CDEEE y otros aportados por las distribuidoras.

El modelado de la recuperación de pérdidas está basado en la siguiente información correspondiente al año 2007, obtenida de las empresas:

	Clientes		Usuarios Sin Contrato	Barrios PRA
	Con Medidor	Sin Medidor		
EDEESTE	252,401	29,946	132,968	230,694
EDESUR	225,672	15,938	207,480	125,385
EDENORTE	284,732	239,020	165,662	77,603
	<b>762,805</b>	<b>284,904</b>	<b>506,110</b>	<b>433,682</b>

Tomamos los datos correspondientes a CAPEX, OPEX, porcentajes de cobranza y aportes del Estado de la información presentada por la CDEEE en sus Informes Mensuales de Desempeño.

Los datos de compra de energía y potencia, físicos y monetarios, provienen de información elaborada por el sector de Mercado Mayorista de la SIE

##### 4.3.2 Eliminación de los cortes financieros

Modelamos los cortes financieros como un porcentaje de energía no abastecida en cada año. Estos porcentajes son diferentes para las áreas PRA y No-PRA, y diferentes para cada empresa. Para el año base sus valores varían entre el 10% y el 25% según la empresa y área considerada.

Como hipótesis de trabajo consideramos que los cortes financieros disminuyen linealmente a partir del año 2009, para desaparecer en el final del año 2011. En consecuencia los años 2012 y siguientes fueron considerados con abastecimiento pleno.

#### 4. Marco de aplicación de la tarifa de transición. . .

La disminución de los cortes financieros hace crecer la demanda proporcionalmente, y ello impacta sobre las cantidades de energía facturada. Aumentan las compras de energía, el FET (o el FC), el déficit de las empresas y la necesidad de aportes del Estado.

##### 4.3.3 Desmonte del subsidio PRA

El desmonte del subsidio PRA se modeló para ejecutarse durante los años 2009 a 2011, de modo que a inicios del año 2012 los barrios estén completamente normalizados.

Para lograrlo asumimos la implementación del “Plan integral coordinado para la normalización del servicio de electricidad en los barrios adscritos al Programa Nacional de Reducción de Apagones (PRA)”, elaborado en el año 2006 por el Comité de Distribución de la CDEEE con la asesoría de SyT Consulting S.A. y la participación de las empresas distribuidoras.

El Plan consiste en el reemplazo de las redes actuales - en la mayoría de los casos precarias - por redes antihurto, con medición concentrada y teled medida, y normalización de cada suministro.

Adecuamos el costo total previsto en el Plan en función del número actual estimado de familias PRA, alcanzando entonces los 220 millones de dólares en tres años y representando una inversión cercana a los 500 USD/familia. Este costo deberá ser aportado por el Estado mediante partidas adicionales a las actuales, y lo asignamos a las empresas en función del número de familias PRA en cada una.

Durante el período de desmonte del subsidio consideramos que el Estado continúa con el aporte para la compra de energía PRA, a razón de 75% en 2009, 50% en 2010, 25% en 2011, y 0% para el año 2012 y siguientes.

La siguiente tabla presenta los aportes del Estado previstos para las Fases 1 y 2 de la transición.

Concepto	Unidades	2,008	2,009	2,010	2,011	2,012	2,013
ENERGÍA SECTORES PRA (75% EN 2007)	MM USD	132.7	140.5	99.1	56.9	0.0	0.0
NORMALIZACIÓN SECTORES PRA	MM USD	0.0	73.2	73.2	73.2	0.0	0.0
TOTAL APORTE DEL GOBIERNO	MM USD	132.7	213.7	172.3	130.1	0.0	0.0

En los modelos consideramos la evolución de los usuarios PRA por separado del resto de los clientes, aún después de normalizados, y se aplicó a ellos la facturación correspondiente a la tarifa BTS-1 en todo el período, asumiendo una distribución por escalones similar al resto de los usuarios residenciales hasta el escalón de 700 kWh/mes.

##### 4.3.4 Combate de las pérdidas no técnicas

El combate de las pérdidas no técnicas no debe circunscribirse a regularizar técnicamente los suministros, sino que debe ser acompañado por medidas que faciliten la gestión de las empresas al respecto, tales como dotarlas de herramientas jurídicas apropiadas que avalen y faciliten sus esfuerzos, tanto como medidas para la concientización de la población respecto de la situación.



#### 4. Marco de aplicación de la tarifa de transición. . .

En este sentido es importante el rol del Gobierno y del Regulador, con más énfasis en la primera fase y disminuyendo en las fases siguientes. Ambos deben reforzar sus campañas en los medios para crear conciencia respecto de la necesidad de conservar el recurso eléctrico y pagar por el servicio.

El Gobierno debería generar una Carta Compromiso con los ciudadanos, mediante la cual garantice: el acceso a un servicio mínimo mediante la implementación de subsidios con carácter social, y el avance hacia un abastecimiento pleno y de calidad, libre de cortes financieros. En este marco cobra vital importancia la transición hacia la implementación de la Norma de Calidad de Servicio, diseñada en este proyecto.

Como contrapartida los ciudadanos (usuarios) asumirían la obligación de normalizar su suministro de energía eléctrica y pagar regularmente por el mismo.

En los modelos, la recuperación de las pérdidas no técnicas está calculada por separado de las zonas PRA, partiendo del número de clientes ilegales estimado por las distribuidoras, y de tal modo que las pérdidas totales de las empresas se sitúe en el rango del 12% al 13% durante el año 2016, último año de la Fase 3 de la transición.

Asumimos que los usuarios ilegales regularizados corresponden a la categoría BTS-1 en la mayor proporción, pero también a BTS-2, BTD y MTD-1.

Controlamos el modelado a través de una tasa de regularización anual de usuarios, de modo que el número de clientes mensuales normalizados resulte posible de gestionar por las distribuidoras.

Asumimos además que la normalización tiene un costo de 300 USD/cliente, y que la recuperación de pérdidas comerciales tiene un éxito anual del 80% al 90% según la empresa.

##### **4.3.5 Reducción de la energía estimada**

Existen unos 285,000 usuarios con contrato pero sin medidor, un 85% de los cuales se encuentra en la jurisdicción de EDENORTE.

Las distribuidoras informaron que es normal verificar que estos usuarios consumen un 50% más que lo estipulado en su contrato, representando entonces otra importante fuente de pérdidas comerciales.

En el modelado asumimos un exceso de consumo medio del 30%, y una tasa anual de regularización de esta situación.

##### **4.3.6 Resumen de acciones a emprender**

La normalización del mercado está caracterizada por la necesidad de implementar miles de acciones mensuales de normalización, tanto en la faz técnica como en la comercial.

Estas acciones serán mas intensas durante las fases 1 y 2, de Recuperación y Consolidación, pero continuarán en la fase 3 de Implementación, y también en los años

#### 4. Marco de aplicación de la tarifa de transición. . .

siguientes aunque en menor escala, ya que el combate contra las pérdidas comerciales requiere de gestiones permanentes.

El número de acciones requeridas quedó representado a través del número de usuarios a conectar/regularizar por mes y por año en las diferentes campañas, y los presentamos para cada empresa en las siguientes tablas.

##### a. EDENORTE

		2,008	2,009	2,010	2,011	2,012	2,013	2,014	2,015	2,016
Número de usuarios conectados por mes	nro / mes	894	8,737	8,883	9,032	7,695	7,500	7,532	6,747	4,043
Número de usuarios regularizados por mes - FRAUDE	nro / mes	0	3,390	3,458	3,527	3,594	3,663	3,674	2,777	928
Número de usuarios regularizados por mes - ENERGÍA ESTIMADA	nro / mes	0	3,108	3,108	3,108	3,108	3,108	3,108	3,108	2,045
Número de usuarios regularizados por mes - ENERGÍA PRA	nro / mes	29	1,695	1,762	1,832	415	140	143	146	149
Número de usuarios regularizados por mes - FRAUDE + E. ESTIMADA	nro / mes	0	6,498	6,566	6,635	6,703	6,771	6,782	5,886	2,973

		2,008	2,009	2,010	2,011	2,012	2,013	2,014	2,015	2,016
Número de usuarios conectados	nro / año	10,729	104,840	106,590	108,384	92,338	90,001	90,384	80,969	48,510
Número de usuarios regularizados - FRAUDE	nro / año	0	40,678	41,491	42,320	43,132	43,953	44,088	33,328	11,138
Número de usuarios regularizados - ENERGÍA ESTIMADA	nro / año	0	37,301	37,301	37,301	37,301	37,301	37,301	37,301	24,541
Número de usuarios regularizados - ENERGÍA PRA	nro / año	350	20,342	21,149	21,981	4,984	1,683	1,717	1,751	1,786
Número de usuarios regularizados - FRAUDE + E. ESTIMADA	nro / año	0	77,979	78,792	79,621	80,434	81,255	81,389	70,629	35,679
Capex por regularización de pérdidas comerciales	millones USD	0.0	15.9	16.2	16.4	16.7	16.9	17.0	13.7	5.8

##### b. EDEESTE

		2,008	2,009	2,010	2,011	2,012	2,013	2,014	2,015	2,016
Número de usuarios conectados por mes	nro / mes	1,246	7,827	8,075	7,293	6,242	3,394	3,408	3,400	2,064
Número de usuarios regularizados por mes - FRAUDE	nro / mes	0	2,108	2,150	2,193	2,234	2,276	2,271	2,240	882
Número de usuarios regularizados por mes - ENERGÍA ESTIMADA	nro / mes	0	390	390	390	390	390	390	390	297
Número de usuarios regularizados por mes - ENERGÍA PRA	nro / mes	761	5,044	5,244	4,414	3,315	419	427	436	445
Número de usuarios regularizados por mes - FRAUDE + E. ESTIMADA	nro / mes	0	2,498	2,540	2,583	2,625	2,666	2,661	2,631	1,139

		2,008	2,009	2,010	2,011	2,012	2,013	2,014	2,015	2,016
Número de usuarios conectados	nro / año	14,954	93,919	96,900	87,516	74,906	40,727	40,897	40,804	24,772
Número de usuarios regularizados - FRAUDE	nro / año	0	25,296	25,801	26,316	26,814	27,315	27,249	26,886	10,587
Número de usuarios regularizados - ENERGÍA ESTIMADA	nro / año	0	4,682	4,682	4,682	4,682	4,682	4,682	4,682	3,080
Número de usuarios regularizados - ENERGÍA PRA	nro / año	9,126	60,527	62,934	52,965	39,784	5,028	5,129	5,231	5,336
Número de usuarios regularizados - FRAUDE + E. ESTIMADA	nro / año	0	29,977	30,483	30,998	31,496	31,997	31,931	31,568	13,668
Capex por regularización de pérdidas comerciales	millones USD	0.0	8.1	8.2	8.4	8.5	8.7	8.6	8.5	3.5

##### c. EDESUR

		2,008	2,009	2,010	2,011	2,012	2,013	2,014	2,015	2,016
Número de usuarios conectados por mes	nro / mes	2,302	6,529	6,709	6,781	3,951	1,885	1,307	1,158	1,130
Número de usuarios regularizados por mes - FRAUDE	nro / mes	1,202	3,749	3,824	3,760	2,387	1,067	597	431	376
Número de usuarios regularizados por mes - ENERGÍA ESTIMADA	nro / mes	82	280	280	280	280	280	63	31	32
Número de usuarios regularizados por mes - ENERGÍA PRA	nro / mes	557	2,768	2,878	2,992	1,250	230	235	239	244
Número de usuarios regularizados por mes - FRAUDE + E. ESTIMADA	nro / mes	1,284	4,029	4,104	4,040	2,667	1,347	660	462	408

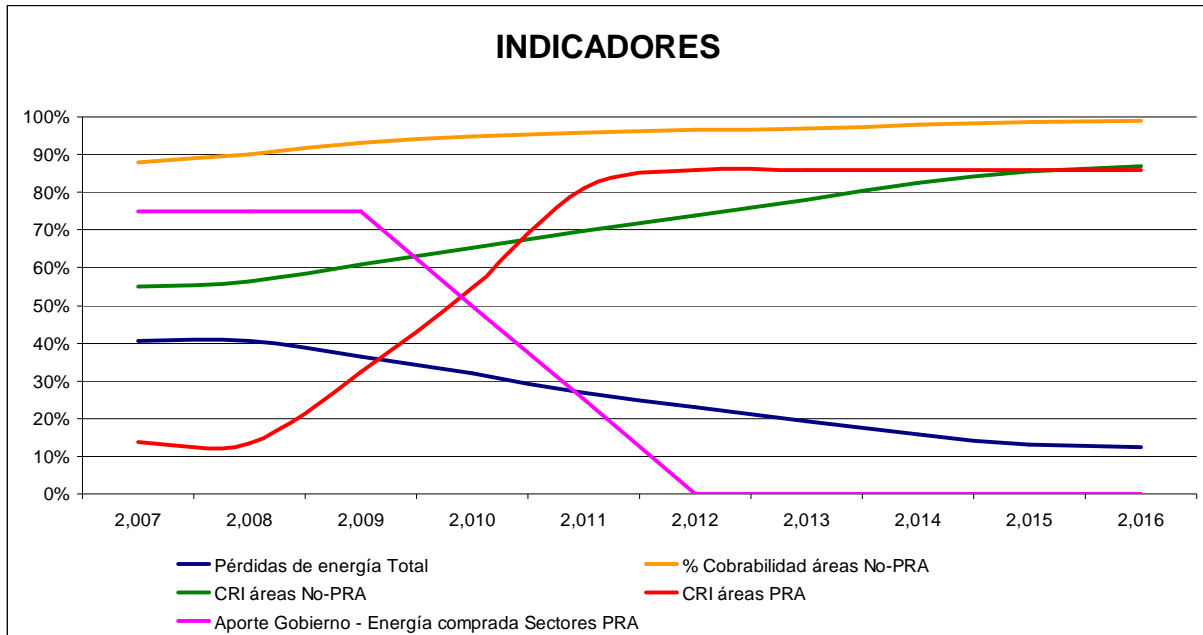
		2,008	2,009	2,010	2,011	2,012	2,013	2,014	2,015	2,016
Número de usuarios conectados	nro / año	27,623	78,349	80,505	81,367	47,406	22,622	15,682	13,890	13,556
Número de usuarios regularizados - FRAUDE	nro / año	14,424	44,989	45,889	45,119	28,638	12,808	7,159	5,176	4,515
Número de usuarios regularizados - ENERGÍA ESTIMADA	nro / año	989	3,362	3,362	3,362	3,362	3,362	761	371	379
Número de usuarios regularizados - ENERGÍA PRA	nro / año	6,680	33,218	34,538	35,899	15,002	2,759	2,815	2,871	2,928
Número de usuarios regularizados - FRAUDE + E. ESTIMADA	nro / año	15,413	48,351	49,251	48,481	32,000	16,170	7,920	5,548	4,893
Capex por regularización de pérdidas comerciales	millones USD	4.4	13.8	14.1	13.9	8.9	4.2	2.2	1.6	1.4

#### 4.3.7 Indicadores de la evolución del mercado

Para que la transición tenga éxito y sea posible salir de la crisis no es suficiente con reducir las pérdidas de energía. Al mismo tiempo las empresas deben redoblar sus esfuerzos por mejorar su gestión comercial, y todo el proceso debe ser acompañado por las adecuaciones normativas que colaboren con estos objetivos, entre las que se destacan la implementación de los controles de la Calidad Comercial.

El siguiente gráfico ilustra sobre la evolución prevista para los principales indicadores del escenario diseñado. La evolución es similar para las tres empresas, y coincidente con las

metas para cada Fase establecidas en el proyecto de “Fortalecimiento Institucional de la SIE y de su rol en la regulación del Sector Eléctrico” que conduce PA.



Las pérdidas de energía incluyen las evoluciones previstas para las áreas PRA y No-PRA.

Por otra parte, con el objeto de cuantificar el impacto del esquema de la transición tarifaria propuesta sobre la operación de las distribuidoras, calculamos la evolución del déficit operativo actual bajo la hipótesis de generación de ingresos (facturación afectada por el porcentaje de cobros) por aplicación de los cuadros tarifarios de Indexación (actual), Técnico y de Transición Empresas.

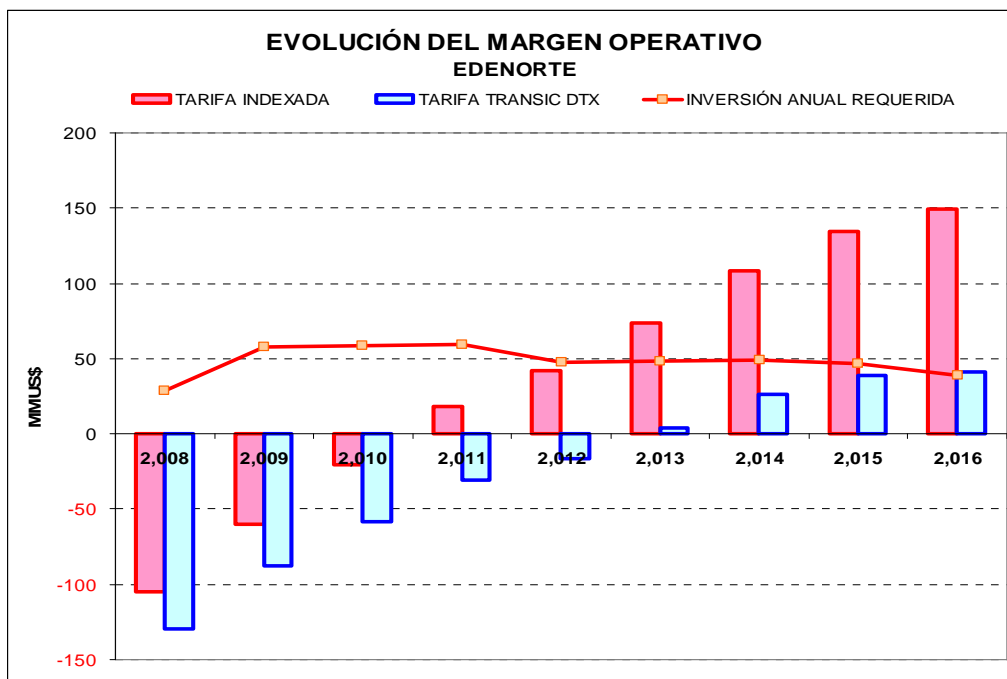
Todas las evoluciones son consistentes con los precios de los combustibles correspondientes a la fijación tarifaria de Enero de 2008, que asumimos constantes, y consistentes con los niveles de gastos para el año 2007 informados por la CDEEE. Para el caso de EDESUR esa información incluye el pago de deudas contraídas en ejercicios anteriores, que no se trasladaron al futuro mas que en una parte menor con el objeto de representar los efectos en cada año sin este tipo de distorsiones.

Puesto que los modelos no alcanzan la entidad de herramientas financieras los resultados alcanzados deben ser considerados sólo por su valor comparativo.

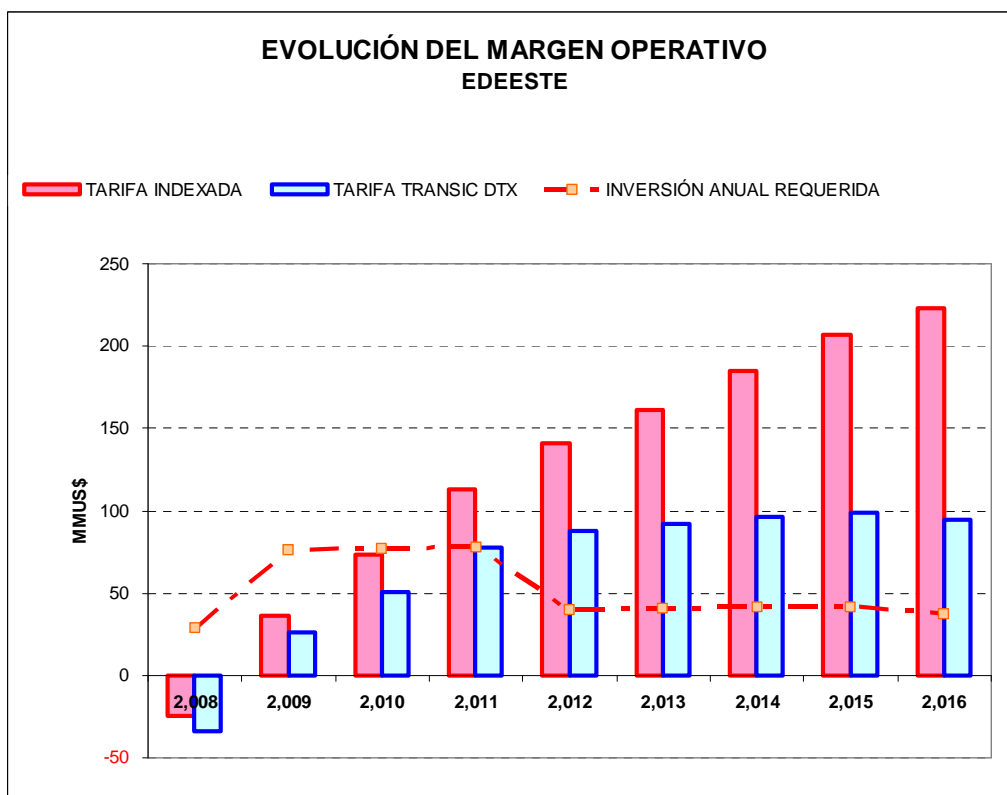
En estas condiciones los resultados muestran que las empresas saldrían de su déficit durante los años 2009 a 2011 con los ingresos del cuadro Indexado, cuando alcancen un nivel de pérdidas totales del orden del 30%. Esto es indicativo del alto nivel de esta tarifa.

Los gráficos que incluimos a continuación presentan los resultados globales por empresa mostrando los efectos de la aplicación del esquema de transición. Muestran además la evolución del margen de distribución de cada distribuidora, que se acercaría al VAD técnico al finalizar la Fase 3 de la transición, estabilizándose en ese valor para el futuro.

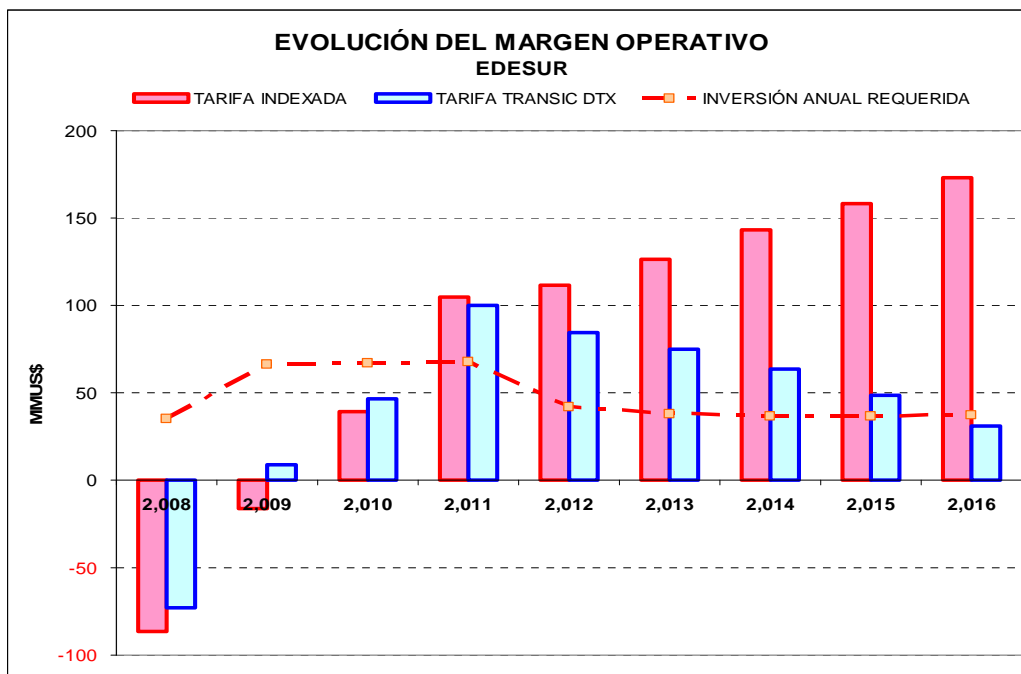
a. RESULTADO OPERATIVO PARA EDENORTE



b. RESULTADO OPERATIVO PARA EDEESTE



c. RESULTADO OPERATIVO PARA EDESUR



## **5. SOFTWARE PARA EL CÁLCULO DE LA TARIFA DE TRANSICIÓN**

---

La tarifa de transición es una tarifa monómica, diseñada para proveer a las distribuidoras de los ingresos que les corresponde de acuerdo con el Valor Agregado de Distribución (VAD) que les es reconocido. Según el mecanismo desarrollado, durante la transición, el VAD que fuera inicialmente incrementado a través de componentes por subsidios en exceso, disminuye paulatinamente, de modo que al finalizar la Fase 3 del periodo de transición, las empresas obtengan ingresos vinculados con su VAD y pérdidas objetivos.

