

SIE

Fortalecimiento Institucional de la
Superintendencia de Electricidad de la
República Dominicana y de su rol en la
regulación del Sector Eléctrico

Informe Final – Volumen I

Componente Regulatorio-Normativo

Octubre 2008

SIE

Fortalecimiento Institucional de la
Superintendencia de Electricidad de la
República Dominicana y de su rol en la
regulación del Sector Eléctrico

Informe Final – Volumen I
Componente Regulatorio-Normativo

Octubre 2008

© PA Knowledge Limited 2008

PA Government Services Inc.
4601 N Fairfax Drive
Suite 600
Arlington, VA 22203
USA
Tel: +1 571 227 9000
Fax: +1 571 227 9001
www.paconsulting.com

Version: 1.0

INDICE

1.	Introducción	1-1
2.	Diagnóstico de evolución del Sector Eléctrico	2-1
2.1	Caracterización del contexto y el marco en el que se ha desarrollado la reforma del Sector Eléctrico Dominicano	2-1
2.2	Diagnóstico de la normativa del Sector Eléctrico Dominicano y el desarrollo del rol regulatorio de la SIE	2-8
2.3	Diagnóstico de los procesos sancionadores contemplados en el marco regulatorio vigente	2-29
2.4	Aspectos críticos	2-33
3.	Mapa de Ruta	3-1
3.1	Escenario actual	3-1
3.2	Escenario objetivo	3-6
3.3	Indicadores clave	3-6
3.4	Fases de la transición	3-7
4.	Identificación de modificaciones regulatorias	4-1
4.1	Fortalecer la independencia de la SIE	4-1
4.2	Perfeccionar la interacción con otras instituciones del sector y del Estado	4-5
4.3	Facilitar el cumplimiento de las responsabilidades que le asigna la Ley de Medio Ambiente	4-11
5.	Mecanismos de control y procedimientos para el fiel cumplimiento de la normativa	5-1
5.1	Fundamentos	5-1
5.2	Sistema de Consultas y Audiencias Públicas	5-6
5.3	Sistema de Contabilidad Regulatoria e Indicadores de Desempeño	5-31
5.4	Reglamento Licitaciones Contratos de Largo Plazo	5-63
5.5	Sistema de Monitoreo del Mercado Mayorista	5-81

ANEXOS

Anexo A:	Reformas del Sector Eléctrico en Latinoamérica
Anexo B:	Reglamento de Consulta y Audiencias Públicas
Anexo C:	Plan de Cuentas

INDICE...

- Anexo D: Proyecto de Reglamento Licitaciones Contratos de Largo Plazo**
- Anexo E: Procedimiento de Monitoreo del mercado Mayorista e investigación previa de prácticas anticompetitivas**
- Anexo F: Aplicación del Monitoreo en la experiencia internacional**
- Anexo G: Consideraciones generales para desarrollos y cambios normativos**

1. INTRODUCCIÓN

El presente documento se enmarca en la asistencia técnica ejecutada por PA desde Abril 2007 a Octubre 2008 bajo el Proyecto de Fortalecimiento Institucional de la Superintendencia de Electricidad (SIE) y de su rol en la regulación del Sector Eléctrico de República Dominicana y constituye el Volumen I del Informe Final del Proyecto. El Informe Final está estructurado en tres volúmenes principales:

- Volumen I - Este volumen integra los aspectos regulatorios y normativos analizados durante la ejecución del Proyecto y los instrumentos vinculados que fueron desarrollados, tales como proyectos de reglamentos y de procedimientos.
- Volumen II - Este volumen integra los aspectos organizacionales analizados durante la ejecución del Proyecto y los instrumentos vinculados que fueron desarrollados, tales como manuales, proyectos de reglamentos y de procedimientos.
- Volumen III - Este volumen integra los aspectos vinculados a capacitación abordados durante el Proyecto incluyendo la capacitación ejecutada durante el proyecto, en el marco de tres Talleres de Fortalecimiento Institucional, indicando el objetivo, temas, participantes y material presentado en cada uno, y adicionalmente se presenta el Plan de Capacitación en el que se diferencian la capacitación dirigida al personal de la SIE, a otras Instituciones y agentes del Sector, a otros órganos del Estado y a los usuarios del servicio eléctrico.

El Proyecto tiene como objetivo central alcanzar el desarrollo de una estructura institucional acorde con el rol asignado a la SIE en el marco regulatorio y mejorar las condiciones de aplicación y efectividad de la regulación vigente, tendientes a la sustentabilidad del sector eléctrico en el mediano y largo plazo.

De este modo, el capítulo 2 presenta el diagnóstico de evolución del sector eléctrico, poniendo especial énfasis en el impacto que ha tenido en la institución, cómo la ha afectado desde su creación y cómo ha propiciado u obstaculizado el cumplimiento de las funciones que como Regulador le asigna el marco regulatorio. Este diagnóstico incluye: a) la caracterización del contexto y el marco en el que se ha desarrollado la reforma del Sector Eléctrico Dominicano, b) diagnóstico de la normativa del Sector Eléctrico Dominicano y el desarrollo del rol regulatorio de la SIE, c) diagnóstico de los procesos sancionadores contemplados en el marco regulatorio vigente y d) aspectos críticos.

El capítulo 3 presenta el mapa de ruta proponiendo tres fases asociadas a indicadores clave para pasar de la situación de crisis actual a un escenario objetivo en un plazo de 9 años, así como un conjunto de lineamientos estratégicos orientados a la entrada en régimen del modelo y la obtención de los objetivos fijados en el proceso de reforma sectorial.

En el capítulo 4 se identifican las modificaciones y adiciones al marco regulatorio vigente que se consideran necesarias para que la SIE realice sus funciones de regulación y fiscalización del Sector Eléctrico, las cuales se enfocan en fortalecer la independencia de la SIE, perfeccionar la interacción con otras instituciones del sector y del Estado y facilitar el cumplimiento de las responsabilidades que le asigna a la SIE la Ley de Medio Ambiente y de Recursos Naturales.

1. Introducción. . .

En el capítulo 5 se identifican los distintos mecanismos de control y procedimientos orientados a garantizar el fiel cumplimiento de la normativa por parte de la SIE, ubicándolos en un marco adecuado de fortalecimiento de la efectividad del Regulador y de su rol en el sector eléctrico y enfocado en la dimensión de funcionalidad de la SIE. Se incluye asimismo los reglamentos y procedimientos desarrollados como parte de este proyecto incluyendo: Sistemas de Consulta y Audiencias Públicas, Sistema de Contabilidad Regulatoria, Reglamento de Licitación para Contratos de Largo Plazo, y Sistema de Monitoreo de Mercado Mayorista.

Este volumen va acompañado de varios Anexos que complementan los análisis realizados y algunos constituyen en si mismo herramientas para el fortalecer la gestión regulatoria de la SIE que respectivamente incluyen: A) Reformas del Sector Eléctrico en Latinoamérica, B) Reglamento de Consulta y Audiencias Públicas, C) Plan de Cuentas, D) Proyecto de Reglamento Licitaciones Contratos de Largo Plazo, E) Procedimiento de Monitoreo del mercado Mayorista e investigación previa de prácticas anticompetitivas, F) Aplicación del Monitoreo en la experiencia internacional, G) Consideraciones generales para desarrollos y cambios normativos.

2. DIAGNÓSTICO DE EVOLUCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

En este capítulo se aborda el diagnóstico de la evolución del Sector Eléctrico Dominicano, el cual identifica los aspectos clave del sector y su evolución, y se ha realizado en base al análisis de antecedentes, estudios previos y reuniones mantenidas en Santo Domingo con funcionarios y autoridades de la SIE, poniendo especial énfasis en el impacto que ha tenido la evolución del sector en la institución, cómo la ha afectado desde su creación y cómo ha propiciado u obstaculizado el cumplimiento de las funciones que como Regulador le asigna el marco regulatorio. En este sentido, a continuación se incluyen las siguientes secciones:

- Caracterización del contexto y el marco en el que se ha desarrollado la reforma del Sector Eléctrico Dominicano
- Diagnóstico de la normativa del Sector Eléctrico Dominicano y el desarrollo del rol regulatorio de la SIE
- Diagnóstico de los procesos sancionadores contemplados en el marco regulatorio vigente
- Aspectos críticos

Asimismo, en Anexo A se adjunta una breve reseña de los procesos de reforma del sector eléctrico en países de Latinoamérica

2.1 CARACTERIZACIÓN DEL CONTEXTO Y EL MARCO EN EL QUE SE HA DESARROLLADO LA REFORMA DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO

República Dominicana no fue ajena a la situación que llevó a la reforma del sector eléctrico en varios países de Latinoamérica. Tal como se presenta en mayor detalle en el Anexo A, la región se vio afectada por una crisis de la deuda pública y por el cambio del contexto financiero internacional a fines de los años 80, lo cual impactó directamente en las fuentes tradicionales de financiamiento del sector eléctrico. Ello, sumado a la ineficiencia en la gestión técnica y económica de las empresas públicas responsables de suministrar el servicio y a políticas tarifarias que no incorporaban los reales costos de prestación del servicio, provocó una profunda crisis en el sector eléctrico de la mayoría de los países de la región, poniendo en evidencia la incapacidad de financiamiento de la expansión requerida por una demanda creciente.

Esta situación demostró el agotamiento del modelo tradicional del sector eléctrico en Latinoamérica, basado en el monopolio estatal y subsidios indiscriminados, y generó el contexto bajo el cual tuvieron lugar las reformas del sector en Latinoamérica.

En el caso particular de República Dominicana, existía la Corporación Dominicana de Electricidad (CDE), creada en 1955 cuando el Estado nacionalizó el sistema eléctrico a través de la adquisición de la Compañía Eléctrica de Santo Domingo, actuando como un monopolio estatal a cargo de la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. En tanto que la Secretaría de Estado de Industria y Comercio (SEIC) era la responsable de la política energética del país, de acuerdo a lo establecido en su Ley Orgánica.

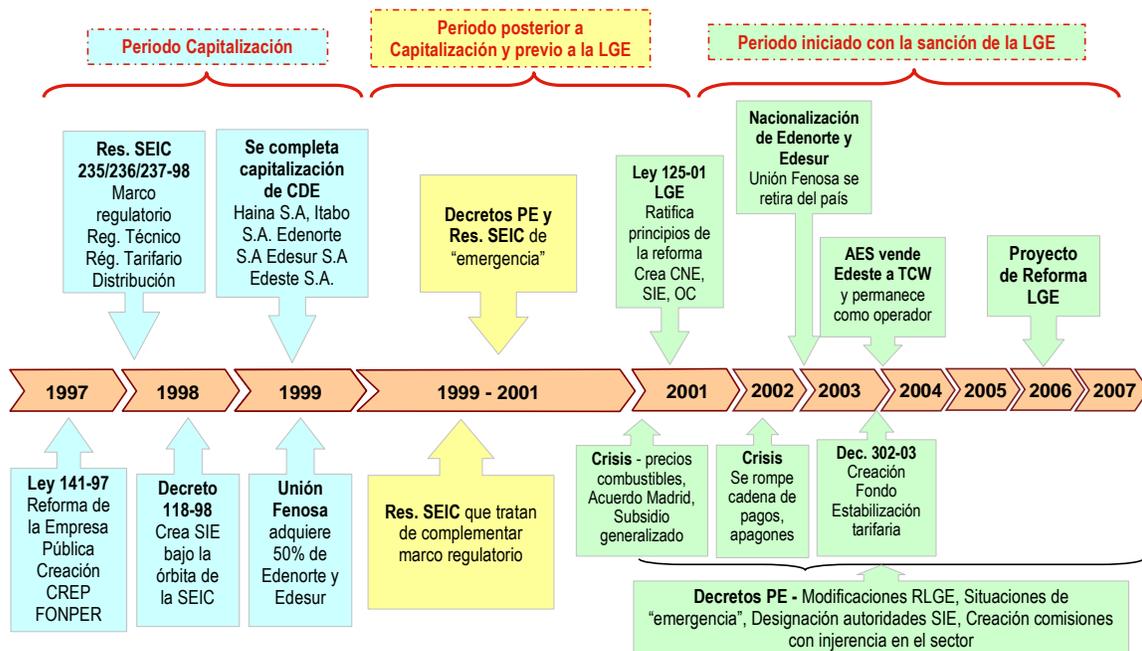
La CDE no tuvo la capacidad para llevar adelante la expansión del sistema impuesta por el crecimiento de la demanda y desde los años 70 se venía registrando un déficit de energía

eléctrica significativo que se tradujo en reiterados cortes de suministro y en la imposibilidad de extender el servicio a sectores rurales o áreas aún sin suministro.

Como una forma de paliar esta situación, el Gobierno impulsó a principios de los años 90 los contratos con productores privados independientes (IPPs), los que llegaron a representar aproximadamente el 50% de la generación en el año 1997. Sin embargo, lejos de solucionar el problema de fondo, los IPPs se convirtieron en una carga financiera adicional, que sumada a las deficiencias en las redes de transmisión y distribución y a una proporción de pérdidas técnicas y no técnicas del orden del 45%, llevó al sistema eléctrico del país a una situación crítica que evidenció la necesidad de revisar la estructura y ordenamiento de un sector esencial para el desarrollo del país.

En 1996 la CDE había acumulado deudas de aproximadamente MMUS\$ 600 con bancos nacionales e internacionales, MMU\$ 100 generadores de energía privados y MMU\$ 40 con el Banco de Reserva nacional. Las ineficiencias del sector junto al limitado alcance geográfico de la red pública en algunas regiones, condujeron a la mayoría de los establecimientos industriales y comerciales, y en menor grado las viviendas residenciales, a invertir en la adquisición de plantas de generación propias afectando fuertemente las condiciones de competencia de la industria local.

En este contexto, el Gobierno decide iniciar un proceso de reforma radical en el sector eléctrico, el cual continúa hasta el presente, como puede observarse en el esquema que se adjunta a continuación, en el que se identifican los principales hitos de la reforma



Como puede observarse, en el proceso de reforma del sector eléctrico de República Dominicana se pueden distinguir tres períodos:

- Período de capitalización

2. Diagnóstico de evolución del Sector Eléctrico. . .

- Período posterior a la capitalización y previo a la sanción de la Ley General de Electricidad (LGE)
- Período iniciado con la sanción de la LGE

A continuación se describen los períodos mencionados, indicando la situación e instrumentos legales que establecieron el marco en cada uno de ellos.

2.1.1 Período de capitalización

Este período constituyó el inicio de la reforma del sector y se caracterizó por el establecimiento de un marco legal que posibilitó la desintegración vertical de los tres segmentos de la industria eléctrica, generación, transmisión y distribución, la creación de sociedades anónimas de generación y distribución que fueron capitalizadas con inversiones privadas, la creación de la Superintendencia de Electricidad como una dependencia de la SEIC y la definición de un marco general de funcionamiento y operación del sector eléctrico. Si bien fueron claros los principios en los que se apoyaba esta transformación, los instrumentos legales con que se contaba en ese momento, no viabilizaron el establecimiento del marco institucional acorde a dichos principios.

De este modo, el período de capitalización de las empresas del sector eléctrico propiedad del Estado se desarrolló bajo el siguiente marco legal:

- *Ley de Reforma de la Empresa Pública (141-97)*, crea la Comisión de Reforma de la Empresa Pública (CREP), adscrita a la Presidencia de la República, con la responsabilidad de conducir y dirigir el proceso de reforma y transformación de la empresa pública, con poder jurisdiccional sobre todas las entidades sujetas a transformación. La CDE¹, junto con otras empresas públicas, queda sujeta a esta ley, en la que se establece la creación de sociedades anónimas, cuya capitalización se realizará por un aumento del capital, mediante nuevos aportes provenientes de inversionistas privados, nacionales y/o extranjeros. El número de acciones suscritas mediante esos nuevos aportes de capital, no podrá exceder el 50% del total de acciones efectivamente pagadas por las sociedades objeto de la capitalización. Los inversionistas de las empresas capitalizadas serán los responsables de la administración de las mismas. Asimismo, se crea el Fondo Patrimonial para el desarrollo (FONPER) como responsable de custodiar los fondos generados por el proceso de capitalización, incluyendo participación accionaria del Estado, así como otros recursos, beneficios y dividendos generados por cualquiera de las modalidades establecidas en la ley.
- *Decreto Poder Ejecutivo 118-98*, establece que las funciones esenciales del Estado en el sector energía serán de carácter normativo, promotor, regulador y fiscalizador. En lo que se refiere al subsector eléctrico, estas funciones serán ejercidas por intermedio de la

¹ De acuerdo a lo dispuesto expresamente por el art. 25 la capitalización no se aplicaría al sistema hidroeléctrico o de presas nacionales, ni a las compañías de transmisión de energía que se establezcan como consecuencia de la Ley General de Electricidad.

2. Diagnóstico de evolución del Sector Eléctrico. . .

SEIC², de acuerdo a las disposiciones del decreto. Se crea la Superintendencia de Electricidad (SIE) como una dependencia de la SEIC, sujeto al decreto, reglamentos, normas y resoluciones que dicte dicha Secretaría.

- *Resoluciones SEIC*, tendientes a establecer un marco general, sentando las bases del sistema hasta tanto se sancionara la ley que estableciera el marco regulatorio::
 - 045-98, reformulada por la resolución 235-98, establece un marco regulatorio de operación del subsector eléctrico, establece potestades de la SIE y crea un Organismo Coordinador (OC) bajo la órbita de la SIE.
 - 236-98, emite el Reglamento Técnico para las operaciones del subsector eléctrico, estableciendo que la SIE será la responsable de la supervisión del OC
 - 237-98, establece el Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Electricidad, fijando las opciones tarifarias, sus condiciones de aplicación, y las fórmulas que establecen su estructura, para determinar las tarifas de suministro eléctrico en las zonas de servicio de las empresas distribuidoras EDE Norte, EDE Este y EDE Sur, previendo un plazo de vigencia desde la fecha de toma de control de las distribuidoras por las empresas adjudicatarias hasta el 31 de Diciembre de 2006

Bajo este marco legal la CREP llevó adelante la capitalización de la CDE que se tradujo en la separación de la generación, la distribución y la transmisión, la creación de dos empresas de generación y tres de distribución, quedando en manos de la CDE la generación hidroeléctrica y la transmisión. Cada una de las empresas capitalizadas recibió de la CDE los activos afectados a las actividades asignadas y se transfirió el control de la administración al sector privado, mediante los contratos de aporte de capital equivalente al 50% del capital accionario de acuerdo a lo previsto por la ley.

Entre Agosto y Octubre de 1999 se concretó la capitalización de las empresas de generación Itabo S.A. y Haina S.A y las empresas de distribución EDEESTE S.A. EDENORTE S.A. y EDESUR S.A.

Cada una de estas empresas quedó constituida a partir de sus estatutos y celebró contratos de administración, de otorgamiento de derechos de explotación de obras eléctricas, de suscripción de acciones y de compra venta de energía. En los contratos de administración se establecía un canon, de hasta un 2,75% de las ventas anuales netas, a percibir por el socio privado durante cinco años en concepto de asistencia técnica y/o transferencia de tecnología". Este canon fue luego prorrogado hasta el año 2020 por el Acuerdo de Madrid y llevado a 2,95% para Haina S.A. e Itabo S.A.

Este proceso de capitalización generó inicialmente unos MMUS\$ 645, los que luego se vieron incrementados por nuevas inversiones en generación y distribución, del orden de MMUS\$ 1,400.

²De acuerdo a su ley orgánica N° 290 del 30 de junio de 1966, la Secretaría de Estado de Industria y Comercio era en ese momento el órgano del Poder Ejecutivo responsable el diseño de la política energética del Estado

2.1.2 Período posterior a la capitalización y previo a la LGE

Este período se caracterizó por el inicio de una crisis financiera en el sector eléctrico, lo que provocó que buena parte de la importante producción normativa estuviera dirigida a atender la coyuntura y cubrir vacíos ocasionados por la ausencia de una Ley de Electricidad.

En efecto, con posterioridad al proceso de capitalización y en el período que medió hasta Julio 2001, en que fue aprobada la LGE, el Poder Ejecutivo y la SEIC emitieron decretos y resoluciones como parte de la normativa del sector.

Inicialmente esta normativa estuvo dirigida a complementar el marco regulatorio y elaborar los elementos legales y normativos pendientes, sin embargo, durante este período se produjo una situación de crisis generada por el alza de los precios de combustibles que derivó en la emisión de decretos y resoluciones que surgieron como medidas de emergencia y que no respondieron estrictamente a los principios de la reforma o que introdujeron modificaciones, e incluso distorsiones respecto de la normativa trazada originalmente.

Los Decretos del Poder Ejecutivo emitidos durante este período tuvieron por objeto el nombramiento de integrantes del Consejo de Administración de la SIE (Decretos 205-98, 206-98, 311-98 y 766-00), y fundamentalmente, atender la situación de crisis financiera a través de la creación de comisiones con injerencia en el sector (Dec. 50-01), afrontar la deuda con generadores (Dec. 700-00 y 744-01) y autorizar a la CDE a renegociar los contratos de venta de energía suscritos con las distribuidoras al momento de la capitalización (Dec. 743-01).

En relación a las Resoluciones SEIC, se puede distinguir las emitidas con el objeto de establecer criterios y aspectos técnicos que era necesario precisar para completar el marco de funcionamiento del sector y otras, en concordancia con los Decretos del Poder Ejecutivo, originadas en la crisis mencionada y que se vinculan a aspectos tales como subsidios o incrementos en los cargos percibidos por las distribuidoras no previstos inicialmente, entre las que se puede mencionar las Res. 50-00, 202-00, 280-00, 283-00, 7-01, 113-01.

2.1.3 Período iniciado con la sanción de la LGE

Este período se caracteriza por la sanción de la LGE, ratificando los principios en que se apoyó la reforma y completando el marco institucional del que se carecía. Sin embargo, la agudización de la crisis iniciada en el período anterior, provocó la emisión de normativa e implementación de medidas que no se ajustaban estrictamente al marco regulatorio establecido, situación que se extiende hasta el presente.

En Julio 2001 fue aprobada la LGE estableciendo como instituciones del sector:

- *Comisión Nacional de Energía (CNE)*, como autoridad política a cargo de elaborar y coordinar los proyectos de normativa legal y reglamentaria del sector energético, proponer y adoptar políticas y normas, elaborar planes indicativos para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energía, y proponerlos al Poder Ejecutivo y velar por su cumplimiento; promover las decisiones de inversión en concordancia con dichos planes y asesorar al Poder Ejecutivo en todas aquellas materias relacionadas con el sector

2. Diagnóstico de evolución del Sector Eléctrico. . .

- *Superintendencia de Electricidad (SIE)*, como autoridad regulatoria, con facultades reglamentarias, de fiscalización y control, sancionatorias y de resolución de conflictos. Bajo la SIE se crea la Oficina de Protección al Consumidor de Electricidad (PROTECOM), la cual tendrá como función atender y dirimir sobre los reclamos de los consumidores de servicio público
- *Organismo Coordinador (OC)*, presidido por la SIE e integrado por los agentes participantes del sector, encargado de coordinar la operación de sus instalaciones para rendir el mejor servicio al mínimo costo.

Por otra parte, la LGE crea la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) a cargo de liderar y coordinar las empresas eléctricas, llevar a cabo los programas del Estado en materia de electrificación, suburbana y rural, así como la administración y aplicación de los contratos de suministro de energía eléctrica con los IPP. Se indica asimismo que el Poder Ejecutivo creará dentro de un plazo no mayor de noventa días la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED) a la cual se transferirán todas las líneas y sistemas de transmisión eléctrica (sistema interconectado) y la Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID), a la cual se le traspasarán la propiedad y administración de los sistemas de generación hidroeléctrica del Estado habidos y por haber.

Como se menciona previamente, si bien la LGE viene finalmente a establecer el marco regulatorio del sector, al momento de su promulgación la crisis del sector se había profundizado y la mayor parte de los instrumentos legales emitidos durante el período tuvo por objetivo atender la emergencia.

Es así que desde aquel momento y hasta el presente, el Poder Ejecutivo ha emitido Decretos adicionales con modificaciones al RLGE, nombramientos de miembros del Consejo de la SIE, subsidios asumidos por el Estado a través de distintas vías y creación de programas y diversas comisiones con injerencia en el sector. Entre los más relevantes se puede mencionar:

- Decreto 970-01, ratifica los acuerdos suscritos entre la CDEEE y las empresas distribuidoras, vinculados a la renegociación de los contratos
- Decreto 1080-01, crea Programa Nacional de Reducción de Apagones (PRA), dependiente de la Unidad Ejecutiva del Gabinete Social
- Decreto 748-02, crea el Programa Nacional de apoyo a la eliminación del fraude eléctrico, dependiente de la Procuraduría General de la República e integrado por las Secretarías de Estado de Industria y Comercio, de Finanzas y por la Policía Nacional,
- Decreto 749-02, modifica RLGE en relación a definiciones y/o criterios técnicos, introduce aspectos que afectan el ejercicio de las funciones de la SIE establecidas en la LGE, fundamentalmente en relación a sus facultades de fiscalización y control y sancionatoria
- Decreto 302-03, crea Fondo de Estabilización Tarifaria, financiado por fondos procedentes de ingresos generales del Estado, a través de la Secretaría de Finanzas

2. Diagnóstico de evolución del Sector Eléctrico. . .

- Decreto 1036-03, crea Comisión Especial de Energía que propondrá al Ejecutivo reformas a Ley 141-97 y 125-01 y estará integrada por la CNE y representantes de CONEP y CODIA
- Decreto 4-05, crea el Comité de Recuperación del Sector Eléctrico, bajo la jurisdicción del Presidente de la República, teniendo como enlace al Secretario de Estado de la Presidencia e integrado por CNE, SIE, CDEEE, Distribuidoras, Generadoras, Secretario de Estado de Finanzas y Unidad de Asesoría Presidencial en materia de Energía.

Durante este período, en Septiembre 2003, Unión Fenosa acuerda con el Estado la venta de su participación en EDENORTE S.A. y EDESUR S.A., las que a partir de ese momento se nacionalizan quedando bajo la órbita de la CDEEE. Esta operación generó una fuerte carga financiera para el Estado, que viene a sumarse a los ya importantes recursos estatales destinados al sector.

Hoy, la problemática financiera del sector continúa, elevadas pérdidas, técnicas y no técnicas, interrupciones continuas del servicio, todo ello ha generado el ambiente propicio para que gaste un proyecto de modificación a la LGE actualmente en discusión³, el que entre sus aspectos más relevantes contempla:

- Penalización del fraude eléctrico
- Facultades sancionatorias SIE, incorporando a la ley la modificación reglamentaria introducida por el Dec. 749-02
- Delimitación de competencias CNE y SIE
- Composición de la CNE
- Conformación de la CDEEE como ente jurídico que actúe como representante del Estado en aquellas empresas eléctricas en la que tenga participación accionaria, sin perjuicio de los intereses privados en dichas empresas y de los derechos del Fondo Patrimonial de las Empresas Reformadas (FONPER)
- Creación de la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED) y de la Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGHID), las cuales actualmente están operando como unidades de negocio de la CDEEE, con personalidad jurídica y patrimonio propio, con capacidad para adquirir derechos y contraer obligaciones, las cuales serán estrictamente estatales y cuyas acciones se emitirán a nombre de la CDEEE
- Las Empresas Distribuidoras deberán mantener contratos vigentes de largo plazo con empresas generadoras que le garanticen un mínimo de ochenta por ciento (80%) de la demanda de potencia máxima registrada en el año anterior.

³ En el momento en que fue preparado el informe original de PA en Agosto del 2007

2.2 DIAGNÓSTICO DE LA NORMATIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO Y EL DESARROLLO DEL ROL REGULATORIO DE LA SIE

El diagnóstico de la normativa del sector y el desarrollo del rol regulatorio de la SIE se realizó analizando el sistema normativo del sector eléctrico como un marco en el que el regulador se desempeña, lo cual supone entender dicho sistema normativo en sentido amplio, no sólo desde una perspectiva meramente formal, como el conjunto de normas que regulan el sector eléctrico, sino incluyendo los siguientes aspectos:

- El complejo de instituciones, reglas, agencias públicas y privadas, estrategias y herramientas regulatorias, procesos de toma de decisiones e ideas dominantes, todos ellos involucrados en el funcionamiento del Sector Eléctrico Dominicano
- El impacto del conjunto político-legal-institucional sobre la sostenibilidad del sector, en función del grado de acercamiento a los objetivos planteados en la reforma

Si bien todos los factores mencionados se encuentran estrechamente vinculados, a fin de ordenar el proceso de diagnóstico, se abordará en primer lugar el análisis de la normativa y a continuación, el análisis del desarrollo del rol regulatorio de la SIE.

2.2.1 Análisis de la Normativa

El análisis de la normativa se desarrolla siguiendo su evolución, de acuerdo a los tres períodos señalados en el capítulo anterior:

- Período de capitalización
- Período posterior a la capitalización y previo a la LGE
- Período iniciado con la sanción de la LGE

Se considera fundamental abordarlo temporalmente, dado que el marco legal ha estado sujeto a una dinámica particular y continua evolución, afectado tanto por factores internos del sector como otros que le eran ajenos, ambos con un fuerte impacto en la evolución de la normativa.

Para todos los períodos mencionados, se adjunta una Tabla que sintetiza la normativa desarrollada. El listado no es exhaustivo en el sentido de incorporar todos los instrumentos emitidos, pero sí los fundamentales que evidencian que la regulación ha avanzado en dos sentidos, por una parte, definiendo y complementando criterios técnicos necesarios para la operación de todos los segmentos del sistema eléctrico. Por otro parte, emitiendo instrumentos originados en decisiones políticas, sea por situaciones de emergencia u otras razones, que en la mayor parte de los casos han chocado con los principios de la reforma, han creado figuras o instituciones transitorias que se han extendido en el tiempo, introduciendo así distorsiones en el marco regulatorio.

Para evaluar el impacto se ha considerado si la norma responde a los principios fundamentales en que se apoyó la reforma, señalizando con un símbolo en verde cuando así ha sido y en rojo en caso contrario. En algunos casos se ha añadido un comentario, en negrita y cursiva, destacando el efecto de la norma.

2. Diagnóstico de evolución del Sector Eléctrico. . .

Es importante destacar que, si bien se entiende que las situaciones de crisis explican o justifican que se haya debido recurrir a decretos o resoluciones que no se enmarcan completamente en el regulación establecida, lo que aquí se intenta es señalar aquellos instrumentos que se han desviado de los objetivos iniciales y que se hace necesario considerar si la intención es mantener el modelo adoptado y asegurar su sostenibilidad.

A continuación se presenta el análisis de la normativa emitida en cada uno de los períodos y sus efectos sobre el desarrollo del sector.

A. PERÍODO DE CAPITALIZACIÓN

Como se indicara en el capítulo precedente, las intenciones del Gobierno de llevar adelante una reforma del sector eléctrico se vieron obstaculizados por las dificultades para la aprobación de la LGE, razón por la cual se diseñó un marco alternativo, integrado por:

- Ley de Reforma de la Empresa Pública (141-97)

Esta ley crea la Comisión de Reforma de la Empresa Pública (CREP), adscrita a la Presidencia de la República, con la responsabilidad de conducir y dirigir el proceso de reforma y transformación de la empresa pública, con poder jurisdiccional sobre todas las entidades sujetas a transformación. Las Empresas Públicas sujetas a la aplicación de esta ley son las empresas que integran la Corporación Dominicana de Empresas Estatales, la Corporación Dominicana de Electricidad⁴, los hoteles que conforman la Corporación de Fomento de la Industria Hotelera y el Consejo Estatal del Azúcar.

En relación al proceso de reforma, la ley establece la creación de sociedades anónimas, cuya capitalización se realizará por un aumento del capital, mediante nuevos aportes provenientes de inversionistas privados, nacionales y/o extranjeros. El número de acciones suscritas mediante esos nuevos aportes de capital, no podrá exceder el 50% del total de acciones efectivamente pagadas por las sociedades objeto de la capitalización. Los inversionistas de las empresas capitalizadas serán los responsables de la administración de las mismas.

Asimismo, se crea el Fondo Patrimonial para el desarrollo (FONPER) como responsable de custodiar los fondos generados por el proceso de capitalización, incluyendo participación accionaria del Estado, así como otros recursos, beneficios y dividendos generados por cualquiera de las modalidades establecidas en la ley.

- Decreto Poder Ejecutivo 118-98

El decreto establece que las funciones esenciales del Estado en el sector energía serán de carácter normativo, promotor, regulador y fiscalizador. En lo que se refiere al

⁴ De acuerdo a lo dispuesto expresamente por el art. 25 la capitalización no se aplicaría al sistema hidroeléctrico o de presas nacionales, ni a las compañías de transmisión de energía que se establezcan como consecuencia de la Ley General de Electricidad.

subsector eléctrico, estas funciones serán ejercidas por intermedio de la SEIC⁵, de acuerdo a las disposiciones del decreto.

Se crea la Superintendencia de Electricidad (SIE) como una dependencia de la SEIC, sujeto al decreto, reglamentos, normas y resoluciones que dicte dicha Secretaría.

- Resoluciones SEIC

Las resoluciones emitidas por la SEIC, pretendieron establecer un marco general, sentando las bases del sistema hasta tanto se sancionara la ley que estableciera el marco regulatorio, fueron:

045-98, reformulada por la resolución 235-98, establece un marco regulatorio de operación del subsector eléctrico, establece potestades de la SIE y crea un Organismo Coordinador (OC) bajo la órbita de la SIE. Por otra parte, se establece que las ventas de electricidad en contratos de largo plazo, de una entidad generadora a una distribuidora se efectuarán a los precios resultantes de procedimientos competitivos de licitación pública de contratos de largo plazo.

236-98, emite el Reglamento Técnico para las operaciones del subsector eléctrico, estableciendo que la SIE será la responsable de la supervisión del OC

237-98, establece el Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Electricidad, fijando las opciones tarifarias, sus condiciones de aplicación, y las fórmulas que establecen su estructura, para determinar las tarifas de suministro eléctrico en las zonas de servicio de las empresas distribuidoras EDE Norte, EDE Este y EDE Sur, previendo un plazo de vigencia desde la fecha de toma de control de las distribuidoras por las empresas adjudicatarias hasta el 31 de Diciembre de 2006

El análisis de este marco normativo permite señalar que:

- Posibilitó la desintegración vertical de la industria separando las actividades de generación, transmisión y distribución y proporcionó los elementos para emprender el proceso de capitalización y entrada de capitales privados, lo que se tradujo en inversiones privadas del orden de los MMUS\$ 2000
- Desde el punto de vista del sustento institucional necesario para llevar adelante la reforma del sector, se evidenció una clara debilidad:

Ante la dificultad de crear un ente regulador independiente con autonomía financiera y funciones normativas y de control, la autoridad regulatoria se estableció en el ámbito del Gobierno Central bajo la SEIC, por lo tanto, no se consolidó lo que debería haber sido uno de los pilares de la reforma, constituido por un marco institucional sólido y una clara definición de roles

El Estado no se desprendió de sus rol empresarial en los segmentos de transmisión y generación hidroeléctrica, por lo que la creación de un ente independiente del

⁵De acuerdo a su ley orgánica N° 290 del 30 de junio de 1966, la Secretaría de Estado de Industria y Comercio era en ese momento el órgano del Poder Ejecutivo responsable el diseño de la política energética del Estado

Gobierno Central resultaba fundamental para someter a las empresas públicas y privadas a las mismas reglas regulatorias

En relación a la SIE el impacto de este cuerpo normativo resulta obvio:

- Si bien es creada como una institución con facultades de elaboración y supervisión en materia tarifaria, fiscalización y supervisión del cumplimiento de reglamentaciones y normativa técnica, supervisión del comportamiento del mercado mayorista y regulación de las operaciones del sistema a fin de garantizar el abastecimiento al mínimo costo, la SIE actúa bajo la órbita de la SEIC y sujeta a los dictados de ésta
- Claramente, bajo estas condiciones la SIE carecía del marco mínimo para garantizar la independencia indispensable de un Regulador, concretamente, haber sido creado por ley, no estar subordinado jerárquicamente a ningún otro poder del Estado, contar con autonomía financiera y mecanismos de designación y estabilidad en el cargo de los reguladores, que permitan garantizar razonablemente su autonomía de acción.

La Tabla que se presenta a continuación sintetiza la normativa emitida durante el período de capitalización, indicando la denominación, el objeto y el impacto que ha tenido en la evolución del sector.

Instrumento legal	Objeto	Impacto
Ley 141-97	Crea CREP a cargo del proceso de capitalización y sociedades anónimas sujetas a un máximo de aporte de capital del 50%. Crea FONPER como entidad de custodia de los fondos derivados de la capitalización	
Dec. 118-98	Establece que las funciones esenciales del Estado en el sector energía serán de carácter normativo, promotor, regulador y fiscalizador y serán ejercidas por intermedio de la SEIC. Crea la SIE como una dependencia de la SEIC, sujeta al decreto, reglamentos, normas y resoluciones que dicte dicha Secretaría	
Res. SEIC 235-98	Establece marco regulatorio de operación del subsector eléctrico, potestades de la SIE y crea un Organismo Coordinador (OC) bajo la órbita de la SIE	
Res. SEIC 236-98	Emite Reglamento Técnico para las operaciones del subsector eléctrico, establece que la SIE será la responsable de la supervisión del OC	
Res. SEIC 237-98	Establece Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Electricidad	

B. PERÍODO POSTERIOR A LA CAPITALIZACIÓN Y PREVIO A LA LGE

Con posterioridad al proceso de capitalización y en el período que medió hasta Julio 2001 en que fue aprobada la LGE, el Poder Ejecutivo y la SEIC emitieron decretos y resoluciones como parte de la normativa del sector.

Siguiendo la evolución de la normativa durante este período, claramente se puede observar que en un principio el Poder Ejecutivo se enfocó en establecer y complementar el marco regulatorio y elaborar los elementos legales y normativos pendientes.

No obstante ello, en el camino se produjo una situación de crisis generada por el alza de los precios de combustibles que derivó en la emisión de decretos y resoluciones que podrían llamarse de “emergencia” y que no respondieron estrictamente a los principios de la reforma

o que introdujeron modificaciones, e incluso distorsiones respecto de la normativa reguladora trazada originalmente.

En este sentido, considerando el impacto en el cuerpo normativo global, resulta clave mencionar que durante este período:

- Se produjo un importante impacto financiero sobre el sector, originado en el incremento en los precios de combustibles, que se tradujo en subsidios a precios de combustibles a cargo del Estado, un aumento “estimado” del VAD, sin revisión tarifaria, y en el valor agregado de transmisión, para financiar los mayores costos de prestación del servicio que no habían podido ser cubiertos mediante los índices de actualización o indexación y en una renegociación de los contratos de venta de energía
- Al haber quedado la potestad de regulación y control en ámbito del Gobierno Central y no en cabeza de un organismo autónomo con facultades fiscalizadoras, jurisdiccionales y normativas, los cambios normativos fueron incorporándose como medidas paliativas y en respuesta a la crisis de financiamiento y al alza en los precios de combustible

En relación al impacto de este período sobre la SIE, se entiende que la debilidad ya mencionada, por sus particulares características de Regulador bajo la órbita de una Secretaría de Estado, dentro del Poder Ejecutivo, se vio acentuada por los sucesivos cambios en sus autoridades, lo que afectó otro de los elementos indispensables para su independencia, constituido por la necesaria estabilidad en el cargo de los reguladores.

La experiencia de estos años ya muestra los principales problemas del sector eléctrico dominicano: debilidad normativa en la fijación clara del rol del Estado dentro de la reforma, regulador con escasa posibilidad de controlar y sancionar, alza en los precios de la energía, exigua recaudación de parte de las empresas distribuidoras, volatilidad de los precios del petróleo y derivados (principal fuente energética del país), excesivas pérdidas técnicas y no técnicas en los sistemas de transmisión y distribución y falta de procedimientos reglados para determinar la actualización de los componentes tarifarios y las obligaciones y derechos de los actores.

A continuación se presenta una Tabla⁶ que integra la normativa emitida durante el período y su impacto en el sector en relación a los principios de la reforma.

Instrumento legal	Objeto	Impacto
-------------------	--------	---------

⁶ El listado no es exhaustivo en el sentido de incorporar todos los instrumentos emitidos, pero sí los fundamentales que evidencian que la regulación ha avanzado en dos sentidos, por una parte, definiendo y complementando criterios técnicos necesarios para la operación de todos los segmentos del sistema eléctrico. Por otro parte, emitiendo instrumentos originados en decisiones políticas, sea por situaciones de emergencia u otras razones, que en la mayor parte de los casos han chocado con los principios de la reforma, han creado figuras o instituciones transitorias que se han extendido en el tiempo, introduciendo así distorsiones en el marco regulatorio. Para evaluar el impacto se ha considerado si la norma responde a los principios fundamentales en que se apoyó la reforma, señalizando con un símbolo en verde cuando así ha sido y en rojo en caso contrario

Instrumento legal	Objeto	Impacto
Dec. 205-98, 206-98, 311-98 y 766-00	<p>Vinculados a nombramientos de integrantes del Consejo de Administración de la SIE</p> <p>Se producen cambios en las autoridades con una frecuencia mayor a la adecuada, dado que si bien la SIE en este período aún no estaba constituido como un regulador independiente, la discontinuidad en sus autoridades seguramente introdujo diferencias de criterios que impactaron en los resultados de la gestión</p>	●
Dec. 700-00	<p>Vinculado a la Res. SEIC 141-00 y en el marco de las medidas tomadas por el Gobierno originadas en el incremento de los precios internacionales de los combustibles, crea una cuenta especial en el Banco de Reservas para pagar a generadores</p>	●
Dec. 50-01	<p>Crea la Comisión del programa Plan Nacional de Ahorro de Energía, integrada por el Secretario Técnico de la Presidencia, las Secretarías de Estado de Educación, Industria y Comercio, Obras Públicas, Juventud, Medio Ambiente y Recursos Naturales, CDE, CASSD, OTTT, INDOTEC, CODIA, AMET, Refinería Dominicana de Petróleo, Dirección General de Aduanas y Director Ejecutivo de la SIE como Coordinador de la Comisión. Esta Comisión se fundamenta, entre otros considerandos, en la necesidad de coordinador a los agentes del sector para contar con una política coherente y que mediante un programa de ahorro y conservación de la energía se podrán lograr economías de escala</p> <p>Tiene efectos sobre el marco institucional del sector</p>	●
Dec. 743-01 (emitido 6 días antes de la sanción LGE)	<p>Autoriza a la CDE a renegociar los contratos de venta de energía suscriptos con las empresas distribuidoras (EDEESTE, EDESUR y EDENORTE) al momento de la capitalización, cedidos a Haina S.A. e Itabo S.A. Asimismo, se autoriza a las distribuidoras a suscribir con dichas empresas generadoras los contratos surgidos de la renegociación, eximiéndolas de la obligación de efectuar licitaciones, tal como lo establecía la Res. SEIC 235-98. Todo el proceso deberá ser supervisado y autorizado por la SIE</p> <p>Esta medida atenta contra el mecanismo de contratos de largo plazo a través de procesos competitivos, establecidos en la regulación</p>	●
Dec. 744-01 (emitido 6 días antes de la sanción LGE)	<p>Establece que los ingresos del Estado derivados de los dividendos declarados y distribuidos por las empresas capitalizadas correspondientes a las acciones A propiedad del Estado Dominicano, de los impuestos de importación, impuestos sobre la renta y otros de las empresas capitalizadas, serán utilizados para el pago de la deuda con los IPP (hasta abril 2001) y el pago del subsidio a las generadoras correspondiente a los meses de Enero y Febrero 2001</p> <p>Tiene un impacto financiero sobre el Estado</p>	●
Res. SEIC 111-99	<p>Es de alto impacto ya que establece el criterio del derecho de uso del sistema de transmisión por terceros y tarifa de peaje.</p>	●
Res. SEIC 112-99	<p>Fija condiciones para calcular potencia firme y potencia de punta, establece la obligación de un pago por reconexión cuando el usuario haya sido cortado por falta de pago y fija el plazo de 24 hrs para su reconexión, otorga a la SIE la facultad para fijar tarifas provisionales de peaje, el derecho de conexión mensual a la red principal de transmisión y las de distribución e introduce modificaciones técnicas a las tarifas fijadas por la Res. 237 con relación a los cargos.</p> <p>Es de alto impacto en temas de derechos y obligaciones de los actores, ya que fija las obligaciones de la distribuidora con el usuario, e impacto institucional ya que otorga a la SIE potestades tarifarias.</p>	●
Res. SEIC 113-99	<p>Reglamenta el nivel de potencia al cual están obligados las distribuidoras a contratar con las empresas de generación, de acuerdo con las Res. 235-98 y 236-98. Determina cuestiones técnicas complementarias de las ya fijadas en las Res. 235/236-98</p>	●
Res. SEIC 114-99	<p>Reglamenta las tarifas que serán aplicadas a las empresas que realizan la actividad de generación y establece el costo marginal de la potencia y sus fórmulas de indexación para cada uno de los años 1999, 2000, 2001 y 2002, los cuales serán usados por el OC para valorizar las transacciones de potencia entre los agentes del mercado. Determina</p>	●

Instrumento legal	Objeto	Impacto
Res. SEIC 255-99	<p>cuestiones técnicas complementarias de las ya fijadas en las Res. 235/236-98 Reglamenta la conformación del OC, cuyo Consejo Deliberativo estará integrado por: un representante de cada una de las empresas distribuidoras, un representante de las empresas generadoras; dos representantes de la Corporación Dominicana de Electricidad (CDE), uno por el área de generación hidráulica y otro por el área de transmisión; un representante de cada una de las empresas generadoras y de los autoprodutores que mantienen contratos de suministro con la CDE (IPPs) y un representante de los usuarios no regulados. El OC estará presidido por la SIE. Determina cuestiones técnicas complementarias de las ya fijadas en las Res. 235/236-98</p>	
Res. SEIC 27-00	<p>Establece los Códigos Transitorios del Mercado Eléctrico Mayorista, los cuales constituirán el reglamento con los detalles de aplicación del marco regulatorio durante la fase inicial de dicho mercado. Fija criterios técnicos y de transición para la aplicación inicial del marco regulatorio de las Res. 235/236-98</p>	
Res. SEIC 29-00	<p>Modifica e incluye algunos aspectos técnicos para complementar las Resoluciones 236-99 y 237-99. Reglamenta aspectos técnicos de aplicación de lo ya establecido en la normativa regulatoria</p>	
Res. SEIC 30-00	<p>Fija lineamientos básicos del procedimiento que las distribuidoras deben realizar para dar tratamiento de las reclamaciones de los usuarios relacionadas con la prestación del servicio eléctrico. Se establece asimismo que la SIE en un plazo no mayor de sesenta (60) días y con el conocimiento de la opinión de las compañías distribuidoras, establecerá un sistema para las reclamaciones de los usuarios y elaborará los reglamentos correspondientes a dicho sistema.</p>	
Res. SEIC 50-00	<p>Es de alto impacto institucional ya que fija derechos y obligaciones respecto del servicio de distribución En virtud del alza del precio de los combustibles, establece un sistema de Costo Marginal de Corto Plazo y Compensación de Máquinas excluidas. Es de alto impacto ya que afecta principios regulatorios para paliar situación de emergencia.</p>	
Res. SEIC 52-00	<p>Establece un programa de retiro, revisión, reparación, reemplazo o calibración de medidores. Fija obligaciones de las distribuidoras no definidas anteriormente.</p>	
Res. SEIC 141-00	<p>Fija criterios para el establecimiento de los precios locales de los derivados de petróleo al público en función directa de los costos de importación y de la libre competencia Reglamenta aspectos de derecho y de carácter técnico que complementan las resoluciones 235, 236 y 237-98. En particular, reglamenta y unifica la aplicación de los cargos a ser pagados por los usuarios del servicio de energía eléctrica, relacionados con los pagos de las tarifas de energía, entre los cuales se encuentra el pago por costo financiero incurrido por las distribuidoras al no recibir el pago de los usuarios dentro de los términos establecidos en las facturas.</p>	
Res. SEIC 201-00	<p>Avanza en la definición de las obligaciones de las distribuidoras en relación a sus usuarios Establece que a partir del 1° de diciembre, el subsidio con motivo del incremento en los precios de los combustibles, será pagado por el Estado Dominicano, a través de la CDE, a las empresas propietarias de centrales generadoras que venden su energía al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado.</p>	
Res. SEIC 202-00	<p>Es de alto impacto ya que afecta principios regulatorios para paliar situación de emergencia. Establece que la cantidad de días máximo tomados como base para el cálculo de la facturación del consumo de energía eléctrica, realizado por las distribuidoras, no podrá ser nunca mayor ni exceder de los treinta y un (31) días calendario. Se fijan sanciones para los casos en que las distribuidoras contraríen la norma.</p>	
Res. SEIC 208-00	<p>Avanza en la definición de las obligaciones de las distribuidoras en relación a sus usuarios.</p>	

Instrumento legal	Objeto	Impacto
Res. SEIC 280-00	Deja sin efecto la Res. 202-00 que establecía que el subsidio originado en el alza de los combustibles sería pagado por el Estado a través de la CDE.	
Res. SEIC 283-00	Vuelve a fijar que el Estado Dominicano realizará el subsidio directo a las empresas generadoras del excedente de los precios de los combustibles fijados contractualmente en los contratos de venta de energía suscritos entre las empresas generadoras y las empresas distribuidoras Es de alto impacto ya que afecta principios regulatorios para paliar situación de emergencia	
Res. SEIC 7-01	Teniendo en cuenta el alza de los precios de los hidrocarburos en los mercados Internacionales que ocasionó una aguda crisis del mercado eléctrico y que la fórmula de indexación aplicada por las distribuidoras no ha sido suficiente para cubrir los costos adicionales ocasionados por el incremento en el precio de los combustibles, se fija un incremento en el Valor Agregado de Distribución por kWh. Es de alto impacto ya que afecta principios regulatorios para paliar situación de emergencia	
Res. SEIC 113-01	Dispone compensar a las distribuidoras por sus costos adicionales mediante un aumento en el Valor Agregado de Transformación desde alta tensión a media tensión de distribución (VATR), durante el período Agosto 2003 a Agosto 2017. Es de alto impacto ya que afecta principios regulatorios para paliar situación de emergencia	
Res. SEIC 427-01	Modifica la Res. 201-00 y dispone fijar un cargo equivalente al 2.0 % mensual sobre los saldos insolutos de los balances adeudados, por cada mes o fracción de mes en retraso del cumplimiento de pago por parte de los usuarios del servicio. Avanza en la definición de las obligaciones de las distribuidoras en relación a sus usuarios.	
Res. SIE 1-00	Establece que las distribuidoras facturarán a los usuarios sin contadores un monto no superior al promedio de consumo durante los tres meses anteriores. Establece la obligación de las distribuidoras de normalizar la situación de los contadores dañados y/o reinsatarlos en el plazo de 30 días.	
Res SIE 2-00	Pone en vigencia el reglamento para solicitudes de puesta de explotación y puesta en funcionamiento de obras eléctricas.	
Res. SIE 4/8-00	Pone en vigencia el Reglamento del Sistema de Reclamaciones de usuarios ante las Distribuidoras.	
Res. SIE 3/5/6/7/9/13/15-00 y 2/3/6/8/10/12-01	Recomienda favorablemente al Poder Ejecutivo que otorgue las concesiones y autorización de la puesta en servicio y explotación de obras, de acuerdo a las distintas solicitudes de empresas eléctricas	
Res. SIE 10/11-00 y 13-01	La SIE se declara incompetente para resolver cuestiones relacionadas con los reclamos de distintos actores del mercado en relación a una supuesta violación del contrato de suscripción de acciones entre CDE y las autorizaciones otorgadas a las distribuidoras para poner en funcionamiento obras de generación incluidas dentro del límite del 15% de la capacidad instalada.	