La tarifa de transición no se traduce en un cuadro tarifario (al estilo del cuadro tarifario Indexado actual), sino que se trata de un valor monómico tal, que aplicado a la energía facturada por las empresas resulta en el ingreso total reconocido a las mismas para el periodo que se considere.

La tarifa de transición variará mes a mes, según la fase del periodo de transición en que se encuentre, de acuerdo con los precios de los combustibles o precios de compra de energía y potencia, valores de los componentes compensatorios, VAD, e índices de actualización

Para determinar la tarifa de transición en cada mes desarrollamos un modelo informático, con el objeto de dotar a la SIE con una herramienta informática que le permita calcular y actualizar el valor de la tarifa de cada empresa distribuidora, y simular los ingresos resultantes de la aplicación de la misma.

El programa informático cumple con los siguientes objetivos:

- Sistematizar el proceso de cálculo mensual de la tarifa de transición, considerando los datos de entrada que intervienen en su determinación
- Efectuar una simulación de los ingresos resultantes para la distribuidora según la tarifa de transición y según el cuadro tarifario de aplicación a los usuarios, tanto como el monto correspondiente al Fondo de Compensación de tarifas (FC).

La sistematización del proceso de cálculo consiste en determinar los valores actualizados para cada mes que intervienen en el cálculo de la tarifa de transición, para luego asignarlos a las ecuaciones que la definen.

Los valores actualizados para cada mes que intervienen en el cálculo dependen de la fase de transición, pero se pueden resumir en los siguientes:

- Los precios de los combustibles (para la fase 1) o,
- Los precios de abastecimiento por compras de potencia y energía en el mercado de contratos y de ocasión, y los costos de transporte en Alta Tensión AT (para las fases 2 y 3)
- Los aportes para el financiamiento de la SIE; CNE, organismo coordinador del despacho y el aporte de los Municipios en concepto de Alumbrado Público de acuerdo al Artículo 134 de la Ley de la Electricidad y Artículo 100 de su Reglamento.

## 5 Software para el cálculo de la tarifa de transición. . .

- La indexación de los valores base del VAD, realizada en función de indicadores económicos.

Todo el diseño seguido en la construcción del programa está basado en el procedimiento de cálculo desarrollado en el Capítulo 3 de este documento.

### 5.1 ENFOQUE SEGUIDO EN EL DISEÑO

A la hora de definir sobre que plataforma se debía desarrollar el programa informático se adoptó el siguiente enfoque para el diseño del programa:

- Compatibilidad con las herramientas usadas diariamente por el personal de la SIE
- Facilidad de migración de los resultados
- Facilidad de implementación de adaptaciones en caso de ser necesario durante el proceso de transición.
- Compatibilidad con los formatos de información requerida, remitida por los agentes y/o organismos del sector.
- Facilidad de su generalización a los agentes del sector.
- Universalidad del sistema operativo

A partir de las anteriores características se definió que el programa fuera desarrollado en Microsoft Excel.

### 5.2 CARACTERÍSTICAS DE LA PROGRAMACIÓN

- No se emplearon macros, de manera de las ecuaciones puedan ser seguidas por la generalidad de los usuarios.
- No se bloquearon o restringieron celdas de manera de permitir emplear los resultados con total libertad, permitiendo así que se puedan implementar las adaptaciones en caso de ser necesario durante el proceso de transición.
- Arquitectura abierta: cualquier usuario puede hacer una auditoria al cálculo y/o modificar las ecuaciones.
- A fin de mantener la independencia de cada empresa distribuidora, el cálculo se realizó en forma independiente para cada distribuidora en una versión propia del programa, manteniendo la estructura central de programación del mismo al ser similares las ecuaciones que componen la tarifa de transición, diferenciándose solamente los valores de los datos de entrada para cada empresa.
- Se procuró efectuar el cálculo en un número pequeño de hojas de cálculo, de manera de facilitar que el mismo pueda ser embebido en las aplicaciones propias de la SIE, facilitando así el trabajo diario de los usuarios y la generación de reportes de resultados.

# MANUAL DEL USUARIO DEL PROGRAMA

## 5.3 OBJETIVO DEL PROGRAMA DE CÁLCULO DE LA TARIFA DE TRANSICIÓN

El programa informático de Cálculo y Actualización de la Tarifa de Transición e Ingresos ha sido desarrollado exclusivamente a los fines de poder calcular el valor de la tarifa de transición para la prestación del servicio eléctrico de las empresas distribuidoras EDENORTE, EDESUR y EDEESTE, y determinar los ingresos resultantes en estas empresas a través de su aplicación.

## 5.4 CARACTERISTICAS GENERALES

### 5.4.1 Una tarifa de transición para cada empresa distribuidora

Si bien las ecuaciones de cálculo son similares para las tres empresas distribuidoras, atendiendo a que el Valor Agregado de Distribución de cada una de estas empresas es diferente, al igual que su gastos de abastecimiento por compras de energía y potencia, el programa permite calcular la tarifa de transición en forma independiente para cada.

### 5.4.2 Un solo programa para las tres empresas distribuidoras

La filosofía seguida consistió en desarrollar una sola herramienta informática, que permita determinar los cargos para cada empresa. Este permite evitar la duplicidad

De esta manera, al seleccionar la empresa al inicio del uso del programa, las salidas presentan un único formato para la empresa seleccionada.

### 5.4.3 Tarifa de Transición Mensual

El programa trabaja con una ventana de cálculo mensual.

De la misma manera, los ingresos determinados por el programa son los correspondientes a un mes, calculados como el producto de la tarifa de transición (y los cargos tarifarios de Aplicación ) por las ventas mensuales a los clientes.

### 5.4.4 Mes base para el cálculo del cuadro tarifario

La tarifa de aplicación en el mes “t” se determina sobre la base de la información correspondiente al mes “t-2”, tanto en lo correspondiente al gasto de abastecimiento, cuando corresponde, como a los indicadores económicos para la actualización de los valores bases de VAD.

### 5.4.5 Metodología seguida para el cálculo

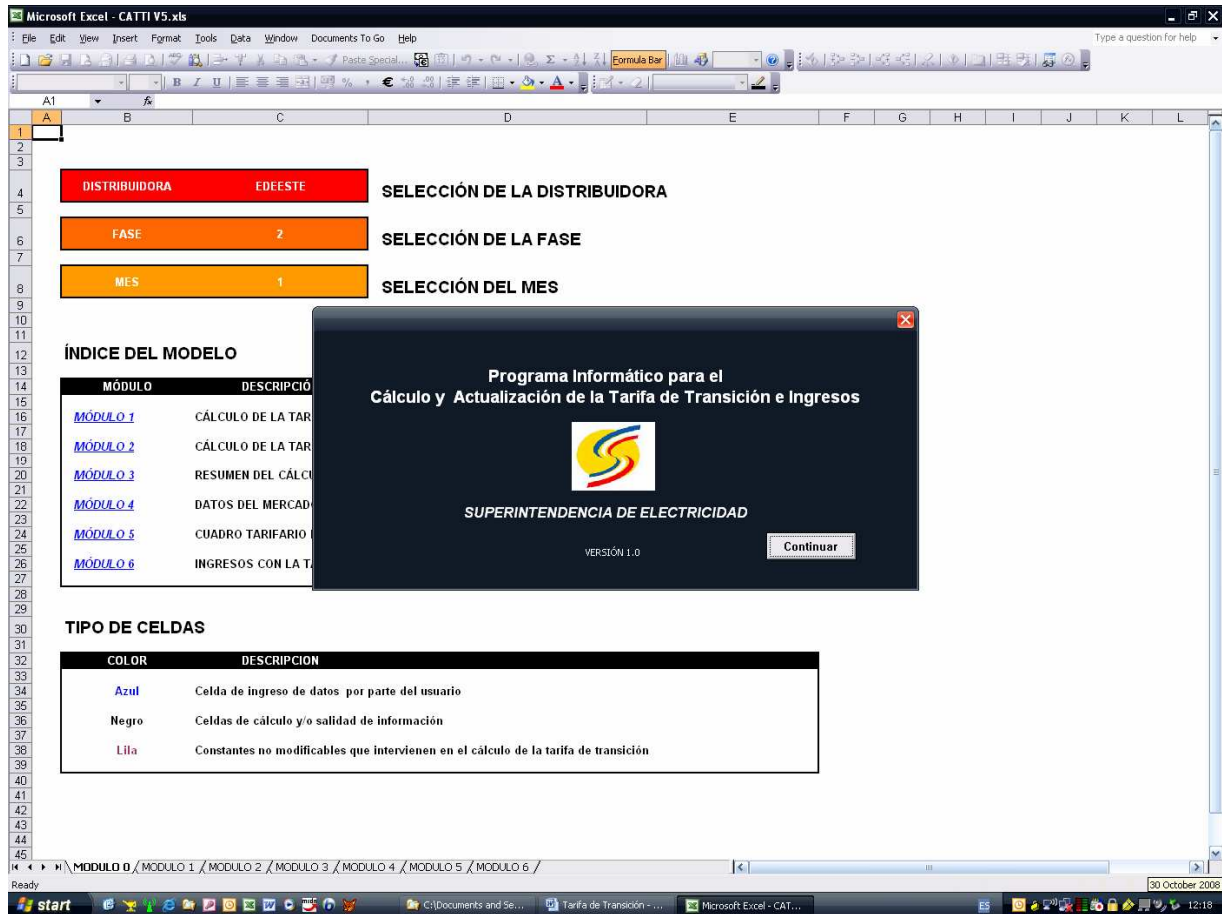
La metodología para el cálculo y actualización de la tarifa de transición, está descrita en el Capítulo 3 “Procedimiento de cálculo de la tarifa de transición”, de este documento.



## 5.5 PROGRAMA Y PLATAFORMA

El programa de cálculo ha sido desarrollado sobre una planilla de cálculo del programa Microsoft Excel.

El programa de cálculo se adjunta al presente documento bajo el nombre “CATTI.xls”<sup>5</sup>



Por ser un archivo Excel el programa no requiere instalaciones. Al abrirlo, se debe aceptar cargar la macro del mismo, la cual solo interviene en el aviso de bienvenida.

## 5.6 DISEÑO DEL PROGRAMA:

El programa consta de seis Módulos, y cada uno de ellos cumple una función específica a los efectos del cumplimiento de los objetivos propuestos.

---

<sup>5</sup> El nombre se corresponde a las iniciales de las palabras “Cálculo y Actualización de la Tarifa de Transición e Ingresos”

## 5 Software para el cálculo de la tarifa de transición. . .

Cada Módulo se desarrolló en una hoja de cálculo independiente dentro del archivo en Excel.

- En el Módulo 0, se selecciona la empresa distribuidora, la Fase de la transición y el mes de cálculo. Además se informa al usuario sobre los códigos de colores empleados para los distintos tipos de datos.
- En el Módulo 1 se calcula la tarifa de transición para la Fase 1.
- El Módulo 2 realiza el cálculo de la tarifa de transición para las fases 2 y 3.
- Los módulos 1 y 2 corresponden al “corazón” del programa.
- El Módulo 3 presenta la tarifa de transición resultante para los Usuarios Regulados, No Regulados y Usuarios en AT, calculados en los módulos 1 o 2, según la fase de la transición.
- En el Módulo 4 se ingresan los datos concernientes al mercado de clientes, energías y potencias facturadas por las distribuidoras.
- En el Módulo 5 se ingresan los cargos del Cuadro Tarifario de Aplicación a los clientes.
- En el Módulo 6 se simula la facturación de la empresa distribuidora, al aplicar sobre el mercado el Cuadro de Aplicación, por una parte, y la tarifa de transición, por otra.

### 5.7 DESCRIPCIÓN DE LOS MÓDULOS QUE COMPONEN EL PROGRAMA

#### 5.7.1 Módulo 0 “Selección de la Distribuidora y período”

##### a. OBJETIVO

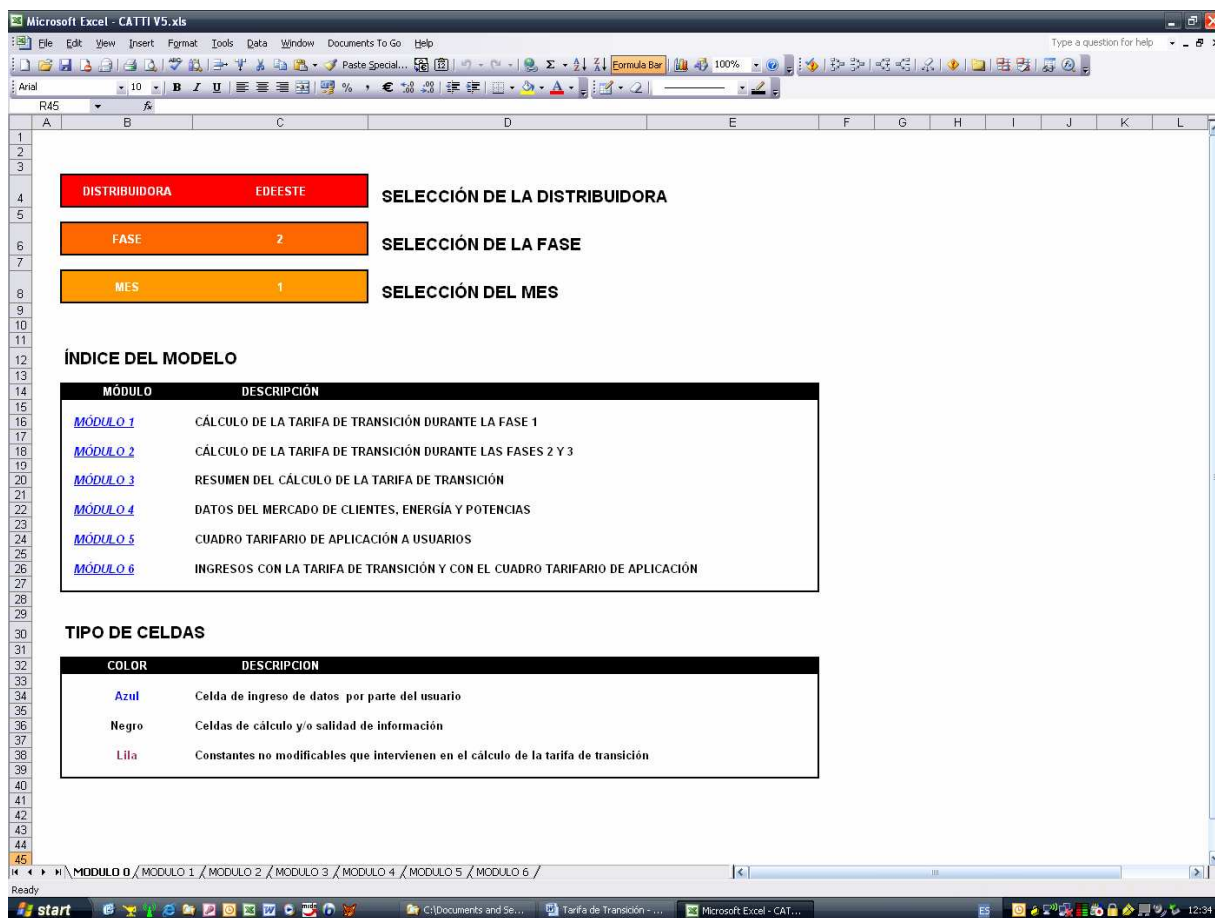
El módulo permite seleccionar la distribuidora para la cual se calculará la tarifa de transición y los ingresos resultantes, a partir de los datos ingresados en los diferentes Módulos para esta empresa. También permite seleccionar la Fase de transición y el Mes de cálculo.

La distribuidora se selecciona haciendo “click” en la celda C4, también llamada “DISTRO”.

La Fase de transición para la que corresponde calcular se selecciona haciendo “click” en la celda C6, llamada “FASE”.

El mes para el que corresponde calcular se selecciona haciendo “click” en la celda C8, llamada “MES”.

## 5 Software para el cálculo de la tarifa de transición. . .



En el Módulo 0 se listan los restantes módulos del programa, que cuentan con una vinculación a cada uno de los mismos. También se describe el código de colores utilizado para las celdas. Básicamente, para actualizar los valores de cálculo el usuario debe ingresar los datos requeridos, indicados con el color azul.

### 5.7.2 Módulo 1 “Cálculo de la tarifa de transición durante la Fase 1”

#### a. OBJETIVO

El objetivo de este módulo es determinar la tarifa de transición durante la Fase 1. El módulo responde a lo estipulado en el punto 3.2 de este documento.

## 5 Software para el cálculo de la tarifa de transición. . .

Microsoft Excel - CATTI V5.xls

**CÁLCULO DE LA TARIFA DE TRANSICIÓN PARA LA FASE 1**

**DISTRIBUIDORA** EDEESTE

**FASE** 2

**MES** 1

**COMPONENTES BASE**

CONSTANTE	UNIDAD	VALOR
Pe <sub>0</sub>	[US\$/MWh]	0.0727
PP <sub>0</sub>	[US\$/MWh]	0.0160
VAT <sub>0</sub>	[US\$/MWh]	0.0068
CPI <sub>0</sub> para la Actualización PC	1,°	103.90
CPI <sub>0</sub> para la Actualización PP & VAT & VAD	1,°	208.30
Pfue <sub>0</sub>	[US\$/Barril]	25.6386
PCarbono <sub>0</sub>	[US\$/Ton]	29.6942
PCnatural <sub>0</sub>	[US\$/MBTU]	6.0032
PF	1,°	0.6481
PC	1,°	0.1895
PGN	1,°	0.1634
IC	1,°	0.81

**VALOR BASE DEL VAD**

CONCEPTO	UNIDAD	VALOR
VAD	US\$/MWh	0.0439

	EDEESTE	EDENORTE	EDESUR
2	0.0439	0.0584	0.0342

**COMPONENTES COMPENSATORIO POR SUBSIDIOS**

CONSTANTE	UNIDAD	VALOR
CCS' Mes 1 al 12	US\$/MWh	0.0206
CCS' Mes 13 al 24	US\$/MWh	0.0180

	EDEESTE	EDENORTE	EDESUR
2	0.0206	0.0061	0.0303
3	0.0180	0.0053	0.0265

**COMPONENTE A EMPLEAR**

CONSTANTE	UNIDAD	VALOR
CCSI Mes 1 al 12	%	0.0206

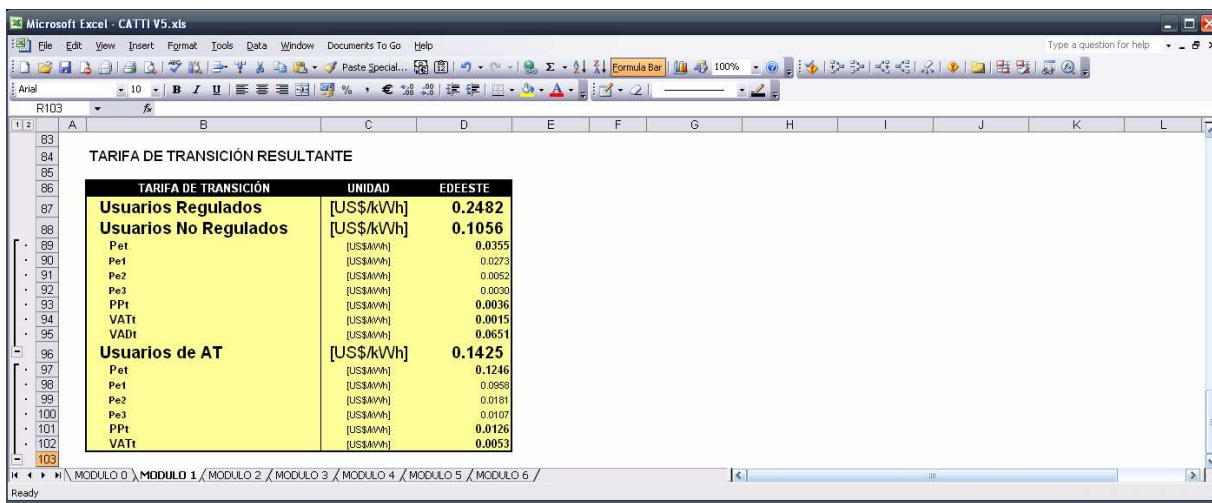
Ready

start | C:\Documents and Se... | Tarifa de Transición - ... | Microsoft Excel - CAT...

### b. SALIDAS DEL MÓDULO

Los datos de salida de este módulo se encuentran a partir de la fila 84 y corresponden a los valores de la tarifa de transición de la Fase 1, para Usuarios Regulados, No Regulados, y Usuarios en AT, para la empresa y mes seleccionados. La salida también muestra los valores de los componentes de la tarifa, actualizados.

## 5 Software para el cálculo de la tarifa de transición. . .

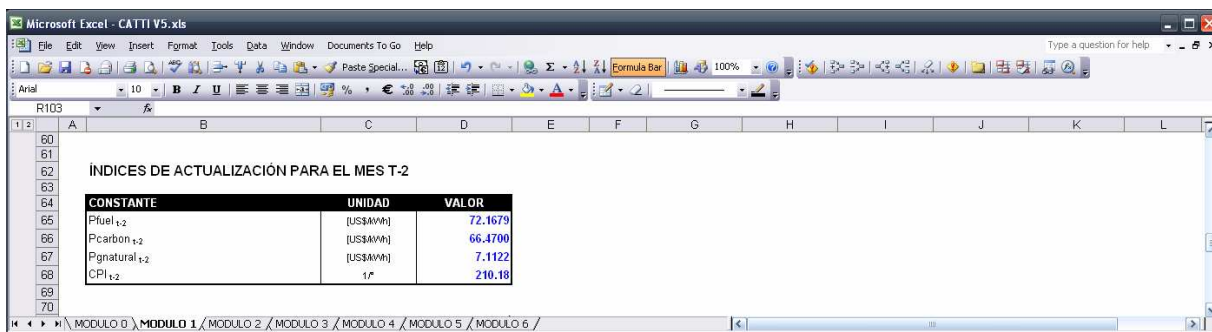


The screenshot shows a Microsoft Excel spreadsheet titled 'Microsoft Excel - CATTI V5.xls'. The active window displays a table titled 'TARIFA DE TRANSICIÓN RESULTANTE' starting at row 84. The table is organized into three main sections: 'Usuarios Regulados', 'Usuarios No Regulados', and 'Usuarios de AT'. Each section lists various cost components (Pe1, Pe2, Pe3, PPT, VAT, VAD) with their respective units and values. The total values for each section are 0.2482, 0.1056, and 0.1425 respectively.

TARIFA DE TRANSICIÓN	UNIDAD	EDEESTE
<b>Usuarios Regulados</b>	[US\$/kWh]	<b>0.2482</b>
<b>Usuarios No Regulados</b>	[US\$/kWh]	<b>0.1056</b>
Pe1	[US\$/kWh]	0.0355
Pe2	[US\$/kWh]	0.0273
Pe3	[US\$/kWh]	0.0052
PPT	[US\$/kWh]	0.0030
VAT	[US\$/kWh]	0.0036
VAD	[US\$/kWh]	0.0015
<b>Usuarios de AT</b>	[US\$/kWh]	<b>0.1425</b>
Pe1	[US\$/kWh]	0.1246
Pe2	[US\$/kWh]	0.0958
Pe3	[US\$/kWh]	0.0181
PPT	[US\$/kWh]	0.0107
VAT	[US\$/kWh]	0.0126
VAD	[US\$/kWh]	0.0053

### c. DATOS DE ENTRADA REQUERIDOS

Los datos de entrada para el cálculo de la tarifa de transición durante la Fase 1, se ingresan en la fila 65 de este modulo, y son los siguientes:



The screenshot shows a Microsoft Excel spreadsheet titled 'Microsoft Excel - CATTI V5.xls'. The active window displays a table titled 'ÍNDICES DE ACTUALIZACIÓN PARA EL MES T-2' starting at row 60. The table lists four constants: Pfuel, Pcarbon, Pgnatural, and CPI, with their units and values.

CONSTANTE	UNIDAD	VALOR
Pfuel <sub>t-2</sub>	[US\$/kWh]	72.1679
Pcarbon <sub>t-2</sub>	[US\$/kWh]	66.4700
Pgnatural <sub>t-2</sub>	[US\$/kWh]	7.1122
CPI <sub>t-2</sub>	1*	210.18

### 5.7.3 Módulo 2 “Cálculo de la tarifa de transición durante las Fases 2 y 3”

#### a. OBJETIVO

El objetivo de este módulo es determinar la tarifa de transición durante las Fases 2 y 3. El módulo responde a lo estipulado en el punto 3.3 de este documento.

## 5 Software para el cálculo de la tarifa de transición. . .

Microsoft Excel - CATTI V5.xls

**CÁLCULO DE LA TARIFA DE TRANSICIÓN PARA LAS FASES 2 Y 3**

**DISTRIBUIDORA** EDEESTE

**FASE** 1

**MES** 1

**COMPONENTES BASE**

VALOR BASE DEL VAD

CONCEPTO	UNIDAD	VALOR
VAD	US\$/Wh	0.0439

EDEESTE	EDENORTE	EDESUR
0.0439	0.0584	0.0342

**COMPONENTES COMPENSATORIOS POR SUBSIDIOS**

CONSTANTE	UNIDAD	VALOR
CCS Mes 1 al 12	US\$/Wh	0.0154
CCS Mes 13 al 24	US\$/Wh	0.0129
CCS Mes 25 al 36	US\$/Wh	0.103
CCS Mes 37 al 48	US\$/Wh	0.0077
CCS Mes 49 al 60	US\$/Wh	0.0051
CCS Mes 61 al 72	US\$/Wh	0.0026

EDEESTE	EDENORTE	EDESUR
0.0154	0.0005	0.0257
0.0129	0.0038	0.0214
0.103	0.0031	0.0171
0.0077	0.0023	0.0128
0.0051	0.0015	0.0086
0.0026	0.0008	0.0043

COMPONENTE A EMPLEAR	UNIDAD	VALOR
CCS Mes 1 al 12	%	0.0154

**ÍNDICES DE ACTUALIZACIÓN BASE**

CONSTANTE	UNIDAD	VALOR
CPI <sub>t2</sub>	1 <sup>a</sup>	208.30

**% DE PÉRDIDAS**

Ready

start

### b. SALIDAS DEL MÓDULO

Los datos de salida de este módulo se encuentran a partir de la fila 197 y corresponden a los valores de la tarifa de transición de las fases 2 y 3, para Usuarios Regulados, No Regulados, y Usuarios en AT, para la empresa y mes seleccionados.

Microsoft Excel - CATTI V5.xls

**COMPONENTES ACTUALIZADOS DE LA TARIFA DE TRANSICIÓN**

CONSTANTE	UNIDAD	VALOR
PME&Pt	[US\$/MWh]	0.1424
FEPEt	[*]	1.2439
OCT	[US\$/MWh]	0.0000
VADt	[US\$/MWh]	0.0598

**TARIFA DE TRANSICIÓN RESULTANTE**

TARIFA DE TRANSICIÓN	UNIDAD	EDESUR
Usuarios Regulados	[US\$/MWh]	0.2369
Usuarios No Regulados	[US\$/MWh]	0.0946
Usuarios de AT	[US\$/MWh]	0.1424

Ready

## 5 Software para el cálculo de la tarifa de transición. . .

### c. DATOS DE ENTRADA REQUERIDOS

Los datos de entrada para el cálculo de la tarifa de transición durante las fases 2 y 3, corresponden al índice de actualización y a los costos de abastecimiento de las empresas.

The screenshot shows an Excel spreadsheet with the following data tables:

**DATOS CORRESPONDIENTES AL MES T-2**

**ÍNDICES DE ACTUALIZACIÓN PARA EL MES T-2**

CONSTANTE	UNIDAD	VALOR
CPI <sub>t-2</sub>	1 <sup>a</sup>	210,18

**COMPRAS DE POTENCIA POR CONTRATOS MES T-2**

PROVEEDOR	UNIDAD	IMPORTE
Proveedor 1 / Total	US\$	4,813,214
CDEEE	US\$	-
Itabo	US\$	-
Haina	US\$	-
DPP	US\$	-
Andrés	US\$	-
PALAMARA - LA VEGA	US\$	-
CEPP	US\$	-
MONTE RIO	US\$	-
SEABOARD	US\$	-
METALDOM	US\$	-
PEDERNALES (EGE-HAINA)	US\$	-
Proveedor 13	US\$	-
Proveedor 14	US\$	-
Proveedor 15	US\$	-

**COMPRAS DE POTENCIA AL MERCADO SPOT MES T-2**

COMPRAS	UNIDAD	IMPORTE
Compra 1 / Total	US\$	6,233
Compra 2	US\$	-
Compra 3	US\$	-
Compra 4	US\$	-
Compra 5	US\$	-

**MONTOS PAGADOS POR DERECHOS DE CONEXIÓN Y OTROS MES T-2**

MONTOS	UNIDAD	IMPORTE
Monto 1 / Total	US\$	1,670,075
Monto 2	US\$	-
Monto 3	US\$	-
Monto 4	US\$	-
Monto 5	US\$	-

### 5.7.4 Módulo 3 “Resumen del cálculo de la tarifa de transición”

#### a. OBJETIVO

El objetivo de este módulo es presentar claramente los valores calculados en los módulos 1 y 2, a título de resumen y dada la complejidad de los mismos.

## 5 Software para el cálculo de la tarifa de transición. . .

**MODULO 3: CÁLCULO DE LA TARIFA DE TRANSICIÓN**

DISTRIBUIDORA: EDEESTE

FASE: 2

MES: 5

PRECIOS DE ENTRADA Y COMPONENTES ACTUALIZADOS PARA EL CÁLCULO DE LA TARIFA DE TRANSICIÓN

COMPONENTE	FASE	UNIDAD	USUARIOS REGULADOS	USUARIOS NO REGULADOS	USUARIOS DE AT
PEI	1	[US\$/Wh]			
PPt		[US\$/Wh]			
VATt		[US\$/Wh]			
VADt		[US\$/Wh]			
PME&Pt	2 & 3	[US\$/Wh]	0.1424	0.1424	0.1424
FEPEt		[*/]	1.2439	1.2439	1.2439
Oct		[US\$/Wh]	0.00	0.00	0.00
VADt		[US\$/Wh]	0.0598	0.0598	0.0598

TIPO DE CAMBIO

COMPONENTE	UNIDAD	VALOR
TCt	[RD\$/US\$]	33,567

TARIFA DE TRANSICIÓN RESULTANTE

TARIFA DE TRANSICIÓN	UNIDAD	EDEESTE
Usuarios Regulados	[RD\$/Wh]	7.953
	[US\$/Wh]	0.2369
Usuarios No Regulados	[RD\$/Wh]	3.174
	[US\$/Wh]	0.0946
Usuarios de AT	[RD\$/Wh]	4.779
	[US\$/Wh]	0.1424

### b. SALIDAS DEL MÓDULO

Los resultados de este módulo, es decir los valores de la tarifa de transición para la fase y mes seleccionados, se presentan aquí expresados en dólares y en pesos dominicanos, y son de aplicación exclusivamente para la empresa distribuidora seleccionada en el módulo 0.

Los valores se leen en las filas 34 a 39.

### c. DATOS DE ENTRADA REQUERIDOS

En este módulo solamente corresponde ingresar la tasa de cambio [RD\$/US\$]. Los datos para el cálculo de la tarifa de transición se ingresan en el Módulo 1 (Fase 1), o en el Módulo 2 (Fases 2 y 3)



### 5.7.5 Módulo 4 “Datos del mercado de clientes, energía y potencias”

a. **OBJETIVO**

El objetivo de este módulo es ingresar los datos concernientes al mercado mensual de ventas de energía, potencia y clientes para cada distribuidora, a los efectos de emplearlos en la simulación de los ingresos que se desarrolla en Módulo 6.

**MODULO 4: MERCADO MENSUAL DE CLIENTES, ENERGÍA Y POTENCIAS SEGÚN CUADRO DE APLICACIÓN**

<b>DISTRIBUIDORA</b>	<b>EDEESTE</b>
<b>FASE</b>	<b>2</b>
<b>MES</b>	<b>5</b>

**CLIENTES MENSUALES**

CATEGORÍA	BLOQUE / CARGO	UNIDAD	EDEESTE	EDEESTE	EDENORTE	EDESUR
BTS-1	0-50 kWh	Cientes	53,415	53,415	90,292	42,306
	50-75 kWh	Cientes	18,069	18,069	63,553	27,636
	75-100 kWh	Cientes	21,581	21,581	80,139	23,606
	100-125 kWh	Cientes	25,579	25,579	96,788	29,087
	125-150 kWh	Cientes	22,371	22,371	35,935	17,186
BTS-2	150-175 kWh	Cientes	19,157	19,157	25,619	14,646
	>175 kWh	Cientes	99,666	99,666	107,325	126,539
BTD		Cientes	39,061	39,061	47,645	34,807
BTH		Cientes	557	557	976	5,626
MTD-1		Cientes	3	3	2	40
MTD-2		Cientes	1,653	1,653	1,678	3,328
MTH		Cientes	224	224	378	466
AT		Cientes	11	11	4	207
NO REGULADOS		Cientes	12	12	20	29
<b>TOTAL CLIENTES</b>		<b>Cientes</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>24</b>	<b>19</b>
			<b>301,364</b>	<b>301,364</b>	<b>550,378</b>	<b>325,529</b>

**ENERGÍAS DISTRIBUIDAS EN EL MES**

CATEGORÍA	BLOQUE / CARGO	UNIDAD	EDEESTE	EDEESTE	EDENORTE	EDESUR
BTS-1	0-75 kWh	kWh	16,402,426	16,402,426	32,516,939	16,609,716
	76-200 kWh	kWh	16,754,276	16,754,276	23,095,531	16,592,068
	201-300 kWh	kWh	5,561,798	5,561,798	5,522,900	7,696,780
	301-400 kWh	kWh	2,449,709	2,449,709	2,446,758	4,192,023
	401-500 kWh	kWh	1,043,777	1,043,777	1,102,092	2,383,140
	501-600 kWh	kWh	396,993	396,993	442,525	1,152,877
	601-700 kWh	kWh	91,253	91,253	106,494	320,547
	701-1000 kWh	kWh	1,755,894	1,755,894	2,078,343	6,611,743
	>1000 kWh	kWh	2,490,948	2,490,948	3,691,307	18,044,622
	BTS-2	0-75 kWh	kWh	1,972,749	1,972,749	2,451,451

b. **DATOS DE ENTRADA REQUERIDOS**

Para cada distribuidora se deben ingresar, para cada Opción Tarifaria, los siguientes totales mensuales, todos coincidentes con la estructura tarifaria de Aplicación vigente:

- Clientes Mensuales: Filas 15 a 30 [número de clientes]
- Energías Distribuidoras en el mes: Filas 35 a la 60 [En kWh]
- Potencias Facturadas en el Mes: Filas 66 a la 74 [En kW]

## 5 Software para el cálculo de la tarifa de transición. . .

### c. SALIDAS DEL MÓDULO

Los datos de salida de este módulo se encuentran en las mismas filas que los datos de entrada, pero en la columna E, y consisten en una reproducción de los valores ingresados, correspondientes a la distribuidora seleccionada en el Módulo 0.

### 5.7.6 Módulo 5 “Cuadro tarifario de aplicación a los usuarios”

#### a. OBJETIVO

El objetivo de este módulo es ingresar los datos correspondientes al Cuadro Tarifario de Aplicación a los usuarios, a los efectos de emplearlos en la simulación de los ingresos que se desarrolla en Módulo 6.

#### b. SALIDAS DEL MÓDULO

Los cargos tarifarios son leídos por el Módulo 6.

#### c. DATOS DE ENTRADA REQUERIDOS

Se trata de todos los cargos correspondientes al Cuadro Tarifario de Aplicación.

TARIFA	CONCEPTO	RESOLUCION SIE MES 5
BT81	Cargos Fijos para Tarifa BT81	13.71
	Menores o iguales a 50 kWh	32.30
	> a 50 kWh < o iguales a 75 kWh	49.55
	> a 75 kWh < o iguales a 100 kWh	66.71
	> a 100 kWh < o iguales a 125 kWh	83.84
	> a 125 kWh < o iguales a 150 kWh	101.01
	> a 150 kWh < o iguales a 175 kWh	108.65
	> a 175 kWh	3.12
	0-75 kwh	3.12
	76-200 kwh	4.71
BT82	201-300 kwh	7.00
	301-400 kwh	7.90
	401-500 kwh	7.90
	501-600 kwh	7.90
	601-700 kwh	7.90
	701 - 1000 kwh	8.91
	> 1000 kWh	9.10
	Cargo Fijo	161.96
BT0	Energía	5.54

### **5.7.7 Módulo 6 “Ingresos con la tarifa de transición y con el cuadro tarifario de aplicación”**

#### *a. OBJETIVO*

El objetivo de este módulo es de simular los ingresos obtenidos por la distribuidora, calculando la facturación del mercado mensual de ventas de energía, potencia y clientes con el cuadro tarifario de Aplicación, así como calcular los ingresos con la tarifa de transición.

Se debe tener presente que una adecuada simulación de los ingresos exige una concordancia entre el cuadro tarifario determinado para un dado mes, y el correspondiente mercado finalmente distribuido en ese mismo mes. Por esta situación, la simulación de los ingresos bajo esta hipótesis, solo puede ser realiza en forma “ex-post”, una vez transcurrido el mes considerado, ya que las ventas solo están disponibles una vez finalizado el mismo.

En el caso del cuadro de Aplicación los ingresos se determinan para cada Opción Tarifaria, como el producto entre la cantidad física distribuida (energía o potencia, y clientes para los cargos fijos) y el valor del cargo tarifario (cargos por energía, potencia o cargos fijos, respectivamente). Luego el total de ingresos simulados para la distribuidora en el mes esta dado por la suma de los ingresos en cada opción tarifaria.

En el caso de la tarifa de transición, los ingresos se determinan como el producto del total de la energía facturada a los Usuarios Regulados por la tarifa correspondiente, y lo mismo para los Usuarios No Regulados y en AT.

## 5 Software para el cálculo de la tarifa de transición. . .

Microsoft Excel - CATTI V5.xls

File Edit View Insert Format Tools Data Window Documents To Go Help

100%

C5 =DISTRO

MODULO 6: INGRESOS POR VENTAS DE ENERGÍA Y POTENCIA A LOS CLIENTES

DISTRIBUIDORA EDEESTE

FASE 2

MES 5

RESUMEN DEL MERCADO

CATEGORÍA	CLIENTES	ENERGIA [kWh]	POT. PUNTA [kW]	POT. F. PUNTA [kW]	POT. MAX [kW]
BTS-1	259,838	46,347,075			
BTS-2	39,061	18,459,502			
BTD	557	4,922,098			14,026
BTH	3	7,409	59	13	
MTD-1	1,653	26,371,417			124,749
MTD-2	224	17,435,650			55,397
MTH	11	318,135	2,215	1,517	
AT	12	6,238,591			12,421
NO REGULADOS	5	2,599,413			5,475
<b>TOTAL DISTRIBUIDORA</b>	<b>301,364</b>	<b>123,299,291</b>			

INGRESOS CON EL CUADRO DE APLICACIÓN (USUARIOS) [EN MILES DE RD\$]

CATEGORÍA	TOT. INGRESOS [mRD\$]	TARIFA MEDIA [RD\$/kWh]	CARGO FUO [mRD\$]	ENERGIA [mRD\$]	POT. PUNTA [mRD\$]	POT. F. PUNTA [mRD\$]	POT. MAXIMA [mRD\$]
BTS-1	212,643.6	4.53	18,731.0	193,912.5			
BTS-2	144,630.5	7.84	4,244.0	140,386.5			
BTD	37,837.6	7.69	90.2	27,268.4			10,478.9
BTH	106.1	14.32	0.4	40.4	62.8	2.5	
MTD-1	200,413.6	7.60	309.9	154,538.5			45,567.2
MTD-2	110,806.1	6.36	39.7	96,593.5			14,172.9
MTH	3,486.4	10.96	1.4	1,733.8	1,640.2	110.9	
AT	37,741.7	6.05	2.1	34,561.8			3,177.8
NO REGULADOS	15,725.7	6.05	0.9	14,402.7			1,324.1
<b>TOTAL DISTRIBUIDORA</b>	<b>763,391.2</b>	<b>6.19</b>	<b>23,419.5</b>	<b>663,434.2</b>	<b>1,703.0</b>	<b>113.5</b>	<b>74,720.9</b>

INGRESOS CON EL CUADRO DE TRANSICIÓN (EMPRESA) [EN MILES DE RD\$]

### b. SALIDAS DEL MÓDULO

Los datos de salida de este módulo se encuentran a partir de la fila 28, e incluyen el cálculo del Fondo de Compensación tarifaria. y son los siguientes para cada opción tarifaria: Los valores están expresados en miles de Pesos Dominicanos (mRD\$).

Los resultados de este módulo se corresponden únicamente con la empresa distribuidora que fuera seleccionada en el módulo 0.

## 5 Software para el cálculo de la tarifa de transición. . .

Microsoft Excel - CATTI V5.xls

File Edit View Insert Format Tools Data Window Documents To Go Help

Formula Bar 100%

Distro

**INGRESOS CON EL CUADRO DE APLICACIÓN (USUARIOS) [EN MILES DE RD\$]**

CATEGORÍA	TOT. INGRESOS [mRD\$]	TARIFA MEDIA [RD\$/kWh]	CARGO FLUO [mRD\$]	ENERGÍA [mRD\$]	POT. PUNTA [mRD\$]	POT. F. PUNTA [mRD\$]	POT. MAXIMA [mRD\$]
BTS-1	212,643.6	4.53	18,731.0	193,912.5			
BTS-2	144,630.5	7.84	4,244.0	140,386.5			
BTD	37,837.6	7.69	90.2	27,268.4			10,478.9
BTH	106.1	14.32	0.4	40.4	62.8	2.5	
MTD-1	200,413.6	7.60	309.9	154,536.5			45,567.2
MTD-2	110,806.1	6.36	39.7	96,693.5			14,172.9
MTH	3,486.4	10.96	1.4	1,733.8	1,640.2	110.9	
AT	37,741.7	6.05	2.1	34,561.8			3,177.8
NO REGULADOS	15,725.7	6.05	0.9	14,400.7			1,324.1
<b>TOTAL DISTRIBUIDORA</b>	<b>763,391.2</b>	<b>6.19</b>	<b>23,419.5</b>	<b>663,434.2</b>	<b>1,703.0</b>	<b>113.5</b>	<b>74,720.9</b>

**INGRESOS CON EL CUADRO DE TRANSICIÓN (EMPRESA) [EN MILES DE RD\$]**

CATEGORÍA	TOT. INGRESOS [mRD\$]	TARIFA MEDIA [RD\$/kWh]
REGULADOS	910,310.1	7.95
AT	29,813.1	4.78
NO REGULADOS	8,251.0	3.17
<b>TOTAL DISTRIBUIDORA</b>	<b>948,374.2</b>	<b>7.69</b>

**SALDO MENSUAL FONDO DE COMPENSACIÓN TARIFARIA (FC)**

FC MES 5	TOTAL FC [mRD\$]	TOTAL FC [mUS\$]
REGULADOS	200,386.34	5,969.81
AT	-7,928.58	-236.20
NO REGULADOS	-7,474.73	-222.68
<b>EDEESTE</b>	<b>184,983.03</b>	<b>5,510.93</b>

Ready

start

C:\Documents and Se... Tarifa de Transición - ... Microsoft Excel - CAT... Sent Items - Microsof...

14:11

### c. DATOS DE ENTRADA REQUERIDOS

Este modulo no requiere del ingreso de datos por parte del usuario del programa. Los datos requeridos para la simulación de los ingresos se ingresan en los módulos anteriores

## **ANEXO A: SITUACIÓN INICIAL**

---

En este anexo comentamos el estado de situación existente al comienzo del estudio de implementación de la tarifa de transición.