C. PERÍODO INICIADO CON LA SANCIÓN DE LA LGE

Casi tres años después de iniciada la reforma, se sanciona la LGE 125-01 el 17 de Julio 2001. Desde ese momento y hasta la fecha, el marco legal del sector eléctrico dominicano ha estado constituido por la LGE y su Reglamento y por sucesivos decretos emitidos por el Poder Ejecutivo, instrumentos que se analizan a continuación, junto con el proyecto de modificación a la LGE actualmente en discusión.

2. Diagnóstico de evolución del Sector Eléctrico. . .

i. Ley General de Electricidad

La LGE ratificó los principios introducidos en los instrumentos legales utilizados durante el proceso de capitalización, concretamente:

- Realizar la reestructuración completa de todo el sector, con base en una reasignación de roles y una participación preponderante del sector privado
- Mantener el principio de desintegración horizontal y vertical del sector, el cual debe funcionar, a partir de su reestructuración, con base en las señales del mercado
- Mantener la participación del Estado limitada a la fiscalización y regulación del sector
- Mantener la competencia introducida en la actividad de generación, con libertad de entrada y suministro a los grandes usuarios
- Mantener las actividades de distribución y transmisión desarrolladas bajo condiciones de exclusividad y con reglas claramente establecidas.

Asimismo, estableció el marco institucional del que se carecía, creando las siguientes instituciones:

- *Comisión Nacional de Energía (CNE)*, con personalidad jurídica de derecho público, patrimonio propio y capacidad para adquirir, ejercer derechos y contraer obligaciones, que se relacionará con el Poder Ejecutivo a través del Secretario de Estado, presidente de su directorio. La CNE estará a cargo de elaborar y coordinar los proyectos de normativa legal y reglamentaria; proponer y adoptar políticas y normas; elaborar planes indicativos para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energía, y proponerlos al Poder Ejecutivo y velar por su cumplimiento; promover las decisiones de inversión en concordancia con dichos planes y asesorar al Poder Ejecutivo en todas aquellas materias relacionadas con el sector
- *Superintendencia de Electricidad (SIE)*, con personalidad jurídica de derecho público, con patrimonio propio y capacidad para adquirir, ejercer derechos y contraer obligaciones, que se relacionará con el Poder Ejecutivo por intermedio de la Comisión Nacional de Energía. La SIE será responsable de las fijaciones tarifarias, de fiscalizar y supervisar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, supervisar el comportamiento del mercado a fin de evitar prácticas monopólicas y aplicar multas y penalizaciones en casos de incumplimientos, funciones éstas primordiales entre otras establecidas en la LGE
- *Organismo Coordinador*, presidido por la SIE e integrado por las empresas eléctricas de generación, transmisión, distribución y comercialización, así como los autoprodutores y cogeneradores que venden sus excedentes a través del sistema y encargado de coordinar la operación de sus instalaciones para rendir el mejor servicio al mínimo costo.

Cabe destacar que la LGE en su art. 138 crea la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) como un ente de Derecho Público de servicio público, la que tendrá a su cargo liderar y coordinar las empresas eléctricas, llevar a cabo los programas del Estado en materia de electrificación, suburbana y rural, así como la administración y aplicación de los contratos de suministro de energía eléctrica con los IPP. Se indica asimismo que el Poder Ejecutivo creará dentro de un plazo no mayor de noventa días la

Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED) a la cual se transferirán todas las líneas y sistemas de transmisión eléctricas (sistema interconectado) y la Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID), a la cual se le traspasarán la propiedad y administración de los sistemas de generación hidroeléctrica del Estado habidos y por haber. Estas empresas serán de propiedad estrictamente estatal, tendrán personería jurídica y patrimonio propio y estarán en capacidad de contraer obligaciones comerciales contractuales según sus propios mecanismos de dirección y control.

Específicamente y en relación a la SIE, la LGE establece claramente:

- Los elementos en que debe apoyarse su independencia como regulador:
 - Entidad autónoma creada por ley, no sujeta jerárquicamente a otro poder del Estado.
 - Designación de los reguladores de acuerdo a un procedimiento preestablecido y cumpliendo condiciones objetivas e incompatibilidades
 - Estabilidad en el cargo, debiendo designarse por un período de tiempo determinado y sólo removidos por causa justificada (los miembros del Consejo durarán hasta cuatro años en el ejercicio de sus cargos y sólo podrán ser removidos de sus funciones por faltas graves)
 - Autonomía financiera
- Las atribuciones básicas de un regulador independiente:
 - Facultades reglamentarias, emitiendo reglamentación y normativa técnica. En este sentido es necesario señalar que las facultades reglamentarias pueden ser ejercidas, de acuerdo al rango jerárquico y de importancia de la materia, por el Congreso Nacional, por el Poder Ejecutivo a través de Decretos, Resoluciones Ministeriales y por Reglamentos de los Entes Reguladores. Esta facultad reglamentaria que tienen los entes reguladores es por delegación legislativa⁷ ya que el Congreso (originario titular de competencia en materia de servicios públicos) le sería imposible desempeñarla en tiempo y forma por su propia conformación y funcionamiento.
 - Facultades de control o fiscalización, ejerciendo el control de las empresas prestadoras de servicios públicos, respecto de las obligaciones establecidas en la concesión y en las normas regulatorias y reglamentarias específicas.
 - Facultades sancionatorias, que ejercerá al constatar violaciones contractuales o infracciones reglamentarias poniendo en marcha procedimientos para juzgar y penar tales violaciones. Tales facultades deben ser ejercidas por las normas del debido proceso y tener siempre abierta la vía del control por el Poder Judicial
 - Facultades de resolución de controversias, que se atribuye a los reguladores como una instancia de resolución de conflictos, de carácter obligatoria para los actores del mercado eléctrico y voluntaria para los conflictos entre usuarios y concesionarios. Dicha potestad de carácter jurisdiccional, para no violar normas constitucionales, debe

⁷ Se debe señalar que todas las normas no emanadas del Poder Legislativo, se realizan por delegación legislativa.

2. Diagnóstico de evolución del Sector Eléctrico. . .

respetar un procedimiento previamente reglado, y quedar siempre abierto a la instancia judicial

Asimismo, la LGE en su Art. 121 crea la Oficina de Protección al Consumidor de Electricidad (PROTECOM), la cual tendrá como función atender y dirimir sobre los reclamos de los consumidores de servicio público frente a las facturaciones, mala calidad de los servicios o cualquier queja motivada por excesos o actuaciones indebidas de las empresas distribuidoras de electricidad. Esta oficina se encuentra bajo la dirección de la SIE y, de acuerdo a los términos de la ley, debe funcionar en cada municipio del país, de acuerdo a lo que fije el reglamento.

Teniendo en cuenta el importante desarrollo normativo de los años 1998-2001, antes reseñado, se puede afirmar que la LGE otorga jerarquía legal y vuelve a establecer y ratificar los principios fundamentales de la reforma.

La LGE, además de ratificar los principios antes descritos, introduce una verdadera novedad en el sector al realizar una distribución de roles en la que queda finalmente sustentado y claro el marco institucional: un órgano con funciones de fijar la política energética (CNE), un organismo regulador que claramente recibe las funciones de regulación, fiscalización y control (SIE), un Estado que se reserva el rol empresario en los sectores de la transmisión y la generación hidroeléctrica y un órgano de protección del usuario que actúa en el seno del regulador.

ii. Decretos del Poder Ejecutivo

Durante este período el Poder Ejecutivo sancionó un importante número de decretos que estuvieron dirigidos a distintos aspectos del sector, tales como modificaciones al RLGE, nombramientos de miembros del Consejo de la SIE, subsidios asumidos por el Estado a través de distintas vías y creación de programas y diversas comisiones con injerencia en el sector.

Estos decretos muestran que el Poder Ejecutivo no pudo terminar de delegar sus funciones en el marco institucional fijado y que se vio obligado a seguir dictando normativa de emergencia, originada por la crítica situación de los precios en el sector, tratando de paliar el impacto de los incrementos en los precios de combustibles y de los factores que provocaron la ruptura de la cadena de pagos y agudizaron el déficit financiero del sector.

Estos instrumentos introdujeron elementos y actores en el sector que si bien fueron pensados para proveer de soluciones concretas a problemas concretos, tales como el sistema antifraude, o el sistema paliativo de apagones, fueron dotados de estructuras orgánicas que los mantienen en el tiempo. Esta situación produce dispersión en la toma de decisiones y afecta el desarrollo y afianzamiento del rol regulatorio de la SIE.

2. Diagnóstico de evolución del Sector Eléctrico. . .

iii. Proyecto de modificación a la LGE⁸

El proyecto de modificación a la LGE, que se encuentra en discusión⁹ hace varios meses, reconoce que la LGE ha creado el marco jurídico necesario para impulsar el sector eléctrico, pero fundamenta su modificación en la necesidad de implementación de medidas complementarias que permitan su aplicación efectiva.

Los principales aspectos que son tratados por el proyecto pueden enumerarse de la siguiente manera:

Uso fraudulento y sustracción de la electricidad

Si bien la LGE contiene definiciones y sanciona penal y administrativamente la sustracción y el uso fraudulento de la electricidad, el proyecto de ley prevé establecer un régimen penal de acción pública, en la que actuará el Ministerio Público a efectos de prevenir y combatir, el uso fraudulento y el hurto. A tales efectos:

- Se tipifica el delito de “Atentado contra la Seguridad del Sistema Eléctrico Nacional” y se establece que la acción penal para la persecución de las infracciones tipificadas se considerará de naturaleza pública y, por lo tanto, será perseguible de oficio por el Ministerio Público (Fiscales de la República)
- Se tipifican las acciones que constituyen el delito de fraude eléctrico
- Se establece el procedimiento para la determinación del fraude eléctrico. A tal efecto se crea la figura del Procurador General Adjunto para el Sistema Eléctrico, con la potestad de dirigir las investigaciones de los hechos punibles y coordinar el ejercicio de las acciones
- Se establecen los requisitos que se deben cumplir al levantar el Acta de Fraude Eléctrico. La SIE cumple un rol fundamental ya que es la autoridad establecida por el proyecto de ley para levantar el Acta de Fraude Eléctrico, de oficio o a requerimiento de las Empresas de Distribución en forma conjunta con el Ministerio Público
- Se establece que el Fraude Eléctrico será juzgado y sancionado por los Tribunales conforme al Acta de Fraude Eléctrico

El proyecto de ley les quita a las Distribuidoras la carga de detectar y probar el delito de hurto y uso fraudulento y lo pone en cabeza del Ministerio Público y de la SIE. El Ministerio Público es quien debe levantar el Acta de Fraude Eléctrico y deberá hacerlo de oficio o a requerimiento de las Empresas de Distribución o de persona física o moral interesada. El Acta de Fraude debidamente levantada por el Ministerio Público, conforme las especificaciones que se enuncian, será considerada como prueba fehaciente ante los Tribunales de la República, para fines de juzgar y sancionar a los imputados de Fraude Eléctrico.

⁸ El análisis del proyecto de modificación de la LGE se realizó sobre la versión enviada por la SIE a PA el 17 de Julio 2007

⁹ En el momento en que fue preparado el informe original de PA en Agosto del 2007

2. Diagnóstico de evolución del Sector Eléctrico. . .

De esta forma al actuar el Ministerio Público, toda la evidencia y prueba que sea recogida en los procedimientos de investigación de los delitos, tendrá una solidez jurídica que no podrá ser impugnada por las partes, lo que permitirá que los procesos de condena lleguen más fácilmente a sentencias y sanciones definitivas.

Desde el punto de vista operativo, la SIE no se desliga de su obligación de asistir al Fiscal Adjunto, por lo cual todo el despliegue institucional que actualmente realiza con la consecuente asignación de recursos humanos a esta tarea, seguirá siendo requerido a los efectos de la determinación de los delitos.

Respecto de las acciones que las empresas Distribuidoras deben realizar a efectos de combatir el fraude en sus sistemas, el Proyecto de Ley les quita la tarea de constituir la prueba, aunque pueden y deben aportar todos los elementos necesarios al desarrollo de la tarea del Ministerio Público. Esto debe entenderse en tal sentido, ya que si bien se trata de un delito de orden público, las empresas no deberán abandonar la actividad instructoria principal y ello debe quedar claramente expresado a fin de evitar confusiones o diferencias de interpretación.

Si bien el Proyecto de Ley no menciona nada al respecto, se interpreta que el incentivo económico de recuperar lo no pagado a causa del hecho delictivo, hará que las empresas se vean motivadas a seguir desempeñando su actividad instructoria.

Facultades sancionatorias, proceso sancionador y recursos

En términos generales, si bien se mantienen las potestades sancionatorias de la SIE y la tipificación de sanciones, se introducen aspectos de relevancia, tal como se explica a continuación.

Se modifica el Art. 127 de LGE que fija la competencia del Tribunal Contencioso Administrativo para revisar las sanciones que la SIE imponga. Se recuerda, que este artículo ya había sido modificado por la vía de un decreto reglamentario, abriendo la instancia de revisión jerárquica ante la CNE.

El proyecto de ley recoge estas modificaciones, pero además establece que:

- Toda persona física o jurídica investida de un interés legítimo, podrá interponer recursos¹⁰ contra las Decisiones o Actos Administrativos, que entienda violatorios a la Constitución y a la normativa vigente, emanados de cualquier Órgano de la Administración Pública con Funciones de Regulador o con autoridad o poder para dictar actos y disposiciones en general en el Sector Eléctrico

¹⁰ Recurso de Reconsideración ante el mismo Órgano de la Administración Pública que dictó la disposición, Recurso Jerárquico interpuesto ante el Órgano Administrativo Superior inmediato de aquel que dictó el acto recurrido, Recurso Contencioso Administrativo interpuesto por ante el Tribunal Superior Administrativo e instruido y juzgado de conformidad con la Ley.

2. Diagnóstico de evolución del Sector Eléctrico. . .

- La interposición de los recursos no será, en ningún caso, suspensiva de la ejecución de las decisiones o actos administrativos.

Esta modificación merece un comentario especial, ya que de acuerdo a los argumentos desarrollados en este documento, resultaría conveniente dejar claramente expresado que contra los actos de la SIE en tanto regulador del sector eléctrico, se podrá interponer solamente recurso de reconsideración y recurso contencioso administrativo ante el Tribunal Superior Administrativo. Esta recomendación se basa en el hecho de que el Proyecto de Ley habla de un recurso jerárquico interpuesto ante el órgano administrativo superior, pero es fundamental considerar que la SIE como regulador independiente no está sujeta jerárquicamente a otro órgano administrativo.

Tal como se mencionara anteriormente, no es recomendable ni acorde a las mejores prácticas regulatorias, poner en revisión de un organismo político que actúa en el ámbito del Gobierno Central, todos los actos emanados del regulador, especialmente para las resoluciones que imponen sanciones, ya que tal decisión deja prácticamente sin efectos las potestades sancionatorias, especialmente si se tienen en cuenta lo exiguo de los plazos de prescripción y caducidad que la misma Ley fija para este tipo de sanciones.

En este sentido, se considera que el criterio original de la LGE, que establecía la vía judicial como ámbito de revisión de los actos sancionatorios de la SIE, es la correcta vía recursiva.

Delimitación de competencias entre la SIE y la CNE

El Proyecto de ley mantiene las potestades dadas originalmente a los dos organismos, pero introduce un tratamiento diferente en relación a los siguientes temas:

- Las concesiones definitivas serán otorgadas por el Poder Ejecutivo y el trámite de solicitud debe presentarse ante la CNE, quien solicitará opinión técnica a la SIE. En el sistema vigente, los trámites deben iniciarse ante la SIE quien eleva a la CNE el expediente con su opinión técnica
- Las funciones del Consejo de la CNE se mantienen como fueron definidas inicialmente y se agrega la de resolver los recursos jerárquicos. No se hace mención a qué tipos de recursos jerárquicos, aunque se entiende que implícitamente se está encomendando a la CNE la función de actuar como órgano jerárquico de la SIE. Si esa fuera la intención debería explicitarse respecto de qué organismos será la CNE instancia jerárquica.
- Respecto de la función de la SIE establecida en el numeral d) del art. 24 LGE, se quita la previsión de informar a la CNE y se mantiene la de supervisar el comportamiento del mercado de electricidad a fin de evitar prácticas monopólicas en las empresas del subsector que operen en régimen de competencia
- Se otorga a la SIE la función de conocer y decidir, previamente a la puesta en servicio, sobre la instalación de obras de generación, transmisión y distribución de electricidad, verificando el cumplimiento de las normas técnicas, así como las normas de preservación del medio ambiente y protección ecológica dispuestas por la Secretaría de Estado de Medio Ambiente y Recursos Naturales, quien lo certificará. En el sistema vigente la SIE debe solicitar al organismo competente la verificación de cumplimiento de los requisitos.

Composición de la Comisión Nacional de Energía

2. Diagnóstico de evolución del Sector Eléctrico. . .

Se modifica la composición de los miembros de la CNE, que de acuerdo al régimen vigente, se integra por el Secretario Técnico de la Presidencia, el Secretario de Estado de Finanzas, el Secretario de Estado de Agricultura, el Secretario de Estado de Medio Ambiente y Recursos Naturales, el Gobernador del Banco Central y el Director del Instituto Dominicano de Telecomunicaciones (INDOTEL).

El proyecto prevé que el Consejo se integrará por su Presidente y por dos miembros, nombrados todos por el Poder Ejecutivo, sin hacer mención a Secretarios de Estado, ni al Banco Central ni INDOTEL.

Esta modificación se considera apropiada ya que el organismo administrativo del Poder Ejecutivo en materia de energía, debería estar integrado por funcionarios abocados propiamente a las tareas del sector y no por funcionarios de otras áreas.

Generación de energía eléctrica

Con respecto a la obligación de los Distribuidores de comprar la energía por medio de procedimientos de licitación pública, no se realiza mención alguna a los contratos transferidos, pero sí se establece que la SIE velará porque las Empresas Distribuidoras efectúen oportunamente los procesos de licitación previstos en el artículo 110 de la Ley, para la contratación del porcentaje de sus requerimientos de energía y potencia que disponga el Reglamento.

Se agrega a lo dispuesto por el régimen vigente, la disposición de que la generación de energía renovable (eólica, solar, biomasa, marina, etc.) estará exenta de todo pago de impuestos nacionales o municipales, así como tasas, aranceles y contribuciones durante 10 años, a partir de su fecha de instalación, previa certificación de la Comisión Nacional de Energía (CNE).

Alumbrado público

En relación al alumbrado público, el proyecto establece un período de los 24 meses, en el que los Municipios y las Empresas Distribuidoras realizarán los estudios y ajustes necesarios para que el diseño, los materiales, la instalación y el mantenimiento del alumbrado eléctrico público pase a cargo de los Ayuntamientos Municipales y se determinen los valores que efectivamente deben pagar las distribuidoras a estos últimos por el uso de suelo y el espacio aéreo.

Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales y creación de ETED y EGEHID

Se dan normas en relación a la CDEEE como ente jurídico. La finalidad de la normativa proyectada es facultar a la CDEEE para que actúe como representante del Estado en aquellas empresas eléctricas en la que tenga participación accionaria, sin perjuicio de los intereses privados en dichas empresas y de los derechos del Fondo Patrimonial de las Empresas Reformadas (FONPER).

A tales efectos, el proyecto de ley establece que:

- Crear a la CDEEE como una entidad autónoma, con personalidad jurídica, patrimonio propio, con capacidad para adquirir derechos y contraer obligaciones, cuyas funciones consisten en liderar y coordinar las empresas eléctricas, llevar a cabo los programas del

Estado en materia de electrificación rural, garantizar los servicios públicos de carácter social y administrar y aplicar los contratos de suministro de energía eléctrica con los Productores Independientes de Electricidad (IPP).

- La CDEEE podrá capitalizar los créditos que tenga en las empresas eléctricas u otras entidades. Para los fines de esta capitalización, se deroga cualquier disposición anterior que le sea contraria.
- Se la exime del pago de impuestos, aranceles, tasas o contribución fiscal de cualquier tipo, así como de cualquier otra carga o gravamen que pudiese afectar sus operaciones, obras, actos o negocios jurídicos en general y se declara inembargable su patrimonio.
- Entre las principales atribuciones de la CDEEE se puede mencionar: a) Garantizar y coordinar la ejecución de los planes de asistencia social, b) Suscribir, administrar y ejecutar contratos de compra y venta de energía eléctrica.
- La CDEEE estará regida por un Consejo de Administración integrado por 9 miembros designados por el Poder Ejecutivo. Entre otras funciones, este Consejo debe recomendar al Poder Ejecutivo la compra y venta de acciones en empresas del subsector eléctrico.
- El presupuesto se conforma por ingresos provenientes de la venta de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista, utilidades provenientes de las empresas eléctricas donde tenga participación accionaria, recursos provenientes del Presupuesto de Ingresos y Ley de Gastos Públicos del Gobierno Central, ingresos provenientes por concepto del veinte por 20% de los beneficios que ingresen al Fondo Patrimonial para el Desarrollo (FONPER)

Por otra parte, el proyecto de ley prevé la creación de la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED) y de la Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGHID), las cuales actualmente están operando como unidades de negocio de la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales.

A tales efectos se establece que estas empresas tendrán:

- Personalidad jurídica y patrimonio propio, con capacidad para adquirir derechos y contraer obligaciones, las cuales serán estrictamente estatales y cuyas acciones se emitirán a nombre de la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales.
- El patrimonio de ETED se integra con todos los bienes de transmisión eléctrica de alta tensión, subestaciones, equipos necesarios para la operación del sistema interconectado.
- El patrimonio de EGEHID se integra con todos los bienes de generación hidroeléctrica, plantas, equipos necesarios para la operación del sistema hidroeléctrico.
- A tales efectos el Poder Ejecutivo deberá establecer el valor de los activos y a fijar el monto definitivo de los capitales sociales emitiéndose las acciones a nombre de la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales.

En relación a estos aspectos vinculados a la CDEEE que trata el proyecto de modificación a la LGE, se debe tener especial cuidado en que la conformación y funciones que se asigne a la CDEEE no atenten contra los principios de la reforma y el modelo adoptado. Cabe recordar que el modelo asigna al Estado un rol regulador y las empresas públicas que operen en el sector deberán estar afectadas por las mismas reglas que el resto de los

agentes, no interfiriendo en el marco institucional, la desintegración vertical o las condiciones de competencia.

Teniendo en cuenta que el Centro de Control de Energía (CCE) hoy forma parte de ETED, un aspecto fundamental que no se puede obviar es que el principio básico que gobierna la separación vertical en las actividades de generación, transmisión y distribución, es el de garantizar la independencia y neutralidad del gestor de las redes de transmisión.

El hecho de que la CDEEE tenga hoy bajo su órbita la generación hidroeléctrica y el sistema de transmisión, requiere un especial cuidado a fin de evitar situaciones en las que se resienta la garantía del derecho de libre acceso al uso de la red y se vulnere el principio indispensable de neutralidad.

Contratos de largo plazo

La LGE establece que las ventas de electricidad por contratos de largo plazo no podrán ser superiores al 80% de la demanda del sistema, en tanto que el proyecto de modificación prevé que distribuidoras deberán mantener contratos vigentes de largo plazo con empresas generadoras que le garanticen un mínimo de ochenta por ciento (80%) de la demanda de potencia máxima registrada en el año anterior.

Esta modificación resulta razonable dado que los contratos de largo plazo son esenciales para la entrada de nueva generación, además de contribuir a la estabilidad de precios. En la medida que la proporción de energía contratada sea mayor, se fortalecerán más dichos efectos.

A continuación se adjunta una tabla¹¹ con una síntesis de la normativa aprobada durante el período posterior a la sanción de la LGE y su impacto en el sector.

Instrumento legal	Objeto	Impacto
Ley 125-01 (LGE)	Ratifica principios de la reforma, establece marco regulatorio del sector eléctrico, crea instituciones del sector y asigna funciones Reglamenta LGE	
Reglamento	<i>Se considera de impacto positivo por integrar el marco regulatorio del sector, sin embargo, sus posteriores modificaciones introducen contradicciones respecto a la LGE, fundamentalmente en lo relativo a la posibilidad de recurrir las decisiones de la SIE ante la CNE</i>	
Dec. 970-01	Ratifica los acuerdos suscriptos entre CDEEE y las empresas distribuidoras, vinculados a la	

¹¹ El listado no es exhaustivo en el sentido de incorporar todos los instrumentos emitidos, pero sí los fundamentales que evidencian que la regulación ha avanzado en dos sentidos, por una parte, definiendo y complementando criterios técnicos necesarios para la operación de todos los segmentos del sistema eléctrico. Por otro parte, emitiendo instrumentos originados en decisiones políticas, sea por situaciones de emergencia u otras razones, que en la mayor parte de los casos han chocado con los principios de la reforma, han creado figuras o instituciones transitorias que se han extendido en el tiempo, introduciendo así distorsiones en el marco regulatorio. Para evaluar el impacto se ha considerado si la norma responde a los principios fundamentales en que se apoyó la reforma, señalizando con un símbolo en verde cuando así ha sido y en rojo en caso contrario

Instrumento legal	Objeto	Impacto
Dec. 1080-01	<p>renegociación de los contratos</p> <p>Es de alto impacto ya que afecta principios regulatorios para paliar situación de emergencia e interfiere en los contratos de largo plazo por licitación pública previstos en la regulación inicial</p> <p>Crea Programa Nacional de Reducción de Apagones (PRA), dependiente de la Unidad Ejecutiva del Gabinete Social, con el objeto de mejorar, conjuntamente con las distribuidoras, las condiciones de prestación del servicio y facilitar los acuerdos de pagos con usuarios de barrios marginados</p> <p>Es de alto impacto ya que afecta marco institucional del sector, se crea una nueva figura y se agregan nuevos actores que provocan confusión en la institucionalidad del sector</p>	
Dec. 748-02	<p>Crea el Programa Nacional de apoyo a la eliminación del fraude eléctrico, dependiente de la Procuraduría General de la República e integrado por las Secretarías de Estado de Industria y Comercio, de Finanzas y por la Policía Nacional, con el fin de dar apoyo a las distribuidoras en el control del fraude</p> <p>Afecta marco institucional del sector, se crea una nueva figura y se agregan nuevos actores que provocan confusión en la institucionalidad del sector, además de probables interferencias en las funciones asignadas a las instituciones inicialmente creadas</p>	
Dec. 749-02	<p>Modifica RLGE en relación a definiciones y/o criterios técnicos, introduce aspectos que afectan el ejercicio de las funciones de la SIE establecidas en la LGE, fundamentalmente en relación a sus facultades de fiscalización y control y sancionatorias. Es de alto impacto ya que afecta facultades de la SIE establecidas en la LGE, fundamentalmente en relación a sus facultades de fiscalización y control y sancionatorias, al establecer en el art. 512 la posibilidad de recurrir los actos de la SIE ante la CNE, lo cual abarca "...toda decisión de la SIE de carácter sancionador o que implique gravámenes o cargas, en particular contra las órdenes de desvinculación dictadas por la SIE, así como contra la normativa dictada por la SIE que vulnere la Ley, el Reglamento y la normativa dictada por la CNE"</p>	
Dec. 302-03	<p>Crea Fondo de Estabilización Tarifaria, financiado por fondos procedentes de ingresos generales del Estado, a través de la Secretaría de Finanzas, con el objeto de suavizar las variaciones de precio originadas en incrementos de combustibles, IPC y tasa de cambio</p> <p>Es de alto impacto ya que afecta marco institucional del sector, al igual que en casos anteriores, se introduce un nuevo actor en la institucionalidad del sector</p>	
Dec. 1036-03	<p>Crea Comisión Especial de Energía que propondrá al Ejecutivo reformas a Ley 141-97 y 125-01 y estará integrada por la CNE y representantes de CONEP y CODIA</p> <p>Es de alto impacto ya que afecta marco institucional del sector al igual que en casos anteriores, se introduce un nuevo actor en la institucionalidad del sector</p>	
Dec. 4-05	<p>Crea el Comité de Recuperación del Sector Eléctrico, bajo la jurisdicción del Presidente de la República, teniendo como enlace al Secretario de Estado de la Presidencia e integrado por CNE, SIE, CDE, Distribuidoras, Generadoras, Secretario de Estado de Finanzas y Unidad de Asesoría Presidencial en materia de Energía. Este Comité tendrá como función dirigir el Plan de Acción para la recuperación del sector, afectado por un importante déficit financiero</p> <p>Es de alto impacto ya que afecta marco institucional del sector al igual que en casos anteriores, se introduce un nuevo actor en la institucionalidad del sector</p>	
Res. SIE 9-01	<p>Establece normativa de aplicación relativa a la operación del mercado y funcionamiento del OC</p>	
Res. SIE 11-01	<p>Ordena a las empresas de distribución energía eléctrica que se abstengan de realizar cambios en las tarifas eléctricas a los usuarios de manera unilateral y obliga a reembolsar las sumas cobradas en exceso por cambio de tarifa de manera unilateral.</p>	
Res. SIE 15-01	<p>Establece el reglamento transitorio con vigencia hasta el 2003, fecha de realización de la primera revisión tarifaria, del Derecho de Acceso al SENI.</p>	

Instrumento legal	Objeto	Impacto
Res. SIE 16/34-01	Fija criterios y sanciona normas de aplicación de las definiciones dadas por la LGE	
Res. SIE 17-01	Establece el Peaje de Transmisión y su Fórmula de Indexación resultante del Acuerdo de Madrid	
Res. SIE 29-01	Establece condición de usuario no regulado de acuerdo a la LGE	
Res. SIE 2-02	Fija transitoriamente los mínimos técnicos que de las unidades termoeléctricas, los que serán usados para el despacho económico	
Res. SIE 21-02	Introduce modificaciones a la Res. 237-98, abre un período dentro de la primera etapa de transición comprendido entre el 1 de Oct 2002 y la entrada en vigencia de la tarifa técnica y dispone las tarifas a cobrar por las distribuidoras durante dicho período. Es de impacto positivo en el sentido de que es la SIE, aún sin contar con una tarifa técnica, comienza a establecer el período de transición	
Res. SIE 55-02	Se ordena a las Distribuidoras a que realicen un relevamiento de todas las luminarias del servicio de alumbrado público que deberán realizar en forma conjunta con los municipios y la elaboración de un plan de mantenimiento y reemplazo de las luminarias. Es de impacto positivo porque define un plan y medidas tendientes a solucionar las controversias entre municipios y distribuidoras en relación al alumbrado público y los cobros correspondientes	
Res. SIE 56-02	Establece los estándares de calidad que deberá cumplir el servicio prestado por las Empresas Eléctricas y las compensaciones a que tendrán derecho los usuarios del servicio por la energía no servida por las Distribuidoras. Es de alto impacto positivo al establecer los primeros estándares de calidad de servicio para una etapa de transición	
Res. SIE 50-03	Cálculo de compensación a distribuidoras Mar 03, derivadas del Fondo de Estabilización	
Res. SIE 25-05	Procedimiento vinculado a montos recaudados en concepto de fraude y su liquidación	
Res. SIE 73-05	Resuelve un recurso jerárquico interpuesto ante la SIE en el que se impugna una resolución de PROTECOM que ordenaba la reconexión inmediata del servicio, por haber sido cortado sobre la base de un acta de constatación irregular. Es de impacto positivo ya que ratifica el criterio de PROTECOM y unifica las posiciones dentro de la SIE sobre el cumplimiento de lo dispuesto por la LGE y su Reglamento, respecto de la presencia obligatoria de un funcionario de la SIE al momento de levantar el acta	
Res. SIE 81-05	Reglamento de Audiencias Públicas	
Res. SIE 33-06	Fondo de Estabilización Feb 06	
Proyecto modificación LGE	Introduce modificaciones en relación al fraude, facultades sancionatorias de la SIE, competencias CNE y SIE, composición CNE, conformación CDEEE, entre otras Se considera al proyecto con un impacto negativo desde una perspectiva global, dado que el marco regulatorio inicialmente sancionado nunca se terminó de implementar tal como fue diseñado	

2.2.2 Análisis del desarrollo del rol regulatorio de la SIE

Si bien la SIE es una entidad autónoma, es innegable que su accionar se ha visto sujeto a decisiones políticas que han afectado su independencia, entre los factores que se pueden mencionar, mandatos de sus autoridades que no se han mantenido durante los períodos previstos en la regulación, modificaciones reglamentarias que han interferido en las funciones de la SIE, creación de comisiones/programas/comités que han distorsionado la estructura institucional del sector e impactado en la autoridad de la SIE. No se puede desconocer que la mayor parte de dichas decisiones se han originado en situaciones

2. Diagnóstico de evolución del Sector Eléctrico. . .

coyunturales o de emergencia, el hecho es que han modificado las condiciones regulatorias, han dificultado el normal ejercicio de las funciones de la SIE y le han impedido fortalecerse como organismo regulador.

Para evaluar el desarrollo del rol regulatorio de la SIE se debe considerar que fue creada en 1998 como una dependencia bajo la órbita de la SEIC, sin las facultades propias de un regulador, por lo tanto, el análisis se debe centrar en el período en el cual contó con las características y atribuciones de un ente regulador, lo que recién sucedió a partir de la promulgación de la LGE.

Este análisis se apoyará en la revisión de los elementos básicos que definen la independencia y las facultades de la SIE, que si bien fueron otorgados por la LGE, serán evaluados en el marco de la evolución que sufrió el sector y la normativa desde la creación de la institución, tratando de verificar si efectivamente se ha contado con dichos elementos y se han cumplido las funciones asignadas.

A. INDEPENDENCIA DE LA SIE COMO REGULADOR

La independencia respecto del poder político contribuye a que el Regulador puede ejecutar sus funciones de la manera que mejor satisfaga los objetivos legales y regulatorios establecidos. La independencia se apoya en elementos tales como la autonomía financiera de la entidad, la estabilidad en el cargo y remoción sólo con causa justificada de los reguladores y la creación por ley de la entidad regulatoria, no subordinada jerárquicamente a ningún otro poder. La autonomía implicará naturalmente la reducción de la probabilidad de que las decisiones regulatorias sean fundadas en motivos políticos y no técnicos, y tenderá a mejorar la predictabilidad de la regulación, como así también promoverá la transparencia y responsabilidad de las decisiones adoptadas por el regulador.

Claramente, si bien legalmente fueron establecidas las condiciones necesarias, en la práctica, la SIE no ha contado con el marco para desempeñarse como un regulador independiente.

Este aspecto resulta crítico dado que el regulador independiente cumple un rol único como sintetizador de intereses que se encuentran en competencia entre sí. Es este uno de los pilares fundamentales de la reforma emprendida en el Sector Eléctrico Dominicano, violar este principio pone en riesgo toda la estructura sobre la que se ha diseñado la reforma.

B. FUNCIONES DE LA SIE COMO REGULADOR

En relación a las funciones que el marco regulatorio le ha asignado a la SIE, se pueden hacer los siguientes comentarios:

i. Funciones reglamentarias

Si bien la SIE ha emitido innumerables reglamentaciones y normativas, la función reglamentaria se ha cumplido parcialmente y queda aún un número significativo de instrumentos a desarrollar, según la información suministrada por la SIE a PA. Ello puede deberse a dos motivos, en primer lugar, la ya mencionada situación crítica del sector desde su creación sin dudas ha obstaculizado el normal cumplimiento de sus funciones. Luego, en el interior de la institución, si bien se percibe una clara conciencia de sus responsabilidades

como regulador, se evidencian dificultades de organización y disponibilidad de recursos que obstaculizan un desempeño adecuado en materia de desarrollo normativo y reglamentario

ii. Facultades de control o fiscalización

Si bien la SIE cuenta con elementos regulatorios para llevar adelante estas funciones, se debe mencionar que no se están cumpliendo adecuadamente. Se entiende que la fiscalización se limita a un accionar específico caso por caso y con posterioridad a la detección de alguna anomalía, no evidenciándose una capacidad preventiva, indispensable para cumplir acabadamente con esta función. Una razón en la que podría encontrarse explicación a este aspecto, es precisamente el retraso en la emisión de reglamentaciones o normativas, necesarias como pautas contra las que se debería fiscalizar. Por otra parte, el aspecto ya mencionado en relación a la dinámica interna de la institución también tiene su impacto, si no se dispone de todos los recursos necesarios o éstos no son asignados eficientemente, difícilmente se pueda llevar adelante la función de fiscalización y control en forma satisfactoria.

Por otra parte, se entiende que facultades de la SIE de control y fiscalización han quedado desvirtuadas por la posibilidad de recurribilidad de los actos de la SIE ante la CNE. Sin embargo, la expresa mención que la el ejercicio de los recursos no suspende el acto, atenúa de algún modo el aspecto mencionado.

Las facultades de la SIE de control y fiscalización se debilitan por la posibilidad legal de que todos los actos de la SIE sean recurribles ante la CNE, este aspecto sigue sin resolverse en el proyecto de modificación de la LGE tal como se mencionara previamente. En efecto, el art. 44 que modifica el art. 127 de la LGE, contempla un recurso jerárquico ante un Órgano Administrativo Superior. Si bien la última versión no menciona a la CNE, deja la posibilidad de que se interprete a ésta como ese Órgano Administrativo Superior, siendo que la SIE como regulador independiente no debería responder jerárquicamente a un Órgano del Gobierno Central o del Poder Político y sus actos sólo deberían ser recurribles ante el Tribunal Superior Administrativo.

La expresa mención de que la interposición de los recursos no suspende el acto, atenúa de algún modo la debilidad mencionada, sin embargo, se considera necesario se establezca claramente que además de los recursos de reconsideración, la única vía recursiva de los actos de la SIE es el Tribunal Administrativo Superior.

iii. Facultades sancionatorias

Estas funciones se han visto obstaculizadas por distorsiones introducidas en el marco regulatorio. Dado lo relevante de este aspecto y la necesidad de un mayor desarrollo para su análisis, será tratado en forma específica en la siguiente sección de este capítulo.

iv. Facultades de resolución de controversias

En relación a estas facultades se puede distinguir las funciones de la SIE de resolver conflictos entre agentes, jurisdicción que resulta voluntaria para los mismos, de la resolución de conflictos entre agentes y usuarios, aspecto que la SIE cumple en el ámbito de PROTECOM.

En relación a la resolución de conflictos entre agentes se recomienda contar con un procedimiento de solución de controversias que permita a la SIE transmitir a los agentes su capacidad institucional, técnica y legal para que acudan ante ella, prefiriendo este sistema a otros de carácter informal. Al respecto vale aquí el mismo comentario de afectación de la potestad por la incorrecta vía recursiva introducida por el RLGE.

v. *PROTECOM*

La LGE creó PROTECOM a cargo de la protección de los de los usuarios, oficina que se ha constituido de acuerdo a lo establecido y ha cumplido un importante rol dadas las condiciones críticas del sector que afectan fuertemente a los usuarios del servicio.

Analizando el desarrollo que ha tenido PROTECOM y la dinámica de trabajo como una dependencia de la SIE, caben los siguientes comentarios:

- PROTECOM aparece en la práctica ejecutando un proceso de resolución de controversias destinado a atender las debilidades regulatorias y a actuar caso por caso, cuando en rigor la SIE se encuentra habilitada para actuar a nivel global si advierte que uno de los actores se encuentra incumpliendo, en términos generales y con conductas repetidas, sus obligaciones normativas. En estos casos, además de resguardar la instancia de PROTECOM, la SIE debería resolver los conflictos en procesos sancionadores de largo alcance, que le permitan envolver todos los reclamos similares en un sólo proceso. Es esperable que en tanto la SIE comience a desarrollar sus funciones normativas y fiscalizadoras con mayor fuerza, la actividad de PROTECOM quede acotada a reclamos puntuales que no hayan sido ya controlados y encaminados por la vía preventiva o sancionadora que da la fiscalización.

La LGE crea PROTECOM con la facultad, entre otras, de actuar como segunda instancia de revisión en los conflictos suscitados entre los usuarios y las distribuidoras. Si se tiene en cuenta que existen dentro de esta instancia jurisdiccional tres sub-instancias que surgen de la primera actuación que realiza el Encargado de Oficina, una segunda que actúa como instancia de apelación ante el Director de PROTECOM y una tercera ante el Consejo de la SIE, se puede afirmar que el proceso presenta falencias en cuanto al acotamiento y la economía procesal que esta instancia jurisdiccional debe presentar. No parece tener sentido que a su vez, en cada una de estas sub-instancias la SIE despliegue un significativo esfuerzo técnico y legal. El procedimiento debería eliminar la instancia recursiva ante el Consejo entendiendo que la decisión final la tiene la Dirección de PROTECOM, lo que requerirá un esfuerzo tendiente a una mayor integración entre ésta y las áreas técnicas y legal de la SIE, o al menos, fijar claramente los criterios de aplicación (jurisprudencia) con el objeto de aunar posiciones y evitar el desgaste procesal que este procedimiento acarrea.

2.3 DIAGNÓSTICO DE LOS PROCESOS SANCIONADORES CONTEMPLADOS EN EL MARCO REGULATORIO VIGENTE

En esta sección se analiza el proceso sancionatorio vigente, las bases legales que sustentan las facultades sancionatorias de la SIE y se evalúa si la regulación, tal como ha quedado diseñada, posibilita el efectivo ejercicio de esta facultad.

Para efectuar este análisis se utiliza como marco los principios en que debe apoyarse este tipo de procesos, básicamente:

2. Diagnóstico de evolución del Sector Eléctrico. . .

- Facultad sancionatoria
- Gradación de sanciones
- Procedimiento de aplicación

A continuación se analiza cada uno de estos aspectos

2.3.1 Facultad sancionatoria

Para analizar este aspecto cabe recordar que en el esquema tradicional, el derecho regulatorio hace recaer sobre el Regulador la facultad sancionatoria, instancia en la que éste se comporta como un juez. En el derecho regulatorio, a diferencia del derecho administrativo en el que se entiende que se debe agotar la vía jerárquica antes de acudir a la justicia, se entiende que el Regulador, actúa con las facultades de un juez en el marco de un debido proceso.

En este sentido, la LGE delegó en la SIE las potestades sancionatorias. Los principios básicos sobre los que se asientan estas facultades fueron establecidos del siguiente modo:

- La SIE tiene potestades para aplicar multas y sanciones (art. 24 inc. e LGE) y debe establecer la gravedad de cada infracción, así como el monto de la penalidad dentro de los límites previstos en la ley
- Contra las multas y sanciones que imponga la SIE en los casos previstos en la ley y su reglamento, el afectado podrá interponer recurso jerárquico ante el tribunal contencioso administrativo (art. 126 LGE)
- Los actores del sistema son responsables de las infracciones cometidas por sus dependientes en el ejercicio de sus funciones
- Se considera como infracción cualquier incumplimiento por acción u omisión de la normativa (ley, reglamento y normas complementarias)
- La facultad de imponer una sanción caduca a los tres (3) años, contado a partir del hecho, y la acción para hacer cumplir la sanción prescribe a los cinco (5) años, a partir de la sentencia o resolución
- Se establecen cuatro categorías de sanciones, entre las que básicamente, se incluyen la falta de entrega de información solicitada por la SIE, la calidad y continuidad del suministro, la preservación del medio ambiente, la seguridad de las instalaciones y las prácticas monopólicas. De acuerdo a la LGE, las empresas que incurran en cualquiera de las infracciones señaladas en la ley y sus normas complementarias deberá pagar una multa no menor de doscientos (200) ni mayor de diez mil (10,000) veces el salario mínimo nacional
- La reincidencia y reiteración de una infracción serán consideradas como agravantes, por los que será penalizada con un 50% mayor a la sanción que correspondiera
- El incumplimiento de las obligaciones relativas a la obtención de concesiones y puesta en servicios serán susceptible de ser sancionado con multas que podrán ascender hasta el uno por ciento (1%) del patrimonio de la empresa y serán fijadas por la SIE según la gravedad de la falta, conforme a lo establecido en el RLGE

Del esquema legal reseñado es muy importante destacar que la LGE fijo estas 4 categorías de sanciones y otorgó potestades al Poder Ejecutivo para reglamentar el procedimiento, la tipificación y las sanciones específicas que la SIE debe aplicar. No aparecen aquí contradicciones en materia recursiva, ya que la LGE establece claramente que la revisión de la sanción debe hacerse ante el Tribunal en lo Contencioso Administrativo.

De lo expresado se puede afirmar que la LGE siguió el esquema tradicional otorgando a la SIE potestades sancionatorias, las que debe aplicar dentro de un proceso reglado, y actuar como una primera instancia jurisdiccional, antes de que el acto sea revisado en la Justicia.

2.3.2 Gradación de sanciones

Para el análisis de las sanciones se debe tener en cuenta que la gradación de las mismas se debe apoyar en el criterio de razonabilidad o proporcionalidad. En este aspecto, las sanciones deben graduarse en atención a las siguientes pautas:

- La gravedad y reiteración de la infracción
- Las dificultades o perjuicios que la infracción ocasione a los usuarios del servicio prestado o a terceros
- El grado de afectación del interés público
- El ocultamiento deliberado de la situación infraccional mediante registraciones incorrectas, declaraciones erróneas u otros arbitrios análogos.

Estos aspectos son recogidos en el RLGE, modificado por el Decreto 749-02, el que sanciona, clasifica, penaliza las sanciones, estableciendo tres categorías de faltas muy graves, graves y leves y los montos de las sanciones, indicando:

- Las faltas muy graves comprenden aquellas conductas que ponen en grave riesgo la estabilidad, seguridad y confiabilidad del SENI y las que afecten de manera sistemática y deliberada la continuidad y calidad del servicio. El reglamento tipifica cada una de las conductas que se encuadran en esta categoría y en las otras dos
- Las faltas graves son las conductas tipificadas en el artículo anterior cuando, por las circunstancias concurrentes, no puedan calificarse de muy graves, y en particular los incumplimientos que enumera el reglamento
- Las faltas leves son aquellas faltas o incumplimientos de preceptos de obligada observancia que no constituyan falta grave o muy grave.
- Los montos de las sanciones quedan fijados del siguiente modo:

Para las faltas muy graves: 1) Desde 5,000 hasta 10,000 salarios mínimos. 2) En caso de reincidencia, desde 7,500 hasta 15,000 salarios mínimos. 3) Hasta el cinco por ciento (5%) del valor de los activos para el caso previsto en el artículo 11, párrafo II de la Ley. 4) Hasta el uno por ciento (1%) de patrimonio de la empresa en el caso de infracciones relacionadas con las obligaciones establecidas en los títulos IV y VI de la Ley. 5) La intervención administrativa por la SIE, previa autorización de la CNE y judicial, conforme a los casos establecidos en la Ley. 6) La declaración de caducidad conforme a los literales a), b) y c) del Artículo 61 de la Ley y la revocación de la concesión por el Poder Ejecutivo, previa recomendación de la SIE, vía CNE.

2. Diagnóstico de evolución del Sector Eléctrico. . .

Para las faltas graves: Desde 2,000 hasta 5,000 salarios mínimos.

Por las faltas leves: Amonestaciones y/o sanción desde 200 hasta 2,000 salarios mínimos.

En relación a la gradación de las sanciones, se puede afirmar que se respeta el criterio de razonabilidad o proporcionalidad. En este sentido, las sanciones se graduarán en atención a las siguientes pautas: en función de la gravedad del peligro ocasionado o el perjuicio causado, haber procedido o no a la subsanación sin necesidad de previo requerimiento por la SIE, las dificultades objetivas que pudieron haber concurrido y la conducta anterior de la entidad.

2.3.3 Procedimiento de aplicación

Para el análisis de este aspecto se debe considerar que todo procedimiento de aplicación de sanciones debe cumplir con el deber constitucional y legal de observar las reglas del debido proceso y los tres derechos básicos en que se descompone:

- Derecho a ser oído, antes de la decisión que afecte al particular en sus derechos subjetivos o intereses legítimos
- Derecho a ofrecer y producir prueba pertinente para la solución del caso
- Derecho a una decisión fundada que haga mérito de las principales cuestiones planteadas.

En el caso de República Dominicana, en relación al procedimiento de aplicación de sanciones, el RLGE establece:

- Ante un incumplimiento detectado de oficio o por denuncia, la SIE debe iniciar la investigación de la infracción
- Si es necesario se realizará una inspección y se emitirá un informe técnico y legal, sobre los hechos de que se trate
- La denuncia o el informe técnico y legal, o ambos documentos, se comunicarán por escrito al presunto infractor con la formulación de cargos, la cual deberá contener necesariamente:

La individualización completa del o de las personas naturales o jurídicas a quienes se formulan cargos.

La enunciación precisa y clara de los hechos constitutivos de infracciones y de las normas legales, reglamentarias, técnicas o administrativas infringidas; y,

La formulación precisa de los cargos, con expresión del plazo que tiene el inculpado para formular sus descargos, que será de quince (15) días laborables, a contar de la fecha de la notificación, prorrogables por una sola vez.

Contestados los cargos o vencido el término fijado para ello, o el probatorio en su caso, que será hasta de quince (15) días laborables, se pasarán los informes al Superintendente para los fines de que el Consejo dictamine al respecto.

El monto de las multas impuestas por la SIE deberá ser pagado dentro del plazo de treinta (30) días laborables, contados desde la fecha de notificación de la resolución de que se trate.

2. Diagnóstico de evolución del Sector Eléctrico. . .

- La facultad de imponer una sanción caduca a los tres (3) años, contados a partir del hecho y la acción para hacer cumplir la sanción prescribe a los cinco (5) años, a partir de la sentencia o resolución, conforme lo establece el Artículo 126 de la Ley General de Electricidad.

De acuerdo a lo expresado, se puede afirmar que el procedimiento de aplicación de sanciones cumple con el deber constitucional y legal de observar las reglas del debido proceso en lo que respecta a etapas y plazos del proceso.

No obstante lo expresado hasta aquí, en relación al proceso sancionatorio se detectan aspectos críticos que interfieren en el efectivo ejercicio de la facultad sancionatoria por parte de la SIE y que se originan en el procedimiento recursivo y la apertura de la vía recursiva ante la CNE.

Tal como se mencionara anteriormente, la LGE claramente estableció la recurribilidad del acto sancionatorio ante los tribunales contencioso administrativo, siguiendo los parámetros recomendables para todo esquema regulatorio. No obstante ello, por vía del Art. 512 (modificado por el Decreto 749-02) este criterio es claramente desatendido y se abre la posibilidad, que sin perjuicio del derecho de recurrir directamente ante el Tribunal Contencioso Administrativo conforme el Artículo 127 de la Ley, las resoluciones que condenen al pago de multa o indemnizaciones a favor de la SIE podrán ser recurridas, a opción de los afectados, ante la CNE en un plazo de treinta (30) días contados a partir de la notificación de la resolución a la parte afectada.

De acuerdo a lo dispuesto por el RLGE, este recurso podrá ser ejercido contra toda decisión de la SIE de carácter sancionador o que implique gravámenes o cargas, en particular contra las órdenes de desvinculación dictadas por la SIE, así como contra la normativa dictada por la SIE que vulnere la Ley, el Reglamento y la normativa dictada por la CNE.

El ejercicio de los recursos no suspende la ejecución de los actos de la SIE y la CNE, los cuales gozan de la presunción de legalidad, salvo la suspensión expresamente consagrada en el Reglamento.

Resulta fundamental destacar que la apertura de la vía recursiva ante la CNE, antes vedada por la LGE, vulnera completamente el procedimiento de aplicación de sanciones y actúa en la práctica como un obstáculo insalvable para alcanzar la efectiva aplicación de una sanción.

Si se tienen en cuenta los exiguos plazos de caducidad y prescripción que la LGE establece y se combinan con la posibilidad de abrir en todos los casos la revisión jerárquica ante la CNE, se puede claramente advertir que la facultad de aplicar sanciones, otorgada a la SIE ha quedado sujeta a una posibilidad mínima de resultar operativa.

2.4 ASPECTOS CRÍTICOS

El análisis y diagnóstico presentado previamente permite afirmar que la situación del Sector Eléctrico Dominicano es crítica, la reforma no se ha completado, durante el proceso se han producido desvíos en relación a lo inicialmente diseñado y no se han alcanzado los objetivos básicos de la reforma.

Si se recuerdan estos objetivos básicos establecidos en la LGE, refrendando los principios sobre los que se apoyó la reforma en sus comienzos, cabe destacar los siguientes aspectos:

- No se ha logrado promover y garantizar una oferta de electricidad en condiciones razonables de calidad, seguridad y continuidad. Las interrupciones del servicio son una regla en República Dominicana y las pérdidas del sistema lo ubican en una situación crítica y sumamente desfavorable en relación a países de similares características
- No se ha logrado promover la participación privada en el desarrollo del sector en la medida en que se esperaba. Si bien en el inicio de la reforma la inversión privada en el sector fue significativa, se sufrió un importante retroceso con la re-compra de EDENORTE y EDESUR
- No se ha alcanzado el grado de competencia deseado, afectado, entre otros aspectos, por: a) la renegociación de los contratos concretada a través del Acuerdo de Madrid, que ha demorado la efectiva implementación de los procesos competitivos para establecer los contratos de largo plazo previstos en la LGE, b) coyunturas que han dificultado la plena operación del sistema bajo condiciones de mercado
- No se han implementado tarifas basadas en criterios de eficiencia, manteniéndose los criterios políticos que demandan una fuerte carga para el Estado originada en la actual política de subsidios
- No se han afianzado las instituciones del sector y por ello, no han cumplido con las funciones asignadas de manera efectiva, dificultando de este modo la consolidación del sector en su conjunto

Los obstáculos que han impedido se alcancen los objetivos de la reforma involucran distintos aspectos estrechamente vinculados y que se impactan mutuamente, no obstante, a efectos de ordenar el razonamiento se presentarán agrupados en las siguientes categorías:

- Aspecto legales
- Aspectos institucionales
- Aspectos financieros

A continuación se discute cada uno de estos aspectos.

2.4.1 Aspectos legales

Los aspectos legales que se consideran críticos se agrupan en las siguientes categorías:

A. FALTA DE IMPLEMENTACIÓN DE LA LGE

Como se ha visto previamente en capítulo, el sector eléctrico de República Dominicana arrastra una crisis histórica que llevó a plantear su reforma y re-estructuración. Esta reforma se inició con los instrumentos legales utilizados durante el proceso de capitalización y posteriormente con la sanción de la LGE que recogía los principios inicialmente planteados. Pero al momento en que la LGE se promulgó, la crisis del sector se había agudizado, elevadísimas pérdidas e índices de morosidad y precios internacionales crecientes de los combustibles, restringieron severamente la aplicación de la LGE, fundamentalmente por la

emisión de normativa o la adopción de medidas que no se encuadraban en ese marco regulatorio en el que se pretendió apoyar la reforma y, en muchos casos, implicaban distorsiones o contradicciones al mismo¹², y obstaculizaron la completa implementación de dicho marco.

Aspectos tales como la renegociación de los contratos, y la consiguiente demora en la implementación de procesos competitivos para contratos de largo plazo, la re-compra de EDENORTE y EDESUR y el fuerte impacto financiero para el Estado, o la demora en la constitución de las empresas de generación hidroeléctrica y transmisión a fines de actuar como agentes del mercado, sin dudas han afectado los principios establecidos en la LGE y la completa implementación del marco regulatorio.

Esta falta de implementación de la LGE resulta clave a efectos de evaluar el mayor o menor grado de éxito de la transformación llevada a cabo en el sector y, fundamentalmente, identificar con claridad las áreas en que el marco regulatorio debería ser perfeccionado.

Seguramente hay distintos aspectos que podrían mejorarse e incluso corregirse, pero lo fundamental a considerar es que el marco vigente no se ha cumplido y ello lleva a reflexionar bajo dos puntos de vista. En primer lugar, podría interpretarse que si el marco no se ha cumplido ello significa que no era adecuado a la realidad del país y del sector y, por lo tanto, amerita una revisión integral. Bajo un segundo punto de vista, se podría entender que el problema radica precisamente en no haber completado la reforma necesaria y no haber aplicado eficazmente la LGE y, en todo caso, se requeriría la definición de un período de transición hasta la completa implementación del marco inicialmente previsto. De acuerdo al entendimiento de PA es esta segunda opción la que debería seguirse, pero considerando durante el proceso que hay aspectos del marco que podrían mejorarse o ajustarse, como sería el caso de las contradicciones o vacíos que se tratan más adelante en este capítulo, pero siempre bajo el marco y los principios inicialmente establecidos.

B. CONTRADICCIONES O VACÍOS

El principal problema detectado consiste en que no han quedado completamente definidas las potestades o funciones jurisdiccionales, reglamentarias y sancionatorias del regulador. Es en el ámbito funcional jurisdiccional y reglamentario en donde se presenta una contradicción explícita que impide al regulador el desempeño de sus funciones.

La función jurisdiccional comprende la actividad sancionadora, la de resolución de controversias y la potestad reglamentaria de todos aquellos aspectos propiamente dichos vinculados al funcionamiento del sector que permiten al regulador exigir o impedir una determinada conducta de parte de los actores del sector.

¹² Cabe reiterar aquí un concepto expresado previamente, si bien la crisis del sector durante los últimos años explica que se haya debido recurrir a decretos o resoluciones que no se enmarcan completamente en la regulación establecida, resulta fundamental identificar con claridad los elementos que han producido desviaciones y efectuar los ajustes y ejecutar las acciones que permitan alcanzar los objetivos establecidos inicialmente y así contribuir a la sustentabilidad del modelo adoptado.

2. Diagnóstico de evolución del Sector Eléctrico. . .

Si bien en el cuerpo de la LGE los respectivos ámbitos de competencia de la CNE y la SIE parecen claramente identificados, estos fueron luego por vía reglamentaria, llevados en muchos casos a zonas grises o directamente ignorados y modificados, produciendo así una superposición de funciones y la apertura de la doble vía institucional que deja al regulador despojado de sus potestades jurisdiccionales.

La LGE es clara al establecer que las resoluciones de sanción emitidas por la SIE serían revisadas ante los Tribunales en lo Contencioso Administrativo y nada dice de la posibilidad de recurrir ante la CNE las reglamentaciones de la SIE. No obstante ello, el Decreto Reglamentario, modificado por el Dec. 749-02 establece la recurribilidad ante la CNE de las resoluciones y toda decisión de la SIE de carácter sancionador o que implique gravámenes o cargas, en particular contra las órdenes de desvinculación dictadas por la SIE, así como contra la normativa dictada por la SIE que vulnere la Ley, el Reglamento y la normativa dictada por la CNE.

Algo similar ocurre en relación a las potestades de la SIE para establecer un reglamento para evitar vinculaciones entre empresas que afecten los principios de desintegración vertical, conductas antimonopólicas y de posición dominante. Al respecto el RLGE establece que una vez que la SIE adopte su decisión deberá comunicarla a las partes y que la decisión adoptada por la SIE podrá ser recurrida ante la CNE, de acuerdo a un procedimiento que será establecido por la CNE para esos fines.

Se considera fundamental recordar que la atribución de las funciones jurisdiccional, reglamentaria y sancionadora primaria a organismos administrativos (doctrina tomada de EEUU) que los sistemas regulatorios han dado a los organismos reguladores para la aplicación de reglamentos, sanciones y resolución de controversias entre partes, se justifica y encuentra su razón de ser en una delegación de potestades ejecutivas, legislativas y jurisdiccionales desde el Congreso al órgano regulador, debido a que la dilucidación de estos temas y conflictos depende de la experiencia técnica de dichos cuerpos.

Cuando están en juego los particulares deberes regulatorios encomendados por el Congreso a un ente regulador, o cuando se procure asegurar la uniformidad y consistencia en la interpretación de las regulaciones diseñadas por el regulador para una industria o mercado particular, esta potestad se pone en cabeza de los reguladores en lugar de librarla a los criterios heterogéneos, o aún contradictorios, que podrían resultar de las decisiones de jueces de primera instancia¹³.

Es decir, las funciones reglamentaria, fiscalizadora y jurisdiccional de los entes reguladores se circunscriben a las materias que configuran "el corazón" de las tareas que tuvo en miras el Congreso que las creó. Entre ellas están, por ejemplo, las decisiones relativas a la razonabilidad de las tarifas¹⁴, aplicación de sanciones, resolución de controversias entre actores.

¹³ Cfr. doctrina de los casos *Texas & Pacific Railway v. Abilene Cotton Oil.*, 204 U.S. 426; *Far East Conference v. United States*, 342 U.S. 570; *Weinberger v. Bentex Pharmaceuticals, Inc.*, 412 U.S. 645.

¹⁴ Cfr. casos "*Texas & Pacific Railway*" y "*Far East Conference*", citados precedentemente y *United States v. Western Pacific Railroad*, 352 U.S. 59.

La denominada "jurisdicción primaria" de los entes reguladores comprende los conflictos que originalmente corresponden a la competencia de los jueces ordinarios, pero que en virtud de la existencia de un régimen propio, incluyen determinados extremos comprendidos dentro de la competencia especial de un cuerpo administrativo, con la salvaguarda de que la palabra final sobre la validez de las órdenes o regulaciones dictadas por aquél siempre compete a los jueces ordinarios y no al poder ejecutivo o poder político.

Es relevante añadir que las actuaciones de primera instancia de los entes reguladores pueden ser válidamente delegadas en los entes reguladores con la mera condición de que sus decisiones queden sujetas a un ulterior control judicial suficiente.

Los motivos tenidos en cuenta por el legislador para sustraer las materia de que se trate de la jurisdicción de los jueces ordinarios o del poder ejecutivo son la especialidad técnica de estos entes, siempre garantizando que la Justicia actuará en todos los casos como segunda vía.

2.4.2 Aspectos institucionales

Un sólido marco institucional resulta indispensable para la sostenibilidad del sector eléctrico. Sin las necesarias condiciones mínimas de claridad de roles y objetivos, independencia y capacidad de los actores institucionales – tanto públicos como privados -, responsabilidad institucional, previsibilidad, transparencia y participación de los distintos stakeholders en el proceso regulatorio, el sistema regulatorio se ve constantemente amenazado por la interferencia política por un lado, y el débil acatamiento de la regulación vigente por el otro, poniendo en jaque la sustentabilidad de largo plazo de la reforma emprendida.

El sistema institucional del Sector Eléctrico Dominicano presenta limitaciones y desventajas, que fundamentalmente se centran en la falta de claridad de roles que impacta fuertemente en la independencia de la SIE.

A. FALTA DE CLARIDAD DE ROLES

Las competencias institucionales y aspectos de enlaces entre el Poder Ejecutivo a través de la CNE y la Superintendencia de Electricidad, son complejas. De la ley no surge expresamente que haya una o más competencias en forma concurrente, salvo la reglamentaria, que está delegada en ambos organismos con sus limitaciones y caracterizaciones. No obstante ello, en la práctica pareciera haberse dado una interpretación equivocada a la relación interinstitucional que debe vincular a ambos organismos a partir de la introducción en el RLGE de la revisión jerárquica de los actos de la SIE ante la CNE. Se entiende que esta interpretación puede y debe ser corregida.

La mencionada confusión respecto de las áreas de injerencias propias del regulador y el poder político se traduce en un déficit de regulaciones y normas que culmina en la falta de instrumentos y favorece la generación de ineficiencias y conflictos.

2. Diagnóstico de evolución del Sector Eléctrico. . .

Se observa una tendencia a la fragmentación de la autoridad, dada la existencia de problemas y actividades globales que debería ser tratados por las dos autoridades política y regulatoria y, sin embargo, se encomiendan a autoridades parciales, creando comisiones que en teoría resolverán los conflictos.

Se ha producido un atraso en el escenario institucional por la falta de claridad de las potestades propias de cada uno de los organismos, el político y el regulador, ello ha impactado tanto en la SIE como en la CNE, debilitando su accionar y la institucionalidad del sector.

Respecto de la situación del Estado en su rol empresario en las actividades de transmisión y generación de energía hidroeléctrica a través de la CDEEE, es muy importante señalar que de acuerdo a los principios regulatorios adoptados, toda empresa pública o privada se encuentra en igualdad de condiciones y con los mismos deberes y obligaciones. Sin embargo, la CDEEE aparece con un rol preponderante en el sector, que excede la razonable participación prevista para un agente.

Lo confusión entre el rol regulador, el rol concedente del Poder Ejecutivo y el rol empresario no quedará despejada hasta tanto la normativa y la actividad de los agentes sea exactamente definida y asumida por los distintos stakeholders.

La excepción más importante a las carencias señaladas en los párrafos anteriores, la constituyen los lazos de comunicación que mantienen la SIE y el OC, que ha conducido a un accionar bastante complementario entre ambos organismos.

B. FALTA DE INDEPENDENCIA DE LA SIE

La independencia respecto del poder político contribuye a que el regulador pueda ejecutar sus funciones de la manera que mejor satisfaga los objetivos legales y regulatorios establecidos. Esta independencia implica que el regulador cumpla sus funciones en base a criterios técnicos a fin de mejorar la predictibilidad de la regulación, promover la transparencia y responsabilidad de las decisiones adoptadas por el regulador.

La LGE contiene las condiciones de diseño de un regulador independiente, sin embargo, en la práctica la SIE no ha contado con el marco para desempeñarse con la independencia deseada. Aspectos tales como el reiterado cambio de autoridades durante los primeros años¹⁵, sin seguir lo establecido en la LGE¹⁶ o la confusión ya mencionada en relación a los recursos jerárquicos, ponen en evidencia la falta de independencia de la SIE.

Ello ha propiciado una debilidad institucional que impacta sobre toda la estructura del sector, generando confusiones sobre el rol de la SIE, que alcanzan tanto a autoridades de otros organismos del Estado como a agentes y usuarios.

¹⁵ Cabe mencionar que desde Agosto 2004 se mantiene una misma gestión

¹⁶ De acuerdo al art. 32 “Los miembros del Consejo durarán hasta cuatro (4) años en el ejercicio de sus cargos y sólo podrán ser removidos de sus funciones por faltas graves.....”

La independencia de la SIE es uno de los pilares fundamentales de la reforma emprendida en el Sector Eléctrico Dominicano. Si, como ha manifestado el Gobierno, existe la convicción de continuar la reforma y consolidar el modelo adoptado, resulta clave y prioritario generar las condiciones para que la SIE cuente con la independencia indispensable en un regulador.

2.4.3 Aspectos financieros

Los aspectos financieros han incidido fuertemente en la sostenibilidad del sector y han originado una serie de instrumentos normativos tendientes a atenuar las consecuencias de los mismos y decisiones políticas que en algunos casos han provocado distorsiones o incluso han llevado la situación financiera del sector a un punto más crítico.

La crisis financiera del sector se puede sintetizar en los siguientes aspectos:

A. *INCUMPLIMIENTO EN PAGOS A GENERADORES*

Si bien en Diciembre 2004 se acordó el cumplimiento en los pagos de la factura mensual corriente por parte de las distribuidoras a los generadores y el pago de los intereses de la deuda acumulada a Diciembre del 2004 y en el Acuerdo General del Sector Eléctrico 2006 las distribuidoras se comprometieron por escrito a pagar la totalidad de las facturas mensuales presentadas por los generadores:

- En el 2005 no se pagaron los intereses de la deuda acumulada a Diciembre del 2004 y las distribuidoras acumularon una deuda corriente con los generadores de unos MMUS\$ 100
- En el 2006, las distribuidoras acumularon una deuda corriente con los generadores de unos MMUS\$ 90, y no se pagaron los intereses de la deuda acumulada a Diciembre del 2004

Este aspecto resulta crucial y provoca que aún existiendo capacidad de generación instalada, la misma no esté disponible para el despacho por la imposibilidad de cubrir los costos de operación, llegándose a una situación de falta de suministro similar a la que se tendría en caso de déficit de capacidad de generación.

B. *PÉRDIDAS*

El sistema eléctrico de República Dominicana registra altos niveles de pérdidas técnicas y no técnicas. En términos generales, las pérdidas de electricidad se mantuvieron entre 42 y 47% entre 1995 y el 2000. En el 2001 y el 2002 las pérdidas bajaron a alrededor de 35% en el marco del proceso de capitalización, pero volvieron a colocarse por encima de 40% a partir de la estatización de las distribuidoras Edesur y Edenorte. Como se evidencia, las pérdidas del sector eléctrico aumentaron de manera significativa en 2005 (25.4%), tendencia que se ha sostenido en 2006 (17.6%, primer trimestre).

De acuerdo a cifras del Banco Central, las pérdidas alcanzaron:

- 39% en el 2004

2. Diagnóstico de evolución del Sector Eléctrico. . .

- 44% en el 2005, 57% si se calculan en función de la energía suministrada, del promedio mensual de cobros de las distribuidoras según los datos de la SIE (MMUS\$ 70) y del precio monómico promedio de facturación a los clientes en el 2005 (US\$/kWh 0.20)
- 46% en 2006, 58% si se calculan en función de la energía suministrada, del promedio mensual de cobros de las distribuidoras según los datos de la SIE (MMUS\$ 75) y del precio monómico promedio de facturación a los clientes en el 2006 (US\$/kWh 0.20)

Claramente, estas cifras indican que además de las pérdidas técnicas, el sector eléctrico de República Dominicana es altamente vulnerable a fraudes, concentrados principalmente en estratos residenciales de clase media y alta, así como en los sectores de comercio e industria.

C. DÉFICIT DE COBRANZA E ÍNDICE DE RECUPERACIÓN DE EFECTIVO

El déficit de cobranza expresa la proporción, en unidades monetarias, de la energía facturada que no fue cobrada y es otro factor que históricamente ha contribuido al déficit financiero del sector.

Si bien a principios del año 2006 se observó una mejora en la cobranza por parte de las empresas, este aspecto está aún lejos de alcanzar los niveles razonables que posibilitarían una prestación adecuada del servicio eléctrico.

El Índice de recuperación de efectivo (CRI, Cash Recovery Index), integra analíticamente los dos componentes analizados previamente, pérdidas comerciales y déficit de cobranza, y permite evaluar el desempeño global de las empresas distribuidoras.

Cabe agregar que la meta establecida en el Programa Macroeconómico del Gobierno, en el marco del Acuerdo Stand-by con el FMI para el 2006 fue de CRI = 63%, habiéndose alcanzado al final del año sólo un 56%.

D. SUBSIDIOS

Los recursos destinados por el Gobierno a subsidios al sector eléctrico han significado una enorme carga que amenaza seriamente las cuentas fiscales¹⁷ y la sostenibilidad del sector. Existen tres modalidades de subsidio al sector eléctrico:

- Subsidio-PRA¹⁸, aplicable a consumidores en zonas con infraestructura formal del servicio (empadronamiento, contadores, transmisión) muy precaria o prácticamente inexistente
- Fondo de Estabilización Tarifaria, creado por Dec. 302-03, para suavizar las fluctuaciones en la tarifa eléctrica por las variaciones en los precios de los hidrocarburos, IPC y tasa de cambio

¹⁷ Durante el año 2006 se han destinado más recursos a subsidiar el sector eléctrico, 2.7% del PBI, que los dirigidos a sectores clave como educación o salud

¹⁸ Programa de Reducción de Apagones

2. Diagnóstico de evolución del Sector Eléctrico. . .

- Suministro de combustible en condiciones preferenciales, para abastecer generadores de emergencia, autogeneradores y plantas que prestan servicio al sistema interconectado.

Haciendo una síntesis de los últimos años, los subsidios al sector eléctrico alcanzaron¹⁹:

- En el año 2004, aproximadamente MMUS\$ 250
- En el año 2005, MMUS\$ 620, habiéndose programado MMUS\$ 350 en la carta de intención y en el Memorando de Políticas Económicas y Financieras de Enero del 2005 dirigidos al FMI.
- En el año 2006, MMUS\$ 530, habiéndose presupuestado MMUS\$ 400

Si se recuerda que una de las razones que llevó a la reforma consistió en la necesidad de liberar al Estado de los fuertes desembolsos que requería el sector eléctrico, para ser destinados a otros sectores esenciales, indudablemente, estos números demuestran que la situación no ha cambiado sustancialmente habiendo transcurrido casi 10 años desde la capitalización y el Estado se encuentra aún más comprometido financieramente.

E. IMPACTO SOCIAL

La problemática financiera del sector eléctrico tiene un fuerte impacto en la sociedad y provoca la continuidad de situaciones críticas previas a la reforma, así como otras que se han originado en los últimos años, lo cual se pone de manifiesto revisando los precios y tarifas y las condiciones de prestación del servicio.

Precios y Tarifas

Durante el año 2006, PA realizó un estudio comparativo de precios y tarifas²⁰, del que resultaron las siguientes conclusiones:

- Los costos de abastecimiento de República Dominicana (precios spot del mercado mayorista y/o precios de contratos de tipo PPA) se encuentran en valores medios con respecto a la muestra de países calificados como comparables
- Cuando se incluye en la comparación de los costos de abastecimiento la incidencia del riesgo país, se observa que los valores de República Dominicana resultan en general inferiores a la media de la muestra

¹⁹ Estos datos no incluyen los recursos que anualmente se asignan para proyectos de inversión en el sector eléctrico ni el pago del servicio de la deuda externa por estos proyectos

²⁰ Para los precios spot se hizo una comparación general con distintos países, luego una comparación con mercados similares y por último, con mercados similares sin combustibles propios. Para los precios de PPAs se realizó en primer lugar una comparación general y luego por tipo de combustible y tecnología. Para el VAD se hizo una comparación general y luego otra con empresas similares. En todos los casos se ajustaron las comparaciones a las condiciones económicas, considerando la óptica del inversor y de los consumidores.

- Cuando se analizan estos costos de abastecimiento desde la óptica de los consumidores – es decir considerando el poder adquisitivo de los consumidores – se observa que en República Dominicana tienen un peso superior a los valores medios de otros países. Especialmente los contratos PPA asociados a unidades que utilizan combustible FO#2 resultan, bajo esta óptica, los más caros de la muestra
- El VAD de las empresas distribuidoras de República Dominicana es superior a la media de las empresas distribuidoras de Latinoamérica consideradas comparables. Para los consumidores, dado el poder adquisitivo de RD, la situación se transforma en una de las más críticas.

La Tabla siguiente sintetiza los resultados obtenidos de las comparaciones:

Valoración cualitativa de los costos de abastecimiento y VAD

Análisis	Con valores Nominales	Con valor corregidos por WACC (óptica del inversor)	Con valores corregidos por PPP (óptica del consumidor)
Precios spot			
Contratos PPA			
VAD		-----	

ALTO MEDIO BAJO

Aquí se debe mencionar que el efecto de precios y tarifas, además de factores externos que lo condicionan, está fuertemente vinculado al marco jurídico-institucional del sector. Si las reglas no son claras, o lo son y no se cumplen, o si la institucionalidad es débil, la inversión igualmente puede mantenerse, pero lo hace a un costo muy alto para la población, dado que los riesgos asociados a trabajar de esta forma, elevan las aspiraciones de rentabilidad y complican el acceso al crédito para financiar nuevas inversiones.

Condiciones de prestación del servicio eléctrico

La interrupción del servicio eléctrico es una situación que se repite desde hace mucho tiempo en República Dominicana y que no ha sido corregida por la reforma del sector. Los “apagones” tienen tal arraigo en el país que parecieran ser asumidos como la regla y así, contra toda lógica, la excepción queda constituida por la condición de disponer de energía las 24hs.

Aquí intervienen diversos factores que están muy vinculados a los aspectos financieros mencionados previamente, y se debe destacar también la falta de una cultura de pago por parte de los usuarios y el hecho de que el hurto y el fraude sean conductas generalizadas. Sin dudas, hay en ello una tradición histórica y un círculo vicioso que se produce por arrastrar una situación que viene de mucho tiempo atrás y por los niveles de pobreza que resultan en un obstáculo para pagar un servicio que se encarece, entre otros factores, por las pérdidas originadas en el hurto y por la falta de pago.

2. Diagnóstico de evolución del Sector Eléctrico. . .

Las acciones emprendidas conjuntamente por la SIE y Distribuidoras para corregir esta situación han mostrado resultados favorables y permitido que comunidades pudieran disponer de mayor cantidad de horas con energía, no obstante, queda mucho camino por recorrer y en este sentido las acciones educativas juegan un rol fundamental.

La calidad de servicio es otro aspecto a considerar. En un ambiente con 40% de pérdidas y un esquema de abastecimiento con cortes programados para disminuir el hurto, la calidad de servicio debe tender a asegurar la continuidad del suministro y una vez alcanzada dicha condición, se podrán introducir las especificaciones y requerimientos de calidad de un sistema operando en un contexto normal.

3. MAPA DE RUTA

En este capítulo se presenta una descripción y análisis de cada uno de estos elementos que conforman el escenario actual del sector eléctrico de República Dominicana²¹, el escenario objetivo donde se busca llegar, un conjunto de indicadores clave para medir los progresos realizados para alcanzar dicho escenario objetivo, y tres fases de transición hacia su obtención.

3.1 ESCENARIO ACTUAL

La situación del sector eléctrico dominicano se caracteriza hoy por una endeble base económica del sistema que lo ha llevado a ser financieramente no sustentable, la prestación de un servicio discontinuo de muy pobre calidad que no cubre la demanda a pesar de contar con capacidad de generación suficiente y tarifas alejadas de la señal eficiente en un contexto de debilitamiento de la autonomía de gestión empresarial, transición indefinida, divorcio entre regulación vigente y práctica regulatoria y marcada intervención gubernamental.

3.1.1 Corroída base económica del sistema

La eficiente operación del segmento de distribución constituye la base económica del sistema eléctrico. Sin una sólida base de clientes finales que reciban y paguen oportunamente su factura por el servicio efectivamente prestado y medido, el sistema no estará en condiciones de recibir los flujos financieros necesarios para su adecuado funcionamiento.

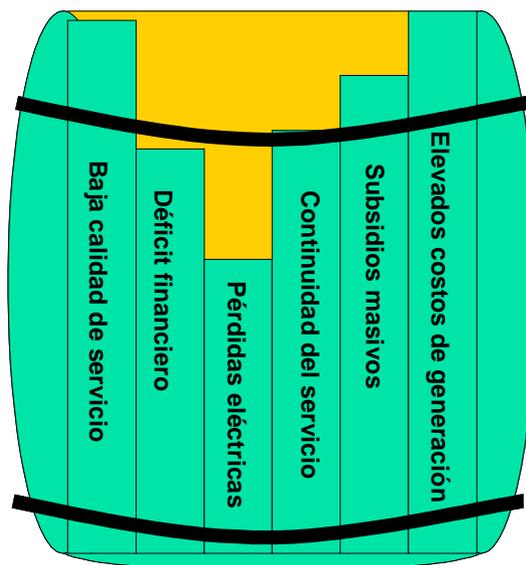
En el caso de República Dominicana, las elevadas pérdidas – que estarían originadas mayormente en el hurto y fraude eléctrico generalizado - han corroído la base económica del sistema, debilitando la cadena de pagos al extremo de hacer financieramente no sustentables a las empresas prestadoras. El significativo déficit operativo de las empresas distribuidoras – hoy en virtual estado de quiebra – es cubierto por masivos aportes del Estado que permiten continuar la operación, aunque imponiendo severas limitaciones a la prestación del servicio. Estos subsidios y aportes fueron de 530 millones de dólares en 2006 en un sector que recauda alrededor de 1000 millones y representan un significativo porcentaje de los recursos fiscales del país. Las proyecciones para 2007 darían un monto de subsidios aún mayor.

Si se analiza el conjunto de los graves problemas que aquejan al sector eléctrico dominicano, la debilidad de su base económica es su “restricción activa”. Sin una recuperación significativa en la base de la cadena de pagos, poco y nada se podrá hacer en materia de calidad de servicio, reducción de subsidios, eficiencia tarifaria o expansión del servicio.

Como puede observarse en la figura mostrada más abajo, de nada servirá que reparamos las tablas más altas del barril sin antes reparar su tabla más baja si queremos aumentar el

²¹ Se buscará ser breve, evitando reiteraciones o duplicaciones de lo expresado en el capítulo anterior de Diagnóstico

nivel de su contenido. Si bien una primera aproximación a la resolución de los problemas podría llevarnos a pensar que cualquier iniciativa que tomemos para solucionar alguno de los problemas que afectan al sector contribuirá a salir de la crisis, lo cierto es que si no se concentran los esfuerzos y recursos limitados en la “restricción activa” poco y nada se conseguirá avanzar e incluso pueden provocarse efectos contraproducentes, como aplicar penalidades por calidad de servicio técnico a una empresa que hoy se enfrenta a la necesidad de realizar cortes de suministro por razones financieras.



3.1.2 Servicio discontinuo y deficiente calidad

A cambio del pago regular y oportuno de la factura, los usuarios esperan recibir un servicio en condiciones adecuadas de calidad, seguridad y continuidad. Sin embargo, la enorme debilidad de la base económica del sistema ha llevado a la necesidad de realizar “cortes financieros” del servicio en las áreas en donde el nivel de pérdidas eléctricas impide prestar un servicio continuo, profundizando el crónico estado de la calidad de prestación del servicio.

Si bien es un objetivo central de la reforma emprendida y la regulación vigente establecer y aplicar un régimen completo de calidad de servicio a nivel de cada usuario, medir la calidad de la prestación o establecer compensaciones por su incumplimiento se vuelve una tarea de segundo orden de importancia en una situación en la cual la empresa prestadora se ve en la necesidad de interrumpir el servicio por razones financieras. El primer paso para comenzar a transitar un sendero de mejora de la calidad del servicio técnico y comercial será entonces lograr restablecer la continuidad del servicio, eliminando prioritariamente las interrupciones por razones financieras atacando su causa: las pérdidas eléctricas.

3.1.3 Señales tarifarias inadecuadas

Si bien el marco regulatorio vigente contempla entre sus principios fundamentales la fijación de tarifas técnicas basados en criterios de eficiencia económica y la Autoridad Reguladora ha realizado estudios encaminados a su implementación, lo cierto es que el estado deficitario del sector, originado en la debilidad de su base económica y operativa, ha impedido su implementación práctica.

3. Mapa de Ruta. . .

Las tarifas actualmente vigentes no responden a principios técnicos de racionalidad y eficiencia económica. La ya señaladas elevadas pérdidas eléctricas han conducido a tarifas que no sólo son insuficientes para cubrir los ingresos financieros requeridos para prestar el servicio, sino que además son en general más elevadas que las vigentes en la región y las que surgirían del cálculo de una señal tarifaria eficiente en un contexto ya normalizado. Por otra parte, el esquema tarifario vigente no contempla en forma expresa una tarifa social inclusiva diseñada para los usuarios que no puedan afrontar los costos totales de prestación del servicio. El esquema de subsidios vigente resulta ineficiente y no resuelve el problema de fondo.

El mapa de ruta de la transición a una estructura tarifaria eficiente y consistente con el modelo adoptado requerirá definir un sendero de ajuste y adecuación tarifaria gradual compatible con la situación real de las empresas distribuidoras y con las metas de recuperación del desempeño de la base económica del sistema que se fijen, sumado a un sistema sustentable de subsidios focalizados que provean la posibilidad de inclusión de los usuarios de menores recursos.

3.1.4 Elevados costos del servicio

Los precios de la energía eléctrica muy dependientes del comportamiento de los precios del petróleo, sumado a los crecientes requerimientos financieros de las empresas prestadoras con elevadas pérdidas eléctricas y precios de contratos de abastecimiento elevados para las condiciones económicas y poder adquisitivo de los usuarios, confluyen en los elevados costos del servicio que hoy caracterizan al sector eléctrico del país.

A. *PRECIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA MUY DEPENDIENTE DEL PRECIO DEL PETRÓLEO*

Todos los países sin autoabastecimiento energético han sufrido en mayor o menor medida el fuerte incremento del precio del petróleo en su economía. Esto se torna particularmente grave en aquellos países con elevados niveles de pobreza, acarreado la exclusión de un grupo significativo de usuarios que no pueden afrontar el pago del servicio básico al que estaban acostumbrados. Esta situación ha conducido a distintos países a ensayar soluciones, que van desde la asignación de subsidios tarifarios hasta acciones destinadas a diversificar la matriz energética con fuentes no vinculadas a los combustibles derivados del petróleo, pasando por la implementación de programas de eficiencia energética y uso racional de la energía.

El tema de eficiencia energética es fundamental en República Dominicana, dado que el cambio de matriz energética es muy lento e implica grandes volúmenes de inversión en infraestructura, que por el estado financiero general del sector, deberá ser financiado con garantías y posibles aportes del Estado.

B. *CONTRATOS DE PLAZOS RESIDUALES MUY LARGOS Y PRECIOS ELEVADOS PARA LAS CONDICIONES ECONÓMICAS Y EL PODER ADQUISITIVO DE LOS USUARIOS*

Los precios de los contratos heredados por las empresas distribuidoras previo al proceso de capitalización fueron calculados en base a períodos de amortización cortos, lo cual exigió niveles de rentabilidad elevados. Renegociaciones posteriores han tendido a prolongar esta

3. Mapa de Ruta. . .

situación, traduciéndose en pagos por capacidad en el largo plazo de tecnologías que utilizan combustibles que hoy se desea reemplazar por otros más económicos y confiables. Por eso, hoy los contratos con generadores suelen caracterizarse por plazos residuales de vigencia muy largos y precios elevados, teniendo en cuenta las condiciones económicas y el poder adquisitivo de los usuarios en República Dominicana.

C. REQUERIMIENTO FINANCIERO DE LAS DISTRIBUIDORAS ELEVADO DEBIDO A LAS DIFICULTADES EXHIBIDAS PARA CONTROLAR LAS PÉRDIDAS ELÉCTRICAS

Las dificultades exhibidas para controlar las pérdidas eléctricas han ejercido una presión financiera significativa sobre las empresas distribuidoras, lo cual puede explicarse por tres factores críticos: i) el elevado nivel de fraude y hurto conlleva a un incremento desmedido de la demanda y la necesidad de invertir para abastecerla o incrementar los costos de operación y mantenimiento debido a las sobrecargas en los circuitos, ii) por el mismo motivo, las distribuidoras requieren fuentes de financiación para pagar a los generadores por las pérdidas no técnicas, iii) las distribuidoras deben invertir permanentemente en programas para la disminución del fraude y hurto de energía e incluso para la reposición de instalaciones (cables y transformadores) que son hurtados de la red y vendidos como chatarra (cobre y aluminio fundamentalmente).

D. SUBSIDIO INDIRECTO DE LOS USUARIOS QUE PAGAN POR EL SERVICIO A LOS QUE NO LO HACEN

La tarifa basada en las necesidades financieras lleva a niveles tarifarios que consideran los requerimientos de recursos para cubrir todos los gastos. Como consecuencia, la compra de energía y recursos aplicados a controlar el fraude y hurto son financiados por los usuarios que efectivamente pagan, más los subsidios recibidos del gobierno.

E. SOLUCIONES NO SUSTENTABLES E INEFICIENTES APLICADAS A LOS USUARIOS DE BAJOS RECURSOS INCREMENTA EL REQUERIMIENTO FINANCIERO DE LAS DISTRIBUIDORAS

Las soluciones que no incentivan a los usuarios al uso eficiente de la energía (como es el caso de las iniciativas del tipo PRA) resultan en un despilfarro de recursos y una mala señal para el resto de los usuarios. Los usuarios que reciben suministro eléctrico y su uso no está limitado a un valor de sostenimiento básico y/o no le resulta oneroso consumir más o menos, implica con seguridad en un despilfarro de recursos por parte de los organismos que lo financian. Los usuarios no incorporan un uso racional del recurso al no contar con una señal para limitar su uso, a lo que se agrega un incentivo para localizar consumos dentro de estas zonas para capturar el recurso gratuito, además de ser un mal ejemplo para el resto de los usuarios con voluntad de pagar.

3.1.5 Debilitamiento de la autonomía de gestión empresarial

Uno de los principios cardinales de la reforma emprendida es lograr una clara separación entre las funciones política, regulatoria, de operación y empresarial del sistema, de tal modo de fortalecer la responsabilidad y transparencia (accountability) de los diferentes actores y componentes, mejorar el desempeño y mitigar la interferencia política sobre la gestión ordinaria del sector. En este sentido apunta también la operación y participación privada en

las empresas del sector, de tal modo de obtener una gestión empresarial autónoma, profesional, responsable y orientada a mejorar el desempeño sobre la base de incentivos y principios comerciales comunes.

Sin embargo, la profunda crisis sectorial condujo a una situación financiera insostenible soportada por subsidios y aportes del Estado crecientes y la posterior re-compra de dos de las tres empresas previamente capitalizadas. La magnitud del descalabro financiero del sector ha llevado a que el Gobierno vuelva a apoyarse en el holding de empresas estatales para la ejecución de sus planes y políticas, desplazando – al menos en forma transitoria – la voluntad expresada al momento de la reforma de disminuir los niveles requeridos de intervención gubernamental y otorgar una sólida autonomía comercial y de gestión a las empresas prestadoras.