### **A.1 SITUACIÓN DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS Y DEL SECTOR ELÉCTRICO EN GENERAL**

Como resultado de las reuniones mantenidas al comienzo del estudio, tanto con la SIE como con las empresas distribuidoras EDENORTE, EDESUR y EDEESTE, inicialmente se formaron las siguientes impresiones sobre la problemática existente en el Sector Eléctrico Dominicano respecto del desmonte de pérdidas y subsidios:

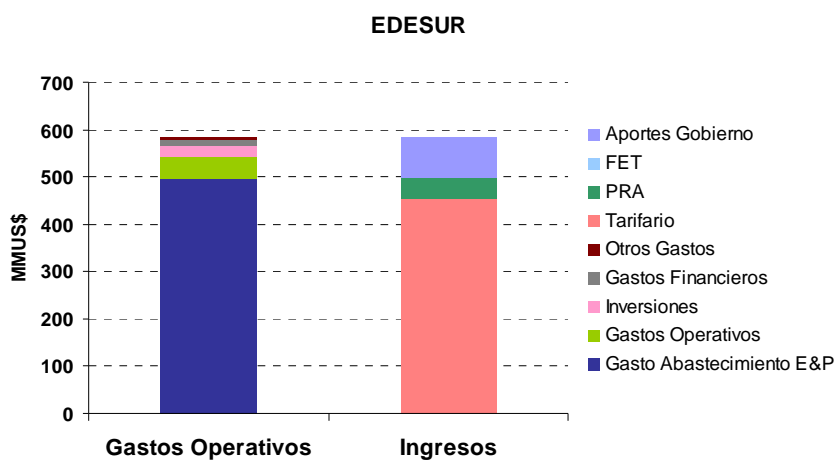
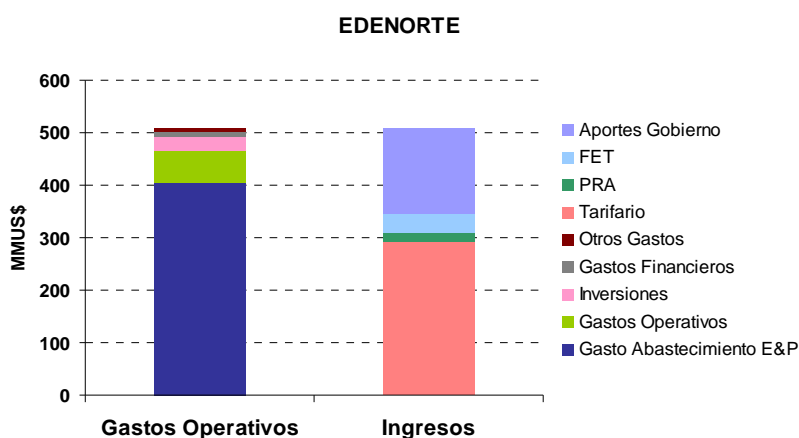
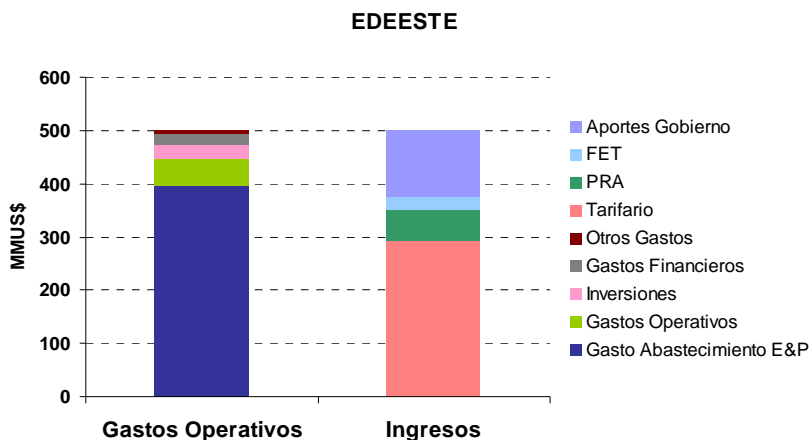
1. Las pérdidas de energía de las empresas, tanto técnicas como no técnicas, oscilan aproximadamente entre el 30% y el 40% de la energía comprada, representando un monto anual de aproximadamente 355 MMUS\$ (considerando un precio medio de compra de 125 US\$/MWh). Este valor podría reducirse a la tercera parte en el caso en que se mantuvieran las Pérdidas No Técnicas en valores acordes con los existentes en otras jurisdicciones de la región.
2. Las compras de energía representan entre el 80% y el 85% de los gastos anuales de las empresas, en gran medida debido a los elevados costos de los precios de la energía.
3. Los elevados niveles de pérdidas no técnicas, junto con los problemas de cobrabilidad, producen que los ingresos percibidos por las empresas distribuidoras por conceptos tarifarios sólo alcancen a cubrir entre el 55% y el 85% del total de los gastos operativos anuales de las distribuidoras. Esta situación origina que el Gobierno Dominicano deba aportar alrededor de 570 MMUS\$ al año para cubrir los requerimientos operativos de las empresas (monto dependiente de los precios de los combustibles).<sup>6</sup>

En las siguientes figuras se presenta para cada una de las tres empresas distribuidoras, un resumen de los costos operativos anuales y los ingresos elaborados al comienzo del estudio. En la columna de la izquierda se presentan los principales conceptos que componen los costos operativos anuales (incluyendo las inversiones). En la columna de la derecha, y en función del grado de detalle disponible, se presentan los ingresos por cobros de los cargos tarifarios, cobros a usuarios del PRA, aportes provistos por el FET, y aportes del Gobierno para compensar el total de los costos operativos<sup>7</sup>. Los valores fueron calculados en base a estimaciones provistas por las propias empresas para el año 2007.

---

<sup>6</sup> Los ingresos por conceptos de cobro de los cargos tarifarios no alcanzan en ninguna empresa ni siquiera a cubrir los egresos por compra de energía y potencia.

<sup>7</sup> Sin los aportes del Gobierno, y al ser mucho mayores los gastos operativos que los ingresos, las empresas distribuidoras entrarían en una situación financiera muy comprometida en el corto plazo.



- El aporte del Gobierno esta destinado mayoritariamente a cubrir gastos operativos de las empresas y compra de energía, por lo que de no mediar acciones tendientes a atacar la raíz del problema, los mismos deberán mantenerse en el largo plazo (o incluso incrementarse en caso que el gasto de abastecimiento se encareciese).

A: Situación Inicial. . .

5. El valor tarifario medio, cercano a 200 US\$/MWh, es un valor elevado y el consumo eléctrico puede representar porcentajes importantes de la canasta de gastos promedio de los usuarios. Por tal motivo no se vislumbra que exista posibilidad cierta de incrementar las tarifas para dar solución al problema y que ello se traduzca en un incremento de los ingresos de las empresas, sino por el contrario, con mas tarifa seguramente se incrementaría el incentivo al hurto de energía.
6. La energía asociada con los barrios PRA es del orden de 1241<sup>8</sup> GWh año, sobre los cuales las empresas no cobran Valor Agregado de Distribución y por el contrario, afrontan el pago de un 25% del valor del costo de la compra de esta energía.
7. Se evidenció que la política asociada a los barrios PRA, si bien originalmente permitió evitar una potencial crisis social, ha resultado en un incentivo perverso que alienta la instalación de pequeños comercios e industrias en dichas zonas, dado que los mismos prácticamente no afrontan el pago de la energía consumida. De las entrevistas realizadas, las empresas consideraron necesario iniciar a la brevedad un desmonte de la política de barrios PRA, acompañando el mismo con los fondos necesarios para realizar inversiones en las redes de estos barrios tendientes a su normalización (de lo contrario los consumos en los citados barrios pasarían a integrar los fraudulentos, incrementando las pérdidas no técnicas de las empresas)
8. Parecería conveniente que el Estado Nacional reenfoque su política de aportes al sector eléctrico hacia inversiones que permitan dar una solución en el largo plazo. Actualmente la contribución esta focalizada en los gastos operativos y pagos de compras de energía.

Una posible solución, vislumbrada al comienzo del estudio, parecería ser el otorgamiento de financiamiento a las empresas para efectuar las inversiones necesarias durante los primeros años, enfocadas en las obras de alto rendimiento por recuperación de pérdidas. La alta rentabilidad de las mismas permitiría el repago del crédito durante el período de transición de nueve años, y los excedentes se podrían reinvertir en el mismo tipo de obras, creando un circulo virtuoso que haría posible disminuir el aporte del Gobierno en el largo plazo. Esta solución podría ser abordada con créditos concedidos por Organismos Multilaterales de Financiamiento (tales como el BID). En caso de no prosperar esta alternativa parecería razonable que sea la banca estatal quien provea el financiamiento, atento a que se aplicaría específicamente a obras de alta rentabilidad.

---

<sup>8</sup> Con el siguiente detalle para el año 2007: EDEESTE: 611 GWh, EDENORTE: 180 GWh, EDESUR: 450 GWh, según la información suministrada por las empresas.



## ANEXO B: NIVEL DE PÉRDIDAS RECONOCIDO

Dado que la ecuación de indexación de la tarifa media prevista en la Res. 33/2005 está referida al nivel de suministro, los valores que la componen ya tienen incluido implícitamente un determinado nivel de pérdidas eléctricas reconocido.

Una alternativa para poder estimar el nivel de pérdidas implícitamente reconocido, consiste en comparar el valor del precio monómico de la energía y potencia considerado en la ecuación, con respecto al precio monómico de abastecimiento real de las distribuidoras. El cociente entre estos valores permite evaluar el nivel de pérdidas eléctricas reconocido vigente.

El precio monómico reconocido de la energía y potencia PMRecE&P esta dado por los precios de abastecimiento de la energía  $P_e$  y de la potencia  $P_p$  considerados en la Resolución SIE 33/2005. Si se incluye el costo del transporte en Alta Tensión VAT estipulado en esta misma Resolución, el precio monómico reconocido de la energía y potencia queda establecido por la siguiente ecuación:

$$PM RecE \& P = P_e(CPI_{t-2}; CPI_0; PFuel_t; PCarbon_t; PGnatural_t, IC_t) + Pp_0 * \frac{CPI_{t-2}}{CPI_0} + VAT_0 * \frac{CPI_{t-2}}{CPI_0}$$

Para evaluar el precio monómico real de abastecimiento de energía y potencia PMRealE&P de cada distribuidora, se procedió a calcular el cociente entre la suma de los montos pagados en concepto de compra de energía y potencia y pagos a la empresa de transmisión, divididos por la energía comprada por la distribuidora. Esto es:

$$PM RealE \& P_m = \frac{\sum_i (\$Ener_m^i + \$Pot_m^i) + (\$Ener_m^{spot} + \$Pot_m^{spot}) + \sum_j \$CTAT_m^j}{\left( \sum_i EComC_m^i + EComSpot_m \right)}$$

Donde

$\$Ener_{m-2}^i$  es el monto en concepto de compra de energía pagado por la distribuidora en el contrato i

$\$Pot_{m-2}^i$  es el monto en concepto de compra de potencia pagado por la distribuidora en el contrato i

$\$Ener_{m-2}^{spot}$  es el monto en concepto de compra de energía al mercado Spot pagado por la distribuidora

$\$Pot_{m-2}^{spot}$  es el monto en concepto de compra de potencia al mercado Spot pagado por la distribuidora

*B: Nivel de pérdidas reconocido. . .*

$\$CTAT_{m-2}^j$  es el monto j pagado a la Empresa de Transmisión en Alta Tensión por la empresa distribuidora, en concepto de Derecho de Conexión, Derecho de Uso u Otro concepto

$EComC_{m-2}^i$  es la energía comprada por la distribuidora mediante el contrato de abastecimiento i

$EComSpot_{m-2}$  es la energía comprada en el mercado Spot

Cabe mencionar que la ecuación anterior considera las compras de las empresas para abastecer su mercado, exceptuando los montos brutos comprados para el abastecimiento de los barrios considerados en el Programa de Reducción de Apagones. (Montos brutos, previos a la devolución del 75%).

Como se mencionó, las pérdidas implícitas reconocidas de Energía  $PIRecE$  en la Resolución 33/2005 pueden ser estimados relacionando los precios monómicos reales y reconocidos por compras de energía y potencia según la siguiente ecuación:

$$PM RecE \& P = PM RealE \& P * FEPE$$

Donde FEPE es el factor de expansión de pérdidas de energía, calculado como:

$$FEPE = \frac{1}{1 - \%PIRecE}$$

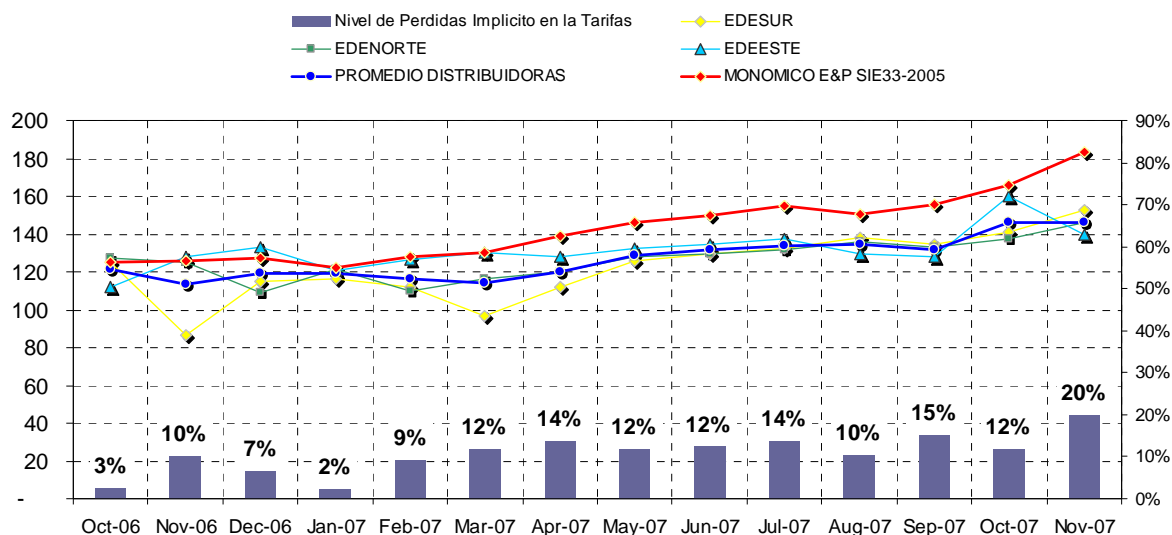
Siendo  $\%PIRecE$  el porcentaje de pérdidas implícitas reconocidas de Energía<sup>9</sup>

En la siguiente figura se presenta la evolución para los meses disponibles, del precio monómico reconocido de la energía y potencia según Res. 33/2005 y el precio monómico real de abastecimiento de energía y potencia de cada distribuidora.

---

<sup>9</sup> El porcentaje esta referido a la energía comprada, es decir a la entrada de las redes de distribución.

**PRECIO MONÓMICO REAL DE ABASTECIMIENTO  
VS PRECIO MONÓMICO A TARIFAS SEGÚN SIE 33-2005**  
En US\$/MWh



Si bien existen casos particulares en algunos meses específicos, a partir del precio medio de abastecimiento de las tres distribuidoras en conjunto para el caso del mes base del presente estudio, correspondiente a noviembre de 2007, se puede inferir que existiría un nivel de pérdidas de energía implícito reconocido %PIRecE del orden del 20%.

Se reitera que esta comparación realizó a los fines orientativos, dado que como se mencionara anteriormente, el precio de la energía previsto en la citada Resolución no necesariamente refleja el precio medio real de abastecimiento de cada distribuidora.

El nivel de pérdidas de energía reconocido del orden del 20% se encuentra por encima de los valores considerados en el estudio oportunamente efectuado y correspondiente a la tarifa técnica, que se encontraban en el orden del 12%.

Este último porcentaje se adoptó como valor técnico objetivo para diseñar la evolución del mercado sobre el que se implementará la tarifa de transición, implementando un proceso de desmonte desde el valor del orden del 20% al valor objetivo del 12%.

## **ANEXO C: APORTES DEL ESTADO EN EL MARCO DE LA TRANSICIÓN**

En la República Dominicana la base económica del sistema eléctrico está socabada por pérdidas comerciales que alcanzan un nivel inusual. Como consecuencia las empresas presentan un importante déficit que requiere de los aportes del Estado para cubrirlo.

El auxilio del Estado al sector de distribución está dirigido a cubrir la amortización de deudas contraídas en ejercicios anteriores, parte de las inversiones de las empresas, el subsidio PRA y el déficit de caja.

En los últimos dos años el Estado aportó al sector más de mil millones de dólares en esos conceptos, sin embargo no hay evidencia que la aplicación de esos fondos haya contribuído proporcionalmente a salir de la crisis.

Por otra parte, el alza en los precios de los combustibles respecto de los valores del año 2007 hace prever el aumento del déficit de las distribuidoras, y con ello, la necesidad de aumentar los aportes.

Diseñamos la transición tarifaria para un escenario en el cual las empresas emergen paulatinamente de su estado de quiebra actual, y se vuelven económica y financieramente auto-sostenibles. Pero durante los primeros años lograr la implementación de la transición requiere del aporte de fondos adicionales.

Como consecuencia prevemos que los aportes necesarios para sostener y regularizar al sector aumenten en el futuro inmediato, por lo cual es imperioso adoptar medidas que aseguren el éxito del proceso.

### **C.1 LOS APORTES DEL ESTADO NO ESTÁN CONTRIBUYENDO A UNA EFECTIVA SALIDA DE LA CRISIS**

Las empresas de distribución reciben ingresos a través de tarifas superiores a la tarifa técnica que les corresponde, pero debido a las pérdidas que enfrentan actualmente sus ingresos no son suficientes para cubrir el costo de sus compras de energía en el mercado mayorista.

Las empresas presentan entonces un significativo déficit operativo que ha sido cubierto por importantes aportes del Estado, y gracias a los cuales fue posible continuar con la operación.

Estos aportes fueron de 530 millones de dólares en el año 2006, y de 475 millones de dólares en el año 2007, según el siguiente detalle para ese año obtenido de información de la CDEEE:

	EDENORTE		EDEESTE		EDESUR	
	MM RD\$	MM USD	MM RD\$	MM USD	MM RD\$	MM USD
APORTES DEL ESTADO	5,414.4	162.8	6,314.4	189.9	4,080.9	122.7
<b>CONSOLIDADO</b>						
APORTES DEL ESTADO	15,809.73	475.48				

El 89% del monto aportado a las empresas durante el año 2007 tuvo como destino cubrir el déficit de caja, incluyendo el pago correspondiente a la energía PRA y gastos operativos. El

C: Aportes del Estado en el marco de la transición. . .

11% restante (53 MM USD) fue aportado para el cubrimiento de inversiones. La información de detalle muestra que en promedio el 60% del gasto destinado a CAPEX por las empresas fue cubierto por el Estado.

Las siguientes tablas muestran la evolución de indicadores que miden la actuación de las empresas sobre sus respectivos mercados. Los porcentajes de pérdidas corresponden al total que incluye áreas PRA y No PRA, mientras que los porcentajes de cobrabilidad y CRI corresponden solamente a las áreas No PRA de cada empresa.

<b>EDEESTE</b>	2,005	2,006	2,007
Pérdidas	42%	45%	46%
% Cobro/Facturación	85%	86%	94%
CRI	59%	57%	62%

<b>EDENORTE</b>	2,005	2,006	2,007
Pérdidas	52%	49%	40%
% Cobro/Facturación	84%	85%	88%
CRI	42%	46%	55%

<b>EDESUR</b>	2,005	2,006	2,007
Pérdidas	43%	43%	38%
% Cobro/Facturación	90%	92%	89%
CRI	57%	58%	61%

Los resultados son variados. Para EDEESTE el porcentaje total de pérdidas empeoró durante el año 2007, pero la empresa mejoró su porcentaje de cobros. En EDESUR ocurrió a la inversa, y sólo EDENORTE exhibe una mejora paulatina en los tres indicadores. En todos los casos los valores de los indicadores para el último año distan por mucho de los correspondientes a un mercado normalizado y económicamente sustentable.

Entendemos que la situación de las empresas y de sus mercados no se condice con su nivel de gastos y con los aportes efectuados en los últimos años por el Estado. Si bien es cierto que dichos aportes incluyen el pago de compensaciones tales como el FET y subsidios a los barrios PRA, no se observa evidencia de que los cuantiosos fondos transferidos se hayan aplicado para cumplir objetivos efectivos de mejora de la gestión, recuperación de pérdidas comerciales, y, en definitiva, acciones exitosas para salir de la crisis.

Las siguientes tablas muestran valores que sostienen este parecer, y corresponden al año 2007. Permiten comparar los gastos anuales en inversiones de capital (CAPEX) y en operación y mantenimiento (OPEX) entre las empresas, y entre estas y otras de la región. Los valores para cada empresa surgieron de las planillas de Flujo de Caja publicadas por la CDEEE en su Informe de Desempeño de diciembre de 2007.

Los valores de CAPEX alcanzaron los 28 MM USD para EDEESTE, 28 MM USD para EDENORTE y 30 MM USD para EDESUR. Como se dijo, el 60% de esos fondos fueron aportados a cada empresa por el Estado.

Los valores de OPEX se asumieron iguales a los indicados en el rubro Proveedores (Generares y Administrativos), y alcanzaron los 32 MM USD para EDEESTE, 21 MM USD para EDENORTE y 35 MM USD para EDESUR.

C: Aportes del Estado en el marco de la transición. . .

Con estos valores, mas los datos sobre plantilla de personal, se construyeron los siguientes indicadores:

Concepto	Unidades	EDEESTE	EDENORTE	EDESUR
USD CAPEX POR CLIENTE REGULAR	USD/cliente	89	53	102
USD CAPEX POR CLIENTE REGULAR + PRA	USD/cliente	54	47	74
USD CAPEX POR CLIENTE REGULAR + PRA + FRAUDE	USD/cliente	42	34	55

Concepto	Unidades	EDEESTE	EDENORTE	EDESUR
USD PROVEEDORES POR CLIENTE REGULAR	USD/cliente	101	70	120
USD PROVEEDORES POR CLIENTE REGULAR + PRA	USD/cliente	62	62	87
USD PROVEEDORES POR CLIENTE REGULAR + PRA + FRAUDE	USD/cliente	48	45	64

Concepto	Unidades	EDEESTE	EDENORTE	EDESUR
CLIENTES REGULARES POR EMPLEADO	Clientes/empleado	254	253	152
CLIENTES REGULARES + PRA POR EMPLEADO	Clientes/empleado	417	282	210
CLIENTES REGULARES + PRA + FRAUDE POR EMPLEADO	Clientes/empleado	536	390	283

NÚMERO DE EMPLEADOS:	1,254	2,115	1,927
----------------------	-------	-------	-------

Para empresas distribuidoras de la región razonablemente comparables, el Programa de Benchmarking de PA indica que las inversiones anuales se sitúan en un rango de 30 USD/cliente a 50 USD/cliente. Con este gasto sobre las redes las empresas de la región atienden el crecimiento anual de su demanda e inversiones en renovación y mejoras. El gasto en OPEX se encuentra en un rango similar o superior, aceptando en esta comparación valores de 40 USD/cliente a 60 USD/cliente, incluyendo los pagos por servicios tercerizados.

Por otra parte, en términos medios el número de empleados de una empresa distribuidora se sitúa en rangos de 500 clientes/empleado a 600 clientes/empleado. Estos ratios dependen del grado de cobertura que cada empresa requiera (número de oficinas comerciales y distribución de los recursos técnicos en el territorio), pero se evidencia que los valores alcanzados por las empresas dominicanas están alejados de los correspondientes a otras empresas de la región, en particular en los casos de EDENORTE y EDESUR.

La comparación de los valores del benchmarking con los alcanzados por las empresas dominicanas muestra que su gasto por cliente es similar o superior al de una distribuidora de la región que atiende un mercado normal, aún en el supuesto que las empresas dominicanas efectuen inversiones en redes y gastos de O&M dedicados a todos y cada uno de los usuarios que usufructan dichas redes, paguen o no por el servicio (usuarios regulares, de los barrios PRA y con fraude).

Los indicadores presentados en este punto indicarían que los fondos aportados por el Estado no tuvieron como contrapartida hasta la fecha una mejora proporcional en términos de gestión comercial – medida a través del porcentaje Cobros/Facturación, y tampoco una mejora sustancial en cuanto al combate y recuperación de las pérdidas no técnicas, medido a través del porcentaje total de pérdidas de energía.

Consideramos que los aportes del estado deberían vincularse a un compromiso de operación que asegure la salida de la crisis, instrumentando un programa con objetivos claros, fiscalizados y sujetos a revisiones periódicas, en el cual se acuerden las responsabilidades de las partes.

Este proceder resulta imperioso puesto que en los últimos dos años el Estado destinó mas de 1000 millones de dólares al sector de distribución, sin que las mejoras logradas resulten significativas frente a ese monto, y mucho mas considerando que es de preveer un aumento en los aportes necesarios para el futuro inmediato que podrían comprometer seriamente las finanzas del Estado si esos esfuerzos se realizan en vano.

## **C.2 AUMENTO DE LOS APORTES DEL ESTADO EN EL FUTURO INMEDIATO**

Los altos precios del petróleo impactan sobre el precio de la energía requerida por las distribuidoras, y a través de este, sobre el Fondo de Estabilización Tarifaria, la compra de energía para barrios PRA, y sobre el déficit operativo de las empresas, todos cubiertos por aportes del Estado.

Por otra parte, la implementación de la transición – que considera eliminar la necesidad de esos aportes en el futuro y una disminución de los montos del nuevo Fondo de Compensación – requiere en su primera fase el mantenimiento de esos aportes, con más fondos adicionales para combatir el fraude e implementar el desmonte del subsidio PRA.

### **C.2.1 Impacto del precio de la energía eléctrica a nivel mayorista**

Los precios de la energía eléctrica son muy dependientes del comportamiento de los precios del petróleo.

Los precios del petróleo afectan a todas las economías del mundo, y es de esperar que los principales países industrializados combatan su alza vertiginosa, robusteciendo su eficiencia en materia energética, acelerando las inversiones en nuevas tecnologías, y al mismo tiempo, solicitando a los países productores que aumenten sus cuotas de producción (constantes en los últimos tres años). Pero estas medidas tardarán meses en surtir efecto – en el mejor de los casos – por lo cual en el corto plazo es dable suponer que los precios del crudo se mantendrán en los niveles actuales. Además se debe tener en cuenta que en Septiembre de 2008 se desató una crisis económica de alcance mundial, cuyas consecuencias, en particular sobre los precios de los combustibles, no se pueden prever con certeza.

En la República Dominicana el efecto de los precios del petróleo se potencia por los crecientes requerimientos financieros de las distribuidoras, con niveles muy elevados de pérdidas y elevados precios de contratos de abastecimiento respecto de las condiciones económicas de los usuarios. Estos efectos resultan en los elevados costos del servicio que hoy presenta el sector, y en un aumento en los aportes por parte del Estado.

#### **a. IMPACTO SOBRE EL FET**

La tarifa Indexada que se reconoce a las empresas se actualiza mensualmente según los precios de los combustibles Fuel Oil, Carbón y Gas Natural. La tarifa de Aplicación a los usuarios es constante. La diferencia se compensa a través del Fondo de Estabilización Tarifaria (FET).

Dependiendo de la evolución de los precios de los combustibles y según el facturado de cada mes el FET puede ser positivo o negativo, aumentando o disminuyendo el fondo a compensar.

### *C: Aportes del Estado en el marco de la transición. . .*

Durante los primeros meses del año 2007 el FET fue negativo, pero terminó el año acumulando unos 60 millones de dólares.

Impulsado por el aumento en los precios de los combustibles, en los meses transcurridos del año 2008 el fondo resultó siempre positivo, con valores mensuales superiores a los del año anterior, y acumulando en la primera mitad del año un monto que supera los 100 millones de dólares.

En el escenario de facturación simulada desarrollado, que utiliza los precios de la energía mayorista correspondientes a las tarifas de enero de 2008, se prevé para el año 2008 un FET de 330 millones de dólares.

Los modelos de simulación utilizan precios de compra de energía constantes aplicados en un escenario de recuperación de pérdidas no técnicas. En estas condiciones el cálculo del FET según el mecanismo actual arroja valores anualmente crecientes, alcanzando más de 600 millones de dólares para el año 2012 y más de 700 millones de dólares para el año 2016. Luego, resulta imperioso desarrollar la transición que permita implementar el modelo técnico adoptado, pues en la transición el fondo de compensación tarifaria disminuye paulatinamente, y desaparecería si al mismo tiempo se aplica un esquema de transición a las tarifas de los usuarios (que implica aumentos en las facturas que pagan los mismos).

#### *b. IMPACTO SOBRE EL COSTO DEL SUBSIDIO PRA*

Actualmente en los barrios PRA habitan unas 432,000 familias que representan casi el 30% del millón de clientes a los que se factura, constituyendo entonces una porción significativa del mercado. En virtud de los Acuerdos PRA el Estado asume el 75% del costo del abastecimiento requerido por el programa.

Un aumento en los precios de los combustibles se traduce automáticamente en el aumento del costo de la energía PRA aportado por el Estado. Los modelos desarrollados arrojan la necesidad de un aporte de 130 millones de dólares por este concepto para el año 2008.

En la medida en que los precios de los combustibles continúen en los niveles actuales y no se avance en el desmonte de este subsidio, los valores requeridos serán mayores año a año.

#### *c. IMPACTO SOBRE EL DÉFICIT OPERATIVO DE LAS DISTRIBUDORAS*

Las empresas distribuidoras presentan un porcentaje de pérdidas de energía eléctrica que en conjunto superan el 40%. Estas pérdidas se deben a los siguientes motivos:

- Las empresas asumen el 25% del costo de abastecimiento a los barrios PRA pero facturan sólo un porcentaje no significativo de esa energía
- Existen unos 520,000 usuarios que no pagan por su consumo (ilegales)
- Unos 285,000 usuarios tiene un contrato de servicio pero no cuentan con un medidor. En los modelos desarrollados asumimos que la energía efectivamente consumida es entre un 15% y un 20% superior al valor por el pagan. Consideramos además que la estimación es conservadora.



El aumento de los precios de los combustibles implica el aumento del costo del abastecimiento de las pérdidas, el aumento del déficit de las empresas, y el aumento de los aportes del Estado para cubrir el déficit de caja y permitir así que la operación continúe.

### **C.2.2 Aportes adicionales para implementar la transición**

La implementación de la transición requerirá de aportes adicionales por parte del Estado para combatir las pérdidas no técnicas y desmontar el subsidio PRA. Esos aportes adicionales, sin embargo, son menores que aquellos necesarios si la transición no se desarrolla.

Los indicadores presentados en este anexo indican que los fondos destinados a CAPEX y OPEX por las empresas serían suficientes para atender un mercado normal, pero el mercado de distribución dominicano dista de serlo.

Para desarrollar los modelos que permiten analizar la trayectoria de la transición aceptamos el nivel de gastos actual, pues consideramos que las empresas invierten y gastan razonablemente dadas las condiciones, enfrentando un mercado donde el elevado nivel de fraude incrementa los costos de operación y mantenimiento por sobrecarga de los circuitos, y que al mismo tiempo deben volcar sus recursos en programas para la disminución del fraude con alta reincidencia, e inclusive destinarlos a la reposición de instalaciones que son hurtadas de las redes para venderlas por su material (básicamente cobre y aluminio)

#### *a. APORTES ADICIONALES PARA COMBATIR LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS*

El número de usuarios ilegales, unos 520,000 según las estimaciones, representa aproximadamente el 50% de los clientes que actualmente pagan por el servicio, y por ello debe entenderse la magnitud del problema y la necesidad de destinar fondos adicionales a los esfuerzos de las distribuidoras para combatir el flagelo.

Los modelos contemplan la necesidad de aportar un monto de 120 millones de dólares entre los años 2008 y 2011.

Para el año 2011 no estaría solucionado el problema del fraude, pero el diseño de la transición muestra que para el año 2012 las empresas generarían fondos suficientes para continuar con las acciones de regularización del mercado sin el auxilio del Estado.

#### *b. APORTES ADICIONALES PARA DESMONTAR EL SUBSIDIO PRA*

El desmonte del subsidio PRA requerirá del aporte de 220 millones de dólares entre los años 2009 y 2011 para normalizar las redes y las conexiones de estos barrios.

El monto es muy importante, pero menor al costo de la energía asumido por el Estado en este programa, aún considerando que ha medida que los barrios se normalizan en tres años los aportes pasan del 75% al 50% y 25%.

### **C.3 RECOMENDACIONES RESPECTO DE LOS APORTES DEL ESTADO**

Por todo lo expuesto, para el corto plazo prevemos un incremento en la necesidad del auxilio del Estado al sector de distribución, y estos fondos deben estar dirigidos a la transformación

positiva del sistema. Resulta imperioso entonces tomar medidas que aseguren el éxito del proceso.

Una parte de estas medidas pasa por mejorar la fiscalización y el control de los fondos transferidos.

Con ese sentido recomendamos que al implementar el esquema de transición, y con el objeto de otorgarle al proceso orden y transparencia, sea creado un nuevo Fondo de Compensación para las tarifas, dejando al actual FET en conciliación entre las empresas distribuidoras y el Gobierno.

El nuevo mecanismo deberá liquidarse mensualmente con total regularidad, y puesto que conforma un ingreso genuino de las empresas, debería requerir la emisión de una factura. El nuevo Fondo debería implementarse mediante un procedimiento a elaborar, que debe incluir la definición clara de pasos formales para su funcionamiento, y tener características tales que facilite que sea auditado periódicamente. En el punto 3.6 de este documento enunciamos los lineamientos para la elaboración de este procedimiento.

Por otra parte, es necesario que las distintas partidas transferidas sean aplicadas al cumplimiento de objetivos fijados de antemano. Los aportes del Estado a las empresas distribuidoras deberían estar firmemente ligados a programas de gestión y de reducción de pérdidas no técnicas, con objetivos concretos y resultados medibles acordados con las empresas, acompañados de un fuerte compromiso por parte de su Dirección, con un control de resultados periódico, e incentivado por un mecanismo de premios y castigos también previamente acordado.

Para ello recomendamos avanzar en la formulación de Acuerdos entre el Gobierno, los Operadores y el Regulador, en los cuales se defina la trayectoria de la transición sobre la base de un fortalecimiento de la autonomía de gestión empresarial apoyada en metas e indicadores de cumplimiento claros, razonables, realistas, medibles y consensuados, con mas la definición de incentivos para alcanzarlos.

En particular se debe avanzar en acuerdos de operación con las empresas distribuidoras, donde se acuerden y definan los compromisos de las partes (stakeholders del sector), incluyendo las siguientes obligaciones:

- Por parte de las autoridades: la formulación de adecuaciones a la normativa e instrumentos de fiscalización que acompañen el proceso, junto con la liquidación regular y oportuna de los aportes, compensaciones tarifarias y subsidios que correspondan.
- Por parte de las empresas: implementar las medidas que conduzcan a la reducción efectiva de las pérdidas comerciales, logrando el abastecimiento pleno, y cumpliendo con las metas de calidad de producto, servicio técnico y comercial

En definitiva se trata de un acuerdo de contraprestaciones, estrictamente monitoreado a través del seguimiento de indicadores adecuados, fiscalizado en forma permanente y revisado y ajustado periódicamente – por ejemplo cada seis meses – oportunidad en la que se deberían activar los incentivos o penalizaciones de los éxitos o fracasos identificados.

*C: Aportes del Estado en el marco de la transición. . .*

Con el objeto de monitorear los progresos los indicadores clave deberían ser al menos los siguientes:

- Porcentaje de pérdidas eléctricas totales: permite evaluar la situación global de las distribuidoras
- Porcentaje de pérdidas eléctricas en áreas PRA: con el objeto de efectuar el seguimiento de los progresos en el desmonte de este subsidio
- Porcentaje de pérdidas eléctricas en áreas No PRA: con el objeto de monitorear los progresos en el combate de las pérdidas no técnicas
- Índice de cobranzas (% Cobros/facturación): permite evaluar la gestión comercial de las empresas
- Índice de recuperación de efectivo (CRI): relaciona los ingresos efectivos con la energía comprada. Su determinación informa además sobre el potencial de mejora de la gestión técnica y comercial de las empresas
- Indicadores de Calidad de Servicio: además de medir las condiciones de prestación del servicio eléctrico indican el grado de fiscalización y penalización al que están sujetas las empresas
- Horas de interrupción del servicio por razones financieras: contribuye a medir el éxito de los progresos durante la transición

Con este marco, recomendamos a la SIE avanzar en el diseño e implementación de un Tablero de Control, destinado a monitorear los progresos en la gestión técnica y comercial de las empresas, necesario para fiscalizar los aportes del Estado.

**ANEXO D: TEMAS IDENTIFICADOS A DESARROLLAR POR LA SIE**

---

La tarifa de transición que se presenta en este informe está construida asumiendo un punto de partida desde la tarifa media de Indexación vigente hacia la tarifa media correspondiente a los valores técnicos.

El cálculo de la transición se desarrolló a partir de una tarifa monómica que representa el nivel tarifario medio requerido por cada distribuidora para prestar el servicio. La tarifa de transición determinada no es de aplicación directa a los usuarios regulados, sino que es una referencia para la determinación de los ingresos requeridos, considerando el VAD de cada una, y su determinación incluye el cálculo de los componentes compensatorios de pérdidas en exceso y componentes compensatorios por subsidios.

Al finalizar la Fase 3 de la transición podría aplicarse plenamente la tarifa Técnica, lo que debería incluir aplicar la estructura tarifaria correspondiente. Al respecto, las distribuidoras solicitaron a la SIE que considere el adelanto de cambios en la estructura tarifaria respecto de algunas categorías.

Profundizar los cambios iniciados con la aplicación de la transición tarifaria requieren de estudios y análisis no contemplados dentro del alcance de este proyecto.

**D.1 EVOLUCIÓN DE LOS SUBSIDIOS EN EL MARCO DE TRANSICIÓN**

Durante la elaboración de los estudios se analizó el nivel de subsidios que actualmente recibe la categoría BTS-1 a través de la tarifa de Aplicación. Los puntos destacados fueron los siguientes:

- Los clientes de altos consumos aportan al subsidio que reciben los de menores consumos
- En los 700 kWh por mes existen un punto de quiebre, tal que si se supera ese nivel la tarifa media pagada por el usuario se incrementa en más de un 50%
- El aporte de los subsidios hacia la BTS1 proviene fundamentalmente de las categorías tarifarias BTD, BTH y MTD1
- La tarifa cobrada a usuarios de hasta 400 kWh por mes no alcanza a cubrir siquiera el gasto de abastecimiento de la distribuidora, cuando tendría que ser suficiente para cubrir el costo de abastecimiento, el costo propio de distribución y el costo de gestión comercial.

Durante el año 2007, sobre un total de unos 1140000 usuarios que pagaron su factura unos 650000 usuarios de la categoría BTS-1 consumieron hasta 175 kWh/mes. Esto significa que como mínimo el 60% de los clientes regulares pagaron una tarifa que no cubrió el costo del abastecimiento.

Por otro lado unas 380000 familias ubicadas en barrios PRA (87% del total en esos barrios) consumieron energía eléctrica gratuitamente, mientras que las restantes abonaron un valor mínimo.

D: Temas identificados a desarrollar por la SIE. . .

Estos números explican buena parte de la situación del sector, e indican la necesidad de producir cambios.

Si se implementara una transición hacia la tarifa Técnica para los usuarios, esto significaría aplicar aumentos a una parte de los mismos. Por otra parte esos aumentos impactarán en forma diferente según el rango de consumo.

Entre los años 2008 y 2016, y en términos de tarifa media, una transición para los usuarios implicaría aumentos anuales del 1% al 2% según la empresa, y considerando la facturación total de las mismas.

Sin embargo la mejor medida de los efectos consiste en simular la facturación a diferentes usuarios, tal como muestra la siguiente tabla. En la misma se presenta la facturación a usuarios individuales de EDENORTE, utilizando una tarifa de transición para clientes hipotética para el año 2008 (igual a la actual de Aplicación) y para el año 2016

USUARIO TÍPICO	kWh/mes	Cobro mensual [RD\$]		Variación Anual
		2008	2016-trans	
TARIFA BTS1	20	76	137	13.2%
	75	266	496	10.6%
	100	362	668	10.0%
	140	521	949	9.2%
	201	1,055	1,387	4.4%
	301	2,216	2,511	-0.1%
	401	2,916	3,310	0.0%
	501	3,616	4,110	0.0%
	601	4,316	4,910	0.0%
	701	6,116	5,831	-2.4%
	1,001	8,687	8,283	-2.4%
TARIFA BTS2	75	430	547	4.2%
	101	541	711	4.7%
	201	1,140	1,364	3.4%
	301	2,487	2,508	-1.5%
	401	3,277	3,318	-1.5%
	501	4,067	4,128	-1.4%
	601	4,857	4,937	-1.4%
	701	6,355	5,825	-2.8%
		1,001	9,218	8,309
BTD	65,000	374,951	358,701	-1.1%
BTH	93,000	520,457	497,409	-1.1%
MTD1	192,000	1,149,898	1,045,254	-2.8%
MTD2	283,000	1,598,250	1,526,771	-2.0%
MTH	481,000	2,704,755	2,584,991	-2.2%

Los valores de la tabla muestran los efectos de eliminar los subsidios cruzados y eliminar los subsidios de la tarifa BTS-1 y BTS-2.

Así, un usuario BTS-1 con un consumo de 20 kWh/mes abonará 76 RD\$/mes en el año 2008 y 140 RD\$/mes en el año 2016. Esto implica un aumento del 13% anual en su boleta en cada uno de los años de transición, o bien un aumento del 1% en su boleta mensual.

## D: Temas identificados a desarrollar por la SIE. . .

De igual manera, un usuario BTS-1 con un consumo mensual de 201 kWh sufrirá un aumento año a año del 4.4%, mientras que usuarios con consumos de 300 kWh/mes o superiores pagarán menos en cada mes. A partir del año 2016 los cargos se estabilizarían en los valores técnicos.

Para garantizar la inclusión social, y con el objeto que todos los ciudadanos puedan tener acceso a un servicio eléctrico mínimo, se propone el desarrollo de un subsidio focalizado dirigido a los usuarios residenciales de mas bajos recursos.

Este subsidio, a implementar durante la transición, no se instrumentaría a través de la tarifa sino que sería otorgado bajo la forma de una suma fija mensual a los usuarios que califiquen. Estos podrían ser identificados a partir de la estadística de consumo de las bases de datos comerciales de las distribuidoras. Con este mecanismo la posibilidad de acceder a este subsidio constituiría un incentivo para que los usuarios regularicen su situación.

En forma preliminar, se analizó como alternativa el otorgamiento de 200 RD\$ en cada mes a los usuarios residenciales de menores consumos.

Con ese monto, un usuario que consume 50 kWh al mes cubriría el total de su boleta mensual durante el año 2008 y aproximadamente el 50% durante el año 2016. Un usuario que consume 100 kWh al mes cubriría el 55% de su boleta mensual durante el año 2008 y aproximadamente el 25% durante el año 2016. En todos los años estaría completamente cubierto el consumo de unos 20 kWh/mes, incluido el cargo fijo.

Con el objeto de evaluar el costo de este subsidio se consideró su otorgamiento en cada año al 50% de las familias regularizadas en los barrios PRA, y al 50% de los usuarios No-PRA que consumen hasta 100 kWh/mes. Las siguientes tablas muestran la evolución del subsidio propuesto en términos de número de beneficiarios y costo para el Estado (para cada empresa y consolidado), cuyo aumento anual se explica por la incorporación de usuarios en el escenario de regularización de las pérdidas no técnicas.

USUARIOS CON SUBSIDIO FOCALIZADO: 50% DE LAS FAMILIAS EN BARRIOS PRA y 50% DE LOS BTS-1 QUE CONSUMEN HASTA 100 kWh/mes

Concepto	Unidades	2,009	2,010	2,011	2,012	2,013	2,014	2,015	2,016
EDENORTE	Nro	150,249	179,483	209,345	230,925	251,075	271,468	289,882	300,970
EDESUR	Nro	73,333	97,247	121,966	134,251	138,489	141,722	144,703	147,650
EDEESTE	Nro	95,003	131,550	163,201	188,352	196,216	204,225	212,380	217,987
TOTAL	Nro	318,586	408,281	494,512	553,528	585,781	617,415	646,965	666,606

EVOLUCIÓN DE LOS SUBSIDIOS FOCALIZADOS

Concepto	Unidades	2,009	2,010	2,011	2,012	2,013	2,014	2,015	2,016
NÚMERO DE BENEFICIARIOS	Nro	318,586	408,281	494,512	553,528	585,781	617,415	646,965	666,606
COSTO PARA EL ESTADO	MM USD	23	29	35	40	42	44	46	48

## D.2 OPCIÓN DE LA INSTALACIÓN DE MEDIDORES PREPAGOS

A solicitud de la SIE se analizó expeditivamente la posibilidad de instalar medidores prepagos, lo cual consideramos una alternativa conveniente para una parte del mercado de la República Dominicana.

El medidor prepago podría ayudar a resolver gran parte de los problemas de morosidad y/o hurto en las distribuidoras si es aplicado a usuarios con cultura de prepago de un servicio, ya

que esta tecnología les facilitaría el pago fraccionado del consumo y les permitiría manejar claramente sus niveles de demanda en función de los montos que están dispuestos a gastar por su consumo de energía eléctrica.

A través de estos medidores se podría también implementar el subsidio focalizado, o al menos una parte del mismo, mediante la entrega de una tarjeta social con un crédito en energía eléctrica suficiente para el consumo mínimo que se defina, que bien podría alcanzar el monto de 200 RD\$ ya considerado.

Un mecanismo alternativo y complementario consistiría en la comercialización por parte de las distribuidoras de tarjetas más económicas, o con un crédito adicional y representativo del subsidio, que venderían en un número mensualmente limitado a aquellos clientes prepagos que exhiban una identificación inequívoca otorgada por los organismos sociales competentes.

La implementación de la alternativa prepaga requeriría que la política de subsidios a los usuarios prevea en la definición de las categorías tarifarias aplicadas en forma efectiva a los usuarios, de una tarifa apropiada para este sistema prepago. La tarifa prepaga debe considerar los costos de implementación, instalación y comercialización del sistema, y se debe determinar para ella las correspondientes fórmulas tarifarias y de actualización. Estas tareas no se encontraban entre los alcances de este proyecto.

### **D.3 CAMBIOS EN LA ESTRUCTURA TARIFARIA**

Entre sus observaciones preliminares al Esquema de Transición para tarifas y Calidad de Servicio, las empresas distribuidoras solicitaron a la SIE que contemple instrumentar medidas para facilitar su gestión comercial, junto con otras que consideran más justas para sus mercados.

Entre las medidas solicitadas, que afectan los cargos tarifarios de aplicación a los usuarios, se encuentran

1. La eliminación de las tarifas MTD1 y MTD2 por una MTD, desde la Fase I. Esta propuesta atañe a la definición del cuadro tarifario de aplicación a los usuarios en función de la políticas de subsidios y por ende no atañe a la tarifa media de transición definida en el capítulo 2 de este informe, dadas sus particularidades condiciones de aplicación.
2. Eliminación del descuento 5%-36% como peaje que se aplica a los clientes AT, y creación de una tarifa AT desde la Fase I. Al respecto los ingresos requeridos por la empresa por el servicio prestado a estos usuarios de AT, se regirían por la tarifa de media transición para usuarios de AT definida para cada fase en el capítulo 2 del presente informe
3. Revisión de los escalones tarifarios de la tarifa BTS-1 (en el corto plazo). Esta propuesta atañe a la definición del cuadro tarifario de aplicación a los usuarios en función de la políticas de subsidios y por ende no atañe a la tarifa media de transición definida en el capítulo 2 de este informe, dadas sus particularidades condiciones de aplicación.

4. Establecimiento de un peaje por el uso de las instalaciones. Al respecto los ingresos requeridos por la empresa por el servicio de peaje prestado a estos usuarios, se regirían por la tarifa de media transición para usuarios de peaje definida para cada fase en el capítulo 2 del presente informe.

### **D.3.1 Revisión de los escalones tarifarios en la tarifa BTS-1**

Las distribuidoras solicitaron la revisión de los escalones tarifarios BTS-1, pues sostienen que una vez superado el límite de 700 kWh para recibir subsidios existe un importante salto en la tarifa media que incentiva a los usuarios al fraude.

Las distribuidoras sostienen que aquellos usuarios de alto consumo que advierten que su consumo alcanza o supera los 700 kWh/mes, intervienen por sí o por terceros su medidor con el objeto de no abonar una tarifa mas de un 50% superior.

Para contrarrestar este problema las distribuidoras solicitan “suavizar” la evolución de los escalones y sus tarifas medias, implementando un perfil que no incentive al fraude.

Consideramos que lo solicitado es razonable, y que se inscribe entre aquellas medidas con que el Regulador debe acompañar a las empresas en su lucha contra las pérdidas no técnicas.

La elaboración de una propuesta adecuada en respuesta a esta solicitud requiere del análisis de información comercial detallada, y de la definición de la política de subsidios para estos usuarios.