En este sentido, el mapa de ruta de la transición deberá contemplar acciones y herramientas orientadas a restablecer el camino originalmente trazado de ir hacia una estructura sectorial de funciones y marco institucional claramente demarcado, autonomía de gestión empresarial respecto de la interferencia política y una presencia creciente de capital de riesgo y operación privada en las funciones comerciales, empresarias y de inversión de la industria.

3.1.6 Transición indefinida y divorcio entre regulación y práctica regulatoria

A pesar de que al momento de la reforma los indicadores del sector no mostraban niveles adecuados como para una inmediata entrada en etapa de régimen, lo cierto es que el marco regulatorio no parece haber contemplado la definición precisa y adecuada de un período de transición que por medio de determinados hitos, metas y herramientas marcara el camino hacia una puesta en marcha completa del modelo adoptado.

Si bien el proceso de reforma implementó cambios importantes a nivel de las organizaciones del sector, no parece haber habido una clara señal a los usuarios que marcara la diferencia entre lo que estaba ocurriendo antes de la reforma y lo que se podría hacer en el futuro. No parece haber habido suficiente comunicación en educación al consumidor, ni un cambio sustantivo en el nivel de impunidad asociado al fraude y hurto eléctricos. La impunidad tiene que ver con la sensación de poder hacer algo con una muy baja probabilidad de ser sancionado. Suele ser más efectiva la percepción de que la falta tendrá alta probabilidad de ser penalizada, que la elevación de la gravedad de la pena.

Estos factores habrían contribuido a distraer los esfuerzos de los actores institucionales, en parte concentrados en solucionar aspectos más propios de la entrada en régimen del modelo mientras la falta de herramientas para controlar el nivel de pérdidas y la suba internacional de los precios de los combustibles agravaba la crisis financiera y operativa, lo que en definitiva desembocó en un divorcio de apariencia insalvable entre la regulación vigente y lo que se verificaba en la práctica regulatoria corriente.

No solamente se trata de una sustancial distancia entre lo establecido en el marco normativo y lo reflejado en la realidad sectorial – lo cual permitiría pensar que se trata de un simple problema de cumplimiento normativo – sino que la ausencia de senderos o estadios intermedios más definidos parecen confundir las prioridades y esfuerzos realizados para acortar esta distancia, causando desaliento y distrayendo acciones e iniciativas en actividades centrales para el modelo ya en marcha aunque secundarias respecto de un sector con problemas crónicos en la base de su cadena de pagos y flujos financieros.

3.2 ESCENARIO OBJETIVO

Como escenario objetivo, el sector eléctrico de República Dominicana debe aspirar a transformarse en un sistema financieramente auto-sostenible apoyado en una base económica sólida que provea un servicio continuo en todos sus circuitos, tarifas eficientes establecidas de acuerdo a criterios técnicos, un régimen de calidad de servicio adecuado en plena aplicación, subsidios focalizados en los usuarios más necesitados y sistemas que incentiven al uso eficiente de la energía, gestión autónoma de las empresas prestadoras, participación del sector privado predominante en la actividad empresarial del sector y un marco institucional fortalecido que produzca decisiones regulatorias independientes, consistentes y previsibles.

Sobre cada uno de estos aspectos enumerados se volverá más abajo en este capítulo al desarrollar las tres fases propuestas.

3.3 INDICADORES CLAVE

De acuerdo a los aspectos críticos que definen la situación actual y los ejes que estructuran el escenario objetivo, se proponen los siguientes indicadores clave para monitorear los progresos que se obtengan para lograr alcanzarlo. Ellos son los siguientes:

- **Porcentaje de pérdidas eléctricas totales.** Es el cociente de la diferencia entre la energía inyectada a un sistema eléctrico y la energía facturada en un mismo período de tiempo entre la energía inyectada al sistema eléctrico, en porcentaje. $((\text{Energía inyectada} - \text{energía facturada}) / \text{energía inyectada} (\%))$. Mide el porcentaje de energía inyectada al sistema que no resulta facturada por todo concepto (por pérdidas técnicas en la red, por pérdidas no técnicas – fraude, hurto-, por errores administrativos.
- **Cobranza de las ventas (cobranza/facturación %).** Es el cociente entre los ingresos financieros por cobranzas de la facturación y lo efectivamente facturado en un mismo período de tiempo. Para un período de tiempo lo suficientemente largo para evitar los problemas de borde (la facturación y la cobranza no están perfectamente sincronizadas), el indicador mide qué parte de la facturación se convierte en un ingreso financiero genuino en términos porcentuales.
- **Índice de recuperación de efectivo (CRI).** Es el cociente entre el monto cobrado y la energía inyectada valorizada a la tarifa media de venta en un mismo período de referencia. Mide el monto real de cobranza con relación al máximo que se podría cobrar si no hubiera pérdidas de ningún tipo para un mismo período, medido en porcentaje.
- **Horas de interrupción financiera (horas/usuario-día).** Es la sumatoria para todos los días del año, de la cantidad de usuarios interrumpidos por razones financieras, multiplicada por la cantidad de horas interrumpidas, dividido entre la cantidad de usuarios promedio y días del año. Mide las horas por día que, en promedio, un usuario es interrumpido por razones financieras.
- **Monto de subsidios del Gobierno (millones de dólares al año).** Es el monto de dinero que el Gobierno aporta en toda la cadena de valor para sostener financieramente al sistema eléctrico. Precio medio mayorista (U\$S/MWh). Es el cociente entre el monto de compra de potencia, energía y servicios complementarios y la energía inyectada al sistema.

3. Mapa de Ruta. . .

- **Tarifa media minorista.** Es el cociente entre el monto facturado anual de las distribuidoras y la energía facturada anual de las mismas.
- **Control de calidad de servicio.** Es un concepto que indica el grado de fiscalización y penalización aplicado a las prestadoras por la calidad de su servicio.
- **Señal tarifaria eficiente.** Indica la cercanía de la tarifa aplicada a la tarifa técnica.
- **Autonomía de gestión.** Indica la independencia de las empresas del sector para adoptar las decisiones que hacen a su gestión ordinaria – incluyendo la selección de su personal y la asignación de gastos e inversiones – con relación al poder político.

3.4 FASES DE LA TRANSICIÓN

Como puede observarse en el cuadro que se adjunta a continuación, el mapa de ruta propuesto se estructura en tres fases de tres años cada una, abarcando el período 2008-2016. Los valores numéricos son rangos indicativos a los efectos de visualizar una posible evolución y no reflejan estudios específicos detallados para su determinación.

Indicadores	2006	2010: Fin Fase 1	2013: Fin Fase 2	2016: Fin Fase 3
Pérdidas eléctricas totales %	38	22 - 18	15 - 13	12 - 11
Cobranza de las ventas % (Cobranza/facturación)	85	90 - 95	95 - 97	98 - 99
Índice de recuperación de efectivo % (CRI)	53	70 - 78	81 - 84	86 - 88
Horas de interrupción por razones financieras (Horas/usuario-día)	4	0.1 - 0	0	0
Monto de subsidios del Gobierno (MMUS\$/año)	530	200 - 150	80 - 60	60 - 50
Precio medio mayorista (US\$/MWh)	130	130 - 110	110 - 90	100 - 90
Tarifa media minorista (US\$/MWh)	200	200 - 180	160 - 140	150 - 140
Control de calidad de servicio	No	Comprometidos en Acuerdos de operación	Si, indicadores globales	Si
Señal tarifaria eficiente	No	No	Intermedia	Si
Autonomía de gestión	No	Comprometidos en Acuerdos de operación	Re-capitalización	Gestión privada

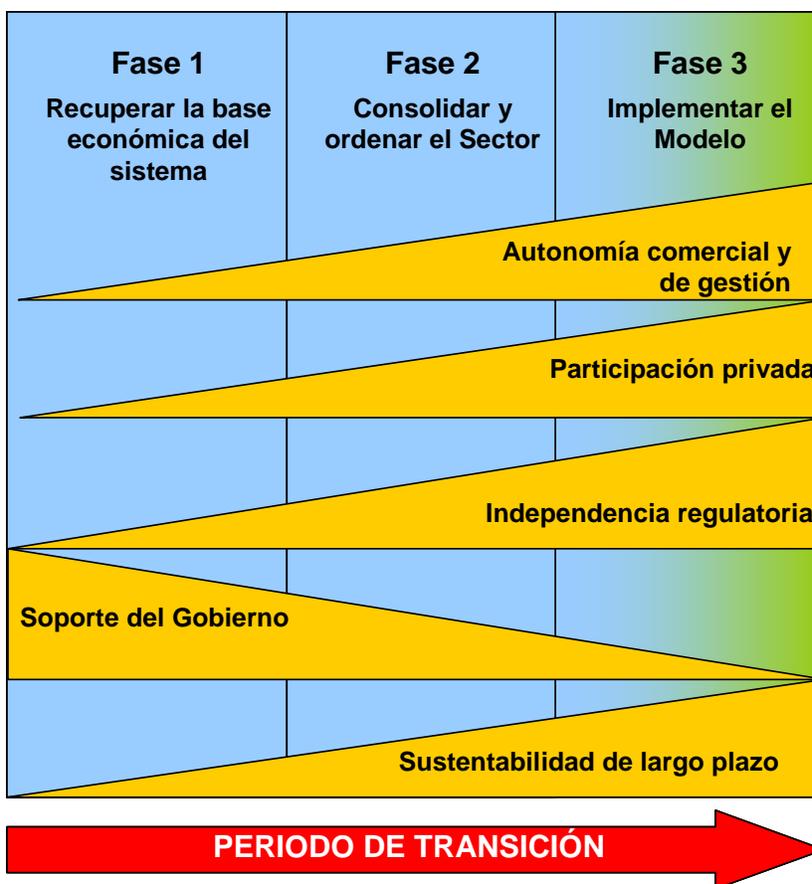
3. Mapa de Ruta. . .

La primera fase se focaliza en atacar la restricción crítica identificada en la situación de crisis actual, orientándose a la recuperación de la base económica del sistema. La segunda fase es intermedia y se dirige a la consolidación y ordenamiento del sector, mientras que la tercera fase logra la puesta en régimen e implementación del modelo adoptado por la reforma.

Desde el punto de vista de la estructura sectorial la evolución del sector en las tres fases que conforman el período de transición debe reflejar:

- Un incremento de la autonomía comercial y de gestión de las empresas prestadoras
- Un aumento de la participación privada en la actividad empresarial del sector, ya 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.

Lo expresado puede verse en la siguiente Figura:



3.4.1 Fase 1: Recuperar la base económica del sistema

En esta primera fase, la restricción crítica se ubica en el centro de la escena: se trata de recuperar la base económica del sistema.

Al finalizar la implementación de esta fase prevista para 2010, las pérdidas eléctricas totales deben haber alcanzado una reducción sustancial desde el 38% actual a un rango en torno al 18-22%, la cobranza sobre las ventas deberá ubicarse en el orden del 90-95%, el índice de recuperación de efectiva en torno al 70-78%. Con respecto a las horas de interrupción de servicio por razones financieras deberían desaparecer al finalizar la fase, el monto de subsidio del Gobierno se reduciría a 200-150 millones de US\$, el precio medio mayorista no cambiaría mucho debido a los contratos existentes con los generadores, sólo se reduciría en la medida que entren nuevos proyectos más económicos. En relación a la tarifa media minorista, los ajustes reflejan las variaciones en el costo mayorista de la energía – y no variaciones en el valor agregado de distribución. Con respecto a la calidad de servicio, se fiscalizaría y penalizaría defectos en la calidad comprometida en acuerdos de operación a instrumentarse con los operadores para el período de transición. Con relación a la señal tarifaria eficiente, en esta etapa se continuará con la tarifa y subsidio que se estipulen en estos acuerdos de operación o en los instrumentos que se definan. Por último, se prevé promover la autonomía de gestión a través del establecimiento de un acuerdo de operación, en el cual se fijen las pautas y condiciones que responsabilicen al operador y le otorguen mayor independencia respecto de la interferencia del poder político.

Los lineamientos estratégicos que orientan las acciones de esta primera fase son los siguientes:

A. *DEFINICIÓN DEL SENDERO REGULATORIO DE LA TRANSICIÓN (ACUERDOS ENTRE GOBIERNO, OPERADORES Y REGULADOR).*

La severidad de la crisis sectorial y el ya señalado divorcio entre la regulación vigente y la práctica regulatoria requieren la definición de un sendero regulatorio de la transición apoyado sobre la base de metas e indicadores de desempeño consensuadas, claras, realistas y medibles, sumadas a incentivos para alcanzarlos. Este sendero regulatorio debería ser consensuado entre los principales stakeholders del sector, los que podrían instrumentarse por medio de acuerdos entre Gobierno, operadores y Regulador.

En el caso de los distribuidores, ello podría instrumentarse por medio de acuerdos de operación, donde se fijen los compromisos que asumen las partes y los incentivos/penalizaciones para cumplirlos. Estos acuerdos – cualquiera sea la forma que en definitiva asuman – deberían incluir aspectos vinculados con las obligaciones del distribuidor y el Gobierno, tarifas y subsidios, calidad de producto y servicio técnico y comercial, instrumentos de fiscalización, y la remuneración o penalización de los éxitos o fracasos de las metas definidas.

B. *REORIENTACIÓN ESTRATÉGICA DEL REGULADOR*

En esta primera fase del mapa de ruta trazado, el Regulador debería reorientar estratégicamente sus actividades, concentrando sus esfuerzos en acciones que contribuyan a la normalización del funcionamiento del sector. Esta reorientación implica concentrarse, en

3. Mapa de Ruta. . .

primer lugar, en las actividades de contralor y fiscalización que contribuyan en hacer avanzar los indicadores clave hacia la segunda fase del periodo de transición aquí definido.

Cualquiera sea la forma en que se decida instrumentar el sendero regulatorio de la transición, el rol del Regulador debería ser primariamente el del contralor/ fiscalizador de los compromisos, estándares, hitos y obligaciones fijadas para la recuperación sectorial. Complementariamente, el Regulador podría actuar como facilitador de todo aspecto que contribuya a recuperar la base económica del sistema.

C. CARTA COMPROMISO CON LOS CIUDADANOS: EL GOBIERNO GARANTIZA UNA TARIFA SOCIAL INCLUSIVA E IMPLEMENTACIÓN DE LA LEGISLACIÓN ANTI-FRAUDE

Como se muestra en la Figura anterior, resulta esperable un marcado rol del Gobierno en esta primera fase, que deberá ir disminuyendo en las fases siguientes. Un aspecto fundamental de este necesario rol del Gobierno en la recuperación del sector es el establecimiento de una Carta de Compromiso con los ciudadanos, por la cual se garantice una tarifa social inclusiva durante el período de transición orientada a que todos los ciudadanos puedan tener acceso a un servicio mínimo de sostenimiento accesible.

Como contrapartida, los ciudadanos/ usuarios asumen la obligación de normalizar su suministro de energía eléctrica, transmitiendo el Gobierno el mensaje claro de las ventajas de estar incluido en el sistema y de las acciones que se tomarán para la disminución de la impunidad.

D. FORTALECER LA AUTONOMÍA DE GESTIÓN EMPRESARIA

Como se vio en el capítulo anterior, la magnitud de la crisis financiera ha llevado a una fuerte intervención y participación del Gobierno que impregna todas las actividades del sector – al menos en forma transitoria. Si bien la participación del Gobierno es necesaria en esta fase, resulta fundamental para la recuperación del sector reafirmar la voluntad expresada al momento de la reforma de disminuir los niveles de intervención gubernamental y otorgar una sólida autonomía comercial y de gestión a las empresas prestadoras. En este sentido, los acuerdos de operación que se proponen deben estar acompañados de una clara asignación de la responsabilidad de la operación en cabeza de un equipo gerencial profesional autónomo con incentivos y herramientas para la solución eficaz de los problemas clave

3.4.2 Fase 2: Consolidar y ordenar el sector

La segunda fase es de consolidación y ordenación del sector sobre la premisa de una base económica y operativa fortalecida que permita la implementación del modelo adoptado. Al finalizar la implementación de esta fase prevista para 2013, las pérdidas eléctricas totales deben haber alcanzado una reducción a un rango en torno al 13-15%, la cobranza sobre las ventas deberá ubicarse en el orden del 95-97%, el índice de recuperación de efectivo en torno al 81-84%. Los montos de subsidio del Gobierno rondarían valores entre 60 y 80 millones de dólares, más focalizados en usuarios necesitados y con un esquema de subsidios acotado a un valor de sostenimiento accesible pero no gratuito. El precio mayorista debería reflejar la influencia de cambios en la matriz energética. Precios minoristas con esta misma influencia más potenciales ajustes del VAD por disminución de los requerimientos financieros para cubrir déficit. Es posible establecer indicadores globales de calidad de

3. Mapa de Ruta. . .

servicio y el control de su cumplimiento, se aproxima la señal tarifaria a la eficiente y se consigue autonomía en la gestión a través de la re-capitalización de las empresas.

Los lineamientos estratégicos que orientan las acciones de esta segunda fase son los siguientes:

A. *BASE ECONÓMICA Y OPERATIVA MÁS SÓLIDA, ESFUERZOS CONTINUADOS PARA SU MANTENIMIENTO Y FORTALECIMIENTO.*

En esta fase se espera haber alcanzado logros sustanciales en la recuperación de la base económica y operativa del sistema, que permitan al Regulador focalizar esfuerzos en acciones preparatorias de la entrada en régimen del modelo, como la adecuación de la estructura tarifaria, la puesta en marcha de indicadores globales de calidad de servicio, la evaluación de la futura re-capitalización de las distribuidoras, etc.

Sin embargo, una parte sustancial de sus actividades continuarán concentradas en el fortalecimiento y mantenimiento de los logros obtenidos en la normalización del sistema. El Regulador gana en eficiencia de los procesos operacionales básicos de fiscalización y control establecidos en la primera fase, permitiéndole dirigir esfuerzos dirigidos a preparar la fase siguiente de implementación del modelo.

B. *ADECUACIÓN DE LA ESTRUCTURA TARIFARIA Y PUESTA EN MARCHA DE INDICADORES GLOBALES DE CALIDAD DE SERVICIO.*

En un contexto sin interrupciones por causas financieras y con un nivel de pérdidas controlado, es posible establecer y controlar indicadores globales de calidad del servicio y corregir las señales tarifarias. Sobre la base de los procesos operacionales básicos de fiscalización, control y manejo de información establecidos en la primera fase, el Regulador se encuentra en mejor posición para avanzar en la implementación de un régimen tarifario de mayor complejidad, así como el control de normas de calidad de servicio a nivel global.

C. *EVALUAR FUTURA RE-CAPITALIZACIÓN DE LAS DISTRIBUIDORAS.*

El fortalecimiento de la base económica y operativa del sistema permitiría avanzar en la evaluación de una futura re-capitalización de las distribuidoras hoy controladas por el Estado. El principal objetivo de esta acción será lograr mayores niveles de autonomía de gestión y accountability de las empresas prestadoras, así como complementar con inversión privada los recursos asignados por el tesoro del Estado.

D. *REDIRECCIONAMIENTO Y REDUCCIÓN DE SUBSIDIOS.*

Se continuará la tarea de focalización de los subsidios y el ajuste de los valores de sostenimiento para minimizar su monto y mejorar la efectividad, eficiencia y equidad de estas erogaciones. Se seguirán realizando estudios econométricos y buscando tecnologías y procedimientos que focalicen al máximo el subsidio.

E. IMPLEMENTACIÓN DE RÉGIMEN DE CONTRATACIÓN PARA EXPANSIÓN DE CAPACIDAD

Superada la fase más crítica, se estará en condiciones de implementar un régimen de contratación de largo plazo para la expansión de la capacidad del sistema, sobre la base de un mercado competitivo de múltiples oferentes y contratos entre operadores del sector, supervisados por el Regulador. Este régimen podrá contemplar incentivos para direccionar la matriz energética en función de los nuevos precios relativos de los combustibles y equipos. En este proceso supervisado por la SIE se orientarán las licitaciones para conformar una matriz energética que provea seguridad de abastecimiento y costos estables y previsibles a largo plazo.

F. ACCIONES PARA LA INCLUSIÓN ORDENADA AL SISTEMA DE LA DEMANDA ACTUALMENTE AUTOABASTECIDA.

La eliminación de las interrupciones financieras y una adecuada fiscalización de la calidad del servicio, sumada a la disminución en los costos mayoristas del servicio, llevará a los grandes usuarios que actualmente se autoabastecen a confiar paulatinamente en el servicio público, más económico y confiable que el propio. Como consecuencia, es esperable una migración de estos grandes usuarios hoy autoabastecidos hacia el sistema interconectado. Dada la magnitud estimada de estos usuarios, en esta fase será necesario establecer una migración ordenada para no sobrecargar el sistema interconectado y perder parte de los beneficios esperados de la interconexión.

3.4.3 Fase 3: Implementar el modelo

Una vez consolidado y ordenado el sector en los aspectos clave definidos en este capítulo, la tercera fase concentrará sus esfuerzos en la implementación del modelo adoptado con el proceso de reforma sectorial.

Al finalizar la implementación de esta fase prevista para 2016, las pérdidas eléctricas totales deben haber alcanzado una reducción a un rango en torno al 12-11%, la cobranza sobre las ventas deberá ubicarse en el orden del 98-99%, el índice de recuperación de efectiva en torno al 86-88%. El monto de los subsidios continúa en descenso asumiendo que la economía crece y el nivel de pobreza disminuye, el precio mayorista es afectado por los nuevos equipos a carbón que reducen la participación de los contratos existentes, el precio minorista refleja la baja mayorista y mantiene el VAD en el más conservador de los casos. Si la confiabilidad del sistema se logra y los nuevos emprendimientos se realizan, la incorporación de grandes usuarios disminuirá el VAD necesario para una operación eficiente, tanto por aumento del volumen de ventas como en el cambio en la composición del mercado, más fuertemente concentrado en suministros en media tensión. El control de la calidad del servicio es en esta etapa un aspecto clave para mantener un nivel de confiabilidad adecuado y promover las inversiones necesarias para mantenerlo.

Los lineamientos estratégicos que orientan las acciones de esta primera fase son los siguientes:

A. BASE ECONÓMICA Y OPERATIVA NORMALIZADA.

En esta fase, el sistema se encuentra en condiciones de operar en equilibrio financiero auto sustentable, lo cual posibilita una mayor independencia en la gestión por parte de los operadores y responsabilidad por el mantenimiento de lo alcanzado a largo plazo.

B. ESTRUCTURA TARIFARIA BASADA EN COSTOS EFICIENTES.

Alcanzados los rangos establecidos para los indicadores definidos para esta fase, es posible establecer – considerando la situación particular de partida – una tarifa que remunere costos eficientes en el contexto dominicano.

C. RÉGIMEN DE CALIDAD DE SERVICIO EN PLENA APLICACIÓN.

Como ya se ha mencionado, la responsabilidad por mantener un nivel de calidad razonable es un pilar clave para sostener el éxito alcanzado en esta etapa. Las penalidades son el motor para mantener un nivel de inversión adecuado para evitarlas. El control de la calidad del servicio es en esta etapa un aspecto clave para mantener un nivel de confiabilidad adecuado, así como incentivar las inversiones necesarias para mantenerlo.

D. GESTIÓN PRIVADA DE LAS DISTRIBUIDORAS.

La autonomía de gestión se ve claramente fortalecida cuando las empresas prestadoras dejan de pertenecer a la órbita del Estado, el cual se concentra en la definición de la política sectorial y las tarea de regulación y contralor a través de los organismos técnicos asignados por el marco legal para desempeñar estas funciones, así como anticipar los desvíos en el desempeño de las empresas que puedan hacer retroceder el status alcanzado de eficiencia y confiabilidad.

E. DECISIONES DE INVERSIÓN BASADAS EN UN MERCADO DE GENERACIÓN COMPETITIVO.

Una vez conseguida la autofinanciación de las empresas distribuidoras y afianzadas financieramente, con gestión autónoma y privada, estas empresas se convierten en una fuente de crédito y confianza para nuevos inversores. Como consecuencia, ante la solicitud de cualquiera de ellas, los generadores oferentes se presentarán en cantidad y se logrará establecer un mercado desafiante, clave para conseguir precios de generación competitivos a largo plazo en procesos licitatorios abiertos y supervisados por la Autoridad Regulatoria.

F. SUBSIDIOS EXPLÍCITOS Y TRANSPARENTES FOCALIZADOS EN LOS SECTORES MÁS NECESITADOS

Sobre la base del redireccionamiento y reducción de subsidios obtenidas en la fase 2, se estará en condiciones de avanzar hacia la implementación de un sistema de subsidios explícito y transparente focalizado en los sectores más necesitados de la población y la ampliación del acceso a nuevos usuarios (electrificación rural). Una vez incorporados los grandes usuarios, normalizadas a niveles aceptables las pérdidas eléctricas, establecidas las tecnologías y procedimientos para la prevención de nuevos casos y habiendo diseñado y perfeccionado metodologías para la focalización de subsidios para posibilitar el acceso universal al servicio, es posible continuar la campaña de electrificación sobre bases firmes y

3. *Mapa de Ruta.* . .

sustentables, sin temor a incorporar nuevos usuarios que no puedan pagar el servicio y que no se disponga de subsidios para cumplir el compromiso gubernamental.

4. IDENTIFICACIÓN DE MODIFICACIONES REGULATORIAS

Entre los objetivos generales establecidos en los términos de referencia del Proyecto, se estableció la necesidad de identificar las modificaciones y adiciones al marco regulatorio vigente que se consideren necesarias para que la SIE realice sus funciones de regulación y fiscalización del Sector Eléctrico, así como también proponer las modificaciones a la normativa que fueren necesarias para tal fin.

De acuerdo a la metodología y plan de trabajo presentados, este capítulo se abocará a identificar y proponer las modificaciones que se considere necesario implementar para:

- Fortalecer la independencia de la SIE
- Perfeccionar la interacción con otras instituciones del sector y del Estado
- Facilitar el cumplimiento de las responsabilidades que le asigna a la SIE la Ley de Medio Ambiente y de Recursos Naturales

Inicialmente se tenía previsto incluir en este componente la identificación de modificaciones regulatorias para manejar períodos de transición, de modo que se pueda transitar desde la actual situación de emergencia del sector a un estado de régimen y que las soluciones que se adopten sean factibles de implementar. Este aspecto fue abordado en detalle en el capítulo anterior, el que tuvo por finalidad trazar un mapa de ruta que pueda ser utilizado como base para guiar la transición gradual hacia el modelo adoptado por la Ley General de Electricidad vigente.

4.1 FORTALECER LA INDEPENDENCIA DE LA SIE

Como se menciona previamente, la Ley General de Electricidad vigente en el país (LGE) le otorga a la SIE el carácter de entidad independiente, atribuyéndole las funciones clásicas de una agencia reguladora de estas características, es decir, funciones regulatorias, de fiscalización y control, sancionatorias y de resolución de conflictos y controversias.

En esta sección se realizará un análisis de tales condiciones de independencia frente a los estándares internacionales y mejores prácticas conocidas para evaluar su autonomía, para luego identificar y presentar las modificaciones a la normativa vigente para lograr que la institución opere con la independencia requerida por un ente regulador.

La principal conclusión es que – si bien la SIE puede calificarse desde el punto de vista formal como un ente regulador independiente creado por ley, con autonomía financiera y mecanismos de designación y estabilidad en el cargo de su consejo directivo – lo cierto es que la independencia del Regulador se ha visto desafiada por al menos tres aspectos de enorme significación que se desarrollarán más abajo en esta sección: (1) La SIE comparte funciones regulatorias con la CNE; (2) La CNE puede revisar decisiones de la SIE en recurso jerárquico; y, (3) La crisis ha alterado el marco institucional formal del sector, desplazando el rol originalmente previsto para las autoridades sectoriales.

4.1.1 Independencia y mejores prácticas regulatorias

En la práctica internacional, el ente regulador independiente es una solución institucional diseñada para resolver adecuadamente los dilemas y desafíos surgidos de las características básicas de la industria eléctrica. En este sentido, el ente regulador independiente es la institución diseñada para cumplir la función estatal de regulación de una industria que por sus características requiere ser regulada. Por la característica de consumo masivo, una de las finalidades del ente regulador será la protección de los derechos de los usuarios del servicio. Mientras que, a su vez, la presencia de inversiones intensivas en capital con altos costos hundidos de tipo irreversible, requerirá que el Regulador establezca y respete compromisos regulatorios estables de largo plazo, basados en criterios técnicos, mitigando la interferencia política y evitando el posible comportamiento oportunista del decisor estatal, es decir, la llamada “tentación política”.

La independencia respecto del poder político contribuirá a que el Regulador pueda ejecutar sus funciones de la manera que mejor considere satisface los objetivos legales y regulatorios establecidos. Esta autonomía implicará naturalmente la reducción de la probabilidad de que las decisiones regulatorias sean fundadas en motivos políticos y no técnicos, y tenderá a mejorar la previsibilidad de la regulación, como así también promoverá la transparencia y responsabilidad de las decisiones adoptadas por el regulador.

Para calificarse como mejor práctica tiene que haber un ente regulador creado por ley, no subordinado jerárquicamente a ningún otro poder del Estado, con autonomía financiera y mecanismos de designación y estabilidad en el cargo de los reguladores, que permitan garantizar razonablemente su autonomía de acción.

Puede establecerse que la independencia del Regulador se apoya en los siguientes elementos básicos, los que se encuentran presentes en el marco regulatorio de Republica Dominicana:

- Debe tratarse de una entidad autónoma creada por ley, no sujeta jerárquicamente a otro Poder del Estado. Si bien la SIE nació como una división ministerial sin autonomía, lo cierto es que a partir de la sanción de la Ley General de Electricidad en 2001, la institución califica como una entidad autónoma creada por ley no sujeta jerárquicamente a otro Poder del Estado.
- La designación de los reguladores debe hacerse de acuerdo a un procedimiento preestablecido y cumpliendo condiciones objetivas e incompatibilidades. De acuerdo a la LGE, los miembros del Consejo son designados por el Poder Ejecutivo y ratificados por el Congreso Nacional y deben cumplir con requisitos objetivos tales como su colegiación profesional y un mínimo de 8 ochos de experiencia en el sector. Además, se establecen incompatibilidades por conflicto de intereses a los propietarios o personales vinculadas con las empresas reguladas.
- Los reguladores deben gozar de estabilidad en el cargo, debiendo designarse por un período de tiempo determinado y sólo removidos por causa justificada. La existencia de períodos escalonados entre sus distintos miembros también contribuye a mitigar la interferencia política en el proceso de designación. La LGE dispone períodos de cuatro años y remoción por faltas graves. Además, se dispuso la integración inicial escalonada. Más allá de las dificultades exhibidas en el pasado respecto de la estabilidad de los

4. Identificación de modificaciones regulatorias. . .

miembros del Consejo, lo cierto es que la norma vigente cumple con el estándar señalado, el cual ha sido respetado por la última Administración de Gobierno.

- Autonomía financiera de la entidad, la que debe estar facultada para elaborar su propio presupuesto, y financiarlo en forma independiente, por ejemplo por medio de una tasa que pagan los mismos agentes del mercado. La LGE dispone el financiamiento de la SIE por medio de una tasa sobre las ventas que pagan los agentes del mercado, la cual no sólo se cumple en la actualidad sino que puede decirse que ha sido una de las principales fortalezas de la organización para sobrevivir y crecer a pesar de la adversidad del contexto impuesto por la crisis sectorial.

Sin embargo, la independencia de la SIE se ha visto desafiada por tres aspectos de enorme peso:

- La SIE comparte funciones regulatorias con la CNE.
- La CNE puede revisar decisiones de la SIE en recurso jerárquico.
- La crisis ha alterado el marco institucional formal

A. LA SIE COMPARTE FUNCIONES REGULATORIAS CON LA CNE

En primer lugar, la SIE comparte la función regulatoria con la CNE. En efecto – si bien la SIE detenta la potestad de elaborar y fijar las tarifas y condiciones de calidad de servicio, y elaborar las normas técnicas relacionadas con la seguridad de las instalaciones y otros aspectos técnicos – lo cierto es que la CNE es, de acuerdo a la LGE, la encargada de elaborar y coordinar los proyectos de normativa legal y reglamentaria en un sistema en el cual una parte sustancial de la regulación sectorial se encuentra concentrado en un voluminoso reglamento de la ley marco de más de 500 artículos.

En el sistema vigente, los cambios regulatorios se manifiestan normalmente por medio de cambios en el reglamento de la ley marco, cuya elaboración y coordinación corresponde a la CNE. A lo cual se agrega que las funciones regulatorias propias de la SIE de elaboración y fijación de la tarifa y condiciones de calidad para la prestación del servicio se han visto limitadas por las restricciones impuestas por la crisis sectorial.

Con lo cual, las funciones regulatorias son compartidas entre SIE y CNE, en un contexto en el cual: (1) una parte sustancial de la regulación que rige el sector se encuentra establecida en el Reglamento a la Ley Marco, cuya elaboración y modificación es asignada a la CNE; y (2) una parte sustancial de las funciones regulatorias propias de la SIE no se encuentran en ejecución o son de aplicación muy limitada (tarifas y calidad de servicio).

Esta situación de funciones regulatorias compartidas y restringidas es un elemento claramente limitante del ámbito de autonomía de la SIE. Un posible camino de fortalecimiento del Regulador sería introducir un procedimiento de modificación del Reglamento LGE que contemple expresamente la participación de la SIE, sobre lo que se volverá más abajo en la sección de recomendaciones.

4. Identificación de modificaciones regulatorias. . .

B. LA CNE PUEDE REVISAR DECISIONES DE LA SIE EN RECURSO JERÁRQUICO.

De acuerdo al Reglamento LGE vigente, la CNE tiene potestad para revisar en recurso jerárquico algunas decisiones de la SIE. Aunque el nuevo Reglamento de la LGE (Dec. 494-07) exceptuó a las resoluciones relativas a la materia tarifaria, de calidad de servicio y otras resoluciones de carácter administrativo para la operación del mercado excluyendo la posibilidad de su impugnación ante la CNE en tales aspectos, el régimen regulatorio vigente aún conserva el derecho de los afectados por una resolución de la SIE a recurrir en recurso jerárquico ante la CNE para revisar las decisiones del Regulador fuera de los mencionados casos.

En la medida en que esta revisión comprenda la evaluación de la oportunidad y conveniencia de las decisiones adoptadas por la SIE – y no se limite a una revisión de legalidad en términos análogos a lo que haría un tribunal contencioso administrativo – la existencia de este recurso jerárquico introduce una limitación en la independencia del Regulador en el proceso de toma de decisiones.

En igual sentido a lo expresado previamente, la recomendación es derogar el artículo 512 RLGE, respetando el sentido original de la ley marco que contemplaba la revisión en sede judicial como única vía una vez agotados los recursos administrativos ante la misma SIE.

C. LA CRISIS HA ALTERADO EL MARCO INSTITUCIONAL FORMAL

A estos elementos presentes en el marco regulatorio, se agregan las alteraciones y distorsiones que en los hechos ha ido causando la persistencia de la crisis sectorial sobre el marco institucional. Así por ejemplo, la creación del Comité de Recuperación del Sector Eléctrico por Decreto 4-05 ha concentrado y desplazado funciones reduciendo la relevancia institucional del Regulador.

La profundidad de la crisis puso en jaque la sustentabilidad financiera del sector, conduciendo a una intervención gubernamental creciente, por medio de cuantiosos subsidios, cambiantes normas de emergencia, decisiones adoptadas por altos niveles políticos del Gobierno o por comités de emergencia y re-compra de gran parte del sistema de distribución previamente capitalizado a través de inversión privada.

En definitiva, la crisis ha conducido a que las decisiones clave del sector se adopten en ámbitos institucionales ajenos a los actores previstos por la ley marco – CNE y SIE – y sean mayormente absorbidas por altos mandos del Gobierno apoyados en comités de emergencia e instrumentadas por las empresas en poder del Estado.

En este sentido, el mapa de ruta sectorial presentado previamente, debe conducir a una disminución creciente de la intervención y soporte del Gobierno central en el sector, un aumento de la autonomía de gestión de las empresas y participación privada y un aumento de la independencia del Regulador, si se pretende llevar al sector a esquema de mayor sustentabilidad de largo plazo. La persistencia del actual contexto de emergencia hará muy difícil alcanzar un nivel adecuado de autonomía en el funcionamiento del ente regulador.

4. Identificación de modificaciones regulatorias. . .

4.1.2 Recomendaciones

En base a lo expuesto, para fortalecer la independencia de la SIE se considera fundamental contemplar las recomendaciones que se detallan a continuación:

A. *INCREMENTAR LAS POTESTADES DE DECISIÓN EN MATERIA REGULATORIA DE LA SIE*

Dado el enorme alcance del Reglamento LGE en la definición de la regulación sectorial y el papel clave otorgado por la LGE en su proceso de modificación o actualización, la SIE debe procurar un rol más definido en el proceso de elaboración y aprobación de dicho Reglamento en el futuro.

Para ello se sugiere incorporar al procedimiento de modificación del RLGE ya existente, un nuevo capítulo por el cual se le asigne un rol preciso en la elaboración técnica de las propuestas de modificación y opinión en las distintas propuestas que se formulen, en un sentido análogo al ya previsto para la modificación de los procedimientos de operación del OC contemplados en el RLGE. Esta propuesta es complementaria de la recomendación formulada en la sección siguiente en el sentido de reconducir las modificaciones y adiciones futuras del Reglamento hacia funciones propias del Regulador por medio de delegaciones expresas, limitando el Reglamento a lineamientos generales.

B. *DEROGAR EL RECURSO JERÁRQUICO ANTE CNE*

La existencia de un recurso jerárquico de las decisiones del Regulador ante la CNE – especialmente si estos recursos exceden una revisión de legalidad y pueden comprender razones de oportunidad o conveniencia – es un claro limitante de la autonomía real del Regulador, más allá de sus disposiciones formales.

Por ello, ya sea general o limitado a ciertas materias como se establece en la última redacción del Reglamento LGE, este recurso jerárquico debe derogarse, dejando abierta como única vía de revisión una vez agotados los recursos administrativos ante la SIE, el recurso legal correspondiente ante el tribunal en lo contencioso administrativo competente. Si esto no fuera posible, como mínimo debería procurarse agregar una disposición al Reglamento por la cual se limita la revisión de la CNE a una revisión formal de legalidad, sin poder acceder a revisar las razones de oportunidad o conveniencia que quedan dentro del ámbito discrecional de competencias definido por el marco legal vigente.

4.2 **PERFECCIONAR LA INTERACCIÓN CON OTRAS INSTITUCIONES DEL SECTOR Y DEL ESTADO**

En esta sección se tratarán los aspectos vinculados con los cambios necesarios para resolver los conflictos interinstitucionales, en particular aquellos que tienen que ver con las relaciones SIE-CNE, SIE-OC y otras instituciones para asegurar el fortalecimiento de la independencia de la SIE.

Como aproximación metodológica, se tomarán como referencia los estándares y mejores prácticas que surgen del principio de claridad de roles y objetivos en el diseño institucional a fin de identificar los problemas clave que enfrenta la SIE en el mapa de interacciones con otros actores sectoriales, para luego formular recomendaciones de los cambios necesarios

4. Identificación de modificaciones regulatorias. . .

para perfeccionar dichas interacciones y un adecuado funcionamiento del marco institucional.

La principal conclusión es que la mejora de las interacciones de la SIE con los principales actores del sector debe partir de una clara definición de su rol y objetivos, orientada a recuperar su rol fiscalizador en la transición, trazar una línea demarcatoria más clara entre las funciones regulatoria y de política en su relación con la CNE y afianzar su rol supervisor respecto del Organismo Coordinador.

4.2.1 Claridad de roles y objetivos y mejores prácticas regulatorias

El punto de partida para una eficaz interacción de la SIE con otros actores institucionales ya sea sectoriales o extrasectoriales es partir de un buen diseño del marco institucional basado en una clara asignación de roles y objetivos. En cuanto principio, la claridad de roles y objetivos contribuye a lograr una regulación más efectiva, eliminando o mitigando las posibles confusiones sobre cuales funciones deben ser desempeñadas por el Regulador, cuales por la Autoridad Política y cuales por las demás instituciones y actores involucrados en la estructura institucional y de gobierno del sector. Un aspecto clave bajo este principio es la clara separación de la función regulatoria de la función política y la función empresaria, es decir, la propiedad y gestión de las compañías prestadoras del servicio.

Podrá calificarse como mejor práctica bajo este principio un sistema dado, si la función regulatoria se encuentra bien articulada, bien establecida en la legislación marco del sector y claramente separada en la práctica de la función política, la función empresaria y la función de operación del sistema y administración del mercado. Por el contrario, se considera que la falta de separación de estas funciones básicas en la legislación de base del sector y/o la falta de una distinción efectiva entre estas funciones en la práctica, se evalúan como desfavorables a la inversión privada y a un desempeño eficaz del sector.

En este sentido, el marco institucional del sector presenta tres problemas clave:

- Confusión del rol empresario y político del Gobierno
- Ambigüedad en las funciones que deben desempeñar el Regulador y la Autoridad Política
- Indefinición de los roles de supervisión y participación del Regulador en el Organismo Coordinador

A. *CONFUSIÓN DEL ROL EMPRESARIO Y POLÍTICO DEL GOBIERNO*

Si bien la Ley Marco estableció la regla general de sujeción de la actividad empresarial del Estado a las normas y decisiones adoptadas por las autoridades sectoriales, esto es, CNE y SIE (art. 5 LGE), lo cierto es que ciertos elementos presentes en la misma ley, pero particularmente ciertas decisiones adoptadas como resultado de la crisis sectorial, han conducido a una confusión del rol empresario y político del Gobierno en el sector.

Por una parte, la ley le otorgó a la CDEEE – por medio de una unidad de la empresa de transmisión – la función de formular y ejecutar el programa del Estado en materia de electrificación rural, poniendo una importante herramienta de política en manos de la

4. Identificación de modificaciones regulatorias. . .

empresa estatal, que por cierto retenía para sí en forma exclusiva el segmento de transmisión en el sistema interconectado y las centrales hidroeléctricas.

Por la otra, la profundización de la aguda crisis sectorial llevó a una intervención creciente del Gobierno que recurrió a subsidios masivos para cubrir el déficit de caja de las empresas distribuidoras, a la conformación de comités de emergencia por fuera de la estructura institucional del sector, a un creciente protagonismo de las empresas del Estado como fuentes de apoyo de las decisiones adoptadas en los más altos niveles del Gobierno y finalmente a la recompra de dos de las tres empresas distribuidoras previamente cedidas al sector privado.

En este contexto, el principio general de sujeción de la actividad empresarial del Estado a las normas y decisiones adoptadas por las autoridades sectoriales – piedra angular de una clara separación de funciones y objetivos entre el Estado empresario y el Estado regulador y formulador de políticas – se encuentra desvirtuado. Hoy las decisiones de política del sector se adoptan mayormente en ámbitos ajenos a las autoridades sectoriales previstas por el marco regulatorio y son instrumentadas por el grupo de empresas estatales, las que no sujetan su actividad a normas y decisiones adoptadas por dichas autoridades sectoriales (o lo hacen marginalmente).

Como conclusión, el principio de claridad de roles y objetivos para las funciones política y empresaria del Estado – aunque razonablemente bien establecido en el marco regulatorio – en la práctica se ha visto progresivamente alterado hasta llegar a una situación en la cual las principales decisiones de política son adoptadas e instrumentadas por fuera de los canales institucionales previstos en la legislación y mayormente enmarcadas por el Estado empresario.

B. AMBIGÜEDAD EN LAS FUNCIONES QUE DEBEN DESEMPEÑAR EL REGULADOR Y LA AUTORIDAD POLÍTICA

El marco regulatorio vigente presenta al menos cuatro aspectos en los cuales se verifica ambigüedad en las funciones que deben desempeñar el regulador y la autoridad política, como son los casos del ejercicio de la función regulatoria, la regulación de las cooperativas eléctricas, la aplicación de las normas medioambientales y el otorgamiento de concesiones.

En el marco regulatorio vigente, la función regulatoria se encuentra compartida entre CNE y SIE. Por una parte la SIE detenta la potestad de fijar las tarifas y establecer las normas técnicas de calidad y seguridad que rigen la prestación del servicio, mientras que por la otra la CNE es la autoridad que elabora y coordina los proyectos de normativa legal y reglamentaria. Más aún: de acuerdo a la LGE, la CNE también adopta normas (art. 12) y emite disposiciones para el buen funcionamiento del sector (art. 14 b). En este sentido, la definición del término “marco regulatorio” de acuerdo al RLGE integra “la ley, el Reglamento, las resoluciones de la CNE y las resoluciones de la SIE”. Con lo cual, ambas autoridades (CNE y SIE) tendrían potestades para emitir y adoptar normas en el sector eléctrico, encontrándose la SIE algo más restringida a los casos relacionados con la calidad de servicio, la seguridad de las instalaciones y algunos casos especiales contemplados en el marco legal, tales como procedimientos técnicos en materia de alumbrado público o de verificaciones e inspecciones en los puntos de suministro (art. 58 RLGE).

4. Identificación de modificaciones regulatorias. . .

A esta situación de ambigüedad en la asignación de funciones regulatorias, se le agrega el hecho ya señalado en la sección anterior de inflación del Reglamento de la LGE, que contiene una parte sustancial de la regulación sectorial de detalle, otorgando un rol regulatorio de gran peso a la Autoridad Política y cuya decisión recae directamente sobre la figura del Presidente de la República.

Adicionalmente, a esta falta de claridad y concentración de funciones regulatorias en cabeza del Poder Ejecutivo se agregó recientemente con la sanción de la última modificación a la LGE la asignación a la CNE del carácter de ‘Órgano Regulador de las Cooperativas Eléctricas’, aparentemente excluyendo completamente a la SIE de sus funciones respecto de este tipo particular de agentes sectoriales.

En materia de concesiones, las idas y venidas en la ley marco y su reglamento en la asignación de funciones entre CNE y SIE ha dado lugar a múltiples interpretaciones acerca de las tareas que deberá desempeñar en el futuro cada uno de estas organizaciones respecto del otorgamiento, tramitación, revocación y llamado a concurso de estos títulos legales, ya sean definitivos o provisionales. Hoy la situación requeriría de un estudio particularizado de las normas subsistentes en cada uno de estos aspectos y la preparación de una interpretación consensuada entre las dos organizaciones que permita una aplicación razonable y uniforme de las distintas disposiciones y derogaciones explícitas e implícitas hoy en pugna.

Por último, cabe señalar brevemente la ambigüedad presente en materia de autoridad de aplicación de las normas medioambientales en el sector, lo cual será tratado con más detalle en la sección siguiente. Por ahora sólo diremos que, de acuerdo al art. 14 b) de la LGE es función de la CNE “aplicar las normas de preservación del medio ambiente y protección ecológica a que deberán someterse las empresas energéticas en general”, mientras que por otra parte, es función de la SIE “verificar... la preservación del medio ambiente ... de acuerdo a las regulaciones establecidas”, dando lugar a una zona gris y potencial duplicidad en la asignación de las funciones de fiscalización y control de las normas ambientales en el sector eléctrico que resulta indispensable aclarar para lograr una adecuada y eficaz implementación de las normas vigentes.