**ANEXO E: VAD PARA CADA EMPRESA DISTRIBUIDORA**

A continuación se presentan los valores correspondientes a los VAD de cada distribuidora empleados para la determinación de la tarifa de transición (Valores para el año 2008).

Componente	Unidad	EDESUR	EDENORTE	EDEESTE
VAD <sup>i</sup> <sub>0</sub>	US\$/MWh	34.20	58.41	44.33

Estos valores se corresponden con aquellos de largo plazo previstos de alcanzar al final del periodo de transición. Los componentes compensatorios por subsidios iniciales para cada empresa distribuidora CCS<sup>i</sup><sub>0</sub> fueron determinados a partir de la diferencia entre el VAD vigente según Resolución SIE 33-2005 y los valores presentados en la tabla anterior.

Los VAD correspondientes a EDENORTE y EDESUR fueron tomados del informe realizado por el consultor de la SIE para la actualización del estudio efectuado por PA Consulting en el año 2003. El citado informe se denomina “*Primer Informe: Revisión y actualización del VAD de las Empresas de Distribución*” con fecha Diciembre de 2006 y forma parte de los antecedentes de este estudio.

A solicitud de la SIE, y ante la disponibilidad de un estudio tarifario presentado por la distribuidora EDEESTE, se procedió a determinar el VAD a emplear para la misma a partir de los resultados de este estudio, resultando el valor indicado en la tabla precedente. El informe disponible se denomina “*Cálculo Tarifas Distribución de Energía Eléctrica 2009-2012, Informe Final*”, con fecha julio de 2008, y fue preparado por la empresa Quantum para EDEESTE.

El cálculo del VAD de EDEESTE se efectuó considerando las siguientes hipótesis:

- Dado que el estudio considera hasta el año 2012 solamente, se tomo como valor de largo plazo del VAD (para aplicación al final del periodo de transición) al correspondiente a ese año.
- Como requerimientos de ingresos se consideraron los valores indicados para el año 2012 en lo concerniente a anualidad de costos de red, comerciales y administrativos.
- Respecto de las ventas de energía, se consideraron los valores correspondientes a las ventas a clientes regulares, a los clientes del PRA restantes para este año, y las pérdidas no técnicas, asumiendo la normalización de estos conceptos hacia el final del periodo de transición
- En particular, y con relación a las pérdidas no técnicas, se considero el 90% del valor remanente a 2012, a fin de representar la tasa de disminución del consumo unitario de un cliente normalizado.

A partir de lo anterior, el valor resultante para EDEESTE de VAD objetivo es de 44,33 US\$/MWh, tal como se ilustra en la siguiente tabla.

E: VAD para cada empresa distribuidora. . .

**REQUERIMIENTOS INGRESOS EDEESTE [MMUS\$]**

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
C E&P	335.6	348.3	356.3	361.8	375.3	389.6
Costo Red	40.9	41.6	42.8	43.9	44.7	45
C Comer	39.6	41.2	47.7	55.7	56.8	54.3
C Admi	29.1	33.9	36	38.6	39.7	40.4
<b>TOTAL</b>	<b>445.2</b>	<b>465.0</b>	<b>482.8</b>	<b>500.0</b>	<b>516.5</b>	<b>529.3</b>

Requiriento para Calculo VAD **109.6 116.7 126.5 138.2 141.2 139.7** (A)

**BALANCE ENERGIA [GWh]**

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Compras (incluye PRA)	3038.3	3141.3	3202.4	3244.3	3353	3468.8
Perdidas AT	30.3	31.4	32	32.4	33.5	34.7
Perdidas MT	91.1	94.2	96	97.3	100.6	104
<b>Ventas MT</b>	<b>566.3</b>	<b>581.5</b>	<b>611</b>	<b>640.8</b>	<b>656.8</b>	<b>673.2</b>
<b>Ventas Pra</b>	<b>634</b>	<b>634</b>	<b>634</b>	<b>634</b>	<b>634</b>	<b>634</b>
Perdidas MTBT	22.3	23.4	23.8	23.9	25	26.3
Perdidas BT	70.8	74.3	75.5	75.9	79.5	83.5
Perdidas N Tec	785.2	823.5	745.7	616.3	649.6	692.9
<b>Ventas BT</b>	<b>838.3</b>	<b>879</b>	<b>984.4</b>	<b>1123.7</b>	<b>1174</b>	<b>1220.2</b>

Tot Ventas sin Pra 1404.6 1460.5 1595.4 1764.5 1830.8 1893.4  
 Tot Ventas 2038.6 2094.5 2229.4 2398.5 2464.8 2527.4 (B)

% Perdidas Tecnicas totales 7.1% 7.1% 7.1% 7.1% 7.1% 7.2%  
 % Perdidas Tecnicas totales (sin PRA) 8.9% 8.9% 8.8% 8.8% 8.8% 8.8%

% Perdidas No Tecnicas (Total Compra) 25.8% 26.2% 23.3% 19.0% 19.4% 20.0%  
 % Perdi No Tecnicas (Tot Compra sin PRA) 32.7% 32.8% 29.0% 23.6% 23.9% 24.4%  
 Energia Recuperable Perdidas No Tecnicas 623.61 (C)  
 ---> 80% de las Perd. No Tecnicas 90.0%

**VAD [US\$/MWh]**

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<b>VAD Considerando Ventas sin PRA</b>	<b>78.03</b>	<b>79.90</b>	<b>79.29</b>	<b>78.32</b>	<b>77.12</b>	<b>73.78</b>
<b>VAD Considerando Ventas Totales</b>	<b>53.76</b>	<b>55.72</b>	<b>56.74</b>	<b>57.62</b>	<b>57.29</b>	<b>55.27</b>

**VAD Ventas Totales y sin Perd. No Tecn. 44.33** (A) / ((B)+(C))

El valor determinado es similar al solicitado por la empresa (44,25) si se considera normalizado el PRA, es decir, ese tipo de clientes contribuyen al recupero de los costos requeridos para la prestación del servicio, situación objetivo para el final del período de transición.

Cabe mencionar que el empleo de un VAD determinado a partir de los resultados presentados por la distribuidora en su estudio de requerimientos de ingresos de la distribuidora, no implica bajo criterio alguno un reconocimiento por parte de PA Consulting respecto de la validez de los mismos.

**ANEXO F: ANTECEDENTES DEL ESTUDIO E INFORMACIÓN EMPLEADA**

---

A continuación se detallan los principales antecedentes considerados en el estudio.

**F.1 ANTECEDENTES**

- Informes Finales correspondientes al estudio de *“Revisión y Actualización del VAD y de las Normas de Calidad de Servicio, definidos en el estudio realizado por PA Consulting en el año 2003”*, en particular:
  - Primer Informe: Revisión y actualización del VAD de las Empresas de Distribución. Diciembre de 2006
  - Segundo Informe, Parte I. Esquema Tarifario Técnico. Enero de 2007
  - Segundo Informe – Parte II, Norma Técnica de Calidad de Servicio de Distribución. Abril de 2007
  - Informe Final, Parte I “Manual del Usuario del programa para el Cálculo y Actualización de la Tarifa Técnica e Ingresos”. 31 de Enero de 2007
  - Informe Final, Parte II “Bases Metodológicas para el Control de la Calidad del Servicio Técnico, Producto Técnico y Calidad Comercial”. Abril de 2007
- Cuadro Tarifario vigente, determinado mensualmente por la SIE por medio de resolución, cuyo cálculo esta basado según Resolución SIE 33/2005

**F.2 INFORMACIÓN ANALIZADA Y/O DISPONIBLE**

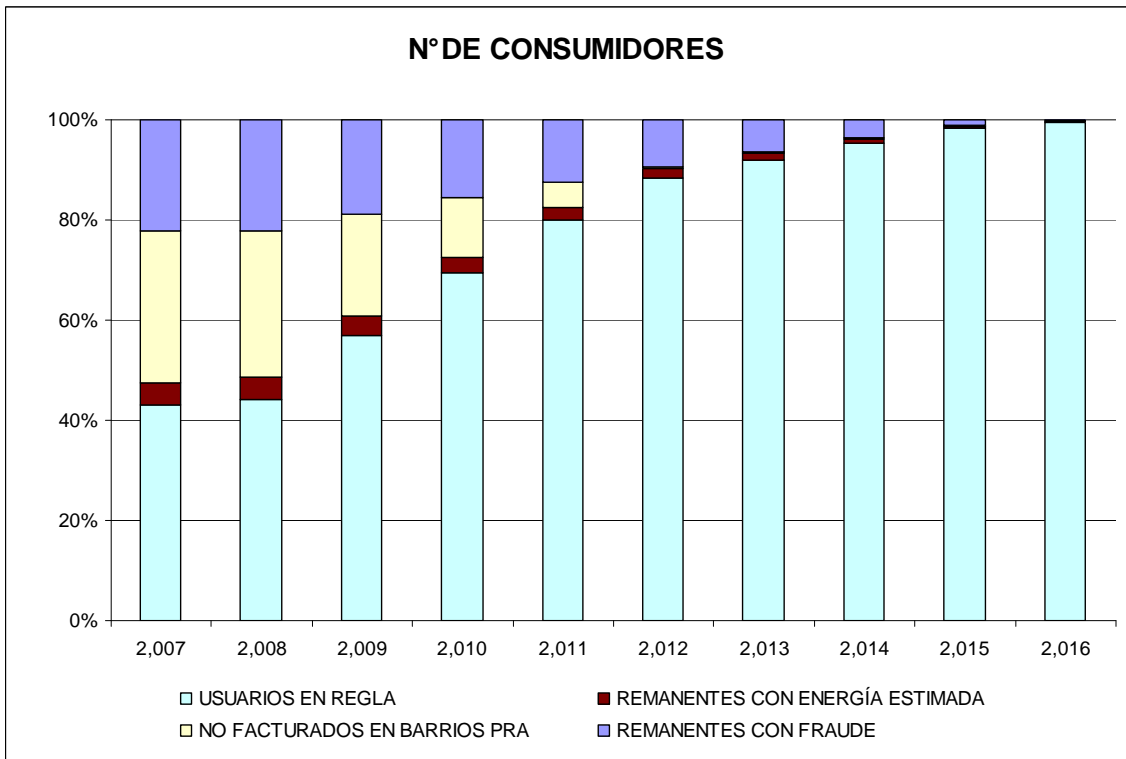
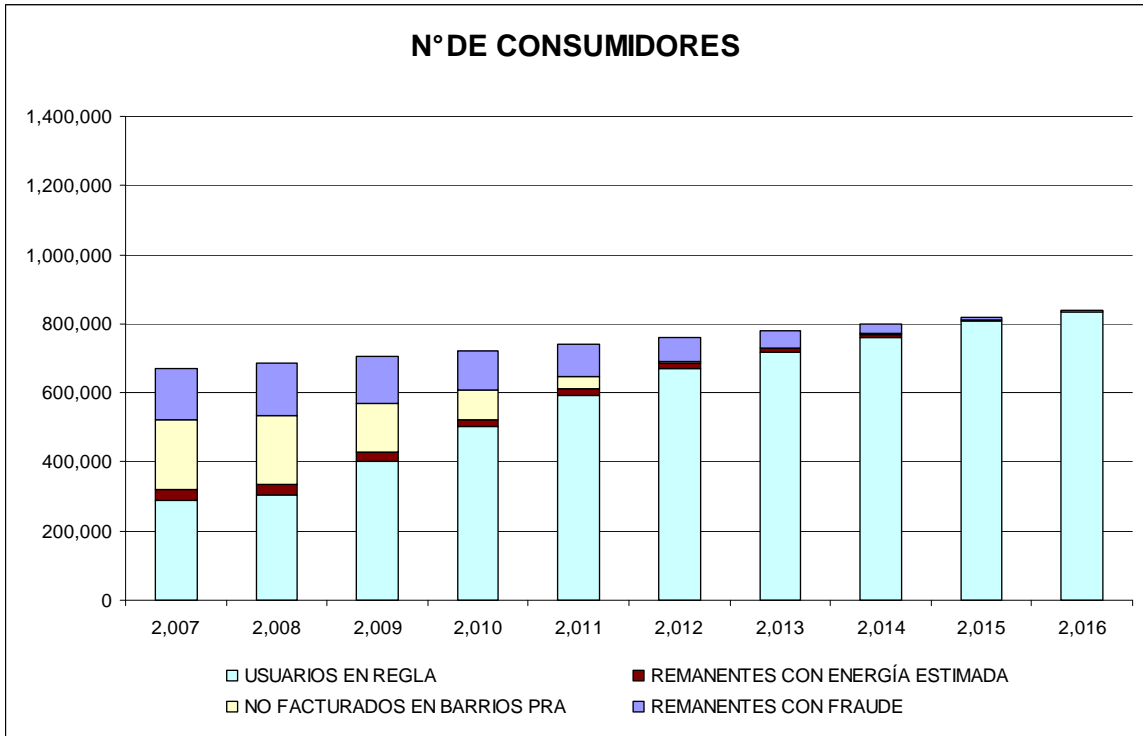
Se contó con la siguiente información para la elaboración de este informe:

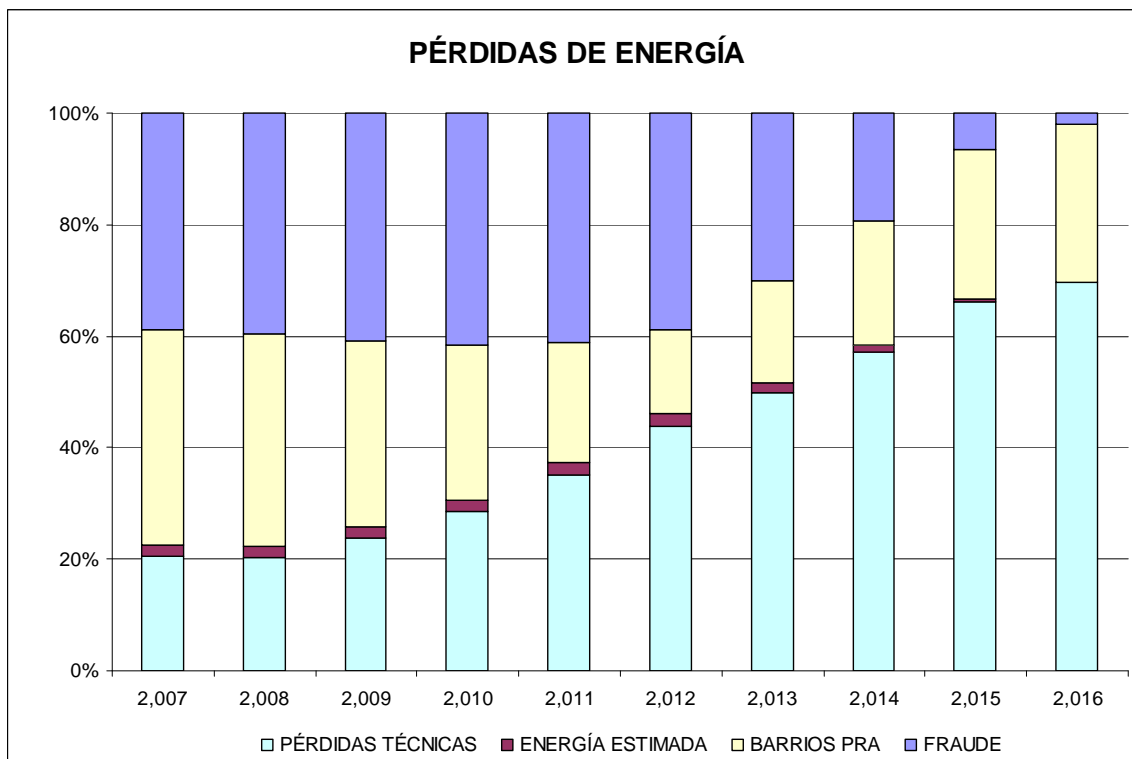
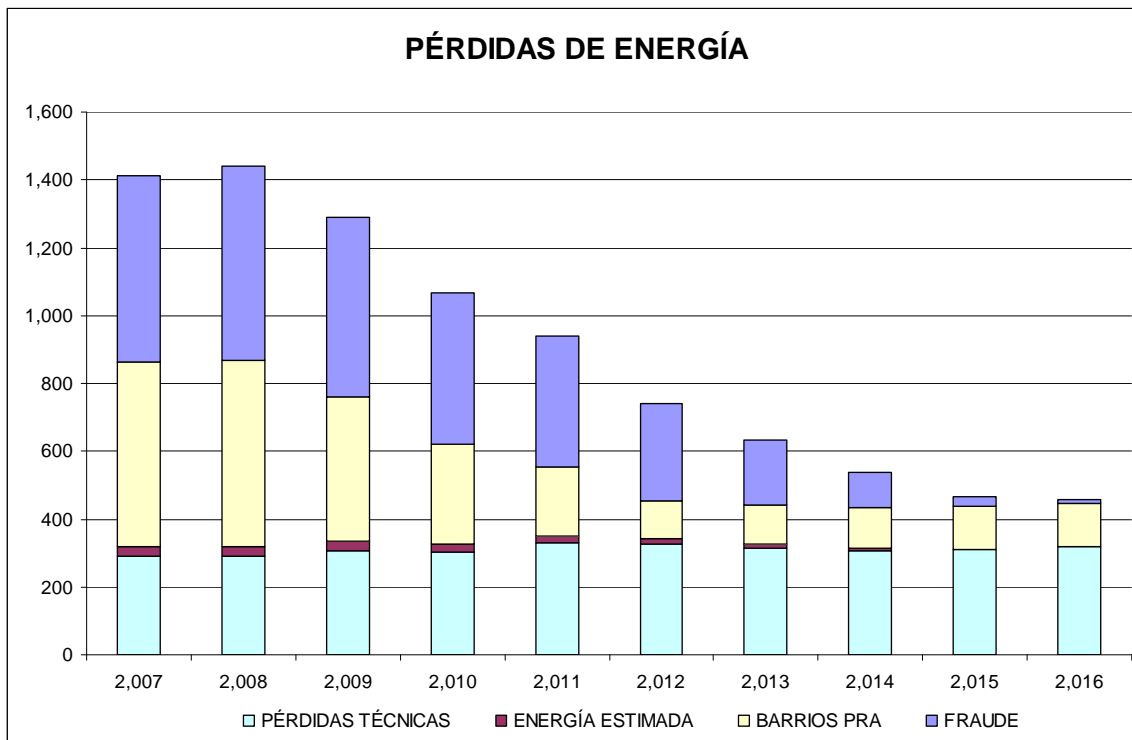
- Resolución SIE 33 /2005
- Planes de Negocios de las empresas EDEESTE, EDENORTE y EDESUR para el período 2008-2012
- Acuerdo entre la CDEE y las empresas distribuidoras para la gestión del programa PRA.
- Mercado de clientes, energías y potencias facturadas de las 3 empresas distribuidoras en el período Oct/2006 – Sep/2007.
- Gasto de Abastecimiento Mensual por compras de energía y potencia al Mercado Spot y por contratos de las 3 empresas distribuidoras en el período Oct/2006 – Nov/2007. Incluyendo los costos de transporte en AT y los pagos a la CNE, SIE y OC.
- Cuadros Tarifarios de Indexación y de Aplicación hasta el mes de Enero de 2008.

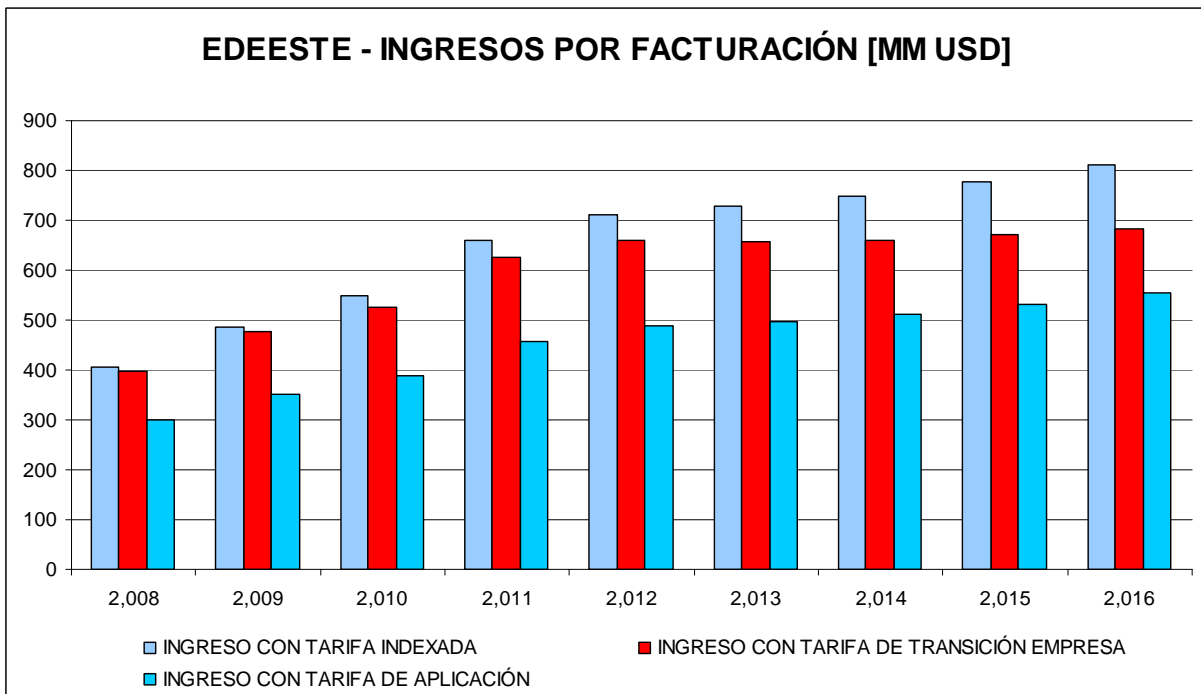
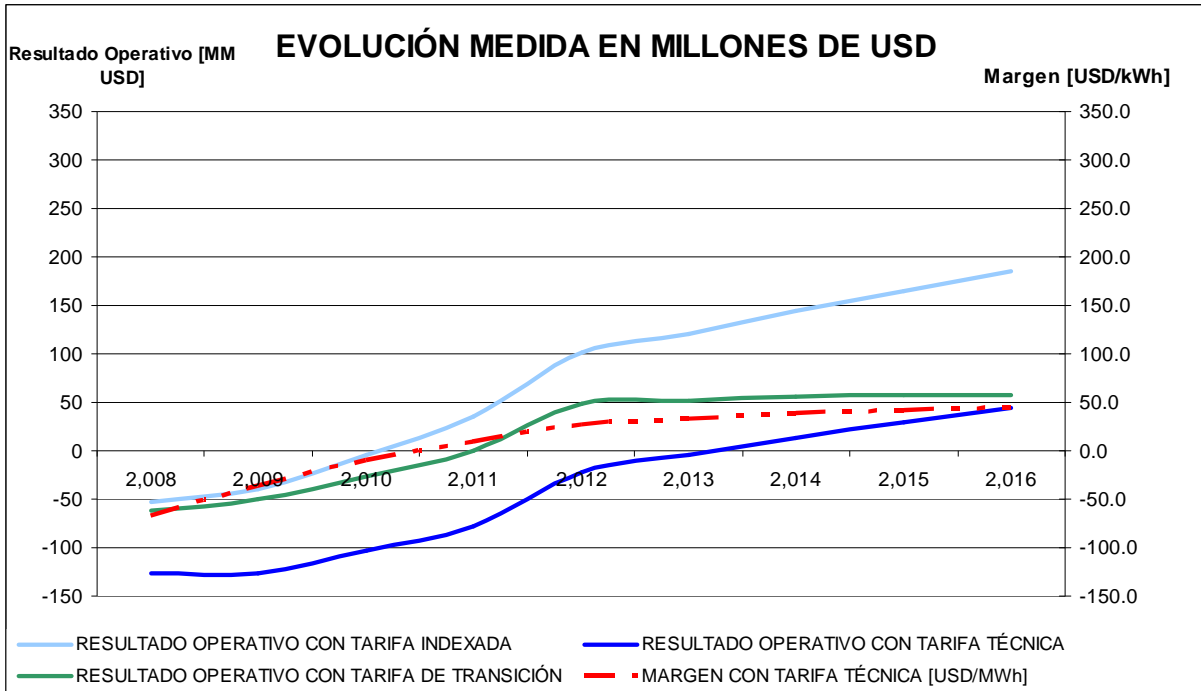
*F: Antecedentes del estudio e información empleada. . .*