En definitiva, la separación y asignación de funciones entre SIE y CNE resulta poco clara y ambigua en los aspectos señalados, lo cual exige de ciertas modificaciones ya adiciones regulatorias orientadas a su clarificación, sobre lo cual se avanzará en la sección de recomendaciones más abajo en este capítulo.

C. *INDEFINICIÓN DE LOS ROLES DE SUPERVISIÓN Y PARTICIPACIÓN DEL REGULADOR EN EL ORGANISMO COORDINADOR*

El marco regulatorio vigente le asigna a la SIE la función de supervisar el funcionamiento del Organismo Coordinador (OC) (art. 24 literal o LGE), mientras por el otro le atribuye al Superintendente la función de presidir las reuniones del Consejo de Coordinación del OC con derecho al voto de desempate y derecho de veto, en representación del interés público (art. 36 h LGE).

Esta doble condición de presidente del Consejo de Coordinación y autoridad de supervisión puede llevar a pensar en un conflicto de interés o en una superposición de funciones que

4. Identificación de modificaciones regulatorias. . .

lleve a un predominio de una función sobre la otra o directamente a la supresión de una de estas dos funciones por el ejercicio de la otra.

Sin embargo, una interpretación comprensiva de las funciones asignadas muestra claramente que las funciones asignadas a la SIE y al Superintendente tienen un mismo sentido y apuntan a la protección de un único interés que no debe implicar contradicción. En ambos casos la función de la SIE será velar para que las funciones y disposiciones establecidas en la regulación vigente respecto del OC se cumplan de tal modo de alcanzar las finalidades contempladas en la ley. De hecho, la función asignada al Superintendente – o al funcionario que este designe – no es la de dirigir la operación ordinaria del OC, sino la de presidir el Consejo de Coordinación, cuya función expresa es precisamente “velar para que se cumplan las funciones y disposiciones que se establecen en la ley y las que el reglamento señale” (art. 40 LGE). En igual sentido, la función de supervisión del funcionamiento del OC deberá dirigirse a procurar que dicho organismo, en su gestión ordinaria de operación del sistema y administración del mercado mayorista, cumpla con la regulación vigente, lo cual podrá implementarse, por ejemplo, por medio de auditorías periódicas externas que verifiquen la aplicación en la práctica de los procedimientos normativos establecidos, tal como se recomienda en al indicar la necesidad de establecer una Gerencia de Supervisión del OC dentro de la SIE.

Con respecto a la modificación o adecuación de los procedimientos de operación del OC, la regulación prevé un procedimiento especial de modificación establecido en el RGLE que involucra un inicio del tratamiento en el ámbito del OC, para luego ser tratado y aprobado en la SIE, la que finalmente lo eleva a CNE para su aprobación por el Poder Ejecutivo.

4.2.2 Recomendaciones

A. *RECUPERAR EL ROL FISCALIZADOR EN LA TRANSICIÓN*

En el actual contexto de crisis sectorial, el Regulador debe buscar recuperar el terreno perdido en su rol de fiscalizador de la transición. Si bien la situación financiera del sector vuelve una tarea imposible aplicar hoy el régimen tarifario y regulatorio vigente, el Regulador puede cumplir con el rol de fiscalizador de la transición, cuya función se encuentra virtualmente vacante.

En efecto, la aplicación de los crecientes y masivos subsidios que el Gobierno asigna a las empresas distribuidoras para permitir la continuidad del servicio son parte de acuerdos bilaterales entre Estado y las empresas (mayormente del Gobierno), los que no cuentan con metas o hitos muy precisos ni su cumplimiento – mas allá de sus asignaciones contables – puede ser exhaustivamente monitoreado por ninguna autoridad independiente.

Un rol de este tipo podría realizarse a partir del desarrollo del proceso de sistema uniforme de cuentas y seguimiento de indicadores de gestión que se presenta más adelante en este informe. Sin embargo, su instrumentación requeriría el previo acuerdo con la autoridad política y los stakeholders involucrados de tal modo de establecer los instrumentos normativos específicos.

4. Identificación de modificaciones regulatorias. . .

B. TRAZAR UNA LÍNEA DEMARCATORIA MÁS CLARA ENTRE LAS FUNCIONES REGULATORIA Y POLÍTICA

Las actuales ambigüedades y superposiciones ya señaladas entre las funciones regulatoria y política del Estado deben ser reducidas y mitigadas en lo posible mediante acciones específicas tales como:

- Reconducir a la SIE como Ente Regulador la elaboración de normas y procedimientos, si es necesario por medio de remisiones y delegaciones expresas del Reglamento LGE. Las modificaciones futuras del LGE deberían también orientarse a una solución basada en la delegación de las atribuciones de regulación en la SIE. Esta acción es complementaria de la recomendación formulada en la sección anterior en el sentido de establecer la participación necesaria del Regulador en cada iniciativa de modificación del Reglamento LGE.
- Derogar la norma por la cual se otorga a la CNE el carácter de órgano regulador de las cooperativas eléctricas. Si no fuera posible una simple derogación legislativa, podría evaluarse una delegación de esta función de la CNE en la SIE en virtud de las potestades de delegación establecidas en el art. 24 p LGE.
- Emitir un documento conjunto CNE – SIE que establezca una interpretación uniforme del régimen de concesiones y las funciones asignadas a cada uno de estas organizaciones en sus diferentes fases de tramitación, concurso público, dictámenes técnicos, otorgamiento y revocación para las distintas modalidades de títulos definitivos y provisionales.

C. AFIANZAR SU ROL SUPERVISOR RESPECTO DEL ORGANISMO COORDINADOR

La doble condición de Presidente con derecho a veto del Consejo de Coordinación del OC y supervisor del funcionamiento del OC no debe interpretarse como responsabilidades en conflicto de tal modo de hacer prevalecer una sobre la otra. Por el contrario, ambas funciones son alineadas por el mismo marco legal vigente en el sentido de procurar la defensa del interés público y asegurar el debido cumplimiento en la gestión ordinaria del OC de la regulación y procedimientos establecidos, así como los objetivos regulatorios trazados.

Para ello la SIE no requiere de la modificación de ninguna norma en particular, sino de la puesta en marcha de un proceso continuo de supervisión del OC, apoyado por una unidad funcional específica dentro de la organización, tal como se recomienda en los capítulos de mapa de procesos y diseño organizacional de segundo nivel en Volumen II de este Informe Final.

En igual sentido, la SIE debe abstenerse de realizar tareas propias de la gestión del OC, como así tampoco hacer derivar del carácter de presidente del Consejo de Coordinación que ejerce el Superintendente (o el funcionario que éste designe) competencias o funciones propias de la gestión ordinaria del OC, las que le son ajenas.

4.3 FACILITAR EL CUMPLIMIENTO DE LAS RESPONSABILIDADES QUE LE ASIGNA LA LEY DE MEDIO AMBIENTE

En esta sección se procurará presentar las recomendaciones adecuadas para que la SIE cumpla con las responsabilidades que le asigna la Ley de Medio Ambiente y de Recursos Naturales (Ley MARN).

Se comenzará con una delimitación de las responsabilidades ambientales de la SIE y su relación con la autoridad ambiental y la CNE, para luego presentar un conjunto de recomendaciones orientadas a la solución de los problemas identificados.

4.3.1 Responsabilidades ambientales de la SIE

Del análisis conjunto de la Ley General de Electricidad (LGE), su Reglamento (RLGE) y la Ley de Medio Ambiente y Recursos Naturales (LMARN), surgen tres funciones específicas que debe cumplir la SIE en materia ambiental:

- Requerir la licencia, el permiso o la certificación ambiental al proponente o solicitante previo al otorgamiento de una concesión de explotación de obras eléctricas o a la autorización de instalación o puesta en servicio de una obra eléctrica.
- Emitir opinión en el procedimiento de otorgamiento de licencias ambientales para centrales de generación o líneas de transmisión en alto voltaje y subestaciones asociadas.
- Verificar el cumplimiento de las normas ambientales vigentes emitidas por la autoridad ambiental competente.
- Aplicar sanciones a las empresas eléctricas que no cumplan con las normas ambientales vigentes, lo cual constituye una infracción grave.

A. REQUERIR LA LICENCIA, EL PERMISO O LA CERTIFICACIÓN AMBIENTAL

Para la tramitar una concesión de explotación de obras eléctricas, una autorización para la instalación de obras eléctricas o una autorización para la puesta en servicio de obras eléctricas, la SIE está obligada a requerir al solicitante la licencia, el permiso o la certificación ambiental (según corresponda) otorgado por la Secretaría de Estado de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARN).

En la distribución de competencias, resulta claro que la autoridad ambiental a cargo del procedimiento de evaluación de impacto ambiental y otorgamiento de la licencia ambiental o en su caso el permiso ambiental correspondiente es la SEMARN, según surge expresamente de los artículos 40 y 43 LMARN y genéricamente del art. 18 LMARN, especialmente literales 4 y 9.

Por su parte, la función de la SIE es exigir la licencia, el permiso ambiental o la certificación ambiental como requisito previo para la tramitación de las concesiones y autorizaciones para la instalación y puesta en servicio de obras eléctricas. Es decir que la SIE en este caso se limita a exigir las licencias, permisos y certificaciones ambientales otorgadas por la autoridad competente, como un requisito más para la tramitación de estos títulos habilitantes.

4. Identificación de modificaciones regulatorias. . .

Corresponderá exigir licencia ambiental para los casos de:

- Líneas de transmisión de alto voltaje y sus subestaciones y
- Centrales hidroeléctricas, termoeléctricas y nucleares.
- Toda otra obra o instalación eléctrica que defina por resolución la SEMARN (art. 41 LMARN)

Por otra parte, requieren permiso ambiental – y por tanto no exigen presentación de estudio de impacto ambiental sino una declaración de impacto ambiental (DIA) ante la SEMARN – todas aquellas obras que cumplan con los criterios definidos por resolución de la SEMARN (art. 41 párrafo V LMARN).

Para el caso de las obras eléctricas no comprendidas en el listado que exige licencia ambiental o que no caigan bajo los criterios generales de permiso ambiental, la SIE deberá de todos modos solicitarle una certificación emitida por la SEMARN estableciendo que dichas instalaciones cumplen con las normas ambientales vigentes, en cumplimiento de lo dispuesto en el art. 24 literal i de la LGE. Resulta por cierto claro de la LMARN, que el hecho de que unas determinadas obras o instalaciones queden excluidas del procedimiento de permiso ambiental, no implica que estas instalaciones no deban cumplir con las normas ambientales vigentes (art. 41 párrafo IV LMARN).

B. EMITIR OPINIÓN EN EL PROCEDIMIENTO DE OTORGAMIENTO DE LICENCIAS AMBIENTALES

Dispone expresamente la LMARN que en el proceso de tramitación de permisos y licencias ambientales ante la SEMARN, la autoridad ambiental estará obligada a consultar los estudios de impacto ambiental con los organismos sectoriales competentes (art. 43).

En nuestro caso, la SIE debería considerarse como un organismo sectorial al cual corresponde le sean consultados los estudios de impacto ambiental presentados por el solicitante en el marco del procedimiento de otorgamiento de la licencia ambiental. Se interpreta que se trata de una simple opinión técnica no vinculante sobre el contenido del estudio propuesto en el marco del proceso de consultas que debe realizar la autoridad ambiental previo al otorgamiento de la licencia. Como autoridad técnica sectorial, la SIE podrá ponderar los impactos ambientales evaluados por el solicitante y la adecuación de las medidas propuestas para su mitigación.

Si bien la letra expresa del artículo 43 LMARN citado hace referencia a licencias y permisos ambientales, se interpreta que puede tratarse de un error material el incluir el término “permisos”, ya que en ese caso no se requeriría que el solicitante presente un estudio de impacto ambiental, sino una más simple declaración de impacto ambiental.

C. VERIFICAR EL CUMPLIMIENTO DE LAS NORMAS AMBIENTALES

Atribuye el artículo 24 c) LGE a la SIE, entre sus funciones de fiscalización y supervisión, la de “verificar el cumplimiento de ... la preservación del medio ambiente ... de acuerdo a las regulaciones vigentes”. Dado que la SIE no tiene potestades para dictar normas en materia ambiental, se interpreta que es parte de su función fiscalizar y supervisar el cumplimiento de

4. Identificación de modificaciones regulatorias. . .

las normas ambientales dictadas por la autoridad ambiental que sean de aplicación en el sector eléctrico.

Podría interpretarse esta disposición en el sentido de que la SIE cumple con esta función al exigir las correspondientes habilitaciones ambientales emitidas por la autoridad competente al momento de otorgar concesiones y autorizaciones de obras eléctricas. Sin embargo, existen dos disposiciones que implican que esta función es más amplia que esta atribución específica. En primer lugar, la exigencia de la certificación ambiental está contemplada en un literal separado y específico (el literal i del artículo 24), lo cual implica funciones diferentes. Y en segundo lugar, la ley califica de infracción grave y faculta a sancionar el incumplimiento por parte de las empresas eléctricas de las normas ambientales, como se analizará en el punto siguiente, lo cual excede la simple función de exigir las habilitaciones ambientales al momento de autorizar obras eléctricas.

La conclusión es que se trata de una función de fiscalización y supervisión genérica de cumplimiento de las normas ambientales por parte de las empresas eléctricas, que otorga a la SIE una función concurrente y complementaria de la función primaria asignada a la SEMARN.

A ello se suma la función otorgada a la CNE de “aplicar las normas de preservación del medio ambiente y protección ecológica a que deberán someterse las empresas energéticas en general” (art. 14 b LGE). Si bien esta norma podría llevar a interpretar que se está otorgando poder de policía en la aplicación de las normas ambientales en el sector eléctrico a la CNE, sumando una tercera autoridad concurrente a la SEMARN y la SIE, se considera que esta norma debería ser objeto de una interpretación restrictiva o, en su caso, de una delegación expresa en la SIE. Una primera interpretación sería que esta aplicación de las normas ambientales se refiere a incorporar y tener presente las normas ambientales al momento de proponer políticas y normas para el funcionamiento del sector energía, dado que la CNE es una autoridad de política energética y no ejerce funciones de poder de policía sobre el sector ni cumple funciones de fiscalización y control. Una segunda interpretación podría ser que estas funciones de aplicación de las normas ambientales excluyen al sector eléctrico, dadas las funciones específicas ya otorgadas a la autoridad regulatoria en la materia sobre las empresas eléctricas, evitando una duplicación innecesaria de funciones.

D. APLICAR SANCIONES A LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS QUE NO CUMPLAN CON LAS NORMAS AMBIENTALES VIGENTES

La LGE califica como delito de infracción grave a la Ley eléctrica y por tanto objeto de sanción a las empresas eléctricas “que no cumplan con ... la preservación del medio ambiente” (art. 126 párrafo I b LGE). Por lo que, además de exigir las habilitaciones ambientales correspondientes al momento de autorizar el ingreso de un agente o la instalación o puesta en servicio de una obra eléctrica, la SIE está facultada a aplicar sanciones cuando las empresas eléctricas no cumplan con las normas ambientales vigentes dictadas por la autoridad ambiental competente y que resulten de aplicación a empresas eléctricas.

Frente a la constatación del incumplimiento de una norma ambiental – por ejemplo el caso de las normas de emisión de gases de las centrales eléctricas establecido por la autoridad ambiental – la SIE podría optar por hacer la denuncia y constituirse en parte interesada en un expediente que se tramite ante la SEMARN, o bien decidir abrir un procedimiento

4. Identificación de modificaciones regulatorias. . .

sancionador propio y aplicar la sanción por infracción a la ley eléctrica. Este tema podría ser objeto de un convenio interinstitucional con SEMARN tendiente a coordinar esfuerzos y evitar la doble penalización administrativa por el mismo hecho a una empresa eléctrica.

4.3.2 Recomendaciones

A fin de facilitar el cumplimiento de las responsabilidades que le asigna la Ley de Medio Ambiente y la Ley General de Electricidad y su Reglamento en materia ambiental a la SIE, se proponen las siguientes recomendaciones:

- Emitir procedimientos de concesiones y autorizaciones de instalación y puesta en servicio de obras eléctricas
- Celebrar un convenio interinstitucional de cooperación para la supervisión del cumplimiento de normas ambientales
- Delegar en la SIE las funciones de aplicación de normas ambientales de CNE

A. *EMITIR PROCEDIMIENTOS DE CONCESIONES Y AUTORIZACIONES DE INSTALACIÓN Y PUESTA EN SERVICIO DE OBRAS ELÉCTRICAS*

La SIE hoy no cuenta con procedimientos para la tramitación de: (1) Concesiones de explotación de obras eléctricas; (2) Autorizaciones de instalación de obras eléctricas; y, (3) Autorizaciones de puesta en servicio de obras eléctricas.

En la tramitación de estos tres tipos de títulos habilitantes establecidos en la LGE y su Reglamento se requiere, como se vio en la sección anterior, la exigencia de títulos ambientales diferenciados: licencias, permisos y certificaciones ambientales.

El análisis aquí realizado puede utilizarse como base para ser reflejado en estos procedimientos a ser elaborados, los que deberán incluir el requisito de título ambiental que corresponda, cuidando siempre de reflejar lo dispuesto en la materia por la legislación y normativa ambiental dictada por la autoridad competente.

B. *CELEBRAR UN CONVENIO INTERINSTITUCIONAL DE COOPERACIÓN PARA LA SUPERVISIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE NORMAS AMBIENTALES*

Como se vio más arriba en este capítulo, la SIE cumple funciones concurrentes y complementarias en materia de policía ambiental respecto de la verificación del cumplimiento de las normas ambientales vigentes por parte de las empresas eléctricas. Ello incluye además la potestad de aplicar multas por incumplimiento a dichas normas ambientales.

Dado que la autoridad de aplicación primaria en materia ambiental es la SEMARN y que la aplicación de sanciones podría dar lugar a duplicación de penalidades respecto de un mismo agente por el mismo hecho, se recomienda celebrar un convenio interinstitucional de cooperación con la autoridad ambiental para el desempeño de estas funciones, en el cual podrían incluirse reglas respecto de:

- Asignación de funciones específicas en la verificación de normas ambientales.
- Remisión o acumulación de actuaciones por infracciones a las normas ambientales

4. Identificación de modificaciones regulatorias. . .

- Coordinación en la tramitación de habilitaciones y autorizaciones tanto ambientales como eléctricas.

C. *DELEGAR EN LA SIE LAS FUNCIONES DE APLICACIÓN DE NORMAS AMBIENTALES DE CNE*

Dada la inconveniencia práctica de que la CNE ejerza funciones de poder de policía ambiental sobre el sector eléctrico (basada en el art. 14 b LGE) – sumando una tercera autoridad de aplicación con similares competencias y poniendo a la Autoridad Política a realizar tareas ajenas a su función – debería procurarse acordar con la CNE evitar una mayor superposición de funciones de policía ambiental sobre el sector eléctrico, las que deberían ser delegadas en la SIE, haciendo uso de las potestades establecidas en el artículo 24 p) LGE.

5. MECANISMOS DE CONTROL Y PROCEDIMIENTOS PARA EL FIEL CUMPLIMIENTO DE LA NORMATIVA

Puede decirse que un Regulador efectivo será aquél capaz de asegurar un funcionamiento adecuado del sector que regula y al mismo tiempo proteger de una manera justa y balanceada los intereses de los usuarios, los proveedores del servicio y los demás participantes involucrados en la operación de la industria.

Sin dudas un aspecto central del desempeño de un Regulador efectivo es el grado de cumplimiento y aplicación de las regulaciones vigentes que es capaz de lograr en el sector que regula. Como ya se ha explicado en la etapa de diagnóstico sectorial y evaluación organizacional de este proyecto, el grado de cumplimiento y aplicación de la normativa vigente es un aspecto particularmente débil en el caso del sector eléctrico dominicano.

La finalidad de este capítulo será identificar los distintos mecanismos de control y procedimientos orientados a garantizar el fiel cumplimiento de la normativa por parte de la SIE, ubicándolos en un marco adecuado de fortalecimiento de la efectividad del Regulador y de su rol en el sector eléctrico, y desarrollar los instrumentos y herramientas necesarias para hacer efectivo dicho control.

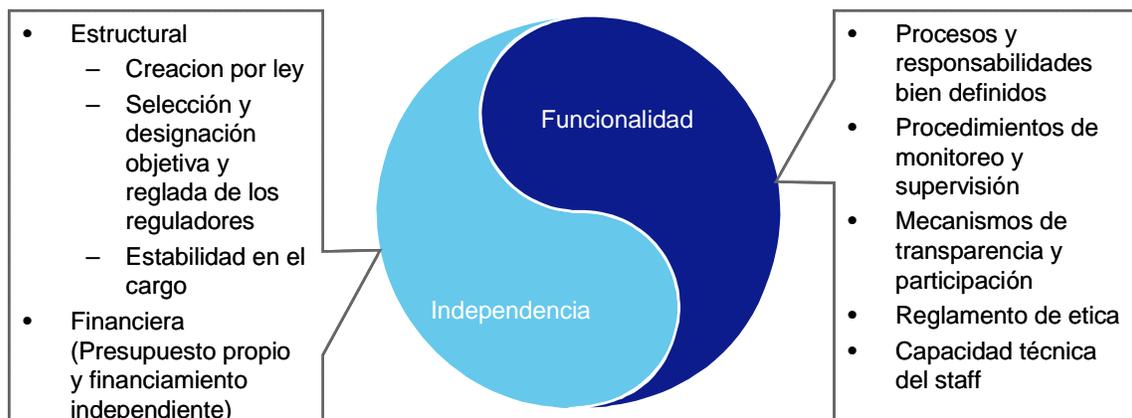
De este modo, se presenta en primer lugar la identificación de los mecanismos de control y sus fundamentos y a continuación se desarrollan los procedimientos vinculados: Sistemas de Consulta y Audiencias Públicas, Sistema de Contabilidad Regulatoria, Reglamento de licitación para contratos de largo plazo, Sistema de Monitoreo de Mercado Mayorista.

Por otra parte, durante el año 2007 fueron modificados la LGE y su Reglamento, desprendiéndose de estas modificaciones la responsabilidad de la SIE en emitir Resoluciones que establezcan las condiciones vinculadas a aspectos específicos que rigen la operación del sector. En este marco, la SIE ha solicitado el apoyo de PA para identificar los aspectos clave y recomendaciones que deberán considerarse para la elaboración de las Resoluciones que establecen la condición de racionamiento y los cambios de tarifa. En este sentido, en Anexo G se adjuntan las consideraciones y aspectos clave para cada uno de los temas tratados y las recomendaciones que se considera pertinente evaluar en forma previa a la elaboración de dichas resoluciones.

5.1 FUNDAMENTOS

En un sentido amplio, puede decirse que la independencia (estructural y financiera) por un lado y la funcionalidad por el otro, son las dos grandes dimensiones de la efectividad de un Regulador, como puede observarse en la figura siguiente:

Dimensiones de la efectividad del Regulador



Desde el punto de vista de la independencia, ya en análisis anteriores establecimos que la SIE posee una buena base legal sobre las cuales establecer su independencia. Los distintos elementos que componen los estándares establecidos por las mejores prácticas internacionales en materia de independencia están razonablemente bien representados y presentes en el caso de la SIE. Del análisis realizado, se arribó a la conclusión de que – si bien la SIE puede calificarse desde el punto de vista formal como un ente regulador independiente creado por ley, con autonomía financiera y mecanismos de designación y estabilidad en el cargo de su consejo directivo – la independencia del Regulador se ha visto desafiada por al menos tres aspectos: (1) La SIE comparte funciones regulatorias con la CNE; (2) La CNE puede revisar decisiones de la SIE en recurso jerárquico; y, (3) La crisis ha alterado el marco institucional formal del sector, desplazando el rol originalmente previsto para la SIE y demás autoridades sectoriales. Para lo cual se proveyeron una serie de recomendaciones destinadas a su corrección, tales como incrementar la participación y actuación de la SIE en el proceso de modificación, actualización y desarrolla de la normativa sectorial, como así también derogar el recurso jerárquico de sus decisiones ante la CNE, reemplazándolo por la vía judicial.

En este capítulo nos concentraremos en la segunda dimensión mencionada de la efectividad regulatoria, es decir, la llamada funcionalidad del Regulador. Dentro de esta dimensión es donde se ubicarán estos mecanismos y procedimientos destinados a mejorar el grado de aplicación y cumplimiento de la normativa. Indudablemente, un fortalecimiento de la independencia del Regulador podrá contribuir a mejorar esta dimensión de la efectividad en el cumplimiento de la normativa vigente. Pero en todo caso, en cuanto problema específico a ser abordado desde el punto de vista institucional, la mejora del grado de cumplimiento y acatamiento normativo se ubica dentro de la dimensión de la adecuada funcionalidad de la organización.

A pesar de las mejores intenciones, un gobierno puede establecer un Regulador legal y financieramente autónomo respecto de la Administración pública centralizada, y sin embargo no funcionar de una manera efectiva en la práctica. En sentido contrario, un Regulador podría no cumplir enteramente estos requisitos de independencia y aún así ser funcionalmente efectivo para cumplir sus fines.

En definitiva, la posición de PA es que la mejora del grado de cumplimiento y acatamiento de la normativa vigente y el desarrollo de mecanismos y procedimientos orientados a asegurar este cumplimiento por parte de la SIE, debe encuadrarse dentro del fortalecimiento de la funcionalidad de la organización. Lo que en esta sección haremos será proveer los lineamientos de los distintos aspectos de este fortalecimiento de la funcionalidad de la SIE, centrados en el problema señalado de débil acatamiento de la normativa vigente, de tal modo de lograr un Regulador más efectivo en la función básica de obtener un adecuado grado de cumplimiento de la regulación sectorial.

No puede decirse que exista un elemento o característica que de por sí determine la funcionalidad del Regulador. Más bien se trata de una combinación de elementos que permiten a esta institución funcionar de una manera efectiva en su operación diaria, y de ese modo establecer su reputación y credibilidad en el sector, y su legitimidad frente al poder político y la sociedad en su conjunto. De más está decir que sin un mínimo de efectividad, no será posible para el Regulador establecer las bases de credibilidad y legitimidad necesarias para justificar su existencia y desarrollo futuro.

Para transitar este camino de fortalecimiento de la funcionalidad de la organización como un medio de lograr un Regulador más efectivo, se destacan cinco elementos básicos:

- Procesos y responsabilidades bien definidos
- Mecanismos de transparencia y participación pública
- Procedimientos de monitoreo y supervisión
- Reglamento de Ética
- Capacidad técnica del staff

Sobre estos elementos básicos, este proyecto de consultoría ya ha desarrollado mecanismos y procedimientos concretos, a los que se suman otros que se presentan en este documento, tal como se describe a continuación.

5.1.1 Procesos y responsabilidades bien definidos

La base de una efectiva funcionalidad es el desarrollo de procesos internos bien definidos que establezcan y articulen claramente las funciones y responsabilidades de cada una de las áreas de la organización. En este sentido, PA utilizó la metodología de procesos para definir y proponer el nuevo diseño organizacional de la SIE, y para ello identificó, clasificó y describió – con la activa participación de las distintas áreas involucradas – los procesos clave²² que, de acuerdo a la regulación vigente y la práctica, debían articular el funcionamiento de la SIE. El resultado fue un mapa de 27 procesos centrales articulados en las tres funciones regulatorias básicas que debe ejecutar la SIE: elaboración de normas y tarifas, fiscalización y control y solución de controversias y sanciones.

²² Para cada uno de los procesos clave se especificaron los siguientes aspectos: 1) clientes, 2) descripción y objetivos, 3) entradas, 4) actividades, 5) salidas, 6) sistemas y normas, 7) indicadores

Sobre esta sólida base metodológica, se desarrolló el nuevo diseño organizacional propuesto y luego aprobado por el Consejo de la SIE. En este sentido, un aspecto crucial del proceso de implementación y cambio organizacional que deberá encarar la SIE, será el desarrollo de los procesos centrales de detalle que deberá realizarse una vez designados los funcionarios del primero y segundo nivel de la organización propuestos, y se configuren y dimensionen los equipos de trabajo que integrarán los nuevas áreas.

Cada uno de estos procesos centrales se apoyan en la normativa vigente y tienen por finalidad organizar y detallar los flujos de trabajo y tareas que cada unidad funcional y cada funcionario será responsable de llevar a cabo. Con lo cual, estos procesos detallados serán en definitiva los principales mecanismos con los que contará la organización para mejorar el cumplimiento y grado de acatamiento de la normativa vigente. Aún más estos procesos cuentan con indicadores tendientes a medir su desempeño, los cuales en muchos casos funcionarán como indicadores aproximados de la efectividad regulatoria y el grado de acatamiento de las normativas que dichos procesos buscan implementar o directamente supervisar en su aplicación.

En definitiva, la articulación del nuevo diseño organizacional en procesos y el desarrollo y puesta en marcha del mapa de procesos realizado será la primera herramienta que tendrá la SIE para mejorar sustancialmente su funcionalidad, y de este modo su efectividad institucional, particularmente en cuanto al grado de cumplimiento y acatamiento de la regulación vigente, hoy muy débil.

5.1.2 Mecanismos de transparencia y participación pública

La transparencia y la participación son herramientas clave, no sólo para establecer la legitimidad y credibilidad del Regulador, sino también para mejorar su efectividad y funcionalidad. En este sentido, el Sistema de Consulta y Audiencias Públicas que se presenta más adelante en este capítulo, es un mecanismo concreto para la canalización de los principios de transparencia y participación pública, cuya efectivización incidirá directamente en el grado de implementación y acatamiento futuro de la normativa.

En efecto, el sistema de consulta pública se presenta como una instancia de participación en el proceso de toma de decisión en la cual la autoridad regulatoria habilita un espacio institucional para que todo aquél que pueda verse afectado o tenga un interés particular o general exprese su opinión. La finalidad del proceso de consulta pública es permitir y promover una efectiva participación y confrontar de forma transparente y pública las distintas opiniones, propuestas, experiencias, conocimientos e informaciones existentes sobre las cuestiones puestas a consulta.

Se espera que un adecuado diseño y especialmente una eficaz implementación del procedimiento de consulta propuesto, traiga consigo un conjunto de beneficios entre los que se destacan la mayor efectividad en la aplicación de las normas y la menor conflictividad/litigiosidad con sus destinatarios, además de un mayor consenso, una mejor comunicación extra e intra sector, así como una mayor legitimidad y calidad de las normas y decisiones adoptadas.

La implementación del procedimiento de consulta tiende a posibilitar que los potenciales destinatarios de las decisiones o normas propuestas puedan aportar su punto de vista sobre la factibilidad y condiciones de aplicación de las normas, volviendo más realista el enfoque

original, mientras que por otra parte es de esperar contribuya a una mejor comprensión de las “reglas de juego” por parte de quienes en definitiva deberán cumplirlas. Todo ello debería mejorar la efectividad en la aplicación de las normas, ya sea porque la norma es sometida a un “test” previo de factibilidad o viabilidad al ser analizada por sus destinatarios, o ya sea porque, complementariamente, los destinatarios pueden hacer propia la norma propuesta – ganar “ownership” – o, al menos, mejorar su conocimiento de las reglas de juego vigentes y de los objetivos perseguidos con su aprobación y aplicación

5.1.3 Procedimientos de monitoreo y supervisión

En forma complementaria al desarrollo de detalle de los procesos centrales, surgen procedimientos o herramientas regulatorias especiales necesarias para la instrumentación de tales procesos. Indudablemente, contar con un procedimiento particular para el desempeño de una determinada función asignada por la regulación a la SIE, que a su vez se apoye en los procesos y unidades funcionales definidas en el diseño realizado, serán mecanismos que contribuirán a asegurar el cumplimiento de la normativa o mejorar su grado de aplicación o acatamiento por parte de los distintos participantes que actúan en el sector.

Sin embargo, debe decirse que el desarrollo de estos procedimientos de monitoreo y supervisión debe ser priorizado, tanto respecto de los problemas que enfrenta hoy el sector como respecto de las posibilidades y limitaciones de la organización interna de la SIE. No tendría en efecto sentido alguno el desarrollo de procedimientos de detalle respecto de tareas y funciones que no son requeridas en la situación actual de crisis y transición del sector, como así tampoco de aquéllas que, dada las limitaciones de recursos y las prioridades que deben ser atendidas, no harían más que distraer y dispersar los esfuerzos y los siempre escasos recursos disponibles.

En este sentido, en las secciones siguientes se presentan tres procedimientos de monitoreo y supervisión cuya futura aplicación contribuirá a mejorar el grado de cumplimiento y acatamiento de la normativa, particularmente del Mercado Mayorista. Estos procedimientos consisten en el Sistema de Contabilidad Regulatoria e Indicadores de desempeño, el Reglamento de Licitación de Contratos de Largo Plazo y el Procedimiento de Monitoreo del Mercado Mayorista.

5.1.4 Reglamento de ética

Los reguladores deben ser justos, imparciales y transparentes, y tan importante como eso, la opinión pública y los actores de la industria deben percibirlos de ese modo a fin de establecer su reputación e inspirar la confianza de inversores y usuarios. De algún modo, la capacidad de los reguladores de desempeñar sus funciones en forma efectiva se basa en la integridad, honestidad y probidad de sus funcionarios y empleados y las decisiones que adoptan. Con lo cual, contar con un código o reglamento interno de ética que establezca ciertas reglas, principios y estándares específicos para sus integrantes se vuelve un mecanismo necesario para mejorar la efectividad y funcionalidad del Regulador, y de ese modo indirectamente mejorar el grado de acatamiento y cumplimiento de la normativa.

En este sentido, en este proyecto de consultoría, se desarrolló un Reglamento de Ética, el cual se incluye en el Volumen II de este Informe Final, el que busca ser comprensivo tanto de los principios y aspectos generales y comunes de los reguladores respecto de todo organismo integrado por servidores públicos, como de las disposiciones que son típicas de

las agencias reguladoras, que se caracterizan por un especial énfasis en los problemas derivados del conflicto de interés. Estos principios y estándares complementan el Código de Ética del Servidor Público vigente en el país, y por ello de ningún modo no reemplazan, sustituyen o exceptúan de su cumplimiento, como así tampoco exceptúan de ley o norma alguna vigente, ya sea de orden administrativo o penal que resulte de aplicación.

5.1.5 Capacidad técnica del staff

El staff que forma parte un Regulador eléctrico requiere integrar múltiples disciplinas que cubran los distintos aspectos técnicos, legales y financieros incluidos en la regulación del sector. Se espera que un regulador independiente cumpla con estándares de capacidad técnica significativamente superiores a una entidad tradicional del gobierno central. No puede escapársele a nadie que sin contar con un adecuado nivel de capacidad técnica de su personal, las posibilidades de mejoramiento de las dimensiones de funcionalidad y efectividad de la organización se verán severamente restringidas.

De acuerdo a las mejores prácticas internacionales, el Regulador debe contar con la capacidad y flexibilidad para atraer, entrenar y retener personal altamente calificado para poder cumplir eficazmente con sus funciones legales. Sin esta capacidad y flexibilidad, el resultado más probable es que la Autoridad Regulatoria enfrente una situación de alta rotación de personal y pérdida de los recursos en manos de los agentes regulados.

Estas consideraciones son especialmente relevantes en el caso de una institución relativamente joven como la SIE, que está tratando de posicionarse para cumplir de manera efectiva sus funciones regulatorias, como una instancia independiente que debe balancear intereses de enorme relevancia para el Gobierno, el sector privado y los usuarios. Este rol claramente demanda un alto nivel de profesionalismo que debe ser apoyado por programas de capacitación y entrenamiento que evolucionen en la medida en que la SIE vaya madurando como Institución.

En este sentido, en este proyecto de consultoría, se desarrolló un Plan de Capacitación, que se incluye en el Volumen III de este Informe Final, el que se considera necesario implementar para esta etapa de desarrollo de la SIE, a fin de alcanzar los objetivos establecidos en el Proyecto, fortaleciendo a la SIE en su efectividad y funcionalidad, y a través de ello, en su rol en el sector. Este fortalecimiento técnico también redundará en una mayor solidez para enfrentar la amenaza de captura del Regulador por parte de los agentes así como el riesgo de intervención política.

5.2 SISTEMA DE CONSULTAS Y AUDIENCIAS PÚBLICAS

La finalidad de esta sección es presentar un sistema integrado de consulta y audiencias públicas que, basado en la revisión de la regulación vigente en el país y en las mejores prácticas regulatorias de la experiencia internacional, desarrolle y amplíe las condiciones de participación, transparencia y previsibilidad de las decisiones regulatorias a ser adoptadas por la SIE en el futuro.

En efecto, el proceso de consulta se presenta como una instancia de participación en el proceso de toma de decisión en la cual la autoridad regulatoria habilita un espacio institucional para que todo aquél que pueda verse afectado o tenga un interés particular o general exprese su opinión. La finalidad del proceso de consulta pública es permitir y

promover una efectiva participación y confrontar de forma transparente y pública las distintas opiniones, propuestas, experiencias, conocimientos e informaciones existentes sobre las cuestiones puestas a consulta.

En las secciones siguientes se presenta una identificación de los distintos supuestos de consulta pública presentes en la regulación vigente en el país, se realiza un análisis de los mismos de acuerdo al tipo de supuesto de aplicación y procedimientos involucrados, y se examinan brevemente sus deficiencias o problemas clave, para finalmente definir una estrategia para responder a estos desafíos. A continuación se presentan los principios de mejor práctica regulatoria sobre los cuales se articula el sistema de consulta pública desarrollado, las modalidades que puede adoptar el procedimiento y los beneficios esperados de su implementación.

Por último, en Anexo B se adjunta el proyecto de Reglamento de Consulta y Audiencias Públicas, que se propone sea adoptado por medio de una resolución de la SIE que sustituya al actual Reglamento de Audiencias Públicas, ampliando, perfeccionando y detallando su objeto y alcance.

5.2.1 Diagnóstico

La regulación vigente en el país contiene diversos supuestos en las cuales se establece la obligación por parte de la SIE de solicitar la opinión previa, consultar, o realizar vistas o audiencias públicas con los distintos interesados o afectados por distintos tipos de decisiones a ser adoptadas por la institución. Sin embargo, estos mecanismos de consulta se encuentran dispersos, son incompletos y están débilmente reglados. La recomendación de PA consiste en desarrollar un sistema integrado de consulta y audiencias públicas que, basado en las mejores prácticas regulatorias de la experiencia internacional, desarrolle y amplíe las condiciones de participación, transparencia y previsibilidad de las decisiones regulatorias a ser adoptadas por la SIE en el futuro.

En esta sección se presenta una identificación de los distintos supuestos de consulta pública presentes en la regulación vigente, se realiza un análisis de los mismos de acuerdo al tipo de supuesto de aplicación y procedimientos involucrados, y se examinan brevemente sus deficiencias o problemas clave, para finalmente definir una estrategia para responder a estos desafíos.

A. SUPUESTOS DE CONSULTA EN LA REGULACIÓN VIGENTE

Si bien la Ley General de Electricidad (LGE) no contiene instrumentos de consulta (a excepción del caso de la opinión de los agentes del mercado previa al establecimiento de las condiciones de de constitución, organización y procedimientos de operación del Organismo Coordinador que se establezcan en el reglamento²³), la revisión normativa realizada arroja al menos ocho supuestos en el Reglamento de la Ley (RLGE), que se detallan a continuación:

²³ Cf. Art. 38 párrafo LGE.

5. Mecanismos de control y procedimientos para el fiel cumplimiento de la normativa. ..

- Establecimiento, modificación o complemento de normas técnicas relacionadas con la calidad y seguridad de las instalaciones, para lo cual la SIE deberá solicitar opinión previa al Organismo Coordinador (OC) y las empresas eléctricas (art. 41 RLGE)
- Aprobación del Reglamento del Servicio de Alumbrado Público, para lo que se requiere a la SIE que pida la opinión previa de las empresas eléctricas, la Liga Municipal Dominicana y cinco ayuntamientos relevantes (art. 42 RLGE)
- Aprobación del Procedimiento sobre Extensiones y Mejoras a la Red de Distribución con el apoyo de la CDEE y los ayuntamientos, situación similar al supuesto anterior (art. 43 RLGE)
- Aprobación del Reglamento de Licitación Pública de Contratos de Largo Plazo, para lo cual se requiere opinión previa del OC y los agentes del MEM (art. 44 RLGE)
- Solicitud de concesión de obras eléctricas (art. 74 RLGE)
- Aprobación del valor nuevo de reemplazo del sistema de transmisión, lo cual exige la realización de vista pública (art. 518 RLGE)
- Fijación del Valor Agregado de Distribución cuatrianual, la que requiere la realización de audiencia pública (art. 519 RLGE)

B. SUPUESTOS DE APLICACIÓN Y TIPOS DE PROCEDIMIENTO

Del análisis realizado surgen tres tipos de supuestos de aplicación y dos tipos de procedimiento entre los casos identificados en la sección anterior.

En cuanto a los supuestos de aplicación, la revisión realizada permite distinguir los siguientes tres tipos referidos a:

- Aprobación de normas de contenido general, ya sean estas normas técnicas, reglamentos especiales o procedimientos específicos
- Aprobación o fijación periódica de tarifas, tanto de distribución como peajes de transmisión
- Proceso de concesión de obras eléctricas

Estos supuestos son típicos en la experiencia comparada en la materia y se refieren genéricamente a situaciones – tales como el dictado de normas, la fijación de tarifas y la autorización de obras y concesiones – en las que se verifica la existencia de grandes grupos de afectados y suele buscarse establecer pautas o patrones de comportamiento futuro en la industria.

Si se lo analiza desde el punto de vista de los tipos de procedimiento, se pueden distinguir dos:

- Consulta simple u opinión previa
- Vista o Audiencia Pública

Salvo el caso de las audiencias públicas – que cuenta con un breve reglamento establecido por medio de la resolución SIE 81/2005 – los demás procedimientos identificados no han sido desarrollados ni definidos. La distinción entre consulta u opinión previa y audiencia o vista pública parece bastante clara, y surge de su misma designación. Mientras que en el primer caso se refiere normalmente a un procedimiento de consulta primordialmente escrito respecto de partes claramente identificadas o identificables, el segundo se refiere a procedimientos predominantemente orales que involucran la participación de partes o interesados indeterminados y grupos de afectados mayores, y un mas claro involucramiento de tema de interés público general. Por último, no se encuentra en la regulación elementos adicionales para distinguir entre los procedimientos de vista pública y audiencia pública, por lo que se los trata en forma conjunta.

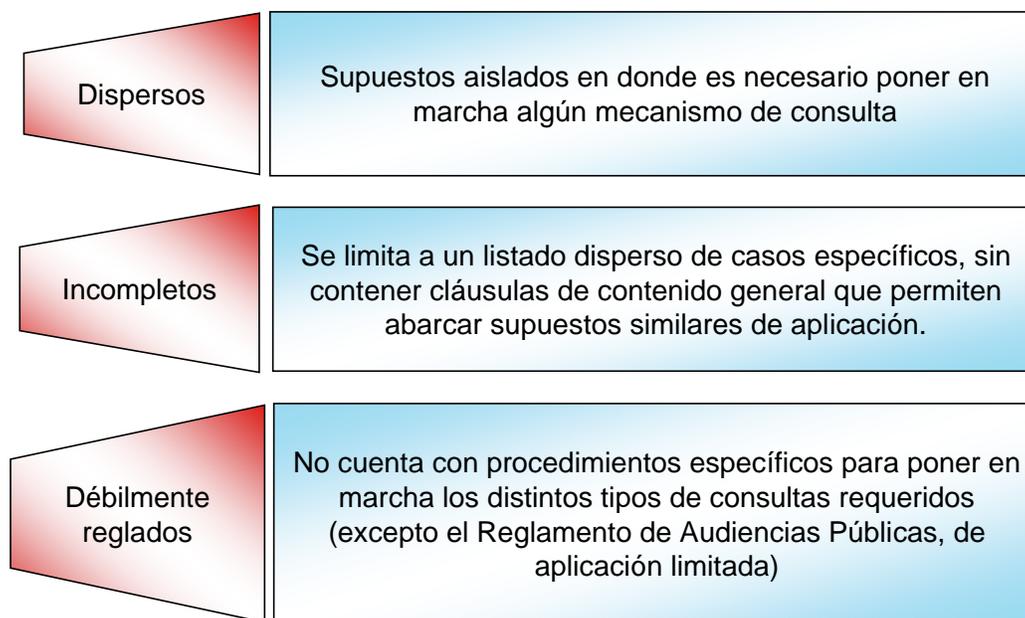
C. PROBLEMAS CLAVE

La principal conclusión del análisis realizado es que hoy la regulación cuenta con un sistema de consulta pública que se presenta:

- Disperso
- Incompleto
- Débilmente reglado

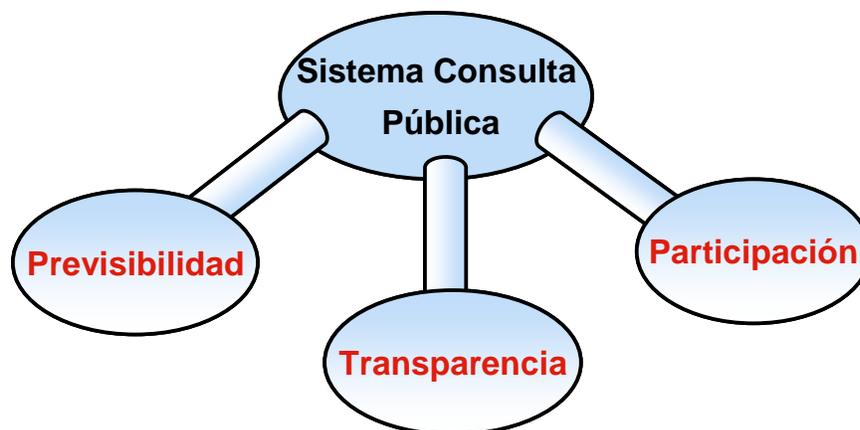
En efecto, los procesos de consulta pública previstos se encuentran dispersos, en cuanto la regulación identifica supuestos aislados en donde es necesario poner en marcha algún tipo de consulta, pero no lo hace de forma sistemática en cuanto a los tipos de supuestos y procedimientos que resultarían de aplicación. Son también incompletos al limitarse aparentemente a un listado disperso de casos específicos, sin contener cláusulas de contenido general que permiten abarcar supuestos similares de aplicación. Y por último se encuentran débilmente reglados, al no contar con procedimientos específicos para poner en marcha los distintos tipos de consultas requeridos, con la sola excepción del Reglamento para la Celebración de Audiencias Públicas, el cual en sí mismo – si bien válido como primera experiencia – adolece de ciertas deficiencias que afectan su eficaz implementación.