- Informes mensuales e desempeño del sector eléctrico elaborados por la CDEE, hasta septiembre de 2007.
- Información mensual para el año 2007 de las empresas distribuidoras: Compras de energía físicas y monetarias; facturación y cobros en cantidades físicas y monetarias, niveles de pérdidas, CRI, Gastos Operativos, Montos de Inversiones, y aportes del gobierno para el cubrimiento del déficit de las distribuidoras.
- “Cálculo Tarifas Distribución de Energía Eléctrica 2009-2012, Informe Final”, preparado por Quantum para EDEESTE con fecha julio de 2008

**ANEXO G: EDEESTE - EVOLUCIÓN MODELADA**







Concepto	Unidades	2,008	2,009	2,010	2,011	2,012	2,013	2,014	2,015	2,016
Compra de Energía Total	GWh	3,149	3,318	3,328	3,656	3,668	3,624	3,594	3,644	3,761
Compra de Energía áreas No-PRA	GWh	2,510	2,643	2,615	2,830	2,802	2,724	2,657	2,670	2,748
Compra de Energía áreas PRA	GWh	638	675	713	826	866	901	937	974	1,013
Energía facturada Total	GWh	1,708	2,028	2,263	2,717	2,927	2,990	3,055	3,177	3,305
Energía facturada áreas No-PRA	GWh	1,619	1,781	1,847	2,094	2,172	2,205	2,239	2,328	2,421
Energía facturada áreas PRA	GWh	89	247	417	623	755	785	817	849	883
Pérdidas de energía Total	%	45.8%	38.9%	32.0%	25.7%	20.2%	17.5%	15.0%	12.8%	12.1%
Pérdidas áreas No-PRA	%	35.5%	32.6%	29.4%	26.0%	22.5%	19.0%	15.7%	12.8%	11.9%
Pérdidas áreas PRA	%	86.1%	63.5%	41.5%	24.5%	12.8%	12.8%	12.8%	12.8%	12.8%
Pérdidas de energía Total	GWh	1,441	1,290	1,065	939	742	634	538	467	456
Pérdidas áreas No-PRA	GWh	892	862	769	736	631	518	418	342	326
Pérdidas áreas PRA	GWh	549	428	296	202	111	116	120	125	130

Concepto	Unidades	2,008	2,009	2,010	2,011	2,012	2,013	2,014	2,015	2,016
INGRESO CON TARIFA INDEXADA	MM USD	405	487	550	661	713	728	748	778	812
INGRESO CON TARIFA DE APLICACIÓN	MM USD	301	352	389	458	488	498	512	532	556
INGRESO CON TARIFA DE TRANSICIÓN EMPRESA	MM USD	396	477	527	625	659	658	660	671	684

Concepto	Unidades	2,008	2,009	2,010	2,011	2,012	2,013	2,014	2,015	2,016
ENERGÍA COMPRADA	GWh	3,149	3,318	3,328	3,656	3,668	3,624	3,594	3,644	3,761
ENERGÍA FACTURADA	GWh	1,708	2,028	2,263	2,717	2,927	2,990	3,055	3,177	3,305
PÉRDIDAS	GWh	1,441	1,290	1,065	939	742	634	538	467	456
FRAUDE	GWh	572	528	442	386	288	191	104	30	9
ENERGÍA ESTIMADA	GWh	28	26	22	21	16	12	7	3	0
BARRIOS PRA	GWh	549	428	296	202	111	116	120	125	130
PÉRDIDAS TÉCNICAS	GWh	292	308	304	329	326	316	307	309	317

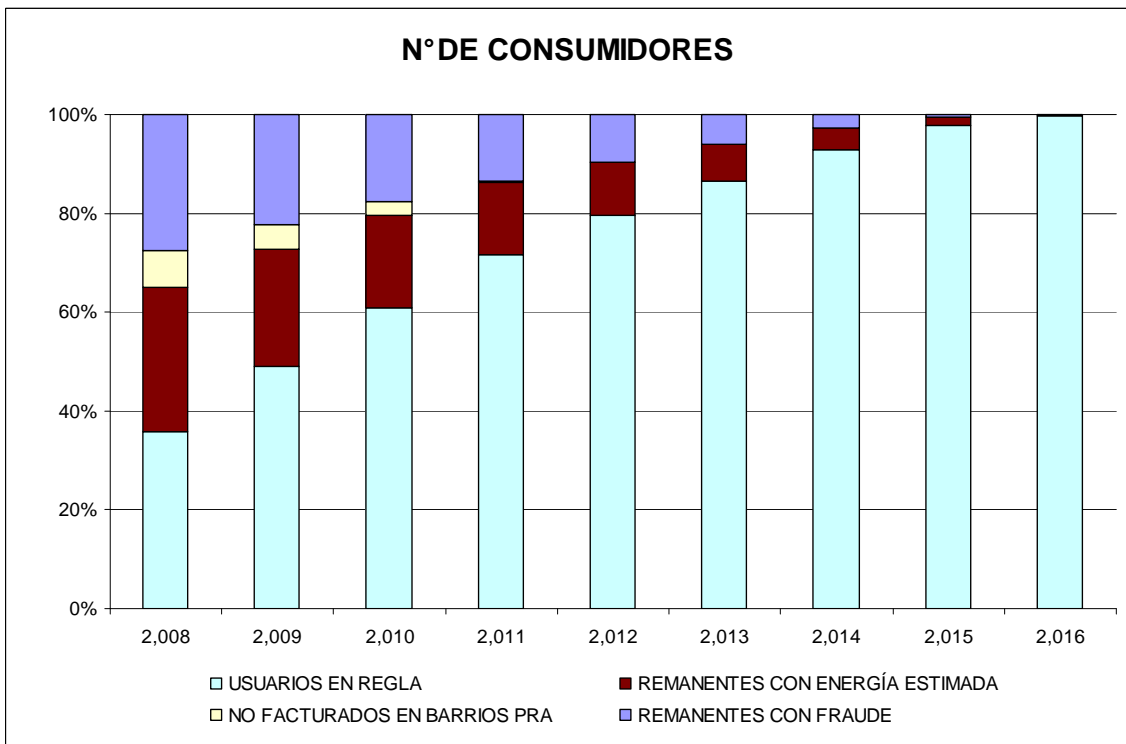
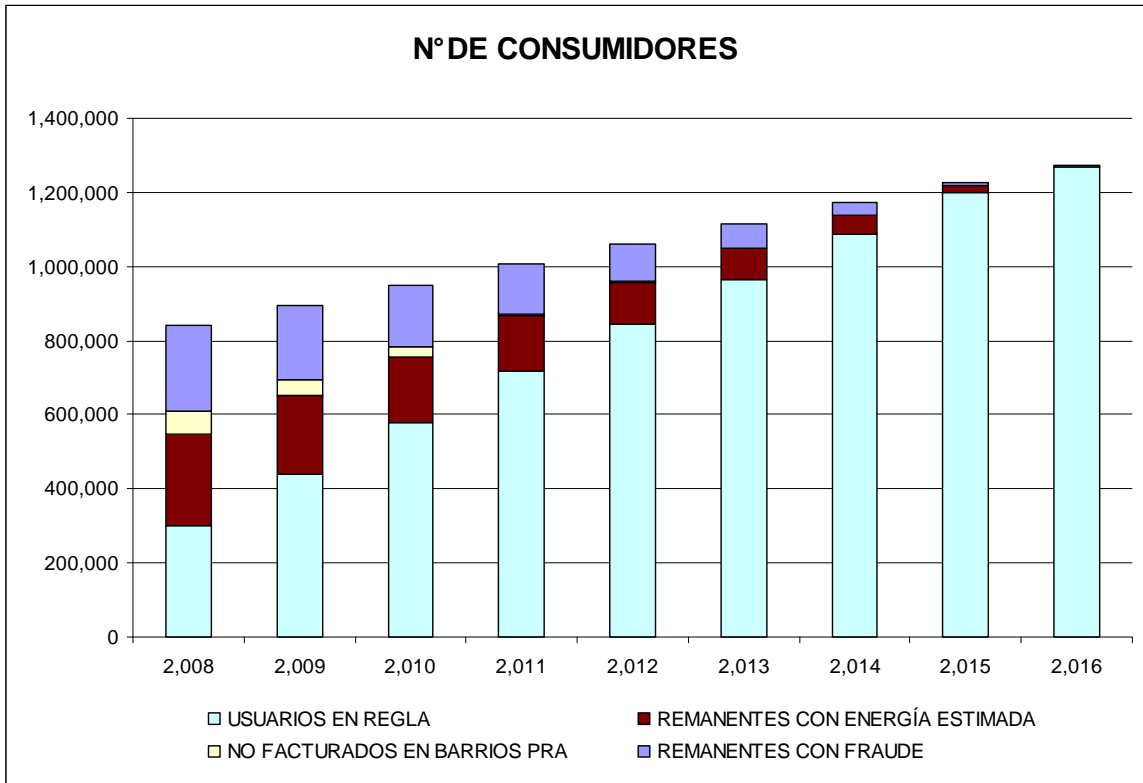
Concepto	Unidades	2,008	2,009	2,010	2,011	2,012	2,013	2,014	2,015	2,016
USUARIOS FACTURADOS	GWh	333,442	427,362	524,261	611,777	686,683	727,410	768,307	809,111	833,882
USUARIOS EN REGLA	GWh	302,842	400,832	501,789	593,349	672,288	717,034	761,937	806,734	833,882
REMANENTES CON FRAUDE	GWh	152,684	132,969	112,861	92,351	71,456	50,175	29,020	8,259	2,235
REMANENTES CON ENERGÍA ESTIMADA	GWh	30,600	26,530	22,473	18,428	14,395	10,376	6,370	2,377	0
NO FACTURADOS EN BARRIOS PRA	GWh	199,410	143,575	85,427	37,344	2,539	2,590	2,642	2,695	2,749

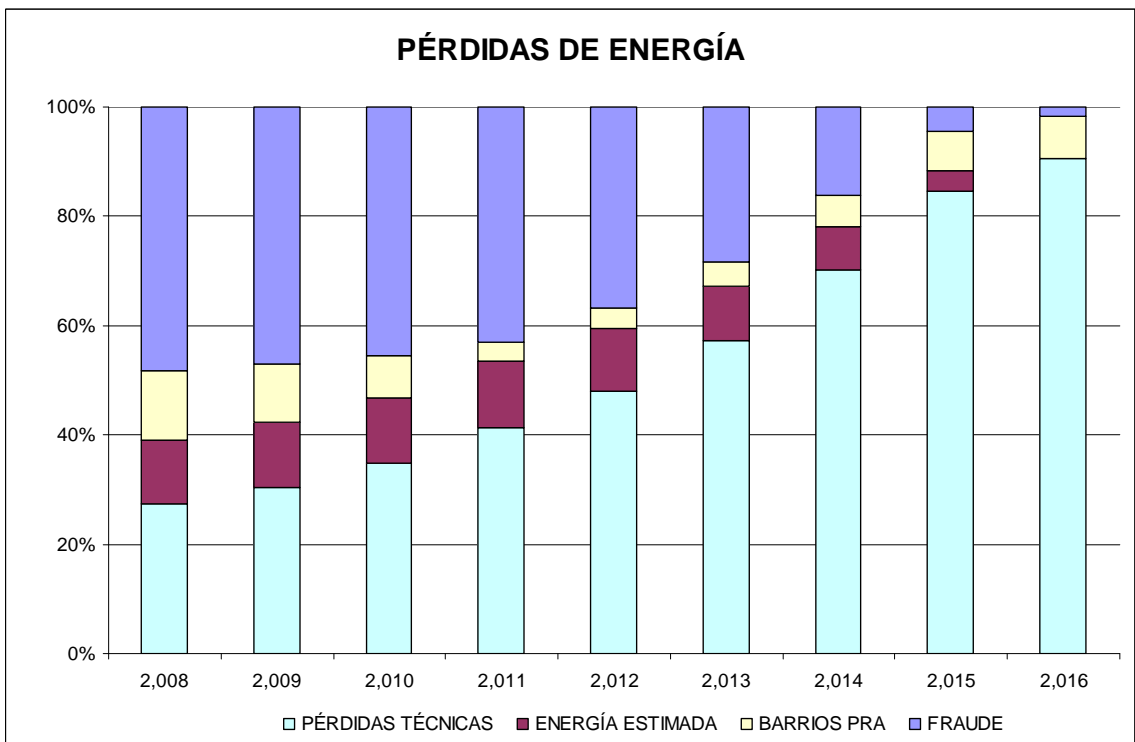
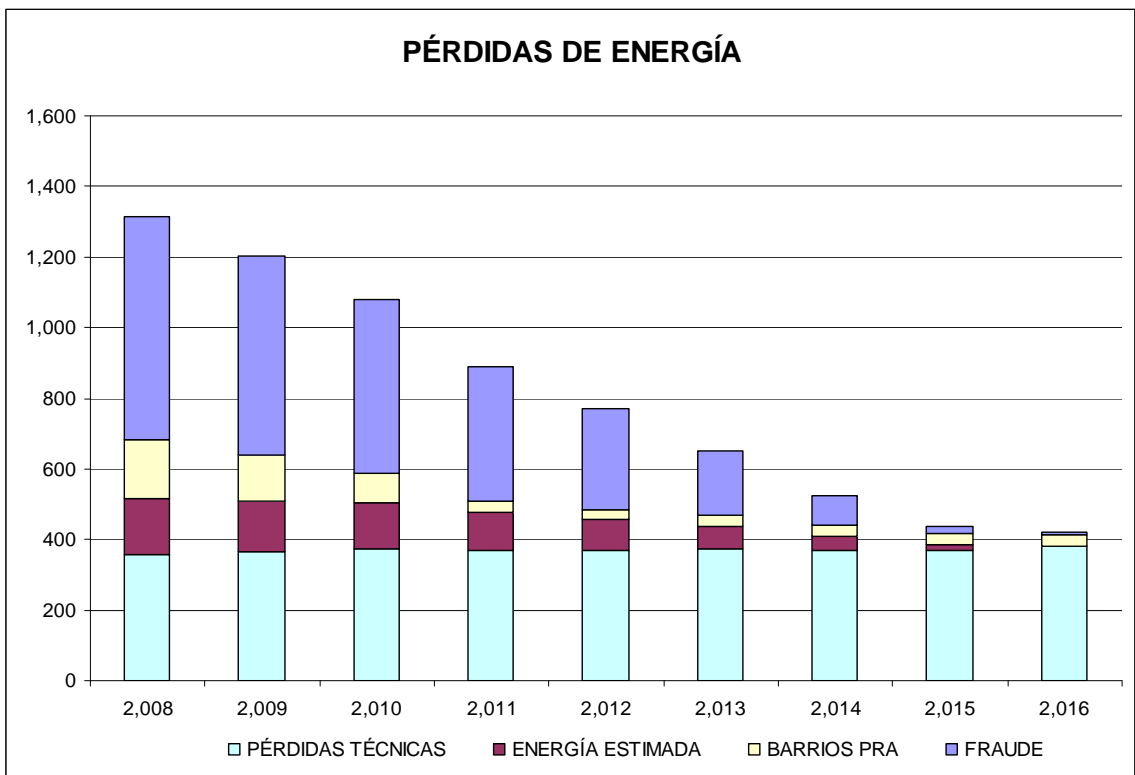
## APORTE DEL GOBIERNO

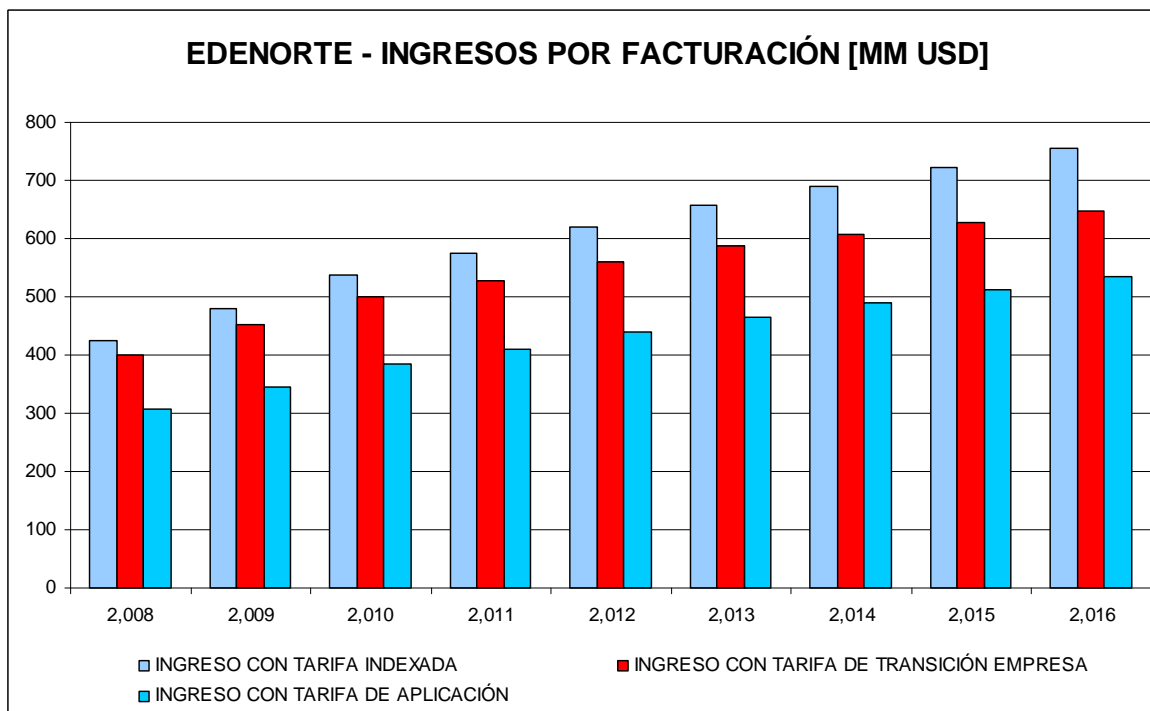
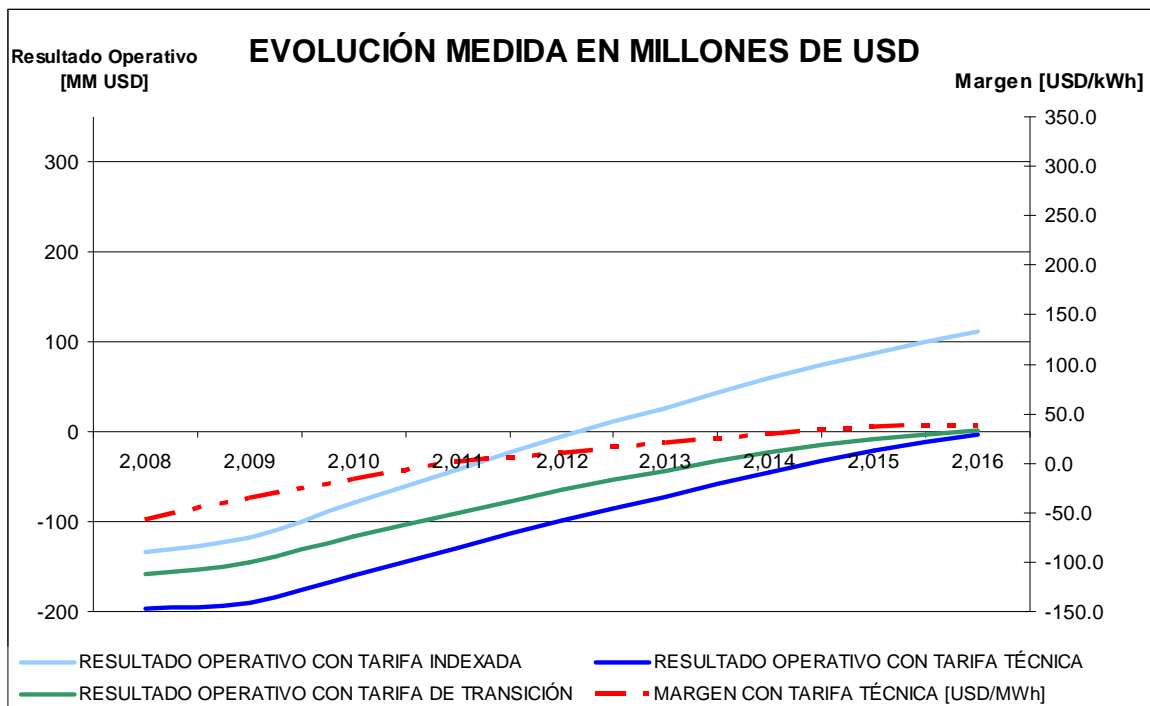
Concepto	Unidades	2,008	2,009	2,010	2,011	2,012	2,013	2,014	2,015	2,016
COMPENSACIÓN TARIFARIA TRANSICIÓN	MM USD	95.2	118.1	121.2	133.6	119.8	95.0	67.4	40.4	11.7
SUBSIDIOS FOCALIZADOS	MM USD	4.3	6.8	9.4	11.7	13.5	14.0	14.6	15.2	15.6
ENERGÍA SECTORES PRA (75% EN 2007)	MM USD	73.1	77.3	54.4	31.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NORMALIZACIÓN SECTORES PRA	MM USD	0.0	39.0	39.0	39.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CAPEX	MM USD	16.6	16.9	17.3	17.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CAPEX PARA PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	MM USD	0.0	8.1	8.2	8.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
DÉFICIT OPERATIVO	MM USD	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL APORTE DEL GOBIERNO	MM USD	189.2	266.1	249.5	241.7	133.2	109.0	82.1	55.5	27.3



**ANEXO H: EDENORTE - EVOLUCIÓN MODELADA**







Concepto	Unidades	2,008	2,009	2,010	2,011	2,012	2,013	2,014	2,015	2,016
Compra de Energía Total	GWh	3,271	3,336	3,415	3,353	3,409	3,436	3,421	3,450	3,554
Compra de Energía áreas No-PRA	GWh	3,080	3,142	3,227	3,174	3,196	3,214	3,191	3,210	3,305
Compra de Energía áreas PRA	GWh	192	194	188	179	213	222	231	240	250
Energía facturada Total	GWh	1,957	2,132	2,336	2,463	2,639	2,785	2,897	3,012	3,133
Energía facturada áreas No-PRA	GWh	1,931	2,068	2,233	2,316	2,454	2,593	2,696	2,804	2,916
Energía facturada áreas PRA	GWh	26	63	104	147	185	193	200	208	217
Pérdidas de energía Total	%	40.2%	36.1%	31.6%	26.5%	22.6%	18.9%	15.3%	12.7%	11.9%
Pérdidas áreas No-PRA	%	37.3%	34.2%	30.8%	27.0%	23.2%	19.3%	15.5%	12.6%	11.8%
Pérdidas áreas PRA	%	86.6%	67.4%	44.8%	18.0%	13.2%	13.2%	13.2%	13.2%	13.2%
Pérdidas de energía Total	GWh	1,314	1,204	1,078	890	770	651	525	437	421
Pérdidas áreas No-PRA	GWh	1,148	1,074	994	858	742	622	494	406	388
Pérdidas áreas PRA	GWh	166	131	84	32	28	29	30	32	33