La recomendación de PA es desarrollar un sistema integrado de consulta y audiencias públicas – a instrumentarse mediante una resolución de la propia SIE que sustituya al actual Reglamento para la Celebración de Audiencias Públicas – que se oriente a mejorar las condiciones de previsibilidad, transparencia y participación en la práctica regulatoria del sector, fortaleciendo la efectividad, legitimidad y calidad de las decisiones adoptadas.



5.2.2 Principios rectores del Sistema de Consulta Pública

El sistema de consulta pública que aquí se propone se articula sobre la base de tres principios rectores, considerados principios de mejor práctica regulatoria en la experiencia comparada internacional. Ellos son:



La mayor previsibilidad se obtendría al contar con un proceso preestablecido de adopción de normas y decisiones regulatorias clave, que diera oportunidad de ser oído a los interesados y posibles afectados antes de la toma de la decisión, y se estableciera la necesidad de publicar o circular documentos de consulta donde se expusieran las razones y fundamentos técnicos de la decisión en proceso de ser adoptada.

La transparencia se vería fortalecida no sólo por la formalización del proceso, sino también por la publicidad del aviso de llamado a consulta, del documento de consulta y la información

vinculada con éste, de los comentarios de los participantes, y finalmente del razonamiento del Regulador de los principales argumentos introducidos antes de su aprobación.

Por último, el desarrollo de un procedimiento de consulta llevará a fortalecer la participación de los distintos actores institucionales y agentes públicos y privados del sector en el proceso decisorio de adopción de normas y decisiones regulatorias clave, y posibilitará la participación de los usuarios y distintos actores de la sociedad civil en aquellas decisiones de alcance general, que por sus efectos, repercusión, o afectación de grandes grupos de interesados requieran de la consideración pública de los temas a ser abordados en el foro abierto de las audiencias públicas.

A. PREVISIBILIDAD

La previsibilidad es un aspecto vital en el caso de industrias que, como el sector eléctrico, implican inversiones a ser recuperadas en largos períodos y con un alto componente de costos hundidos irreversibles. Este principio implica que los agentes prestadores y los usuarios del servicio pueden razonablemente esperar que las “reglas de juego” no serán cambiadas repentinamente.

La previsibilidad y consistencia permite a los agentes y usuarios tomar decisiones y actuar sin temor a cambios imprevistos, en un ambiente en donde las decisiones regulatorias futuras pueden preverse razonablemente. La previsibilidad implica entonces dos aspectos: por una parte una razonable estabilidad del marco legal y regulatorio, y por la otra, la capacidad de lograr cambios evolutivos en metodologías, normativas y prácticas ante circunstancias cambiantes, de una forma consistente, ordenada y gradual.



En este sentido, establece el artículo 4 del procedimiento propuesto que:

“La SIE promoverá la estabilidad regulatoria y aspirará a que las modificaciones, adecuaciones y desarrollos normativos que resulten necesarios sean guiados por enfoques técnicamente consistentes y adoptados de acuerdo a procesos decisorios participativos y transparentes”.

En definitiva, se espera que la adecuada implementación del sistema de consulta propuesto, contribuya a incorporar mayor previsibilidad en el proceso de adopción de decisiones y desempeño del Regulador.

B. TRANSPARENCIA

Como segundo principio rector del sistema de consulta propuesto, la transparencia implica que el público y los distintos interesados puedan percibir las razones que fundan las decisiones del Regulador. Se vincula con la publicidad, la comunicación y la apertura del proceso regulatorio. La comunicación e interacción con los distintos grupos involucrados abre el proceso a la luz del día y contribuye a afianzar la legitimidad del proceso.



La transparencia es un aspecto crucial para asegurar la obligación de dar cuenta efectiva del Regulador, ya que los distintos participantes tendrán un mayor conocimiento de las razones y procedimientos que llevan a la adopción de las decisiones. En igual sentido, la transparencia contribuirá con una efectiva participación de todos los interesados, ya que tendrán una mejor comprensión de los distintos factores que está tomando en cuenta el Regulador en sus decisiones clave.

Habrá mejor práctica en materia de transparencia cuando los documentos y la información regulatoria están disponibles para el público, a excepción de la información específicamente clasificada como confidencial. El Regulador publica todas las decisiones y resoluciones importantes, como así también los fundamentos o motivos de tales decisiones. Por el contrario, un sistema carece de transparencia cuando no existe información pública significativa disponible respecto de los principales instrumentos, documentos y decisiones regulatorias.

En este sentido, dispone el artículo 4 del Procedimiento propuesto que:

“La SIE facilitará y promoverá el acceso, la publicidad y la divulgación de la información no confidencial aportada en el procedimiento de consulta, especialmente de sus resoluciones y de los motivos que las fundan, guiándose en todo momento por la comunicación transparente de sus actos y decisiones.”

Adicionalmente, se agrega en el artículo 6 que:

“El expediente contendrá además en lo posible toda la información a disposición de la SIE que haya servido de apoyo para fundar el documento de consulta elaborado, aspirando a un mínimo uso de información reservada o confidencial”.

Por ello, se espera que la apertura del proceso de adopción de normas y decisiones clave a través de un procedimiento formal de consulta pública conllevará a una mayor transparencia de los procesos regulatorios conducidos por la SIE.

C. PARTICIPACIÓN

El tercer principio rector del sistema consulta es el de participación. Se considera cumplido este principio cuando las distintas partes interesadas, incluyendo los agentes regulados, los usuarios y otros participantes relevantes, contribuyan efectivamente al proceso regulatorio, lo cual debería ayudar a mejorar la calidad de las decisiones regulatorias e incrementar la probabilidad de que el Regulador reciba apoyo y cooperación de los distintos participantes. La participación otorga a las distintas partes interesadas la oportunidad de aportar su punto de vista en el proceso deliberativo previo a la toma de decisiones por el Regulador. Por el contrario, la falta de participación y consulta en los procesos decisorios tenderá a conducir a enfoques y soluciones más aisladas y de menor consenso, perjudicando en última instancia su efectividad.



La participación puede adoptar distintas formas, incluyendo procesos formales de consulta, audiencias formales e informales, encuestas o sondeos de opinión de los usuarios, formación de comités consultivos y procesos de negociación regulatoria. Para que la participación sea efectiva, se requiere que sus participantes tengan la posibilidad cierta de hacer oír sus opiniones y punto de vista antes de la adopción de decisiones, y no un simple formalismo a presentar comentarios sobre decisiones que en los hechos ya han sido adoptadas.

En este sentido, establece el artículo 4 del procedimiento propuesto que:

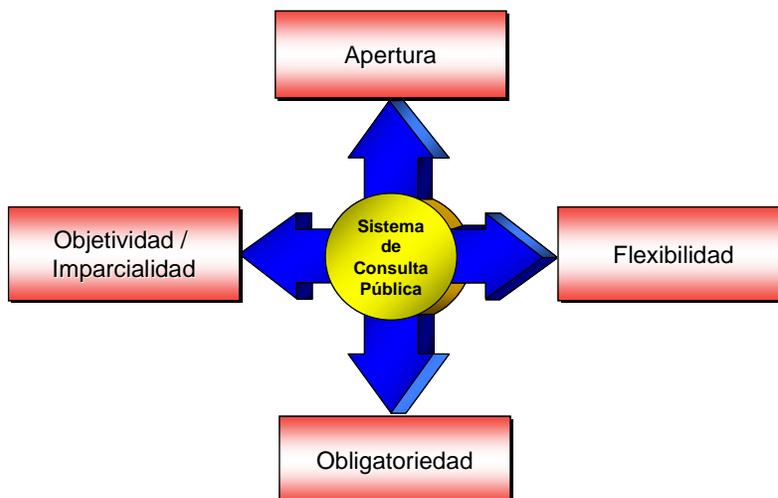
“La SIE aspirará a que las distintas partes interesadas tengan la oportunidad de ser oídas y de aportar su punto de vista previo a la emisión de normas y a la adopción de decisiones regulatorias clave, guiándose por enfoques consensuados y buscando la cooperación y el apoyo en procesos abiertos y transparentes”.

Poner en práctica este principio rector implica no sólo contar con un sistema de consulta, sino que además, al momento de su aplicación, el Regulador debe evitar quedar atrapado por una lógica de “decidir-anunciar-defender”, que conduzca a un proceso puramente formal, sin que en la práctica se enriquezca la decisión adoptada con el aporte de los destinatarios,

fortaleciendo así su legitimidad, calidad y efectividad, como se explicará más adelante al tratar los beneficios esperados del procedimiento propuesto.

5.2.3 Características de diseño del Sistema de Consulta Pública

Las principales características de diseño del sistema de consulta pública propuesto son las siguientes:



Todas ellas se orientan a promover el debate y tratamiento abierto de los temas, involucrar a todas las partes interesadas relevantes, conducir a una mayor justificación de las decisiones y, en general, mejorar el entendimiento de las “reglas de juego” por todos los participantes del proceso regulatorio.

A. APERTURA

La primera característica del procedimiento de consulta debe ser la apertura:

- Para ser efectivo, la consulta debe basarse en su apertura, generando la confianza de los participantes en el proceso
- Siempre que sea posible, el procedimiento debe buscar involucrar a todas las partes interesadas que puedan contribuir con su resultado. El proceso aspira a ser influyente
- El resultado de la consulta no debe estar predeterminado. El procedimiento de consulta no debe ser utilizado simplemente para comunicar decisiones ya tomadas
- Todos los participantes deben tener un acceso razonable a la información relevante y a su vez comprometerse a compartir información a través de sus comentarios y aportes
- La comunicación debe ser pública, por los medios adecuados al caso
- Los principales documentos deben publicarse – Documento de consulta, comentarios, respuestas, decisión final

B. FLEXIBILIDAD

La flexibilidad es una característica necesaria de este sistema de consulta pública, permitiendo su adaptación a situaciones diferentes.

- El sistema propuesto proporciona un mayor grado de flexibilidad al contemplar dos modalidades: Procedimiento básico y procedimiento de Audiencia pública, de acuerdo al alcance de los efectos y repercusión pública que involucra la decisión o norma sujeta a consulta.
- Esta “flexibilidad” no debe implicar en ningún caso arbitrariedad o no obligatoriedad de las normas procesales contenidas en el sistema de consulta.
- El procedimiento de consulta es formal, pero no ritualista. El sistema establece formalmente un proceso de consulta de aplicación obligatoria para determinados supuestos (como por ejemplo la aprobación del valor agregado de distribución de las empresas distribuidoras). Sin embargo, no por ello establece requisitos y disposiciones formalistas.
- Los plazos son flexibles, fijándose ciertos estándares mínimos que garanticen la participación y consulta efectiva. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que los plazos y límites temporales realistas son esenciales para el éxito del proceso.

C. OBLIGATORIEDAD

Más allá de la flexibilidad que caracteriza al procedimiento, sus reglas son obligatorias para el Regulador. No se trata de un conjunto de guías indicativas para su conducta, sino que se trata de un procedimiento de aplicación obligatoria. En este sentido:

- La aplicación del procedimiento se aplica a todos los casos previstos en la regulación que así lo determinen. Sólo excepcionalmente, se admite la inaplicación del procedimiento para supuestos especiales, tales como por ejemplo las modificaciones de detalle de normas técnicas o procedimientos o reglamentos vigentes que requieran un tratamiento sumario.
- La participación es voluntaria. La obligatoriedad del Regulador de aplicar el procedimiento no importa obligatoriedad de los interesados de participar en él. Las partes interesadas o afectadas participan voluntariamente.
- Salvo expresa disposición en contrario, el Regulador decide la modalidad de procedimiento que resulta más adecuada al caso, atendiendo a la importancia, repercusión o alcance de los efectos de la norma a ser adoptada.
- Los recursos son ante la resolución final (y no ante decisiones procesales o interlocutorias adoptadas durante el proceso de consulta), siguiendo los criterios propuestos para el procedimiento de recursos administrativos ante SIE.

D. OBJETIVIDAD/ IMPARCIALIDAD

El sistema de consulta pública debe basarse en reglas objetivas y no indebidamente discriminatorias para los distintos tipos de interesados y participantes involucrados. Y con igual criterio deben ser aplicadas e interpretadas por el Regulador. Tanto en su redacción

como en su aplicación, las reglas deben generar confianza de que serán aplicadas imparcialmente.

5.2.4 Modalidades y etapas del Proceso de Consulta

El procedimiento de consulta puede adoptar dos modalidades: procedimiento básico y procedimiento de audiencia pública. La diferencia fundamental se encuentra en el carácter predominantemente escrito del primer procedimiento y el carácter predominantemente oral del procedimiento con participación pública.

A. DISPOSICIONES COMUNES A AMBAS MODALIDADES

Si bien el proceso de consulta contempla dos modalidades de procedimiento claramente diferenciadas (procedimiento básico por escrito y procedimiento fundamentalmente oral de audiencia pública), ambos integran un mismo sistema de consulta pública presidido por un conjunto de normas comunes que los articulan.

Modalidades Sistema de Consulta Pública



En cuanto sistema completo, el proceso de consulta se presenta como una instancia de participación en el proceso de toma de decisión en la cual la autoridad regulatoria habilita un espacio institucional para que todo aquél que pueda verse afectado o tenga un interés particular o general exprese su opinión.

La finalidad del proceso de consulta pública es permitir y promover una efectiva participación y confrontar de forma transparente y pública las distintas opiniones, propuestas, experiencias, conocimientos e informaciones existentes sobre las cuestiones puestas a consulta.

i. Definición del alcance

Un aspecto clave es la definición del alcance del Reglamento propuesto, es decir, cuales supuestos se considerarán de aplicación, bajo cual modalidad, así como el carácter obligatorio o facultativo de su aplicación.

Como aproximación general, debe decirse que el Reglamento está dirigido a dos supuestos genéricos: (1) la aprobación de normas; y, (2) la adopción de decisiones regulatorias clave por parte del Regulador.

Legalmente, la regla se resuelve mediante:

- (1) El reenvío a norma expresa de aplicación en donde se determine la celebración de una audiencia pública, una vista pública o exija la consulta u opinión previa de los interesados o destinatarios de la decisión o norma a ser adoptada con relación a cualquier asunto dentro de su competencia o jurisdicción. Ejemplos de estos supuestos pueden verse en el diagnóstico desarrollado previamente

- (2) En ausencia de norma expresa, será potestad de la SIE determinar los casos en los cuales, por la importancia de la decisión involucrada y/o a la afectación generalizada de grandes grupos de afectadas, decida abrir el proceso de consulta aquí reglado.

Con respecto a la modalidad del procedimiento a seguir en cada caso, la solución normativa propuesta es idéntica, es decir, (1) se debe estar a lo dispuesto en la norma expresa que dispone acerca de la necesidad de consultar o realizar vista o audiencia pública; o bien (2) en ausencia de criterio normativo expreso, se debe resolver atendiendo a la importancia, repercusión o alcance de los efectos de la decisión o norma a ser adoptada.

Como excepción, y para el caso especial de los procesos de aprobación normas de contenido general, se faculta a la SIE para resolver la inaplicación del proceso de consulta para los casos de enmiendas o modificaciones de detalle de normas técnicas o reglamentos vigentes que exijan un tratamiento sumario.

ii. Etapa inicial común

El proceso de consulta, cualquiera sea su modalidad, se inicia mediante resolución expresa de la SIE, ya sea de oficio o a solicitud de parte interesada. Es decir que la iniciativa la tienen tanto la misma SIE, como cualquier interesado que, ante la verificación de un supuesto de hecho en el cual resulte necesaria la realización de un proceso consulta, se presente a la SIE y así lo solicite. La SIE deberá considerar este pedido y, en caso de no encontrarlo procedente, formular un rechazo fundado de la petición.

La resolución de inicio o apertura debe contener, como mínimo, los siguientes elementos:

- Modalidad del procedimiento a seguir,
- Identificación de la naturaleza y alcance de la decisión o de la norma a ser adoptada, y
- Designación de la unidad o unidades encargadas de la implementación y organización del proceso de consulta, ya sea una Dirección, Gerencia o equipo designado *ad hoc* para este caso en particular.

iii. Conformación de la unidad de implementación y el documento de consulta

Esta “unidad de implementación” debe designarse en todos los casos, ya sea procedimiento básico o procedimiento de audiencia pública y tendrá a su cargo todas las tareas de organización e implementación a nivel logístico del proceso de consulta que no hayan sido expresamente asignadas a otros funcionarios en particular, tales como el instructor, el moderador o el secretario de la audiencia pública.

Una tarea clave de esta unidad de implementación – cuya conformación es flexible y puede adaptarse a las necesidades específicas de cada caso – es la elaboración del llamado documento de consulta, el cual básicamente deberá contener:

- Una identificación de la situación, es decir, de los hechos conocidos que hacen al contexto de la toma de la decisión en cuestión. Esta debe limitarse a una plataforma puramente fáctica, sin introducir hechos controvertidos, opiniones, o problemas.

5. Mecanismos de control y procedimientos para el fiel cumplimiento de la normativa. ..

- Una descripción de la problemática o necesidad detectada y, en su caso,
- Una propuesta de la decisión o norma que se pretende emitir, y las bases legales, económicas o técnicas que la justifiquen. Esto es así en la gran mayoría de los supuestos de aplicación de procesos de consulta previstos, ya sea la adopción de una normativa o reglamento como la aprobación de una tarifa, en donde la elaboración de la propuesta tarifaria está a cargo del Regulador. Aunque pueden existir supuestos en los que no existe una propuesta de decisión, sino que la cuestión a decidir está abierta al momento de abrir el proceso de consulta, como en el caso de otorgamiento de concesiones o autorización de instalaciones.
- La competencia de la SIE para adoptar la decisión o emitir la norma en cuestión.

iv. *Formación de expediente*

A partir de la emisión de la resolución de inicio, la unidad de implementación se ocupará de formar un expediente que contenga, al inicio, las constancias de notificación y publicación en su caso de apertura del procedimiento, y luego vaya agregando las diferentes actuaciones de avance del proceso, tales como:

- El documento de consulta
- El registro de los participantes
- Los comentarios de los participantes y
- Las constancias de cada una de las etapas del procedimiento, hasta concluir con la adopción de la decisión final.

Como aplicación del principio rector de transparencia, se aspira a que el expediente contenga además en lo posible toda la información a disposición de la SIE que haya servido de apoyo para fundar el documento de consulta elaborado, aspirando a un mínimo uso de información reservada o confidencial.

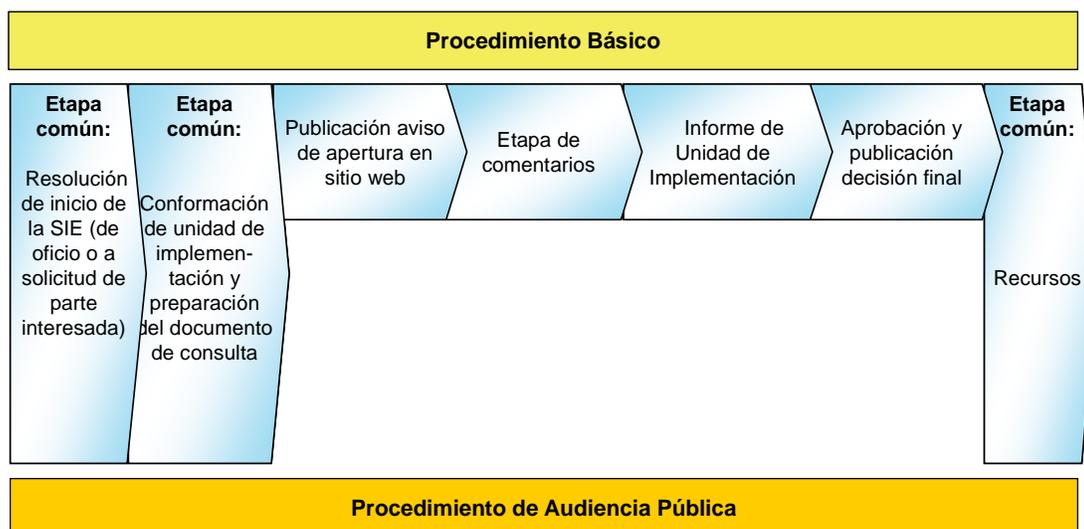
Como resguardo de eventuales derechos de los participantes y para hacer posible que la SIE pueda contar con documentación a la que de otro modo no tendría acceso por medio de presentación espontánea de los participantes, se dispone que éstos puedan solicitar a la SIE que todo o parte de la información aportada en el procedimiento de consulta sea considerada confidencial, cuando se trate de información comercialmente sensible. En tal caso, la SIE no someterá la información así identificada a escrutinio público de los demás participantes. Se aclara que para los fines del proceso de consulta, información “comercialmente sensible” no debe en ningún caso incluir información que sea de dominio público o que deba ser aportada o revelada bajo la legislación y regulación vigente.

B. *PROCEDIMIENTO BÁSICO*

El procedimiento básico se caracteriza por su carácter escrito y su mayor simplicidad y celeridad. Resultará más conveniente que el procedimiento de audiencia pública – dependiendo de las circunstancias – cuando los grupos afectados sean más fácilmente identificables, el alcance de su repercusión en el público general sea menor, la materia

permita un tratamiento puramente escrito o bien las necesidades de oportunidad exijan acortar los plazos del proceso decisorio.

La decisión de adoptar esta modalidad dependerá, en primer lugar, de la existencia de norma expresa que imponga un determinado tipo de procedimiento, y, en ausencia de ésta, del mejor criterio de oportunidad y conveniencia que utilice la SIE para cada caso particular.



i. Apertura y notificación – Rol de la unidad de implementación

En el procedimiento básico, la instrucción del proceso estará a cargo en su totalidad de la unidad de implementación. Es decir que todos los aspectos que sean conducentes para la tramitación del procedimiento deberá ser responsabilidad de dicha unidad. A diferencia del caso del procedimiento de audiencia pública, donde las tareas de organización e implementación de la unidad son más limitadas, y la decisión de los aspectos procesales recaen sobre la figura del instructor en la etapa preparatoria y sobre el presidente de la audiencia durante la etapa oral de audiencia.

Cuando se determine la adopción del procedimiento básico, una vez emitida la resolución de inicio del proceso, la unidad de implementación se ocupará de publicar al menos en el sitio de Internet de la institución un aviso de apertura del proceso. Dicho aviso contendrá como mínimo:

- La identificación de la decisión o norma a adoptar y su finalidad.
- El lugar en donde puede solicitarse el documento de consulta y/o la designación de la página de Internet en donde se encuentre disponible.
- La fecha límite para presentar los comentarios iniciales por escrito, por cualquiera de las formas que se indican en el artículo 9, en un plazo que no podrá ser inferior a veinte días.
- El lugar donde puede solicitarse copia de este Reglamento y/o la identificación de la página de Internet donde puede compulsarse.

e) Cualquier otra información necesaria para participar en el procedimiento.

La publicación del aviso en el sitio de Internet de la SIE es una exigencia de publicidad mínima. Por ello, cuando se considere conveniente, el aviso se publicará también en uno de los periódicos de mayor circulación.

Dado que este tipo de procedimiento es más adecuado para situaciones en las cuales las partes interesadas o potencialmente afectadas son fácilmente identificables, resulta de vital importancia complementar este aviso con la notificación individualizada a todas las entidades públicas y privadas que se estime relevantes de acuerdo a la materia de que se trate.

ii. Etapa de comentarios

El procedimiento distingue tres tipos de comentarios:

- Comentarios iniciales
- Comentarios de contestación
- Comentarios de respuesta a la contestación

El objetivo es recibir comentarios escritos de los interesados y potenciales afectados por la decisión a ser adoptada. La única fase obligatoria en este sentido es la de los llamados comentarios iniciales. Pero si la unidad de implementación encuentra conveniente abrir a rondas sucesivas de respuestas y réplicas para enriquecer el debate y comprender mejor las ventajas y desventajas de las diferentes posiciones y argumentos introducidos, puede abrir a una ronda de comentarios de contestación y luego, opcionalmente, a una tercer ronda de réplicas.

Esta sería una etapa de escrutinio público de los comentarios iniciales vertidos en el proceso. La SIE adoptará esta decisión de abrir el proceso a comentarios de contestación y de respuesta, valorando si la complejidad o naturaleza de los problemas planteados o el carácter controvertido por la presencia de intereses contrapuestos frente a la propuesta de tarifa, o norma cuestión involucrada, requieran de rondas adicionales a los comentarios iniciales. Todo lo cual forma parte de la necesaria característica de flexibilidad del procedimiento, de la que ya se trató en la sección anterior.

Es importante destacar que en lo posible se aspira a que la SIE busque establecer un diálogo interactivo entre los participantes, dando fluidez al proceso de consulta y evitando una lógica acotada al eje “decidir-anunciar-defender”, que conduzca a un proceso puramente formal, sin que en la práctica se enriquezca la decisión o norma sujeta a consulta con el aporte de sus destinatarios.

Este diálogo interactivo es más claro naturalmente en el caso de la audiencia pública, que permite a través de la realización de una o más audiencias la presentación de alegatos orales y luego réplicas a esos alegatos, que funcionan de igual modo a los comentarios escritos de contestación.

El principio procesal que debe seguirse es que tanto los comentarios de contestación como los comentarios de respuesta se limiten a los hechos, argumentos, información o datos

contenidos en la ronda previa de comentarios, a menos que la unidad de implementación considere conveniente indicar lo contrario.

iii. Partes acreditadas y contenido mínimo de los comentarios

La simple presentación de comentarios, acompañando ciertos datos personales mínimos que permitan la identificación del participante, es suficiente para considerar a un interesado como parte del proceso y a sus comentarios como válidos. De todos modos, la unidad de implementación puede resolver rechazar comentarios realizados anónimamente o comentarios que no se refieran a los asuntos específicos sometidos a consulta o se encuentren fuera de su alcance.

Para dar mayor efectividad al proceso de consulta, se aspira a que los comentarios de los participantes sean claros y concisos, y reflejen un contenido mínimo que será indicado en el procedimiento:

- Nombre y datos que permitan la identificación del participante y en su caso, los mismos datos del Representante Legal o Apoderado.
- En lo posible, la indicación de una dirección de correo electrónico donde recibir notificaciones.
- La identificación del punto o asunto específico que comenta.
- Su posición sobre el asunto.
- El fundamento de la posición planteada, incluyendo razones legales, económicas, sociales o de la índole que el asunto requiera; y,
- La acción que a su criterio la SIE debería adoptar para resolver el tema bajo consulta.

Estos no son requisitos rituales taxativos cuyo incumplimiento implique o autorice la desestimación del comentario presentado, sino más bien una guía indicativa para el participante, orientada a la mejor conducción y efectividad del proceso.

A ello se suma la obligación de todas las partes que presenten comentarios de manifestar con carácter de declaración jurada que la información y hechos proporcionados son verdaderos y correctos de acuerdo a su mejor conocimiento.

Los comentarios pueden presentarse personalmente en las oficinas de la SIE o por correo electrónico o postal en el período que se indica en el aviso de apertura. Todos los comentarios presentados en tiempo y forma integran el expediente y se publican en la medida de lo posible en el sitio de Internet de la SIE, de tal modo de facilitar su escrutinio por los demás participantes.

A los comentarios escritos se agregan los alegatos orales en la o las audiencias que conforman la audiencia pública, para el caso de que se siga esta modalidad del procedimiento.

iv. *Análisis de los comentarios y publicación de la decisión final*

Una vez concluido el período de comentarios, la unidad de implementación deberá preparar un informe que resuma sucintamente los comentarios escritos vertidos por las partes, y considere expresamente la conveniencia y legalidad de los principales argumentos planteados durante el proceso.

Un aspecto importante a incluir en este informe es cualquier cambio que haya sido hecho a la propuesta original como resultado de los comentarios y del proceso de consulta mismo.

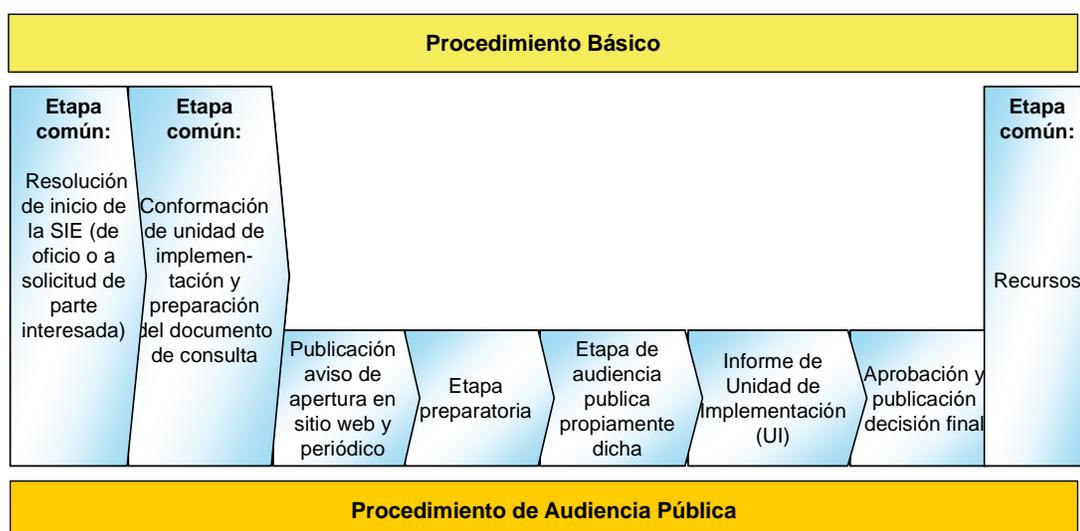
Sobre la base de este informe, la unidad de implementación elaborará el anteproyecto de decisión, de norma o de tarifa, en su caso, que una vez obtenido deberán remitir al Superintendente para su revisión y aprobación final por el Consejo o el órgano competente para la adopción de la decisión sometida a consulta.

La SIE deberá emitir su decisión final en un plazo máximo de sesenta (60) días contados desde la fecha límite para registrar los comentarios finales, salvo justa causa. La decisión final se publicará en el diario o boletín oficial en el sitio de Internet de la institución.

C. *PROCEDIMIENTO DE AUDIENCIA PÚBLICA*

El procedimiento de audiencia pública requiere un mayor despliegue de actividad por parte de la SIE y resulta más adecuado para los casos en los cuales los efectos de la decisión a adoptar sean más amplios y sus destinatarios o posibles afectados más indeterminados, dispersos o numerosos.

Como ya se dijo al tratar el procedimiento básico, la decisión de adoptar esta modalidad dependerá, en primer lugar, de la existencia de norma expresa que imponga la realización de audiencia o vista pública, y, en ausencia de ésta, del mejor criterio de oportunidad y conveniencia que utilice la SIE para cada caso particular.



5. Mecanismos de control y procedimientos para el fiel cumplimiento de la normativa. ..

i. Aviso de apertura

Cuando se determine la adopción del procedimiento de audiencia pública, emitida la resolución de inicio del proceso de consulta, la unidad de implementación publicará en el sitio de Internet de la institución y en al menos uno de los periódicos de mayor circulación del país, un aviso de apertura del proceso.

El contenido del aviso es similar al del aviso de apertura del procedimiento básico, al que se le suman dos requisitos adicionales en su contenido mínimo:

- La indicación del lugar, día y hora en que se realizará la audiencia pública, en un plazo que no podrá ser inferior a veinticinco días de publicado el aviso de apertura.
- La fecha límite para inscribirse como parte interesada en la audiencia pública, en un plazo que no podrá ser inferior a veinte días de publicado el aviso de apertura.

ii. Parte interesada y público en la audiencia

La definición de parte interesada es amplia y resulta de aplicación para ambos procedimientos de consulta. El interés invocado para participar no se limita a un interés particular, sino que puede ser difuso, e incluye a todo tipo de organizaciones, públicas y privadas, nacionales o extranjeras, tengan o no residencia o representación permanente en el país.

Sin embargo, para participar en calidad de parte en la audiencia pública, se requiere – a diferencia del procedimiento básico – acreditar personería si se actúa en representación, acompañando la documentación que la sustente.

Situación diferente será la del simple público interesado en asistir, caso en el que bastará el envío de un simple formulario enviado por medio del sitio de Internet de la SIE o bien por fax, o correo postal.

El problema de la personería y la acreditación de la condición de parte o de simple asistente se relacionan estrechamente con el registro que se deberá habilitar a tal efecto, normado en el art. 17 del proyecto de Reglamento incluido en Anexo.

iii. Etapa Preparatoria y rol del instructor

A diferencia del procedimiento básico, el procedimiento de audiencia pública distingue entre una etapa preparatoria y una etapa de audiencia propiamente dicha. Y para la etapa preparatoria, hace recaer las decisiones procesales e impulso del procedimiento sobre la figura de un instructor designado ad hoc a tal efecto por el Superintendente.

No obstante ser un funcionario de la misma SIE o incluso un integrante de la unidad de implementación – con la cual debe trabajar en estrecho contacto para cumplir su tarea - , el instructor debe mantener su imparcialidad absteniéndose de valorar las pretensiones presentadas por las partes.

El Reglamento le otorga al instructor amplias facultades para:

- a) Fijar plazos, dentro de los límites fijados en este Reglamento.
- b) Determinar los medios por los cuales se registrará la o las audiencias que conformarán el procedimiento de audiencia pública.
- c) Decidir acerca de la legitimación de las partes y en su caso la unificación de su personería, teniendo en cuenta el buen orden del procedimiento de consulta.
- d) Todas las demás que sean conducentes para la tramitación del procedimiento.

Los aspectos logísticos como es por ejemplo la selección y organización del espacio físico en el que se desarrollará la audiencia pública es responsabilidad de la unidad de implementación (más allá de los aspectos que delegue o solicite cooperación de distintas unidades de apoyo de la SIE para su implementación).

Las funciones del instructor finalizan con la elaboración de un informe con indicación de las partes acreditadas, una relación sucinta de las cuestiones planteadas y los comentarios escritos presentados a considerar en la audiencia pública, el cual es elevado al Consejo. Este informe debe estar a disposición de todas las partes antes de la realización de la audiencia pública.

iv. Etapa de audiencia pública propiamente dicha – Facultades y deberes del Presidente

Al igual que en el Reglamento de Audiencias Publicas vigente, la conducción de la audiencia se coloca en cabeza del Consejo como máxima autoridad de la organización. Sin embargo, esta función puede delegarse, tanto en un funcionario en particular como en un panel u órgano colegiado. En cualquier caso, ya sea que el Consejo decida delegar o no, debe quedar clara la designación de un Presidente de la audiencia.

El proyecto de Reglamento que se acompaña en Anexo establece las potestades del Presidente de la audiencia, el cual se encuentra facultado para:

- Designar a un secretario que lo asista.
- Designar a un moderador, el que se ocupará de hacer saber la duración permitida para cada exposición y conceder los turnos de participación siguiendo el orden de exposiciones establecido. Esta es una figura tomada del actual Reglamento de Audiencias vigente y puede ser de utilidad para audiencias de gran repercusión y asistencia de público, en donde un moderador puede complementar el trabajo del Presidente en las funciones de llevar el orden del día y de exposiciones.
- Decidir sobre la conveniencia de realizar grabaciones y/o filmaciones. La regla es que la audiencia pública debe de algún modo registrarse, ya sea por medio de versión taquigráfica de todo lo expresado por los participantes o, como mínimo, por medio de un acta que resuma la expresión de las distintas partes. Las grabaciones en audio y/o video son complementarias y pueden estar o no presentes, de acuerdo a las circunstancias del caso.

5. Mecanismos de control y procedimientos para el fiel cumplimiento de la normativa. ..

- Decidir sobre la pertinencia de intervenciones de expositores no registrados, atendiendo al buen orden del proceso. El principio rector de participación debe llevar a, en lo posible, ampliar la participación de los interesados, incluyendo la de partes no registradas, en la medida en que el tiempo y demás condiciones disponibles lo hagan posible.
- Modificar el orden de las exposiciones, por razones de mejor organización. Los principios de transparencia y previsibilidad indican que, en principio, resulte mejor contar con y respetar un orden de exposiciones pre-establecido – siguiendo, por ejemplo, el orden de registro de los participantes. Sin embargo, este orden podría ser modificado por el Presidente, siempre que ello contribuya a una mejor marcha del proceso.
- Ampliar excepcionalmente el tiempo previsto para las alocuciones cuando lo considere necesario. El orden de exposiciones debería contener el tiempo de exposición previsto para cada participante, el cual debe guardar proporción con la cuestión tratada. Si bien un tiempo de exposición igual para todos los participantes puede resultar adecuado para determinado proceso, no lo será en otros casos, donde existen actores centrales al proceso que requieren una mayor participación para poder desarrollar sus posiciones y puntos de vista (caso por ejemplo de una empresa distribuidora en el supuesto de fijación del VAD). Todo ello es parte de la práctica, por lo que se considera que el Reglamento debe dar flexibilidad para permitir a las autoridades de la audiencia decidir lo más adecuado en cada caso, e ir desarrollando criterios por ensayo y error en la práctica de aplicación del procedimiento.
- Exigir en cualquier etapa del proceso la unificación de la exposición de partes con intereses comunes y, en caso de divergencias entre ellas, decidir respecto de la persona que ha de exponer. Un proceso de consulta puede llevar a la presentación espontánea de numerosos interesados cuya participación efectiva resultaría muy dificultosa o incluso entorpecedora del proceso. Por eso, se establece esta herramienta por la cual se invita a las partes con intereses comunes a unificar personería o su participación y tiempo de exposición en la audiencia, buscando en lo posible perder la menor cantidad posible de información o argumentos a tener en cuenta. Esta facultad habilita incluso al presidente a disponer la unificación obligatoria en el caso en que las partes no logran acordar una exposición común.
- Formular las preguntas que considere necesarias a efectos de esclarecer las posiciones de las partes. El Presidente, al igual que un magistrado presidiendo un tribunal, puede formular preguntas a las partes expositoras, cuidando de no anticipar con ello su opinión y respetar su imparcialidad durante el proceso respecto de las distintas partes y posiciones traídas al proceso.
- Disponer la interrupción, suspensión, prorroga o postergación de la sesión, así como su reapertura o continuación cuando lo estime conveniente, ya sea de oficio o a pedido de algún participante.
- Desalojar la sala, expulsar personas y/o recurrir al auxilio de la fuerza pública a fin de asegurar el normal desarrollo de la audiencia. Esta norma se complementa con una disposición expresa (el art. 25 del proyecto de Reglamento anexo) por el cual se especifica que, en caso de producirse desorden en el público, expresiones indecorosas, injuriosas o calumniantes, el Presidente de la audiencia podrá ordenar desalojar por la

fuerza pública a la o las personas que perturben el orden, excepto los representantes de los medios de comunicación acreditados en la audiencia.

Estas facultades por cierto amplias del Presidente de la audiencia se complementan con tres deberes expresos que deben guiar sus decisiones al momento de ejercer estas potestades. Ellos son:

- Garantizar la participación de todas las partes habilitadas. Como ya se dijo, si bien el Presidente cuenta con potestades para limitar las intervenciones por razones de orden procesal o la misma factibilidad o viabilidad del proceso, no debe olvidarse nunca que el principio rector es el de permitir una amplia participación de los interesados y afectados por la decisión a ser adoptada.
- Mantener la imparcialidad absteniéndose de valorar las opiniones y propuestas presentadas por las partes durante la celebración de la audiencia. Habitualmente, la SIE tiene un punto de vista al momento de apertura del proceso de consulta ya formado e incluso explicitado en una propuesta de normativa o en una propuesta de cuadro tarifario. Sin embargo, el objetivo del proceso es abrir el proceso decisorio a la opinión de interesados, destinatarios y afectados a fin de obtener una decisión mejor que la original, ya sea en cuanto a consenso, legitimidad y efectividad, como respecto de su calidad. En este sentido, el Presidente debe guardar su imparcialidad, absteniéndose de expresar sus opiniones o las de la misma SIE durante el proceso, concentrándose en una atenta escucha y auténtica curiosidad por las opiniones vertidas, de modo de incentivar la participación y poder incorporar y enriquecer las propuestas originales en el proceso.
- Asegurar el respeto de los principios rectores consagrados por este Reglamento, es decir, participación, transparencia y previsibilidad, los que, como se ha mostrado, deben impregnar todas las partes del proceso de consulta para alcanzar los beneficios esperados.

v. *Inicio de la sesión y alegatos de las partes*

El proyecto de Reglamento explica brevemente los pasos básicos que se esperan para el acto de comienzo formal de la etapa oral de la audiencia, comenzando el Presidente por presentar o introducir a los funcionarios encargados de conducir la audiencia y luego invitando a los representantes de las partes acreditadas a presentarse. El segundo paso a realizar por el Presidente es explicar brevemente, y en términos sencillos y comprensibles por todos, la finalidad o el objeto de la audiencia convocada y realizar un resumen del documento de consulta y de las presentaciones, actuaciones y comentarios efectuados por escrito en la etapa preparatoria, siempre que así lo estime conveniente.

Una vez concluida la introducción, se dispondrán las reglas de orden del desarrollo de la audiencia, entre ellas, el orden de intervención de los participantes en los alegatos orales, acordando al efecto tiempos equitativos a cada una, pudiéndose fijar un tiempo adicional para réplicas. El Presidente debe hacer conocer y circular el Orden de Exposiciones, que en principio – salvo mejor criterio que allí se exprese para el caso concreto - el mismo orden en que se registraron las inscripciones de expositores.

El proceso de audiencia pública puede constar de una o más sesiones, ya sea que se previeran así desde el inicio dada la cantidad de participantes y expositores inscriptos, la

importancia y magnitud de los temas a tratar y/o la imposibilidad de reducir o unificar el número de exposiciones. O bien ya sea que, aunque se previó originalmente una sesión, ésta resulte insuficiente, y sea necesario realizar sesiones complementarias. Es función del presidente disponer las prórrogas que sean necesarias, como así también, fundadamente, la suspensión o postergación de la sesión, ya sea de oficio o a pedido de parte.

vi. Terminación del proceso de consulta y decisión final

Los comentarios, alegatos y réplicas expresados por las partes en la audiencia deben quedar recogidos en un acta que los resuma, elaborada por un miembro de la autoridad a cargo de la conducción del proceso o por el secretario designado. A ello se pueden agregar, como se explicó, otros registros complementarios, ya sea grabaciones de audio o video o versiones taquigráficas de las exposiciones.

Con todas las actuaciones recogidas en el expediente formado desde el inicio del proceso de consulta, la unidad de implementación deberá preparar un informe que resuma sucintamente los comentarios vertidos por las partes, ya sean escritos u orales, y luego considerar expresamente los principales argumentos y hechos aducidos durante el proceso. El objetivo no es realizar una consideración de todos y cada uno de los argumentos y hechos vertidos por las partes en el proceso, sino de seleccionar aquéllos que sean clave para la adopción de la decisión y cuya adopción implique un cambio sustantivo en la decisión a ser tomada. Sobre la base de este informe, la unidad de implementación elaborará el anteproyecto de norma o resolución a ser emitida.

Como medida adicional de publicidad y transparencia del proceso, el proyecto de Reglamento dispone además que la unidad de implementación dé cuenta de la realización de la audiencia pública mediante la publicación al menos en el sitio de Internet de la SIE de un informe que indique como mínimo:

- Objeto de la audiencia realizada.
- Fechas y lugar en los que se sesionó.
- Funcionarios presentes.
- Cantidad de participantes.
- Lugar donde se encuentra a disposición el expediente.
- Plazos y modalidad de publicación de la resolución final.

Publicada la audiencia y realizado el proyecto de decisión, se produce el cierre del proceso de consulta, enviando este proyecto al Consejo para su revisión y aprobación. El Reglamento establece un plazo máximo de sesenta días a contar desde la fecha de realización de la última sesión de audiencia pública, salvo justa causa, para aprobar la decisión final, que luego debe publicarse al menos en el Diario Oficial y en el sitio de Internet de la institución.

D. RECURSOS E IMPUGNACIONES

Concluido el procedimiento de consulta pública – ya sea básico o de audiencia pública – y aprobada la decisión, tarifa o norma consultada, la resolución podrá ser impugnada por vía de los recursos legales previstos en la legislación y regulación vigente. Es decir, los procedimientos de revisión y apelación en sede administrativa ante la SIE, y los recursos y acciones judiciales que otorgue la legislación para la revisión de resoluciones aprobadas por la SIE.

Los actos o resoluciones de trámite adoptados durante el transcurso del procedimiento de consulta, cualquiera sea su modalidad y cualquiera sea su etapa, no son recurribles. Los recursos sólo podrán interponerse una vez alcanzada la aprobación final de la decisión o cuestión sometida a consulta, lo cual no quiere decir que en dicha oportunidad no pueda alegarse el incumplimiento o aplicación indebida del procedimiento de consulta, en sus aspectos obligatorios.

5.2.5 Beneficios esperados

Además de dar solución a los problemas identificados en el capítulo de diagnóstico – tales como la dispersión, carácter incompleto y débilmente reglado del sistema de consulta actualmente vigente en República Dominicana – se espera que la adecuada implementación del procedimiento de consulta propuesto traiga consigo los siguientes beneficios:

- Mayor consenso
- Mejor comunicación extra e intra sector
- Mayor legitimidad de las decisiones y normas adoptadas
- Mejor calidad de las decisiones y normas adoptadas
- Mayor efectividad en la aplicación de tales normas y decisiones, y
- Menor conflictividad/ litigiosidad con los destinatarios o partes afectadas por dichas decisiones regulatorias

Todo lo cual se espera redunde en una mayor sustentabilidad del sistema regulatorio en su conjunto, mejorando en el largo plazo las condiciones de atracción de la inversión y desarrollo futuro del sector.

A. MAYOR CONSENSO

A diferencia de otros procedimientos de participación pública utilizados en la experiencia internacional – como el caso de los llamados procesos de negociación regulatoria o “reg negs” o la utilización de comités consultivos con poder de decisión – el procedimiento de consulta pública no implica que deba obtenerse necesariamente un consenso de los participantes involucrados en una solución. Es decir, su finalidad se orienta a ventilar las propuestas e iniciativas del Regulador, dar la oportunidad de oír a los interesados y destinatarios antes de ser aprobadas y, desde luego, recibir propuestas, sugerencias, observaciones y consejos de los participantes interesados que permitan mejorar la propuesta inicial o rever la oportunidad o conveniencia de su adopción.

5. Mecanismos de control y procedimientos para el fiel cumplimiento de la normativa. ..

Sin embargo, el procedimiento deberá guiarse por el mutuo respeto de Regulador y participantes, la capacidad de oír y entender el punto de vista de los otros y desarrollar soluciones que busquen el consenso, sin que sea por ello una exigencia alcanzar este consenso o que los comentarios vertidos voluntariamente por los participantes tengan un valor vinculante para el Regulador, que retiene la capacidad de decisión²⁴.

En este sentido, resulta muy importante comprender que el Regulador, al implementar el proceso de consulta, no comparte su poder decisorio, pesando sobre éste la totalidad de la responsabilidad por la decisión adoptada, que no es compartida tampoco con los participantes.

B. MEJOR COMUNICACIÓN EXTRA E INTRA SECTOR

La apertura del proceso decisorio para la adopción de normas o decisiones regulatorias clave en etapas que son comunicadas al público por distintos medios – desde Internet a medios masivos de comunicación – tenderá indudablemente a mejorar e incrementar la comunicación de las iniciativas del Regulador hacia dentro y hacia fuera del sector, fortaleciendo sus vínculos con los distintos actores públicos y privados y con la sociedad civil en su conjunto.

Esta mejor comunicación tenderá a fortalecer la visibilidad y percepción pública del Regulador y de las prácticas regulatorias en proceso, contribuyendo a incrementar su reputación y el conocimiento general de las funciones desempeñadas.

C. MAYOR LEGITIMIDAD DE LAS DECISIONES Y NORMAS ADOPTADAS

La mayor participación trae consigo, en principio, mayor legitimidad de las decisiones adoptadas, si el proceso logra aumentar la percepción de que la norma o decisión adoptada ha sido el resultado de un proceso participativo y abierto, que ha receptado razonablemente las preocupaciones principales de sus destinatarios y posibles afectados.

Esta mayor legitimidad de las normas adoptadas trae consigo asimismo una mayor reputación del sistema regulatorio y tiende a fortalecer la independencia del Regulador.

D. MEJOR CALIDAD DE LAS DECISIONES Y NORMAS ADOPTADAS

Si bien la implementación de un proceso de consulta puede traer consigo la desventaja de hacer más lentos y pesados los procesos decisorios para del Regulador, lo cierto es que también trae consigo la oportunidad de sopesar y considerar más detenidamente las decisiones, así como también de advertir problemas que sin el escrutinio de terceras partes difícilmente serían advertidos, y de ese modo mejorar la calidad de las decisiones y normas adoptadas.

Por otra parte, también podría argumentarse que someter una norma o decisión regulatoria a un proceso de consulta pública puede alejar la decisión de un ámbito estrictamente técnico y

²⁴ Ello así con independencia de la existencia de algunos casos puntuales, como la aprobación del VAD, en el cual las diferencias en los resultados de los estudios pueden ser sometidas a arbitraje por los interesados.

verse afectado por la confrontación de intereses, ya sean políticos, sociales o económicos. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que una decisión regulatoria de vasto alcance para la industria o la sociedad no involucra solamente aspectos que pueden ser dirimidos en un ámbito puramente técnico, sino que involucra factores y preocupaciones políticas, económicas y sociales que exceden en mucho los resultados que podrían obtenerse de un ámbito de laboratorio cerrado. Por ello, la participación tiende a enriquecer la calidad de las decisiones adoptadas, no sólo en sus aspectos técnicos, sino particularmente en la amplitud de la perspectiva en que las decisiones son adoptadas, contribuyendo a una mayor efectividad y legitimidad esperable.

E. MAYOR EFECTIVIDAD EN LA APLICACIÓN

La implementación del procedimiento de consulta tiende a posibilitar que los potenciales destinatarios de las decisiones o normas propuestas puedan aportar su punto de vista sobre la factibilidad y condiciones de aplicación de las normas, volviendo más realista el enfoque original, mientras que por otra parte es de esperar contribuya a una mejor comprensión de las “reglas de juego” por parte de quienes en definitiva deberán cumplirlas.

Todo ello debería mejorar la efectividad en la aplicación de las normas, ya sea porque la norma es sometida a un “test” previo de factibilidad o viabilidad al ser analizada por sus destinatarios, o ya sea porque, complementariamente, los destinatarios pueden hacer propia la norma propuesta – ganar “ownership” – o, al menos, mejorar su conocimiento de las reglas de juego vigentes y de los objetivos perseguidos con su aprobación y aplicación.

F. MENOR CONFLICTIVIDAD/ LITIGIOSIDAD CON LOS DESTINATARIOS

Mayor consenso, mayor legitimidad, mayor calidad y mayor conocimiento de las reglas de juego es esperable que conduzcan a una menor conflictividad, disminuyendo o mitigando los niveles de litigiosidad con los destinatarios, es decir, reduciendo el número de reclamos e impugnaciones legales que eventualmente pudieran entorpecer la aplicación de la regulación y, en definitiva, la implementación de los objetivos y metas regulatorias fijadas.

Si bien como ya se dijo podría alegarse que el procedimiento de consulta traerá consigo procesos decisorios más lentos y pesados, esta desventaja se vería contrarrestada por la mitigación de la cantidad de litigios que la adopción de nuevas decisiones o normas pudiera acarrear con los agentes regulados y demás destinatarios encargados de su cumplimiento. A lo que deben sumarse, claro está, todos los otros beneficios esperados descritos en esta sección.

G. REFLEXIONES FINALES

Para generar la necesaria confianza pública, es importante que todo proceso de participación y consulta sea abierto y estructurado. La participación y consulta no tiene sentido si los participantes no tienen información suficiente sobre la cual interactuar con el Regulador. Y el acceso a la información es una de las mejores formas de crear confianza pública. Muchas veces se trata de proveer información en tiempo y forma para dar por satisfechas las preocupaciones e inquietudes de los interesados y el público.

Un requerimiento crítico de todo proceso de consulta es la necesidad de proveer oportunidades estructuradas de participación. Si el Regulador no cuenta con las

5. Mecanismos de control y procedimientos para el fiel cumplimiento de la normativa. ..

herramientas adecuadas para comunicarse e interactuar con los regulados, usuarios y demás entidades vinculadas a su actividad, el problema de la credibilidad permanecerá irresuelto. La participación y consulta es un aspecto crítico para establecer la confianza en el sistema regulatorio y la acción del Regulador en el sector.

En este sentido, los procedimientos de participación y consulta de todo esquema regulatorio, para ser efectivo, deben apoyarse en los siguientes elementos:

- **Transparencia:** Un proceso abierto que todos los participantes puedan ver y entender
- **Respeto mutuo:** Disposición a escuchar y capacidad de respuesta del Regulador frente a las inquietudes de los participantes.
- **Acceso a información oportuna y adecuada,** apoyada en medios tecnológicos como Internet y el correo electrónico.
- **Interacción antes de la decisión,** buscando que el proceso sea más un diálogo interactivo para mejorar la norma que se busca establecer y no un proceso formal gobernado por la lógica “decidir-anunciar-defender”

Una vez creado el Regulador y establecida su independencia o autonomía formal en la ley de su creación, uno de sus mayores desafíos es establecer su reputación y la credibilidad y legitimidad del proceso regulatorio.

En este sentido, el procedimiento de consulta – como otros mecanismos posibles de participación pública en las decisiones regulatorias – busca promover e implementar prácticas regulatorias que contribuyan a una continua “aceptabilidad” intra y extra sector del proceso, y de ese modo fortalecer la autonomía e independencia real de la entidad.

Sin dudas que a mayor independencia y reputación del Regulador y mayor credibilidad y legitimidad del sistema regulatorio, mejores serán las condiciones para la atracción de inversión, el desarrollo de la infraestructura del país y con ello el crecimiento de la economía y el mejoramiento de las condiciones de equidad social.

5.3 SISTEMA DE CONTABILIDAD REGULATORIA E INDICADORES DE DESEMPEÑO

El Sistema de Contabilidad Regulatoria o Sistema Uniforme de Cuentas (SUC) es una herramienta que aporta información homogénea sobre el desempeño de las empresas reguladas, facilita la tarea de supervisión y seguimiento de la evolución de las empresas y simplifica las tareas comprendidas en las revisiones tarifarias o aprobación de cargos regulados.

En tanto que los indicadores de desempeño resultan de suma utilidad como complementación del SUC y para disponer una herramienta que simplifique y agilice la comparación con empresas similares de otros países. En especial, que permita detectar con anticipación suficientes problemas en los sectores regulados y tomar las decisiones correctivas antes de llegar a situaciones críticas que impliquen la toma de decisiones en condiciones de emergencia.

Para la elaboración del trabajo que aquí se presenta, se consideró fundamental que tanto el SUC como los indicadores de desempeño respondieran a las necesidades de información que requiere la SIE en el contexto del sistema de fijación de tarifas que se definió en República Dominicana, es decir, el reconocimiento de costos de una empresa eficiente y el control de la calidad del servicio técnico y comercial.

En base a lo expresado, esta sección presenta el Sistema de Contabilidad regulatoria, detallando los objetivos y antecedentes, los criterios de diseño y el plan de cuentas propuesto, y a continuación, se detalla el objetivo de los indicadores de desempeño, los criterios de diseño, los indicadores y diseño gráfico que se propone.

5.3.1 Sistema de Contabilidad Regulatoria

A continuación se presentan los objetivos y antecedentes de los Sistemas de Contabilidad Regulatoria, los criterios utilizados para el diseño del sistema para las empresas reguladas de República Dominicana, el plan de cuentas que se propone, el costeo de ordenes de trabajo, como una herramienta para el seguimiento de obras, así como los aspectos que complementan el sistema.

A. OBJETIVOS

Los objetivos para la implementación de un Sistema de Contabilidad Regulatoria se centran en que:

- El Regulador disponga de información útil y oportuna de las empresas cuyas tarifas son objeto de su control
- La información esté ordenada y presentada de manera que pueda ser una referencia válida para fines tarifarios.
- La información tenga una frecuencia de emisión y esté detallada lo suficiente para poder analizar la evolución de las principales variables que definen el estado de las empresas y poder anticiparse y tomar acciones preventivas y correctivas.
- La aplicación de un sistema uniforme a todas las empresas permita una comparación válida entre conceptos y cuentas definidos de manera uniforme.

B. ANTECEDENTES

Los Sistemas de Cuentas impuestos por la autoridad regulatoria surgen como necesidad en aquellos lugares en que se aplican los antiguos pero aún vigentes sistemas de reconocimiento de costos denominados “cost-plus”.

Estos sistemas basan la remuneración de las empresas reguladas en analizar la razonabilidad de los gastos de un determinado ejercicio, y de las obras realizadas e incorporadas al “activo regulatorio” o “base tarifaria”, aplicar una tasa de rentabilidad (generalmente fijada en el contrato de concesión) sobre los mencionados activos regulatorios y así definir el nivel de ingresos que la empresa regulada tendrá en el siguiente período. Se reconocen los gastos más el plus de la rentabilidad sobre la base tarifaria.

5. Mecanismos de control y procedimientos para el fiel cumplimiento de la normativa. ..

Para realizar esta tarea, en general anualmente, es clara la necesidad de disponer de un sistema de información que clasifique tanto los gastos como las inversiones y las amortizaciones de una manera que sea uniforme y conocida, de tal forma que el regulador pueda analizarla y eventualmente señalar “falta de razonabilidad”.

Estos sistemas de cost-plus, que aún se aplican en muchos países (en EEUU por ejemplo), han demostrado ser eficaces en el sentido de conseguir una muy rápida cobertura del servicio dado que toda inversión “justificada” era incorporada a la base tarifaria y remunerada por la tasa indicada en el contrato de concesión. Las empresas financiaban las inversiones con préstamos a tasas inferiores a la tasa de rentabilidad reconocida y apalancaban así su rentabilidad real.

Pero el resultado no resultó eficiente desde el punto de vista económico en el largo plazo, dado que fue demostrado por los economistas que estos sistemas incentivan la sobre-inversión. Las empresas hacían obras en exceso o muy caras y el regulador no tenía capacidad, debido a la asimetría de la información y a la alta frecuencia de revisión, a señalar como “no razonable” una determinada obra.

Obsérvese que en este contexto, disponer de una base de activos importante justificaba mayores ingresos, lo que incentivaba a tener muy desarrollado los sistemas de imputación contable tanto de las incorporaciones de activos como las amortizaciones. Era común que las empresas tengan un “gerente de amortizaciones” encargado exclusivamente de este tema.

Esta introducción sólo pretende indicar que los sistemas de información no pueden ser diseñados de manera universal, sino que deben adaptarse a las necesidades propias de los individuos que la deben utilizar para tomar decisiones dentro del contexto legal y regulatorio adoptado.

Como conclusión, no resulta aplicable un sistema de cuentas que sea útil en otro país que no utilice la información con los mismos objetivos que se pretenden para este caso; tampoco asimilar el de un país que, utilizando el mismo sistema regulatorio, han adoptado sistemas de información no consistente con sus necesidades. Habrá que diseñar un sistema basado en las necesidades propias del tipo de sistema de regulación adoptado y de las particularidades de la realidad del país.

C. CRITERIOS Y METODOLOGÍA UTILIZADOS PARA EL DISEÑO

En esta sección se describen los criterios y metodología utilizada para el diseño del sistema tanto para empresas de distribución como empresas de transporte.

i. Empresas de Distribución

El sistema regulatorio adoptado por República Dominicana para el sector eléctrico, es un sistema basado en el costo incremental promedio de largo plazo del servicio de distribución en sistemas eficientemente dimensionados (ver punto A más abajo)

La filosofía de esta metodología es completamente distinta a la descrita del “cost plus”. Se trata de una metodología que controla a las distribuidoras por sus resultados (la calidad del

5. Mecanismos de control y procedimientos para el fiel cumplimiento de la normativa. ...

servicio técnico y comercial) e incentiva la eficiencia económica remunerando los activos y gastos de una empresa eficiente.

La empresa estará motivada a ser eficiente para conseguir por lo menos la rentabilidad regulada y a tener una calidad de servicio técnica y comercial que optimice el trade-off entre compensaciones a los usuarios por deficiente calidad, inversiones y gastos de operación y mantenimiento.

En este contexto, el Regulador debería controlar la calidad del servicio, exigir la aplicación de las compensaciones a los usuarios y monitorear la actividad económica de la empresa a los efectos de evitar la degradación de la misma por irregularidades en su comportamiento.

Pero el sector eléctrico dominicano está sumergido en una profunda crisis y no se están aplicando las tarifas ni el control sobre la calidad del servicio previsto en el esquema regulatorio. Los ingresos de las empresas están controlados por los aportes del Gobierno, dado que la tarifa se encuentra congelada, lo que origina subsidios y aportes adicionales para cubrir los requerimientos financieros de las empresas.

En este contexto y pensando no sólo en el estado de régimen que debería alcanzar la aplicación de la regulación sino también en la situación actual, se ha diseñado un sistema que contempla la posibilidad de realizar un seguimiento más minucioso de las empresas del que sería necesario en una situación de régimen.

A continuación se indica el marco regulatorio que debe regir el diseño, para luego detallar los criterios aplicados:

Marco Regulatorio

Los artículos de la LGE que hacen mención al tema se transcriben a continuación:

“ ... Art. 115.- El valor agregado de distribución se determinará cada cuatro (4) años, sobre la base del costo incremental de desarrollo y el costo total de largo plazo del servicio de distribución en sistemas eficientemente dimensionados. La estructura de tarifas se basará en el costo incremental de desarrollo. El nivel de tarifas deberá ser suficiente para cubrir el costo total de largo plazo. El valor agregado de distribución y los niveles de tarifas serán establecidos por la Superintendencia de Electricidad.

Art. 116.- Los costos incrementales de desarrollo y los costos totales de largo plazo se calcularán por zona de distribución para sistemas modelos cuyas instalaciones estén eficientemente dimensionadas. La Superintendencia deberá incluir en las bases de los estudios tarifarios las zonas de distribución y las características del sistema modelo de distribución aplicables a cada zona.

Art. 117.- Se entenderá por costo incremental de desarrollo de un sistema modelo, al costo promedio de las ampliaciones de capacidad y al incremento de los costos de explotación necesarios para satisfacer la demanda incremental de un período no inferior a quince (15) años. Se entenderá por costo total de largo plazo de un sistema modelo, aquel valor anual constante requerido para cubrir los costos de explotación eficiente y los de inversión de un proyecto de reposición optimizado...”

Criterios de diseño

Lo indicado en la LGE implica que no se utilizará en forma directa, a los efectos de la fijación tarifaria, la información contable real de la empresa.

El costo incremental promedio de largo plazo es un presupuesto para los próximos 15 años, de lo que en promedio costará expandir la red eléctrica y sus gastos de operación y mantenimiento asociados a esa expansión, también optimizados. De este punto se deduce que en el extremo no es necesario ningún dato contable de la empresa distribuidora real para realizar este presupuesto. Adicionalmente se trata de la expansión de un “sistema modelo”, de “costos de explotación eficientes” y de costos de inversión “de un proyecto de red optimizado”.

Ninguno de los conceptos vertidos en la LGE hace referencia a los costos y los activos de la empresa real.

Para hacer este presupuesto de expansión a largo plazo habrá que disponer de información de la red existente real, de la ubicación, consumo actual y crecimiento del número de usuarios y de la demanda de dichos usuarios, de los costos de instalación de nuevas redes y de los gastos de operación y mantenimiento de las mismas.

Si bien toda esta información necesaria cada 4 años no requeriría de información contable de la empresa real, es un dato de la realidad que la obtención de costos de las instalaciones (materiales y mano de obra competitivos) no es una tarea sencilla para un organismo gubernamental que no realiza estas obras por cuenta propia y sólo podría pedir presupuestos a empresas que sabrán que nunca serán convertidos en ventas y cuyos clientes reales son las Distribuidoras.

Como consecuencia se consideró importante hacer hincapié en orientar el diseño de la contabilidad regulatoria en los siguientes aspectos:

- Disponer de la información de activos separados por cada etapa del proceso, con el objeto de poder complementar esta información con información de inventario físico y poder estimar el costo promedio de instalación por etapa.
- Disponer de los gastos de operación y mantenimiento asignados por cada etapa del proceso, con el objeto de hacer también la vinculación con el inventario físico y así poder obtener el costo de operación y mantenimiento promedio por etapa.
- Disponer una apertura de los gastos que permita identificar si estos son referidos las redes, a la comercialización o gastos de la estructura fija, con el objeto de estimar un costo por actividad comercial promedio, vinculando los datos contables con la información de usuarios y de compra y venta de energía facturada.
- Disponer de la información referida a aportes del Estado, ya sea para financiar gastos corrientes, como el Fondo de Compensación Tarifaria, como aquellos para financiar obras de electrificación rural, con el objeto de exponerlos claramente y no duplicar su remuneración.
- Disponer de la información referida a donaciones de activos, a los efectos de no considerarlas como capital invertido por las Empresas en el proceso de cálculo de la remuneración.

5. Mecanismos de control y procedimientos para el fiel cumplimiento de la normativa. ...

- Disponer de la información referida a otros negocios no regulados, a los efectos de separar tanto los ingresos como los gastos y activos de la operación de la empresa regulada, con el objeto de no considerar en los costos de referencia a aquellos relacionados con estas actividades.
- Disponer de toda la información de gastos y activos separada en componentes que permitan conocer la composición de los costos y en especial su forma de ajustarse con el tiempo, con el objeto de poder tener una referencia para estimar los ponderadores de la fórmula de ajuste automático entre períodos tarifarios.
- Disponer de información de inversiones y gastos por proyecto u orden de trabajo. Esta forma de costeo permite definir un proyecto, que se traduce en un número de Orden de Trabajo o Centro de Costo Temporal, en donde en forma sistemática se van imputando los materiales y mano de obra utilizados para llevarlos a cabo. Esto permite identificar obras concretas, hacerles un seguimiento detallado y hacer una mejor comprobación de los costos asociados a una determinada instalación y así poder ir juntando antecedentes de costeo para el cálculo tarifario. También mediante esta metodología se podrán evaluar los costos de los programas tipo PRA, los de electrificación rural, o el costo de implementación de nuevas tecnologías, por ejemplo antifraude o equipos especiales de medición.

ii. *Empresas de Transporte*

Así como para las empresas de Distribución, las de Transporte deberán disponer la información de manera que sea útil a los efectos de ser utilizada por la Superintendencia.

A los efectos tarifarios, la LGE introduce una metodología de cálculo tarifario que se transcribe a continuación bajo el título de marco regulatorio, para luego explicar los criterios de diseño utilizados en base al mismo

Marco Regulatorio

La LGE establece:

“...Art. 84.- En los casos de sistemas eléctricos interconectados, cuya demanda sea superior a la potencia máxima definida en el reglamento y que incluyan suministros a empresas distribuidoras de servicio público, los precios por el uso de instalaciones de transmisión y transformación sujetas a concesión serán regulados, y los mismos serán fijados por resolución de La Superintendencia, de acuerdo a las disposiciones del presente título y lo dispuesto en el reglamento.

Art. 85.- La compensación por el uso de las instalaciones del sistema de transmisión se denominará peaje de transmisión. La suma total recaudada por concepto de peaje de transmisión deberá cubrir el costo total de largo plazo del sistema de transmisión, el cual estará constituido por la anualidad de la inversión, más los costos de operación y mantenimiento de instalaciones eficientemente dimensionadas. La Superintendencia definirá las instalaciones que forman parte de dicho sistema, calculará y fijará el costo total de largo plazo para efecto del cálculo de peaje de transmisión. El reglamento de la presente ley detallará la forma de determinar el peaje de transmisión y las componentes tarifarias para su cobro.

5. Mecanismos de control y procedimientos para el fiel cumplimiento de la normativa. ..

Art. 86.- El peaje de transmisión a que se refiere el artículo anterior será constituido por el derecho de uso y el derecho de conexión.

Art. 87.- La anualidad de la inversión será calculada por La Superintendencia sobre la base del valor nuevo de reemplazo de las instalaciones considerando la tasa de costo de oportunidad del capital definida en esta ley. El reglamento de la presente ley establecerá la forma de determinar estos valores. Dicha anualidad y los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones de transmisión, así como las fórmulas de reajustes correspondientes serán determinadas cada cuatro (4) años por La Superintendencia.

Art. 88.- Para efectos del establecimiento de los peajes, los propietarios de los sistemas de transmisión y el organismo coordinador deberán proporcionar a La Superintendencia todos los antecedentes que el reglamento determine. Cualesquier discrepancia que se produzca entre empresas respecto a los montos de peaje será resuelta por La Superintendencia...”

Por su parte, el RLGE detalla la metodología de la siguiente manera:

“...Art. 357.-La SIE, de conformidad con el artículo 85 de la Ley, definirá mediante resolución las instalaciones que forman parte del Sistema de Transmisión y además calculará y fijará el costo total de largo plazo para efecto del cálculo de Peaje de Transmisión.

Art. 358.-Para determinar los valores nuevos de reemplazo a los que se refiere el artículo 87 de la Ley la SIE tomará en cuenta los costos de mercado, para lo cual consultará, sobre los costos de suministro y construcción de líneas y subestaciones de transmisión, en procesos competitivos a nivel nacional e internacional.

Art. 359.-Las instalaciones del Sistema de Transmisión, sus valores nuevos de reemplazo, la anualidad de la inversión y los costos de operación y mantenimiento de cada una de las instalaciones existentes y aquellas por construir dentro de períodos de cuatro (4) años, serán definidos mediante resolución de la SIE. El costo total anual de cada instalación del Sistema de Transmisión, correspondiente a la anualidad de la inversión y los costos anuales de operación y mantenimiento, será utilizado como base para la determinación del Peaje de Transmisión.

Art. 360.-La anualidad de la inversión de cada instalación del Sistema de Transmisión, se determinará multiplicando el monto de la inversión optimizada por el factor de recuperación del capital, considerando una vida útil promedio de las instalaciones de treinta (30) años y la tasa de costo de oportunidad del capital definida en la Ley. El monto de la inversión se calculará a partir del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de costo total mínimo.

Art. 361.-El Peaje de Transmisión será recaudado a través de dos componentes: el Derecho de Uso y el Derecho de Conexión.

Art. 362.-El Derecho de Uso de la Red Principal de Transmisión corresponderá en cada mes al valor determinado por el OC al realizar las transacciones económicas de energía y potencia, de acuerdo a lo establecido en el presente Reglamento. El Derecho de Uso se compone del Derecho de Uso de Energía y el Derecho de Uso de Potencia de Punta.

Art. 363.-El OC calculará mensualmente el Derecho de Uso conforme lo establecido en el presente Reglamento.

Art. 364.-El Derecho de Conexión mensual en la Red Principal de Transmisión lo calculará el OC, restando al costo total anual del Sistema de Transmisión mensualizado el Derecho de Uso. El derecho de conexión unitario (DCU) se establecerá en pesos dominicanos por kilovatios por mes (RD\$/Kw-mes) correspondiente...”

Criterios de diseño

Si bien de manera menos estricta, las instalaciones de transmisión llevan una metodología de cálculo similar a la de distribución, aunque resulta mucho más simple su cálculo debido a la posibilidad de tener un inventario y un flujo de cargas perfectamente detallado con poco margen de error.

Los conceptos considerados son en todo similares a los mencionados para distribución.

Las instalaciones asociadas a la tarifa regulada son definidas por la SIE. Estas instalaciones se optimizarán para adaptar sus capacidades a la demanda prevista.

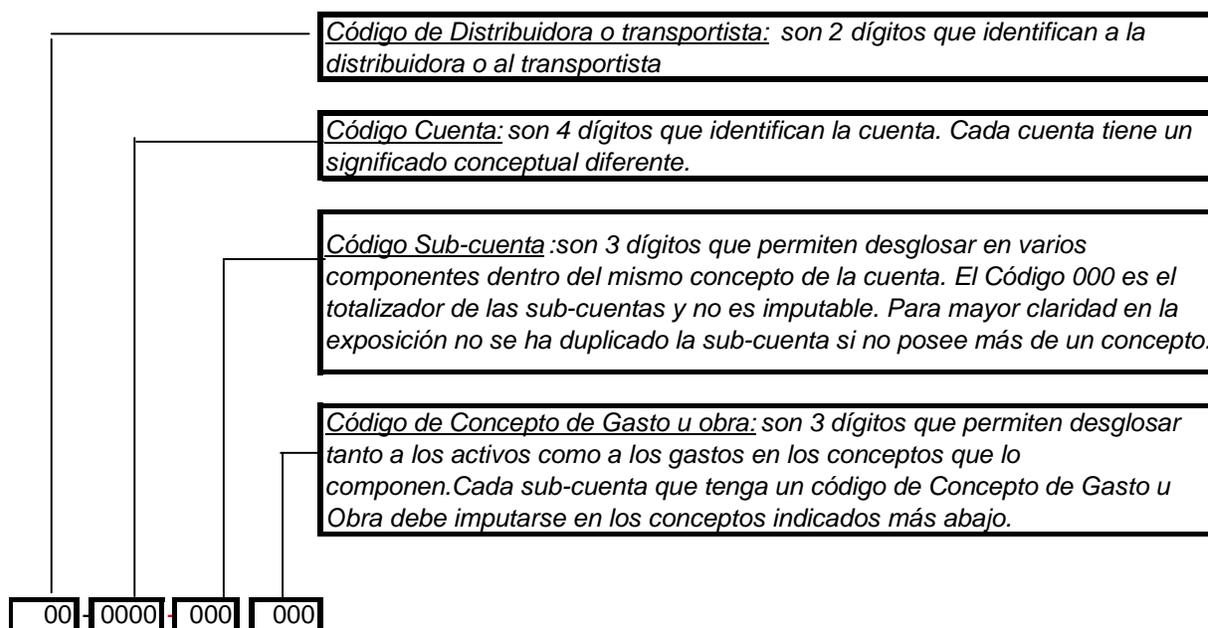
Existe un procedimiento para las ampliaciones que parece bastante complejo a la hora de su implementación práctica, no obstante, aún no se han llevado a la práctica ni reglamentado en detalle estos procesos. De todas maneras se han incluido los conceptos suficientes para ser considerados y detallados en el sistema contable.

D. ESTRUCTURA DEL PLAN DE CUENTAS

Para definir la estructura del Plan de Cuentas se analizaron los Catálogos y Manuales de Descripción de Cuentas de EDENORTE, EDESUR y EDEESTE suministrados por la SIE. Este análisis contribuyó a la definición de cuentas, conceptos de gastos y obras.

Se ha diseñado el plan de cuentas de tal manera que pueda ser archivado y consultado en una única base de datos para todas las empresas reguladas.

La codificación de las cuentas para la Contabilidad General se ha organizado de la siguiente manera y está reflejado en el Archivo Excel incluido en el Anexo C:

Descripción grupo de dígitos

El primer grupo de 2 dígitos (Código de Distribuidora o Transportista) se utiliza para identificar a la empresa de que se trate. En este caso será un número único para EdeNorte, otro para EdeSur, otro para EdeEste, otro para cada transportista. Cada empresa regulada tendrá su número único de identificación. Se han previsto hasta 99 empresas distintas.

i. Nivel 1 - Código de Cuenta

El segundo grupo de 4 dígitos (Código de Cuenta) identifica unívocamente a una cuenta específica del plan de cuentas.

La asignación se ha hecho del siguiente modo:

- Para las cuentas de Balance se han asignado los códigos:
 - 1001 a 1999 para los Activos.
 - 1001 a 1099 para las Disponibilidades
 - 1101 a 1199 para Créditos
 - 1201 a 1299 para Pagos Anticipados
 - 1301 a 1499 para Bienes de Cambio
 - 1501 a 1599 para los Bienes de Uso
 - 1901 a 1999 para amortizaciones
- Para las cuentas de Pasivo, códigos 2001 a 2899
- Para las cuentas de Patrimonio Neto, códigos 2901 a 2999
- Para las cuentas de Resultados de Actividades Reguladas:
 - 3001 a 3099 para los Ingresos

4001 a 4099 para los Egresos

- Para las cuentas de Resultados de Actividades No Reguladas:

3101 a 3199 para los Ingresos

4101 a 4199 para los Egresos.

Los códigos de este grupo de dígitos que terminan en 0 (cero) se reservan como totalizadores de los códigos de cuenta que les preceden.

Se lista a continuación la descripción de los conceptos a nivel de cuenta para la empresa 01. Todas las sub-cuentas tienen código 000 por ser totalizadoras a este nivel.

Cuentas de Balance

ACTIVO

Activo Corriente

DISPONIBILIDADES

01 - 1001 - 000 *Caja General*
01 - 1002 - 000 *Bancos*
01 - 1003 - 000 *Remesas Por Depositatar*

CREDITOS

01 - 1101 - 000 *Cuentas Por Cobrar usuarios*
01 - 1110 - 000 *Cuentas por Cobrar subsidios y otros del Gobierno*
01 - 1120 - 000 *Otros Créditos*

PAGOS ANTICIPADOS

01 - 1201 - 000 *Anticipos Impuestos*

BIENES DE CAMBIO

01 - 1301 - 000 *Materiales, equipos y repuestos en depósito*

Activo no Corriente

BIENES DE USO

01 - 1501 - 000	<i>Servidumbres</i>
01 - 1502 - 000	<i>Subestaciones</i>
01 - 1503 - 000	<i>Líneas</i>
01 - 1504 - 000	<i>Transformadores</i>
01 - 1505 - 000	<i>Acometidas</i>
01 - 1506 - 000	<i>Medidores</i>
01 - 1507 - 000	<i>Luminarias y columnas de Alumbrado</i>
01 - 1508 - 000	<i>Centro de Control y Despacho.SCADA comunicaciones</i>
01 - 1509 - 000	<i>Edificios y Construcciones</i>
01 - 1510 - 000	<i>Muebles y equipos de oficina</i>
01 - 1511 - 000	<i>Equipos de Transporte (Vehiculos)</i>
01 - 1512 - 000	<i>Sistemas Informaticos Computadoras-sofware</i>
01 - 1513 - 000	<i>Activos utilizados para actividades no reguladas</i>
01 - 1514 - 000	<i>Obras en curso</i>
01 - 1515 - 000	<i>Otros Activos No Corrientes</i>
01 - 1902 - 000	<i>Amortizaciones</i>

PASIVO

Pasivo Corriente

DEUDAS

01 - 2001 - 000	<i>Cuentas por Pagar Proveedores</i>
01 - 2101 - 000	<i>Deuda Bancaria de corto plazo</i>
01 - 2201 - 000	<i>Nominas y costos laborales Por Pagar</i>
01 - 2301 - 000	<i>Impuestos a Pagar</i>
01 - 2401 - 000	<i>Fianzas recibidas</i>
01 - 2501 - 000	<i>Otros Pasivos Corrientes</i>

Pasivo No Corriente

01 - 2701 - 000	<i>Deudas a largo Plazo</i>
01 - 2751 - 000	<i>Deuda con el Estado</i>
01 - 2801 - 000	<i>Otros Pasivos No Corrientes</i>

Patrimonio Neto

01 - 2901 - 000	<i>Capital</i>
01 - 2902 - 000	<i>Aportes Irrevocables Contra Futuras Suscripciones</i>
01 - 2903 - 000	<i>Reservas</i>
01 - 2904 - 000	<i>Utilidades Acumuladas</i>
01 - 2905 - 000	<i>Utilidad del Ejercicio</i>

Cuentas de Resultados Actividades Reguladas**INGRESOS**

01 - 3001 - 000	<i>Venta de Energía usuarios regulados</i>
01 - 3002 - 000	<i>Venta de peaje usuarios no regulados</i>
01 - 3002 - 000	<i>Servicio de peaje de Transporte de Energía en el Mercado Mayorista</i>
01 - 3003 - 000	<i>Servicio de Conexión al Sistema de Transporte</i>
01 - 3004 - 000	<i>Energía y servicios Vendidos al Mercado Mayorista</i>
01 - 3005 - 000	<i>Ingresos Por Fondo de Compensación Tarifaria</i>
01 - 3006 - 000	<i>Ingresos PRA</i>
01 - 3007 - 000	<i>Otros ingresos del Estado</i>
01 - 3008 - 000	<i>Ingresos por nuevas conexiones</i>
01 - 3009 - 000	<i>Intereses por Mora</i>
01 - 3010 - 000	<i>Ingresos por corte y reconexión</i>
01 - 3011 - 000	<i>Otros Ingresos por actividades reguladas</i>

EGRESOS

01 - 4001 - 000	<i>Energía Comprada y servicios del Mercado Mayorista</i>
01 - 4002 - 000	<i>Operación y mantenimiento líneas y redes</i>
01 - 4003 - 000	<i>Comercial</i>
01 - 4004 - 000	<i>Estructura general</i>
01 - 4005 - 000	<i>Amortizaciones del Período</i>
01 - 4006 - 000	<i>Impuesto sobre la Renta</i>

Cuentas de Resultados Actividades No Reguladas

01 - 3101 - 000	<i>Ingresos por actividades no reguladas</i>
01 - 4101 - 000	<i>Egresos por actividades no reguladas</i>
01 - 4102 - 000	<i>Amortización activos de actividades no reguladas</i>
01 - 4103 - 000	<i>Impuesto sobre la Renta actividades no reguladas</i>

ii. Nivel 2 - Código de Sub-cuenta

El tercer grupo de 3 dígitos identifica la sub-cuenta. Los códigos de este nivel están vinculados a los códigos del nivel 1, es decir que, por cada código de cuenta podrá haber hasta 999 códigos de sub-cuentas. Pero el código de sub-cuenta 001 se repetirá como código de sub-cuenta en cada cuenta. No tendrá sentido sumar los códigos 001 de todas las subcuentas, dado que su significado dependerá de la cuenta que tenga asociada.

La apertura de las cuentas a nivel 2 (sub-cuentas) proporciona un nivel de detalle suficiente para la mayoría de las necesidades de información contable.

Se listan a continuación las cuentas detalladas a nivel 2:

Cuentas de Balance

ACTIVO

Activo Corriente

DISPONIBILIDADES

01 - 1001 - 000	<i>Caja General</i>
01 - 1002 - 000	<i>Bancos</i>
01 - 1003 - 000	<i>Remesas Por Depositar</i>

CREDITOS

01 - 1101 - 000	<i>Cuentas Por Cobrar usuarios</i>
01 - 1101 - 001	<i>Cuentas por cobrar usuarios regulados</i>
01 - 1101 - 002	<i>Cuentas por cobrar usuarios no regulados</i>
01 - 1101 - 003	<i>Cuentas por cobrar ayuntamiento</i>
01 - 1101 - 004	<i>Cuentas por cobrar gobierno cortables</i>
01 - 1101 - 005	<i>Cuentas por cobrar gobierno no cortables</i>
01 - 1101 - 006	<i>Cuentas por cobrar otros</i>
01 - 1110 - 000	<i>Cuentas por Cobrar subsidios y otros del Gobierno</i>
01 - 1110 - 001	<i>Cuentas por Cobrar subsidio PRA</i>
01 - 1110 - 002	<i>Cuentas por Cobrar Fondo de Compensación Tarifaria (FETE)</i>
01 - 1110 - 003	<i>Cuentas por cobrar otros subsidios</i>
01 - 1120 - 000	<i>Otros Créditos</i>

PAGOS ANTICIPADOS

01 - 1201 - 000	<i>Anticipos Impuestos</i>
01 - 1201 - 001	<i>Crédito Fiscal ITBIS</i>
01 - 1201 - 002	<i>Otros créditos fiscales</i>

BIENES DE CAMBIO

01 - 1301 - 000	<i>Materiales, equipos y repuestos en depósito</i>
-----------------	--

		Activo no Corriente
		BIENES DE USO
01 - 1501 - 000		Servidumbres
01 - 1502 - 000		Subestaciones
01 - 1502 - 001	000	<i>Subestaciones terrenos</i>
01 - 1502 - 002	000	<i>Subestaciones obra civil</i>
01 - 1502 - 003	000	<i>Subestaciones obra eléctrica</i>
01 - 1502 - 004	000	<i>Subestaciones recibidas en donación</i>
01 - 1502 - 005	000	<i>Menos Subsidio para obras de electrificación</i>
01 - 1503 - 000		Líneas
01 - 1503 - 001	000	<i>Líneas de Alta Tensión</i>
01 - 1503 - 002	000	<i>Líneas Aéreas Media Tensión</i>
01 - 1503 - 003	000	<i>Líneas Subterráneas de Media Tensión</i>
01 - 1503 - 004	000	<i>Líneas Aéreas Baja Tensión</i>
01 - 1503 - 005	000	<i>Líneas Subterráneas de Baja Tensión</i>
01 - 1503 - 006	000	<i>Líneas recibidas en donación</i>
01 - 1503 - 007	000	<i>Menos Subsidio para obras de electrificación</i>
01 - 1504 - 000		Transformadores
01 - 1504 - 001	000	<i>Transformadores trifásicos</i>
01 - 1504 - 002	000	<i>Transformadores monofásicos</i>
01 - 1504 - 003	000	<i>Transformadores obra civil aérea</i>
01 - 1504 - 004	000	<i>Transformadores obra civil subterránea</i>
01 - 1504 - 005	000	<i>Instalaciones de Transformación recibidos en donación</i>
01 - 1504 - 006	000	<i>Menos Subsidio para obras de electrificación</i>
01 - 1505 - 000		Acometidas
01 - 1505 - 001	000	<i>Acometidas aéreas BT</i>
01 - 1505 - 002	000	<i>Acometidas subterráneas BT</i>
01 - 1505 - 003	000	<i>Acometidas aéreas MT</i>
01 - 1505 - 004	000	<i>Acometidas subterráneas MT</i>
01 - 1505 - 005	000	<i>Acometidas recibidas en donación</i>
01 - 1505 - 006	000	<i>Menos Subsidio para obras de electrificación</i>
01 - 1506 - 000		Medidores
01 - 1506 - 001	000	<i>Medidores del Sistema de Medición Comercial del MM</i>
01 - 1506 - 002	000	<i>Medidores de BT</i>
01 - 1506 - 003	000	<i>Medidores de BT con transformadores de medida</i>
01 - 1506 - 004	000	<i>Medidores de MT con transformadores de medida</i>
01 - 1506 - 005	000	<i>Instalaciones de medición recibidas en donación</i>
01 - 1506 - 006	000	<i>Menos Subsidio para obras de electrificación</i>
01 - 1507 - 000		Luminarias y columnas de Alumbrado
01 - 1507 - 001	000	<i>Luminarias y columnas de Alumbrado</i>
01 - 1507 - 002	000	<i>Luminarias y columnas de Alumbrado recibidas en donación</i>
01 - 1507 - 003	000	<i>Menos Subsidio para obras de electrificación</i>
01 - 1508 - 000		Centro de Control y Despacho.SCADA comunicaciones
01 - 1508 - 001	000	<i>Obra civil e instalaciones</i>
01 - 1508 - 002	000	<i>Terrenos</i>
01 - 1509 - 000		Edificios y Construcciones
01 - 1509 - 001	000	<i>Obra civil e instalaciones</i>
01 - 1509 - 002	000	<i>Terrenos</i>

01 - 1510 - 000		<i>Muebles y equipos de oficina</i>
01 - 1511 - 000		<i>Equipos de Transporte (Vehiculos)</i>
01 - 1512 - 000		<i>Sistemas Informaticos Computadoras-sofware</i>
01 - 1513 - 000		<i>Activos utilizados para actividades no reguladas</i>
01 - 1513 - 002	000	<i>Líneas en alquiler</i>
01 - 1513 - 003	000	<i>Transformadores en alquiler</i>
01 - 1513 - 004	000	<i>Medidores en alquiler</i>
01 - 1513 - 005	000	<i>Otras equipos o instalaciones en alquiler</i>
01 - 1514 - 000		<i>Obras en curso</i>
01 - 1515 - 000		<i>Otros Activos No Corrientes</i>
01 - 1515 - 001	000	<i>Donaciones</i>
01 - 1515 - 002	000	<i>Terrenos y solares comprados</i>
01 - 1515 - 003	000	<i>Terrenos y solares recibidos en donación</i>
01 - 1516 - 004	000	<i>Concesión de Venta de Electricidad</i>
01 - 1902 - 000		<i>Amortizaciones</i>
01 1902 001		<i>Amortizaciones Subestaciones</i>
01 1902 002		<i>Amortizaciones Líneas</i>
01 1902 003		<i>Amortizaciones Transformadores</i>
01 1902 004		<i>Amortizaciones Acometidas</i>
01 1902 005		<i>Amortizaciones Medidores</i>
01 1902 006		<i>Amortizaciones Luminarias y columnas de Alumbrado</i>
01 1902 007		<i>Amortizaciones Centro de Control y Despacho.SCADA comunicaciones</i>
01 1902 008		<i>Amortizaciones Edificios y Construcciones</i>
01 1902 009		<i>Amortizaciones Muebles y equipos de oficina</i>
01 1902 010		<i>Amortizaciones Equipos de Transporte (Vehiculos)</i>
01 1902 011		<i>Amortizaciones Sist. Informaticas Computadoras-software</i>
01 1902 012		<i>Amortización activos de actividades no reguladas</i>
01 1902 013		<i>Amortización Concesión Venta de Electricidad</i>

PASIVO

Pasivo Corriente

DEUDAS

01 - 2001 - 000	<i>Cuentas por Pagar Proveedores</i>
01 - 2001 - 001	<i>Deudas con Proveedores Compra de Energía y Potencia</i>
01 - 2001 - 002	<i>Deudas con otros Proveedores</i>
01 - 2101 - 000	<i>Deuda Bancaria de corto plazo</i>
01 - 2201 - 000	<i>Nominas y costos laborales Por Pagar</i>
01 - 2301 - 000	<i>Impuestos a Pagar</i>
01 - 2401 - 000	<i>Fianzas recibidas</i>
01 - 2401 - 001	<i>Fianzas Residenciales</i>
01 - 2401 - 002	<i>Fianzas Comerciales</i>
01 - 2401 - 003	<i>Fianzas Grandes Clientes</i>
01 - 2401 - 004	<i>Fianzas Otras</i>
01 - 2501 - 000	<i>Otros Pasivos Corrientes</i>

Pasivo No Corriente

01 - 2701 - 000	<i>Deudas a largo Plazo</i>
01 - 2751 - 000	<i>Deuda con el Estado</i>
01 - 2801 - 000	<i>Otros Pasivos No Corrientes</i>

Patrimonio Neto

01 - 2901 - 000	<i>Capital</i>
01 - 2902 - 000	<i>Aportes Irrevocables Contra Futuras Suscripciones</i>
01 - 2903 - 000	<i>Reservas</i>
01 - 2904 - 000	<i>Utilidades Acumuladas</i>
01 - 2905 - 000	<i>Utilidad del Ejercicio</i>

Cuentas de Resultados Actividades Reguladas

INGRESOS

01 - 3001 - 000	<i>Venta de Energía usuarios regulados</i>
01 - 3001 - 001	<i>BTS1</i>
01 - 3001 - 002	<i>BTS2</i>
01 - 3001 - 003	<i>BTD</i>
01 - 3001 - 004	<i>MTD-1</i>
01 - 3001 - 005	<i>MTD-2</i>
01 - 3001 - 006	<i>MTH</i>
01 - 3002 - 000	<i>Venta de peaje usuarios no regulados</i>
02 - 3002 - 001	<i>Media Tensión</i>
03 - 3002 - 002	<i>Baja Tensión</i>
01 - 3002 - 000	<i>Servicio de peaje de Transporte de Energía en el Mercado Mayorista</i>
01 - 3003 - 000	<i>Servicio de Conexión al Sistema de Transporte</i>
01 - 3004 - 000	<i>Energía y servicios Vendidos al Mercado Mayorista</i>
01 - 3005 - 000	<i>Ingresos Por Fondo de Compensación Tarifaria</i>
01 - 3006 - 000	<i>Ingresos PRA</i>
01 - 3007 - 000	<i>Otros ingresos del Estado</i>
01 - 3008 - 000	<i>Ingresos por nuevas conexiones</i>
01 - 3009 - 000	<i>Intereses por Mora</i>
01 - 3009 - 001	<i>Intereses por Mora Regulares</i>
01 - 3009 - 002	<i>Intereses por Mora Industriales</i>
01 - 3009 - 003	<i>Intereses por Mora Gobierno</i>
01 - 3009 - 004	<i>Intereses por Mora Ayuntamientos</i>
01 - 3010 - 000	<i>Ingresos por corte y reconexión</i>
01 - 3011 - 000	<i>Otros Ingresos por actividades reguladas</i>

EGRESOS

01 - 4001 - 000		<i>Energía Comprada y servicios del Mercado Mayorista</i>
01 - 4002 - 000		<i>Operación y mantenimiento líneas y redes</i>
01 - 4002 - 001	000	
01 - 4002 - 002	000	<i>O&M Líneas de Alta Tensión</i>
01 - 4002 - 003	000	
01 - 4002 - 004	000	<i>O&M Subestaciones obra civil</i>
01 - 4002 - 005	000	<i>O&M Subestaciones obra eléctrica</i>
01 - 4002 - 006	000	<i>O&M Líneas Aéreas Media Tensión</i>
01 - 4002 - 007	000	<i>O&M Líneas Subterráneas de Media Tensión</i>
01 - 4002 - 008	000	<i>O&M Líneas Aéreas de Baja Tensión</i>
01 - 4002 - 009	000	<i>O&M Líneas Subterráneas Baja Tensión</i>
01 - 4002 - 010	000	<i>O&M Transformadores MT/BT trifásicos</i>
01 - 4002 - 011	000	<i>O&M Transformadores MT/BT monofásicos</i>
01 - 4002 - 012	000	<i>O&M Transformadores MT/BT obra civil aérea</i>
01 - 4002 - 013	000	<i>O&M Transformadores MT/BT obra civil subterránea</i>
01 - 4002 - 014	000	<i>O&M Centro de Control y despacho. SCADA Comunicaciones</i>
01 - 4002 - 015	000	<i>O&M Protecciones</i>
01 - 4002 - 016	000	<i>O&M Edificios y Construcciones</i>
01 - 4002 - 017	000	<i>O&M Muebles y equipos de oficina</i>
01 - 4002 - 018	000	<i>O&M Equipos de Transporte (Vehiculos)</i>
01 - 4002 - 019	000	<i>O&M Sistemas Informaticos Computadoras-software</i>
01 - 4002 - 020	000	<i>O&M Medidores Sistema de Medición Comercial MM</i>
01 - 4002 - 021	000	<i>O&M Otros</i>
01 - 4003 - 000		Comercial
01 - 4003 - 001	000	<i>Gastos en Acometidas aéreas BT</i>
01 - 4003 - 002	000	<i>Gastos en Acometidas subterráneas BT</i>
01 - 4003 - 003	000	<i>Gastos en Acometidas aéreas MT</i>
01 - 4003 - 004	000	<i>Gastos en Acometidas subterráneas MT</i>
01 - 4003 - 005	000	
01 - 4003 - 006	000	<i>Gastos en Medidores de BT</i>
01 - 4003 - 007	000	<i>Gastos en Medidores de BT con transformadores de medida</i>
01 - 4003 - 008	000	<i>Gastos en Medidores de MT con transformadores de medida</i>
01 - 4003 - 009	000	<i>Gastos en Lectura de medidores y procesamiento</i>
01 - 4003 - 010	000	<i>Gastos en Emisión de facturas</i>
01 - 4003 - 011	000	<i>Gastos en Distribución y entrega de facturas</i>
01 - 4003 - 012	000	<i>Gastos en Cobranzas</i>
01 - 4003 - 013	000	<i>Gastos en Control de medidores</i>
01 - 4003 - 014	000	<i>Gastos en Atención comercial grandes usuarios</i>
01 - 4003 - 015	000	<i>Gastos en Atención comercial usuarios regulados</i>
01 - 4003 - 016	000	<i>Gastos en Atención reclamos Protecom</i>
01 - 4003 - 017	000	<i>Gastos en Sistemas informáticos y comunicaciones</i>
01 - 4003 - 018	000	<i>Gastos en Oficinas Comerciales</i>
01 - 4003 - 019	000	<i>Gasto control fraude</i>
01 - 4003 - 020	000	<i>Otros Gastos Comerciales</i>

01 - 4004 - 000	Estructura general
01 - 4004 - 001	000 Gastos de Dirección
01 - 4004 - 002	000 Gastos de la Gerencia General
01 - 4004 - 003	000 Gastos de la Gerencia Técnica
01 - 4004 - 004	000 Gastos de la Gerencia Comercial
01 - 4004 - 005	000 Gastos de la Gerencia de Recursos Humanos
01 - 4004 - 006	000 Gasto del Area de Relaciones Públicas
01 - 4004 - 007	000 Gasto Auditorías externas e internas
01 - 4004 - 008	000 Gastos en Asesoría legal e impositiva
01 - 4004 - 009	000 Gasto de la Gerencia de Regulación
01 - 4004 - 010	000 Gastos en Reclamos institucionales
01 - 4004 - 011	000 Gastos del Area de Administración, Finanzas y Contabilidad
01 - 4004 - 012	000 Gastos del Area de Control de Gestión
01 - 4004 - 013	000 Gastos del Área de Compras y Servicios Generales
01 - 4004 - 014	000 Gastos del área de Sistemas informáticos y telecomunicaciones
01 - 4004 - 015	000 Gastos del Área de Planificación e Ingeniería
01 - 4004 - 016	000 Gastos del Área de Seguridad industrial y ambiental
02 - 4004 - 017	000 Fee del Operador
01 - 4004 - 018	000 Otros
01 - 4005 - 000	Amortizaciones del Período
01 - 4005 - 001	Amortizaciones Subestaciones
01 - 4005 - 002	Amortizaciones Líneas
01 - 4005 - 003	Amortizaciones Transformadores
01 - 4005 - 004	Amortizaciones Acometidas
01 - 4005 - 005	Amortizaciones Medidores
01 - 4005 - 006	Amortizaciones Luminarias y columnas de Alumbrado
01 - 4005 - 007	Amortizaciones Centro de Control y Despacho.SCADA comunicaciones
01 - 4005 - 008	Amortizaciones Edificios y Construcciones
01 - 4005 - 009	Amortizaciones Muebles y equipos de oficina
01 - 4005 - 010	Amortizaciones Equipos de Transporte (Vehiculos)
01 - 4005 - 011	Amortizaciones Sist. Informaticas Computadoras-software
01 - 4005 - 012	
01 - 4005 - 013	Amortización Concesión Venta de Electricidad
01 - 4006 - 000	Impuesto sobre la Renta
01 - 4006 - 001	Impuesto sobre la Renta Total
01 - 4006 - 002	Menos Impuesto sobre la Renta actividades no reguladas

Los elementos de particular interés para el regulador en este nivel son:

- Explicitación del subsidio para obras de electrificación
- Explicitación de las donaciones
- Amortización de la Concesión Venta de electricidad
- Fee del operador
- Detalle de gastos por actividad o asociadas a un activo

iii. Nivel 3 – Código de concepto de Gasto u obra

Este último grupo de 3 dígitos es una apertura en concepto o elemento de gasto u obra. Como se puede apreciar en los listados de Nivel 2, no todas las sub-cuentas tienen este

cuarto grupo de dígitos. Sólo se aplican a los conceptos de Bienes de Uso y de Egresos. Todos tienen el 000 en la apertura a nivel 2, dado que se trata de la suma de los conceptos al nivel superior.