Concepto	Unidades	2,008	2,009	2,010	2,011	2,012	2,013	2,014	2,015	2,016
INGRESO CON TARIFA INDEXADA	MM USD	424	479	539	575	620	657	691	723	755
INGRESO CON TARIFA DE APLICACIÓN	MM USD	308	345	386	410	440	465	490	513	536
INGRESO CON TARIFA DE TRANSICIÓN EMPRESA	MM USD	400	452	501	527	561	588	609	627	647

Concepto	Unidades	2,008	2,009	2,010	2,011	2,012	2,013	2,014	2,015	2,016
ENERGÍA COMPRADA	GWh	3,271	3,336	3,415	3,353	3,409	3,436	3,421	3,450	3,554
ENERGÍA FACTURADA	GWh	1,957	2,132	2,336	2,463	2,639	2,785	2,897	3,012	3,133
PERDIDAS	GWh	1,314	1,204	1,078	890	770	651	525	437	421
FRAUDE	GWh	633	565	490	382	284	184	85	20	7
ENERGÍA ESTIMADA	GWh	156	143	129	107	87	66	41	16	0
BARRIOS PRA	GWh	166	131	84	32	28	29	30	32	33
PERDIDAS TÉCNICAS	GWh	359	365	375	368	370	372	369	370	381

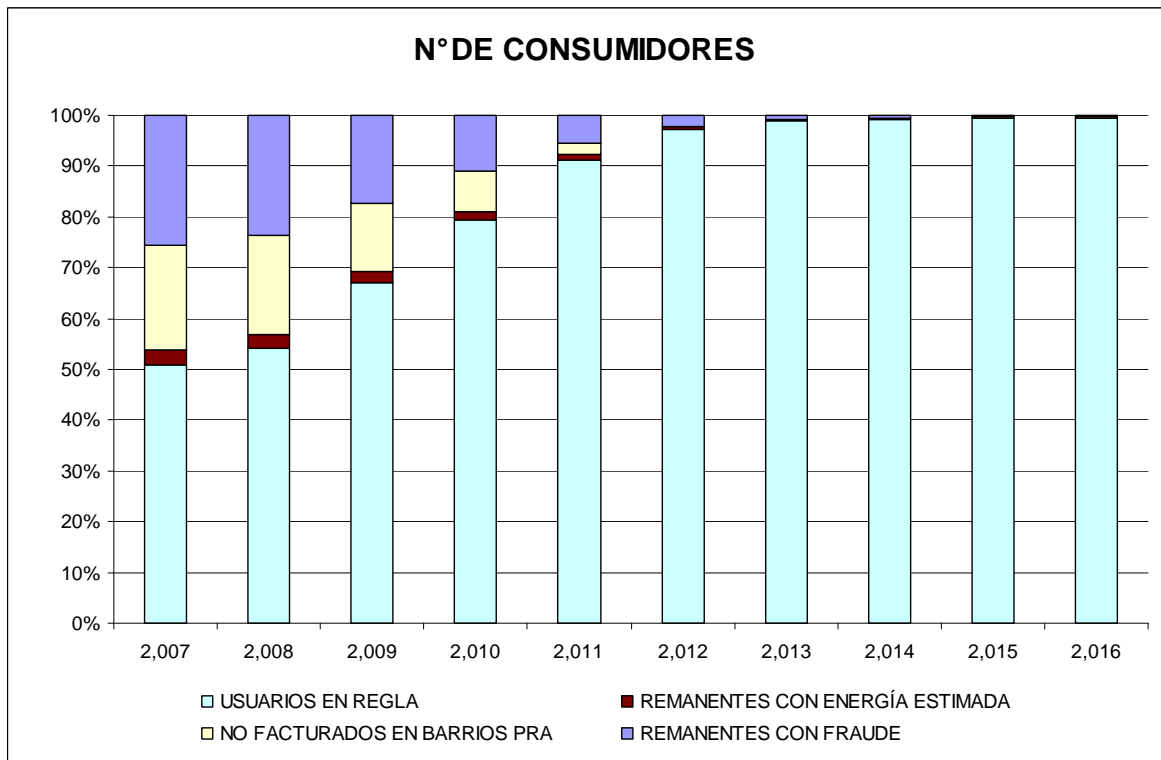
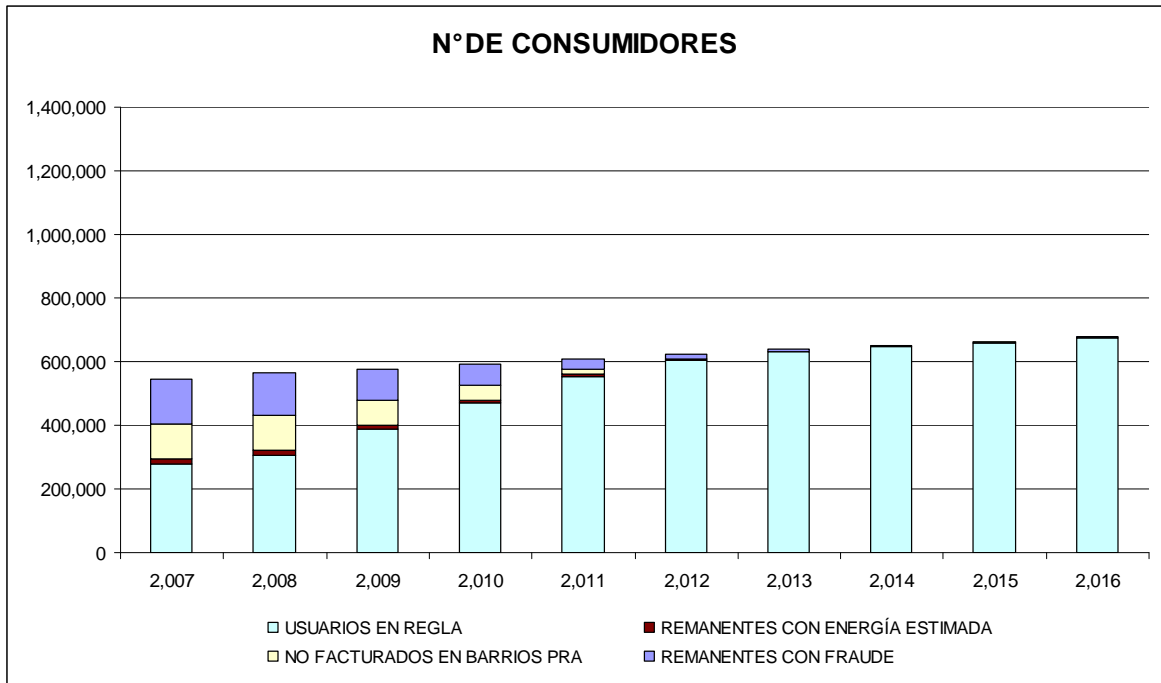
Concepto	Unidades	2,008	2,009	2,010	2,011	2,012	2,013	2,014	2,015	2,016
USUARIOS FACTURADOS	GWh	546,067	650,907	757,497	865,881	958,219	1,048,220	1,138,605	1,219,573	1,268,083
USUARIOS EN REGLA	GWh	302,267	439,532	578,450	719,062	843,528	965,552	1,087,855	1,200,633	1,268,083
REMANENTES CON FRAUDE	GWh	232,568	200,606	168,006	134,755	100,869	66,343	31,796	7,036	2,351
REMANENTES CON ENERGÍA ESTIMADA	GWh	243,800	211,375	179,047	146,819	114,692	82,668	50,750	18,940	0
NO FACTURADOS EN BARRIOS PRA	GWh	62,832	44,061	24,514	4,167	850	867	884	902	920

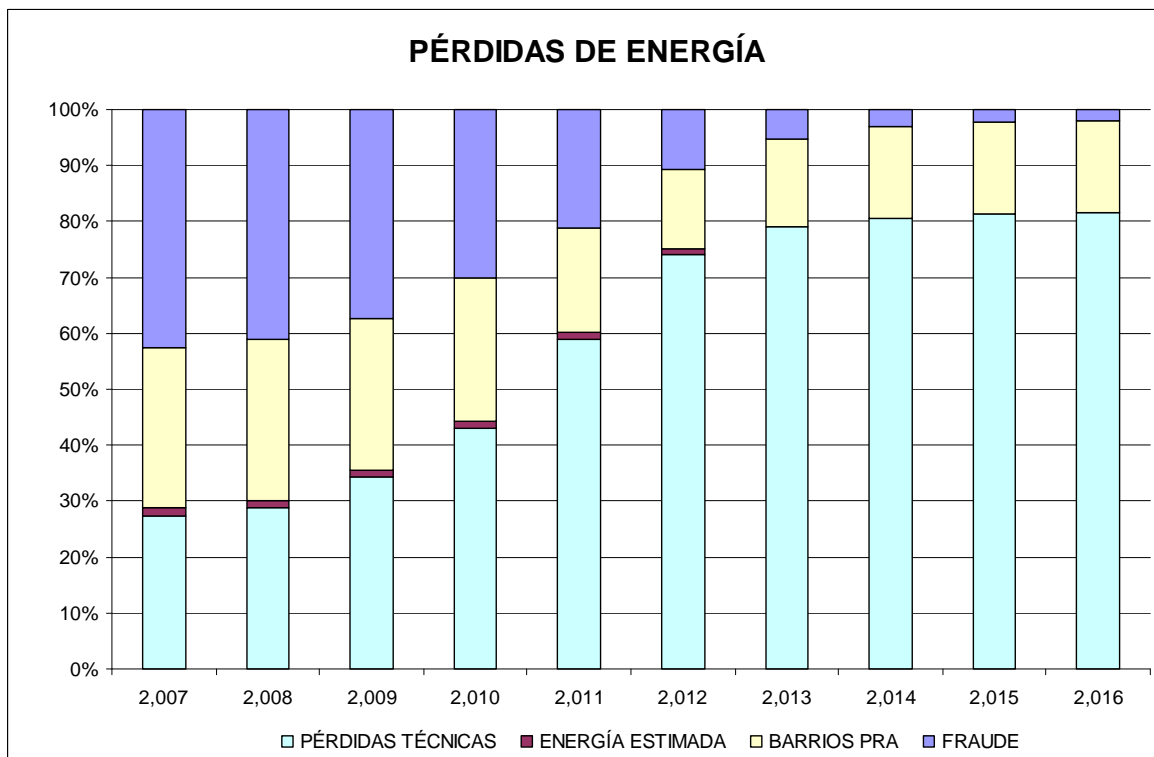
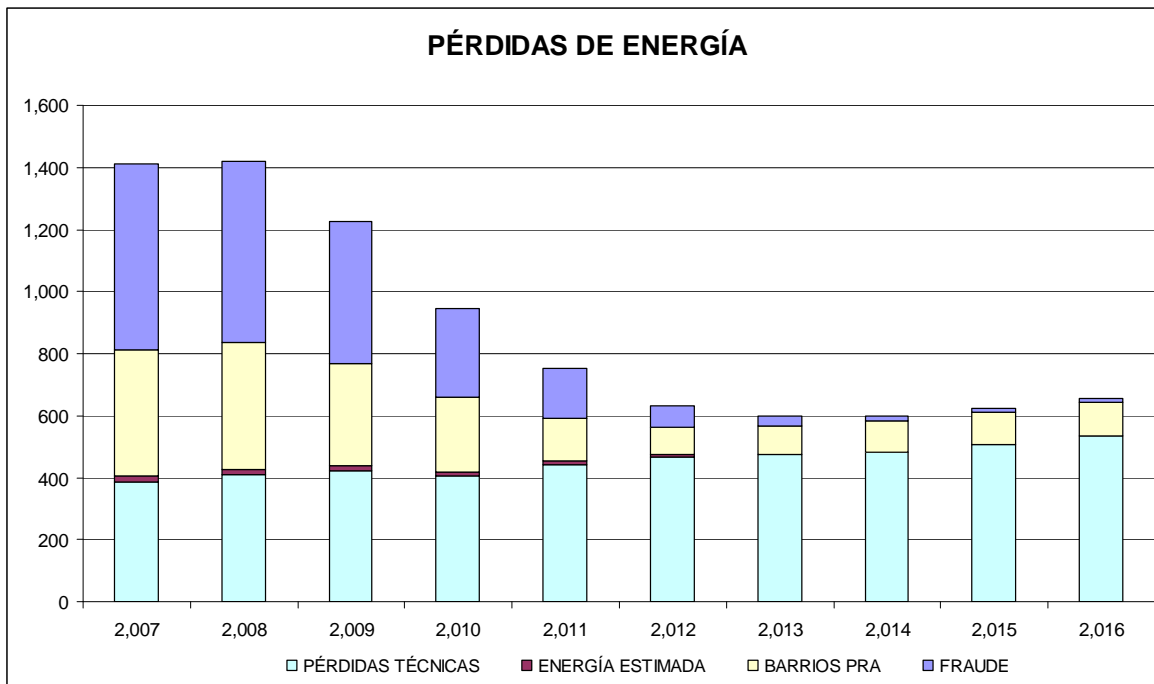
**APORTE DEL GOBIERNO**

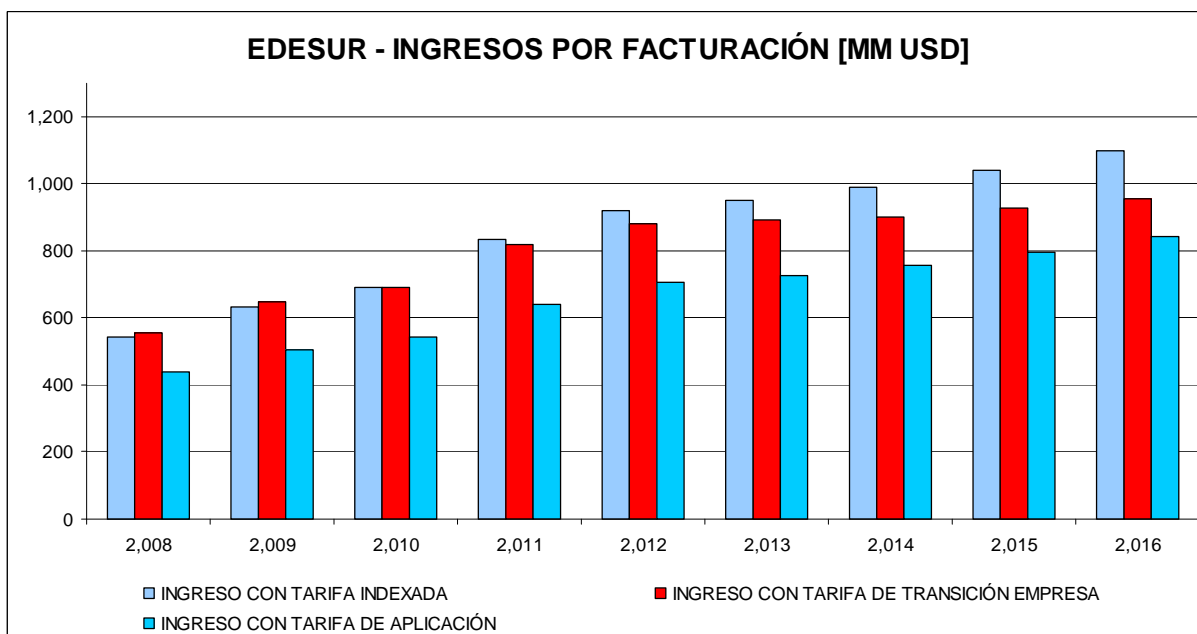
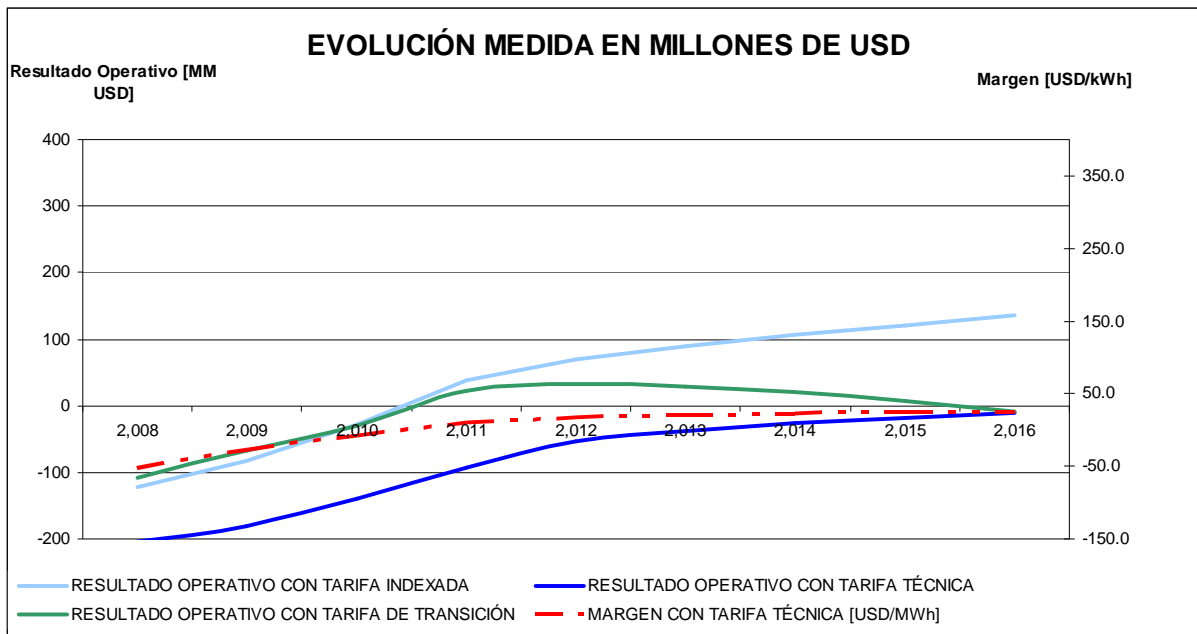
Concepto	Unidades	2,008	2,009	2,010	2,011	2,012	2,013	2,014	2,015	2,016
COMPENSACIÓN TARIFARIA TRANSICIÓN	MM USD	92.3	99.8	99.7	91.2	83.6	72.1	55.8	38.0	19.5
SUBSIDIOS FOCALIZADOS	MM USD	8.7	10.7	12.8	15.0	16.5	18.0	19.4	20.7	21.5
ENERGÍA SECTORES PRA (75% EN 2007)	MM USD	16.5	16.7	10.8	5.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NORMALIZACIÓN SECTORES PRA	MM USD	0.0	13.0	13.0	13.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CAPEX	MM USD	18.0	18.4	18.8	19.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CAPEX PARA PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	MM USD	0.0	15.9	16.2	16.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
DEFICIT OPERATIVO	MM USD	123.2	110.8	87.3	65.9	64.3	44.1	23.2	7.6	0.0

<b>TOTAL APORTE DEL GOBIERNO</b>	MM USD	258.7	285.4	258.6	225.9	164.3	134.2	98.4	66.3	41.0
----------------------------------	--------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	------	------	------

**ANEXO I: EDESUR - EVOLUCIÓN MODELADA**







Concepto	Unidades	2,008	2,009	2,010	2,011	2,012	2,013	2,014	2,015	2,016
Compra de Energía Total	GWh	3,994	4,143	4,082	4,496	4,740	4,833	4,960	5,203	5,461
Compra de Energía áreas No-PRA	GWh	3,525	3,636	3,530	3,835	4,049	4,107	4,198	4,402	4,620
Compra de Energía áreas PRA	GWh	469	507	553	661	692	726	762	801	841
Energía facturada Total	GWh	2,574	2,916	3,136	3,744	4,109	4,233	4,360	4,578	4,807
Energía facturada áreas No-PRA	GWh	2,514	2,742	2,824	3,222	3,507	3,601	3,696	3,881	4,075
Energía facturada áreas PRA	GWh	60	175	312	521	602	632	664	697	732
Pérdidas de energía Total	%	35.6%	29.6%	23.2%	16.7%	13.3%	12.4%	12.1%	12.0%	12.0%
Pérdidas áreas No-PRA	%	28.7%	24.6%	20.0%	16.0%	13.4%	12.3%	12.0%	11.8%	11.8%
Pérdidas áreas PRA	%	87.2%	65.6%	43.5%	21.1%	12.9%	12.9%	12.9%	12.9%	12.9%
Pérdidas de energía Total	GWh	1,421	1,227	946	752	631	600	601	625	654
Pérdidas áreas No-PRA	GWh	1,011	894	706	613	542	506	502	521	545
Pérdidas áreas PRA	GWh	409	332	241	139	89	94	98	103	109

Concepto	Unidades	2,008	2,009	2,010	2,011	2,012	2,013	2,014	2,015	2,016
INGRESO CON TARIFA INDEXADA	MM USD	543	633	692	833	919	950	988	1,041	1,097
INGRESO CON TARIFA DE APLICACIÓN	MM USD	440	505	543	641	704	727	756	797	840
INGRESO CON TARIFA DE TRANSICIÓN EMPRESA	MM USD	557	648	690	818	883	891	902	927	953

Concepto	Unidades	2,008	2,009	2,010	2,011	2,012	2,013	2,014	2,015	2,016
ENERGÍA COMPRADA	GWh	3,994	4,143	4,082	4,496	4,740	4,833	4,960	5,203	5,461
ENERGÍA FACTURADA	GWh	2,574	2,916	3,136	3,744	4,109	4,233	4,360	4,578	4,807
PERDIDAS	GWh	1,421	1,227	946	752	631	600	601	625	654
FRAUDE	GWh	584	457	286	160	68	31	18	14	12
ENERGÍA ESTIMADA	GWh	19	16	12	9	5	1	0	0	0
BARRIOS PRA	GWh	409	332	241	139	89	94	98	103	109
PERDIDAS TÉCNICAS	GWh	409	421	408	443	468	474	484	508	533

Concepto	Unidades	2,008	2,009	2,010	2,011	2,012	2,013	2,014	2,015	2,016
USUARIOS FACTURADOS	Nro	320,742	399,091	479,596	560,964	608,370	630,992	646,674	660,564	674,119
USUARIOS EN REGLA	Nro	305,251	386,632	470,163	554,549	604,968	630,595	646,674	660,564	674,119
REMANENTES CON FRAUDE	Nro	132,705	99,598	65,830	32,736	12,887	5,764	3,222	2,329	2,032
REMANENTES CON ENERGÍA ESTIMADA	Nro	15,491	12,459	9,433	6,414	3,402	397	0	0	0
NO FACTURADOS EN BARRIOS PRA	Nro	109,438	78,795	46,883	13,663	1,394	1,422	1,450	1,479	1,509

**APORTE DEL GOBIERNO**

Concepto	Unidades	2,008	2,009	2,010	2,011	2,012	2,013	2,014	2,015	2,016
COMPENSACIÓN TARIFARIA TRANSICIÓN	MM USD	116.4	139.4	136.8	155.3	144.7	119.9	91.0	63.3	32.4
SUBSIDIOS FOCALIZADOS	MM USD	3.6	5.2	7.0	8.7	9.6	9.9	10.1	10.3	10.6
ENERGÍA SECTORES PRA (75% EN 2007)	MM USD	43.1	46.6	33.8	20.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NORMALIZACIÓN SECTORES PRA	MM USD	0.0	21.2	21.2	21.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CAPEX	MM USD	18.2	18.6	19.0	19.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CAPEX PARA PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	MM USD	4.4	13.8	14.1	13.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
DEFICIT OPERATIVO	MM USD	55.4	100.2	88.1	74.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

<b>TOTAL APORTE DEL GOBIERNO</b>	MM USD	241.1	345.0	319.9	313.3	154.3	129.8	101.1	73.6	42.9
----------------------------------	--------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	------	------