Este grupo de conceptos tiene una única numeración y engloba todos los conceptos de gasto y obra que se consideraron útiles para detallar las actividades tanto de distribución como de transporte. Tener una numeración única significa que existe una única y unívoca codificación de conceptos aplicable a todas las sub-cuentas. Esto conlleva a que el concepto 001 tiene el mismo significado en cada sub-cuenta, por lo cual tiene significado sumar todos los conceptos 001 ya que daría como resultado el total de gastos y obra imputados a este concepto.

Esta misma codificación de conceptos se usará en la descripción de la contabilidad de costos propuesta.

La lista de concepto de gastos tiene el código de concepto y la descripción del concepto. Este grupo de conceptos tiene un atributo adicional, que no forma parte del código pero que debe incorporarse al sistema contable, que identifica si el concepto corresponde a un bien o a un servicio transable o no transable internacionalmente. Este atributo permite desglosar cada sub-cuenta en su componente transable y no transable, contribuyendo a obtener un ponderador adecuado a los índices de ajuste normalmente utilizados para el ajuste automático de los costos de transporte y distribución en el período entre revisiones.

Se listan a continuación las cuentas detalladas correspondientes a este nivel:

Concepto de Gasto u Obra aplicable a las cuentas de Balance y Resultados indicadas

Código Atributo de Indexación: es 1 dígito que no forma parte del código, es un atributo interno del concepto de gasto u obra. Se utiliza para clasificar los conceptos de gasto u obra según sean transables o no transables. Debe permitir analizar la composición de los activos y gastos, de tal manera de poder diseñar índices de ajuste tarifario que consideren esta composición.

Código de Concepto de Gasto u obra: son 3 dígitos que permiten desglosar tanto a los activos como a los gastos en los conceptos que lo componen. Cada sub-cuenta que tenga un código de Concepto de Gasto u Obra debe imputarse en los conceptos indicados más abajo.

0 000

000 Suma

- 2 001 Sueldos y jornales fijos
- 2 002 Cargas sociales
- 2 003 Horas extras
- 1 005 Otros beneficios al personal
- 2 006 Viáticos
- 2 008 Servicios contratados
- 2 011 Materiales
- 2 012 Comunicaciones
- 1 013 Herramientas
- 1 014 Combustibles.y Lubricantes
- 2 029 Reintegro daños a clientes.
- 2 033 Gastos Bancarios
- 2 034 Transporte de caudales
- 1 036 Consumo Eléctrico Edificios propios.
- 2 038 Alquiler Oficina
- 2 039 Servicio de Vigilancia
- 2 040 Servicio de Limpieza
- 2 041 Consumibles de oficina
- 2 043 Publicidad y Propaganda.
- 2 046 Honorarios profesionales
- 1 048 Seguros
- 1 050 Remesas al exterior
- 1 051 Cuentas incobrables
- 2 052 Sanciones por incumplimiento
- 2 053 Intereses por mora
- 2 054 Impuesto IVSS
- 2 055 Impuesto Municipal
- 2 057 Otros impuestos
- 2 059 Cuota Gerencial de Administración
- 1 060 Canon de líneas
- 2 099 Varios

E. COSTEO DE ÓRDENES DE TRABAJO

La contabilidad general descrita hasta ahora y tal como ha sido diseñado el plan de cuentas, permite conocer con un muy buen nivel de detalle los gastos y activos desglosados por proceso físico (líneas, transformadores, etc.) y por actividad (operación y mantenimiento, comercial y estructura general) a nivel de la totalidad de la empresa.

Pero como ya se ha mencionado, existe la necesidad de disponer de información por zonas geográficas, por circuitos o por proyectos. No es posible con el nivel de desagregación descrito hasta ahora responder a la pregunta de cuál fue el costo del tendido de Media Tensión en el Barrio XX, o cuál fue el costo operativo de control de medidores en el Barrio YY, o cuál el costo de una obra de electrificación rural subsidiada por el Gobierno, ni cuánto su operación y mantenimiento.

Esta información resultaría de gran utilidad tanto para hacer el seguimiento de las obras subsidiadas por el Estado, como así también para el seguimiento de obras típicas indicadas por la SIE como para tener referencias de costos para los estudios tarifarios.

La estructura propuesta para el seguimiento de las obras es a través del registro de los gastos asignándolos a Órdenes de Trabajo (OT) que agrupen a todos los gastos o inversiones relativas a la zona, circuito o criterio que se desee.

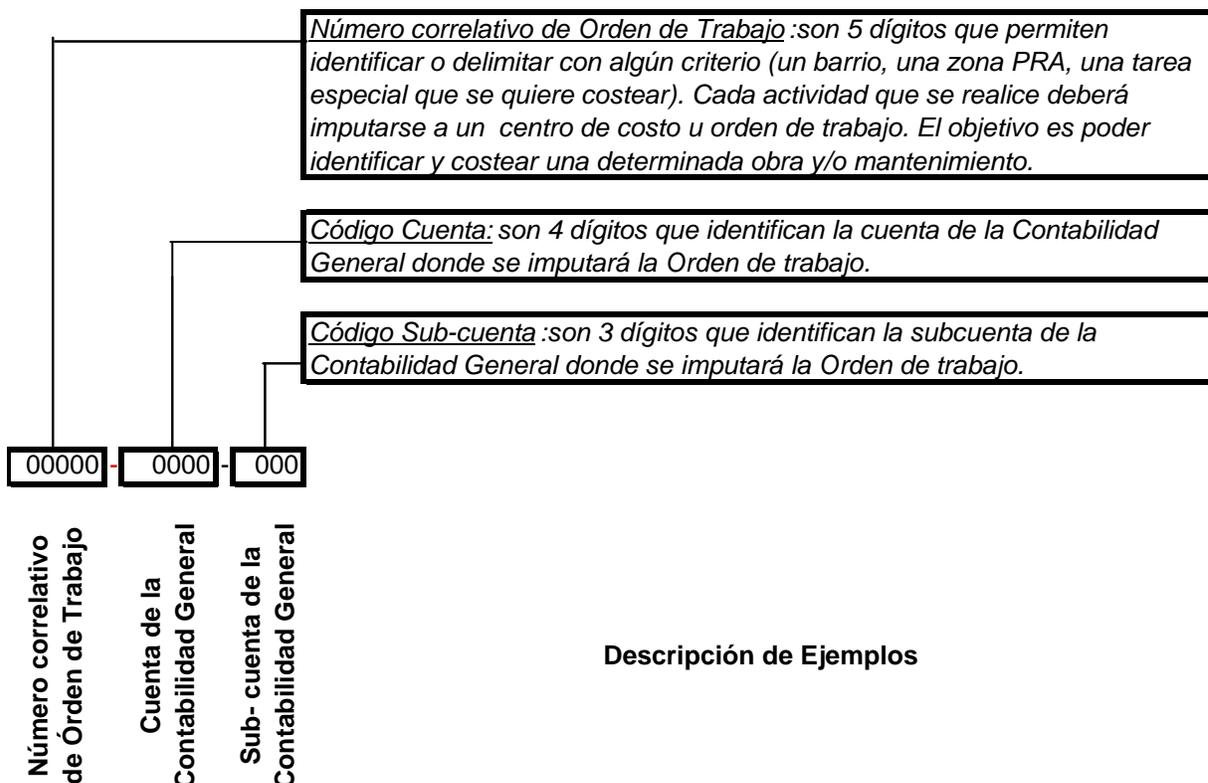
Las obras irían imputadas a obras en curso hasta que se cierre la OT. En ese momento se transferiría el monto a la cuenta de la contabilidad general que le corresponda. En el caso de una obra que abarque más de una cuenta (por ejemplo la electrificación completa de un barrio nuevo) se mantendrá un único número de orden de trabajo y se imputarán a las distintas cuentas de la contabilidad general discriminando cada gasto imputado.

Los gastos irán imputados a las cuentas respectivas de la contabilidad general con la frecuencia que el sistema permita.

La estructura de codificación que se propone es la siguiente:

Costeo de Órdenes de Trabajo

Descripción grupo de dígitos



Descripción de Ejemplos

- 02545 - 1503 - 002 *Tendido de línea de MT en zona PRA 1*
- 02546 - 4002 - 006 *Mantenimiento de líneas de MT en zona 24 horas 1*
- 02547 - 1506 - 002 *Reposición de medidores en zona 24 horas 2*
- 02548 - 4003 - 019 *Inspección de acometidas y medidores por fraude en Barrio 2*

5. Mecanismos de control y procedimientos para el fiel cumplimiento de la normativa. ..

Diariamente los responsables del trabajo imputan los distintos insumos (descriptos en el concepto de gastos) al número de orden de trabajo (primer grupo de dígitos)

Si es una obra, hasta que entre en servicio será imputada a obras en curso. Cuando entre en servicio se transferirá a la cuenta de la contabilidad que le corresponda, indicada por los códigos de cuenta y sub-cuenta. Deberá quedar indicado el responsable de cada OT.

Si es un egreso, los gastos se imputarán a la cuenta de egresos que corresponda con la frecuencia que el sistema contable lo permita.

En cualquier caso la información de cada orden de trabajo, desglosada por concepto de gasto, será archivada por el período que indique la SIE (mínimo 5 años)

F. REPORTES BASADOS EN LA INFORMACIÓN CONTABLE (AUDITADOS)

Los reportes basados en la información contable y sujetos a auditoria serán:

- Balance General
- Estado de Resultados
- Cuadro de Origen y Aplicación de Fondos

Todos estos reportes deberán realizarse con el plan de cuentas descrito, auditado por lo menos hasta el nivel de cuenta.

La frecuencia de emisión deberá ser como mínimo trimestral, óptimo mensual.

La fecha de entrega deberá establecerse en 30 días posteriores a la finalización del período.

G. REPORTES COMPLEMENTARIOS A LA INFORMACIÓN CONTABLE.

Tal como fuera mencionado, es necesario disponer de información complementaria a la información contable para que esta última pueda convertirse en información útil para el regulador.

Básicamente se requiere la información física relativa a la información económica suministrada a nivel de sub-cuenta.

Se detalla a continuación la información útil complementaria referida a cada grupo de sub-cuentas:

5. Mecanismos de control y procedimientos para el fiel cumplimiento de la normativa. ..

1101 - 000	<i>Cuentas Por Cobrar usuarios</i>
1101 - 001	<i>Cuentas por cobrar usuarios regulados</i>
1101 - 002	<i>Cuentas por cobrar usuarios no regulados</i>
1101 - 003	<i>Cuentas por cobrar ayuntamiento</i>
1101 - 004	<i>Cuentas por cobrar gobierno cortables</i>
1101 - 005	<i>Cuentas por cobrar gobierno no cortables</i>
1101 - 006	<i>Cuentas por cobrar otros</i>

Para la cual se requeriría la siguiente información extracontable:

- Energía adeudada
- Cantidad de meses promedio de facturación adeudado

1502 - 000	Subestaciones
1502 - 001	000 <i>Subestaciones terrenos</i>
1502 - 002	000 <i>Subestaciones obra civil</i>
1502 - 003	000 <i>Subestaciones obra eléctrica</i>
1502 - 004	000 <i>Subestaciones recibidas en donación</i>
1502 - 005	000 <i>Menos Subsidio para obras de electrificación</i>
1503 - 000	Líneas
1503 - 001	000 <i>Líneas de Alta Tensión</i>
1503 - 002	000 <i>Líneas Aéreas Media Tensión</i>
1503 - 003	000 <i>Líneas Subterráneas de Media Tensión</i>
1503 - 004	000 <i>Líneas Aéreas Baja Tensión</i>
1503 - 005	000 <i>Líneas Subterráneas de Baja Tensión</i>
1503 - 006	000 <i>Líneas recibidas en donación</i>
1503 - 007	000 <i>Menos Subsidio para obras de electrificación</i>
1504 - 000	Transformadores
1504 - 001	000 <i>Transformadores trifásicos</i>
1504 - 002	000 <i>Transformadores monofásicos</i>
1504 - 003	000 <i>Transformadores obra civil aérea</i>
1504 - 004	000 <i>Transformadores obra civil subterránea</i>
1504 - 005	000 <i>Instalaciones de Transformación recibidos en donación</i>
1504 - 006	000 <i>Menos Subsidio para obras de electrificación</i>
1505 - 000	Acometidas
1505 - 001	000 <i>Acometidas aéreas BT</i>
1505 - 002	000 <i>Acometidas subterráneas BT</i>
1505 - 003	000 <i>Acometidas aéreas MT</i>
1505 - 004	000 <i>Acometidas subterráneas MT</i>
1505 - 005	000 <i>Acometidas recibidas en donación</i>
1505 - 006	000 <i>Menos Subsidio para obras de electrificación</i>
1506 - 000	Medidores
1506 - 001	000 <i>Medidores del Sistema de Medición Comercial del MM</i>
1506 - 002	000 <i>Medidores de BT</i>
1506 - 003	000 <i>Medidores de BT con transformadores de medida</i>
1506 - 004	000 <i>Medidores de MT con transformadores de medida</i>
1506 - 005	000 <i>Instalaciones de medición recibidas en donación</i>
1506 - 006	000 <i>Menos Subsidio para obras de electrificación</i>
1507 - 000	Luminarias y columnas de Alumbrado
1507 - 001	000 <i>Luminarias y columnas de Alumbrado</i>
1507 - 002	000 <i>Luminarias y columnas de Alumbrado recibidas en donación</i>
1507 - 003	000 <i>Menos Subsidio para obras de electrificación</i>
1508 - 000	Centro de Control y Despacho.SCADA comunicaciones
1508 - 001	000 <i>Obra civil e instalaciones</i>
1508 - 002	000 <i>Terrenos</i>
1509 - 000	Edificios y Construcciones
1509 - 001	000 <i>Obra civil e instalaciones</i>
1509 - 002	000 <i>Terrenos</i>

Para la cual se requeriría la siguiente información extracontable:

- Inventario al cierre (cantidad física de elementos de cada concepto)

- Unidad física para cuantificar el inventario: a) Subestaciones: cantidad, potencia instalada (MVA), tensión primaria y secundaria, b) Líneas: Km. de recorrido por tensión, trifásicas y monofásicas, urbanas y rurales. c) Transformadores: cantidad de trafos por capacidad, trifásicos y monofásicos, convencionales, autoprotegidos, pad mounted, secos y otros, d) Acometidas: cantidad por calibre, longitud promedio, e) Medidores: cantidad por tipo (2 hilos, 3 hilos, 4 hilos, con medición de potencia máxima, con medición horaria, con medición cada 15 min y memoria de masa), e) Luminarias y columnas de alumbrado: cantidad de columnas, cantidad de luminarias por potencia y tipo de lámpara. f) Edificios y construcciones: número, metros cuadrados, uso, g) Equipos de transporte: cantidad por tipo de vehículo.
- Costo unitario de reposición (facturas escaneadas de la última compra de los materiales y contratos de mano de obra principales o de la obra llave en mano)

3001 - 000	<i>Venta de Energía usuarios regulados</i>
3001 - 001	<i>BTS1</i>
3001 - 002	<i>BTS2</i>
3001 - 003	<i>BTB</i>
3001 - 004	<i>MTD-1</i>
3001 - 005	<i>MTD-2</i>
3001 - 006	<i>MTH</i>
3002 - 000	<i>Venta de peaje usuarios no regulados</i>
3002 - 001	<i>Media Tensión</i>
3002 - 002	<i>Baja Tensión</i>
3002 - 000	<i>Servicio de peaje de Transporte de Energía en el Mercado Mayorista</i>
3003 - 000	<i>Servicio de Conexión al Sistema de Transporte</i>

Para Distribución se requeriría la siguiente información extracontable:

- Energía vendida por tarifa y por rango de consumo y por tramo horario si corresponde. Para los usuarios no regulados energía transportada por nivel de tensión.
- Cantidad de usuarios por categoría, tensión y rango de consumo
- Potencias facturadas por tarifa con registro de demanda (todos los parámetros de facturación que permitan reproducir los ingresos)
- Valores físicos asociados a los recargos por bajo factor de potencia

Para Transporte se requeriría la siguiente información extracontable:

- Servicio de Peaje de Transporte: Potencia máxima transportada y energía transportada
- Servicio de Conexión: cantidad de puntos de conexión y potencia máxima conectada.

3008 - 000	<i>Ingresos por nuevas conexiones</i>
3009 - 000	<i>Intereses por Mora</i>
3009 - 001	<i>Intereses por Mora Regulares</i>
3009 - 002	<i>Intereses por Mora Industriales</i>
3009 - 003	<i>Intereses por Mora Gobierno</i>
3009 - 004	<i>Intereses por Mora Ayuntamientos</i>
3010 - 000	<i>Ingresos por corte y reconexión</i>

Para la cual se requeriría la siguiente información extracontable:

- Ingreso por nuevas conexiones: cantidad, longitud y calibre. Intereses por mora: cantidad de casos, días promedio de cobranza. Ingresos por corte y reconexión: número de casos por categoría tarifaria.
- Si corresponde: Costo unitario (escaneo de facturas de materiales y servicios representativos)

4003 - 000		<i>Comercial</i>
4003 - 001	000	<i>Gastos en Acometidas aéreas BT</i>
4003 - 002	000	<i>Gastos en Acometidas subterráneas BT</i>
4003 - 003	000	<i>Gastos en Acometidas aéreas MT</i>
4003 - 004	000	<i>Gastos en Acometidas subterráneas MT</i>
4003 - 005	000	
4003 - 006	000	<i>Gastos en Medidores de BT</i>
4003 - 007	000	<i>Gastos en Medidores de BT con transformadores de medida</i>
4003 - 008	000	<i>Gastos en Medidores de MT con transformadores de medida</i>
4003 - 009	000	<i>Gastos en Lectura de medidores y procesamiento</i>
4003 - 010	000	<i>Gastos en Emisión de facturas</i>
4003 - 011	000	<i>Gastos en Distribución y entrega de facturas</i>
4003 - 012	000	<i>Gastos en Cobranzas</i>
4003 - 013	000	<i>Gastos en Control de medidores</i>
4003 - 014	000	<i>Gastos en Atención comercial grandes usuarios</i>
4003 - 015	000	<i>Gastos en Atención comercial usuarios regulados</i>
4003 - 016	000	<i>Gastos en Atención reclamos Protecom</i>
4003 - 017	000	<i>Gastos en Sistemas informáticos y comunicaciones</i>
4003 - 018	000	<i>Gastos en Oficinas Comerciales</i>
4003 - 019	000	<i>Gasto control fraude</i>
4003 - 020	000	<i>Otros Gastos Comerciales</i>

Se incluirá sólo la información aún no solicitada.

- Control de medidores: cantidad de medidores controlados por tipo
- Atención reclamos PROTECOM: cantidad de casos pendientes, cantidad de casos resueltos en el período
- Oficinas comerciales: cantidad y número de empleados
- Control de fraude: número de casos controlados.

5. Mecanismos de control y procedimientos para el fiel cumplimiento de la normativa. ...

4004 - 000		<i>Estructura general</i>
4004 - 001	000	<i>Gastos de Dirección</i>
4004 - 002	000	<i>Gastos de la Gerencia General</i>
4004 - 003	000	<i>Gastos de la Gerencia Técnica</i>
4004 - 004	000	<i>Gastos de la Gerencia Comercial</i>
4004 - 005	000	<i>Gastos de la Gerencia de Recursos Humanos</i>
4004 - 006	000	<i>Gasto del Area de Relaciones Públicas</i>
4004 - 007	000	<i>Gasto Auditorías externas e internas</i>
4004 - 008	000	<i>Gastos en Asesoría legal e impositiva</i>
4004 - 009	000	<i>Gasto de la Gerencia de Regulación</i>
4004 - 010	000	<i>Gastos en Reclamos institucionales</i>
4004 - 011	000	<i>Gastos del Area de Administración, Finanzas y Contabilidad</i>
4004 - 012	000	<i>Gastos del Area de Control de Gestión</i>
4004 - 013	000	<i>Gastos del Área de Compras y Servicios Generales</i>
4004 - 014	000	<i>Gastos del área de Sistemas informáticos y telecomunicaciones</i>
4004 - 015	000	<i>Gastos del Área de Planificación e Ingeniería</i>
4004 - 016	000	<i>Gastos del Área de Seguridad industrial y ambiental</i>

Para la cual se requeriría la siguiente información extracontable:

- Cantidad de personas
- sueldo promedio por área.

Sobre cada Orden de trabajo abierta:

- Unidades representativas del trabajo realizado. Estas dependen del trabajo ejecutado.
- Costo unitario (escaneo de facturas de materiales y servicios representativos)

5.3.2 Indicadores de desempeño

Aquí se presentan los objetivos y criterios que guiaron el diseño del sistema de indicadores de desempeño de empresas reguladas, así como el diseño gráfico propuesto para el seguimiento de los mismos.

Cabe señalar que para la definición de los indicadores de desempeño se analizó la información suministrada por la SIE con relación a los indicadores de gestión que se estaban manejando y el modelo de cálculo de pérdidas físicas y monetarias.

A. OBJETIVOS

El sistema de indicadores tiene por objetivo visualizar la evolución temporal de diferentes indicadores de desempeño que sirven para visualizar tendencias e identificar desvíos en el comportamiento de las empresas sujetas a regulación de precios y así encarar acciones correctivas si están bajo la órbita de la SIE o informar a las autoridades pertinentes si escapa de su alcance.

B. CRITERIOS DE DISEÑO

Debido al gran volumen de información que debe procesar y analizar el regulador y la falta de recursos que muchas veces se tiene, se ha llegado a la conclusión que resulta muy

eficiente preparar una serie de indicadores que señalen la evolución de las variables que el regulador debe controlar para disparar procesos decisorios ante desvíos no deseados en la tendencia de los mismos.

Considerando los siguientes aspectos relevantes:

- La mayoría de los planteles de los Reguladores del Sector Eléctrico están conformados por ingenieros y economistas y que ambos grupos de profesionales están bien entrenados en la interpretación de gráficos cartesianos
- Los gráficos permiten visualizar un volumen muy grande de información tanto de nivel como de tendencia,
- La mayoría de los problemas y la información relevante del sector pueden ser identificados analizando tendencias temporales más que valores absolutos
- La capacidad de los gráficos permite incorporar sin perder claridad, metas presupuestos y control de cumplimiento

Se ha procedido a analizar las variables que determinan acciones correctivas por parte de la SIE, buscar la fuente que pueda proveer en tiempo y forma la información requerida, para luego diseñar un sistema gráfico que permita visualizar las variables objeto de análisis.

C. INDICADORES SELECCIONADOS

En base a lo expresado, a continuación se detallan los indicadores seleccionados, en primer lugar los considerados clave y luego los complementarios o informativos.

i. Indicadores clave

Se categoriza como indicadores clave los siguientes:

- Evolución de Pérdidas de Energía Total. Evolución de la energía entregada a la red y de la energía facturada por nivel de tensión.
- Evolución de la cobranza de la facturación
- Evolución del CRI
- Evolución de Energía entregada y no entregada a circuitos PRA
- Evolución de Energía Entregada y Facturada Circuitos A, B, C, D
- Evolución de la estimación de energía no entregada circuitos B+C+D
- Evolución clientes sin medición o medición irregular
- Evolución de la reserva de contratos: potencia máxima demandada, cortada y contratada
- Evolución de la reserva de transformación: potencia demandada máxima, cortada y capacidad de transformación disponible media.
- Evolución de indicadores de calidad de servicio técnico y comercial
- Evolución de monto de subsidios PRA

5. Mecanismos de control y procedimientos para el fiel cumplimiento de la normativa. ..

- Evolución monto Fondo de Compensación Tarifaria
- Evolución del monto de subsidio a la electrificación rural
- Evolución del monto de otros subsidios del Estado
- Evolución del nivel de endeudamiento de las empresas total y con proveedores de energía y potencia
- Evolución del monto anual de inversiones en instalaciones eléctricas y del incremento de la potencia máxima demandada y cortada.
- Evolución del precio medio de compra y venta de energía
- Evolución de indicadores de productividad: (número de usuarios / empleado equivalente) y (energía facturada/empleado equivalente)
- Nivel de cumplimiento de la normativa: 30%*Si aplica tarifa técnica+30%*Si aplica compensaciones por calidad de servicio+40%*Si las empresas tienen autonomía de gestión.

ii. *Indicadores complementarios o informativos*

Se establecen como indicadores complementarios o informativos los indicados a continuación:

- Evolución de la longitud de redes de MT por nivel de tensión y de BT
- Evolución de la potencia instalada en transformadores
- Evolución de la energía facturada por tarifa y por uso
- Evolución del número de usuarios por tarifa y por uso
- Evolución de la energía transportada para grandes usuarios
- Evolución del número de grandes usuarios
- Evolución de la tarifa media por tarifa y uso/nivel de tensión.
- Evolución del costo por Km. de red de MT y de BT.
- Evolución de los precios de los principales insumos: postes, transformadores y cables
- Evolución del costo de operación y mantenimiento por Km. de línea de MT y BT y por kVA instalado
- Evolución del costo de la mano de obra aplicada al sector eléctrico.

iii. *Diseño gráfico*

A los efectos de poder visualizar la evolución de las variables descritas en el punto anterior se propone utilizar una interfaz gráfica que permita comprender de una vez, tanto los niveles absolutos como las tendencias de cada una de ellas.

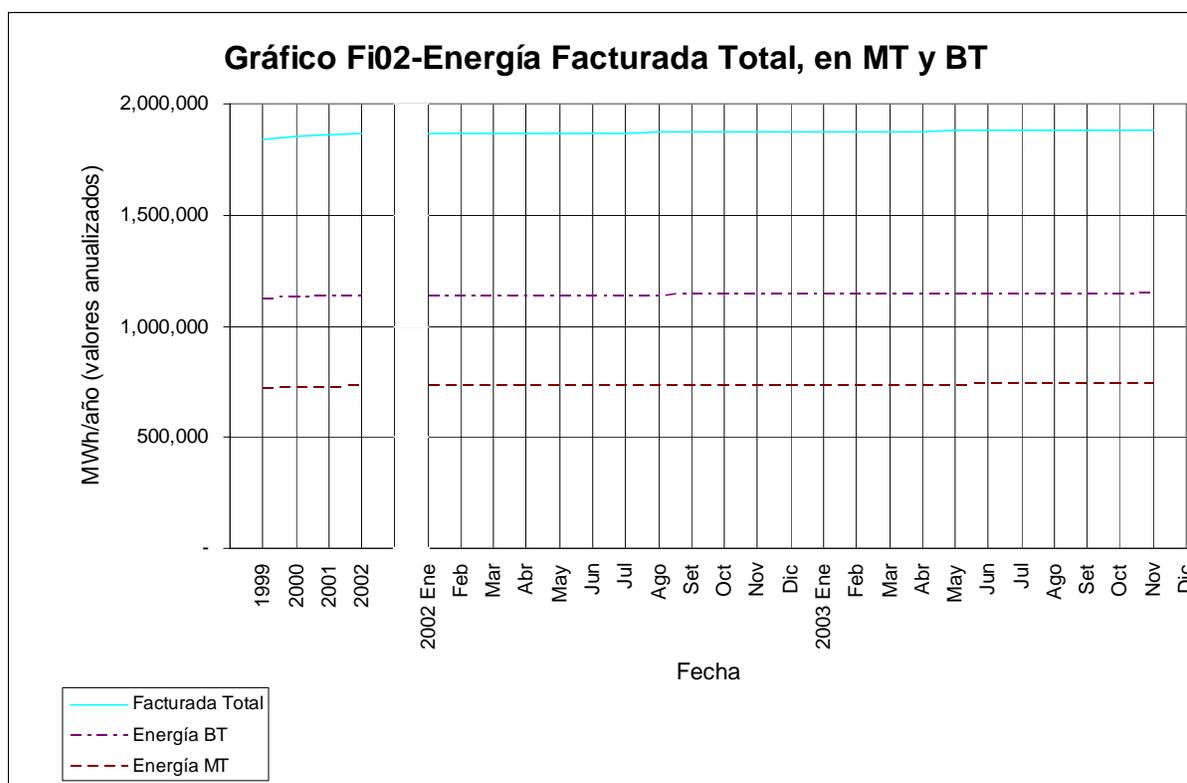
El sistema gráfico propuesto está compuesto por 3 áreas separadas y bien definidas:

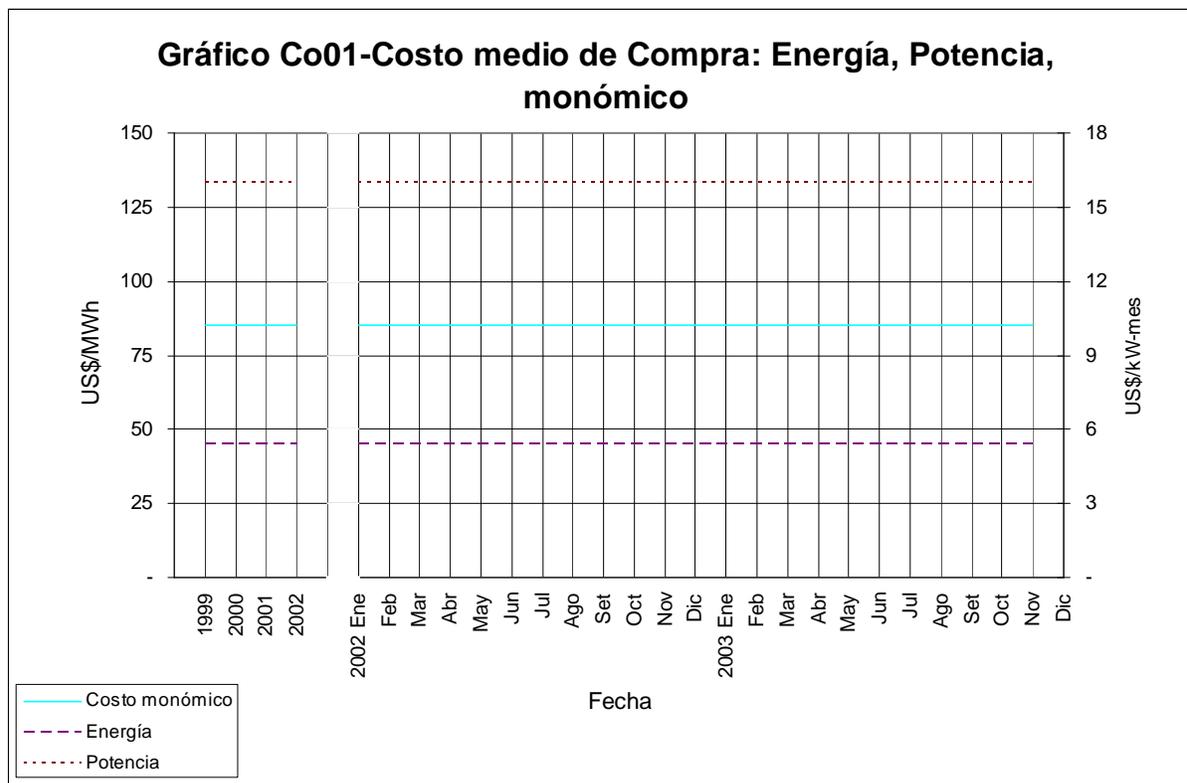
- a) Una primera área que ocupa un cuarto del ancho disponible donde se grafica la evolución histórica del indicador a nivel anual, para un período de 3 o 4 años, sin incluir el año anterior al vigente.
- b) Una segunda área que ocupa un medio del ancho disponible donde se grafica con apertura mensual o trimestral según el caso el mismo indicador anualizado para el año anterior al vigente y los meses o trimestres disponibles del año vigente.
- c) Una tercer área que ocupa el último cuarto disponible donde se graficaría a nivel anual, las metas propuestas en el mapa de ruta.

Con esta disposición se consigue en una sola vista comprender la evolución histórica del indicador en los últimos 5 años, el nivel actual, la tendencia temporal y la distancia que separa la realidad de las metas propuestas.

El programa de visualización del gráfico es una ventana temporal que se va desplazando en la medida que pasa el tiempo. Siempre estará visible en la parte central los valores mensuales o trimestrales del año en curso y el año anterior, y en los gráficos laterales los años anteriores y posteriores.

Se adjunta a continuación, a título de ejemplo, un gráfico de dos cuerpos donde se visualiza la parte histórica anual y la parte mensual.





5.4 REGLAMENTO LICITACIONES CONTRATOS DE LARGO PLAZO

El marco regulatorio eléctrico de República Dominicana establece la obligación de las empresas distribuidoras de mantener contratos de suministro con empresas generadoras que le garanticen un 80% de su requerimiento total de energía y potencia para sus clientes regulados. Estos contratos de suministro deben ser seleccionados y adjudicados por medio de un procedimiento de licitación pública competitiva establecido y controlado en su aplicación por la SIE, la que además debe autorizar el pase a tarifa de los contratos adjudicados.

La finalidad de esta sección será desarrollar este Reglamento de Licitación de Contratos de Largo Plazo que la regulación vigente le encomienda establecer y aplicar a la SIE. En una primera sección se realizará un análisis del marco legal y regulatorio vigente en esta materia, compuesto por la Ley General de Electricidad (LGE) y su Reglamento de aplicación. En la sección siguiente se presentarán los principales elementos de diseño del Reglamento de Licitación de Contratos propuesto, cuyo texto completo se acompaña como Anexo.

5.4.1 Marco legal

El marco legal en la materia está compuesto principalmente por los arts. 56, 110, 113 y 114 de la LGE y los arts. 31 i), 44, 96, 119 y 286 del RLGE. Para un análisis de este marco legal, deben considerarse los siguientes elementos:

5. Mecanismos de control y procedimientos para el fiel cumplimiento de la normativa. ..

- Alcance de la obligación de contratar por parte de las distribuidoras
- Potestades y funciones de la SIE
- Contenido mínimo de los contratos
- Empresas de generación vinculadas
- Obligación de compensación por fallas de generación a los usuarios finales
- Obligación de consulta previa

A. *ALCANCE DE LA OBLIGACIÓN DE CONTRATAR POR PARTE DE LAS DISTRIBUIDORAS*

Establece expresamente el art. 56 b) LGE que es obligación de los concesionarios del servicio público de distribución “mantener contratos vigentes con empresas generadoras que le garanticen un porcentaje de su requerimiento total de energía y potencia para clientes regulados por los siguientes 18 meses como mínimo...”. Este porcentaje ha sido establecido en un 80%, calculado de acuerdo con el procedimiento establecido para el pronóstico de la demanda máxima anual (art. 31, i RLGE), encontrándose la SIE facultada para reducirlo cuando las condiciones del mercado así lo aconsejen.

B. *POTESTADES Y FUNCIONES DE LA SIE*

De acuerdo con el art. 110 LGE, los contratos de largo plazo entre distribuidores y generadores deben seleccionarse y adjudicarse por medio de “procedimientos competitivos de licitación pública”. Para ello, la SIE deberá dictar por resolución “un reglamento que fije los procedimientos de estas licitaciones”. Las funciones de la SIE comprenden no sólo el dictado del reglamento, sino también la aprobación de las bases de cada licitación y la supervisión del proceso de licitación y adjudicación (arts. 110 LGE y 119 RLGE), el que culmina con la autorización del pase a tarifa de los contratos que cumplan con los procedimientos y criterios establecidos.

C. *CONTENIDO MÍNIMO DE LOS CONTRATOS*

El art. 110 LGE establece un conjunto de elementos que conforman el contenido mínimo de los contratos a ser licitados, a saber:

- Plazo de vigencia,
- Puntos de compra,
- Precios de la energía y de la potencia en cada punto de compra,
- Metodología de indexación,
- Tratamiento de los aumentos de potencia demandada,

5. Mecanismos de control y procedimientos para el fiel cumplimiento de la normativa. ..

- Compensaciones por fallas de suministro en concordancia con los costos de desabastecimiento fijados por la Superintendencia de Electricidad y
- Garantías establecidas.

Dado que los contratos licitados serán luego contratos administrados por el Organismo Coordinador (OC), estos elementos deben complementarse con el contenido mínimo de los contratos establecido en el art. 286 RLGE, por lo que deben agregarse:

- Tipo de contrato (toda la demanda, por ciento (%) de la demanda, potencia contratada u otro tipo).
- Puntos de suministro (deberán poseer sistema de medición).
- Potencia y energía contratada (en caso de contrato tipo potencia contratada, deberá indicarse la potencia horaria comprometida por punto de suministro).
- Responsabilidad del pago del Derecho de Conexión por la potencia contratada (Agente del MEM vendedor o Agente del MEM comprador).
- Causales de rescisión del contrato.

D. *EMPRESAS DE GENERACIÓN VINCULADAS*

El principio general establecido en el art. 11 LGE es que las empresas eléctricas podrán efectuar sólo una de las actividades de generación, transmisión o distribución, con excepción del caso de las tres empresas de distribución resultantes del proceso de capitalización de la Corporación Dominicana de Electricidad, las que podrán ser propietarias directa o indirectamente de instalaciones de generación, siempre que esta capacidad no exceda el quince por ciento (15%) de la demanda máxima del sistema eléctrico interconectado.

Estas empresas de generación vinculadas a las empresas distribuidoras, además de tener que cumplir con este límite de capacidad máxima, están sometidas a dos limitaciones adicionales:

- En primer lugar, deberán vender un cuarenta por ciento (40%) de su producción en el Mercado Spot (art. 44, párrafo II RLGE).
- En segundo lugar, el costo de suministro de las distribuidoras será valorizado considerando solamente los precios de los contratos con terceros, sin ninguna vinculación empresarial, previa licitación pública, y los precios de las compras spot, a los fines de su incorporación al precio de mercado (art. 113 párrafo LGE).

E. *OBLIGACIÓN DE COMPENSACIÓN POR FALLAS DE GENERACIÓN A LOS USUARIOS FINALES*

De acuerdo con el art. 96 RLGE, las Empresas de Distribución deberán incluir en los contratos de suministro a suscribir con las Empresas de Generación, la obligación de compensación por parte de la Empresa de Generación de que se trate originadas en déficit de generación derivado de fallas prolongadas de unidades termoeléctricas o bien de

sequías, en base al Costo de Desabastecimiento o Energía No Servida establecido por la SIE. Dichas compensaciones deberán ser traspasadas por las Empresas de Distribución a sus Usuarios de Servicio Público.

F. CONSULTA PREVIA

Previo al dictado de este Reglamento, la SIE se encuentra obligada a solicitar la opinión del OC y los agentes del MEM (art. 44 RLGE). En este sentido, como resultado de este proyecto de consultoría, la SIE cuenta con un sistema de consulta pública y elaboración participativa de normas, que resultaría de directa aplicación para este caso. La aplicación de este procedimiento de consulta a este caso particular puede ser visto como un caso de implementación de un “mecanismo de control” para mejorar la aplicación de la normativa futura, de la que se habla previamente.

5.4.2 Bases del Reglamento propuesto

El Reglamento de Licitación de Contratos de Largo Plazo propuesto, en adelante el Reglamento, se basa en la experiencia del Consultor y la comparación de sistemas regulatorios similares vigentes en la región en la materia, especialmente los casos de Chile, El Salvador y Panamá.

En cuanto a su estructura y organización general, el Reglamento se guía por las disposiciones y mecanismos habituales en materia de compra por licitación abierta o pública de suministros, siguiendo el lineamiento general establecido en la LGE de tratarse de procesos competitivos de “licitación pública”.

En cuanto a su organización formal, el Reglamento se estructura en nueve capítulos y 51 artículos. Luego de una introducción de Disposiciones Generales, los capítulos comprenden: las Bases de la Licitación, el Llamado a Licitación, las Características del Suministro a Contratar, los Precios y Procedimientos de Indexación, el Fraccionamiento y Programación de Vencimientos de los Contratos, la Oferta, la Adjudicación y finalmente las Reglas Relativas a los Contratos.

A los fines de contribuir a la lectura e interpretación del Reglamento propuesto que se adjunto en el Anexo D, se seguirá la estructura de la norma propuesta, agregando notas y comentarios explicativos.

A. CAPÍTULO I: ÁMBITO DE APLICACIÓN, REGLAS BÁSICAS Y DEFINICIONES

i. El ámbito de aplicación del Reglamento

Dispone el artículo 1 que el objeto del Reglamento propuesto es establecer los criterios y procedimientos que regulan el proceso de contratación del suministro de energía y potencia entre los Participantes Productores y las empresas de distribución, siendo sus principios fundamentales la transparencia, la libre concurrencia y la compra de la energía y potencia en condiciones de eficiencia económica.

En este sentido, la norma comprende tanto aspectos procesales o procedimentales referidos a los mecanismos que deberán utilizar los distribuidores para contratar el suministro de sus usuarios regulados (cuyo principio cardinal es la libre concurrencia en condiciones de

transparencia), como así también aspectos referidos al contenido mínimo de los contratos licitados y las limitaciones sobre la política de compras que pesará sobre las empresas licitantes, y cuyo resultado final deberá ser la eficiencia económica.

ii. Regla básica

Estos aspectos son los que busca reflejar la Regla Básica contenida en el art. 2, esto es: contratación reglada en condiciones competitivas de libre concurrencia, supervisados por la SIE en orden a garantizar su transparencia y objetividad y lograr tarifas económicamente eficientes a los usuarios regulados.

Este proceso se rige por el Reglamento propuesto, complementado por las Bases de Licitación, que, como más adelante se explicará, son elaboradas por la empresa licitante, y aprobadas por el Regulador en forma previa.

iii. El principio de transparencia

El principio de transparencia receptado en el art. 3, está dado por el acceso a toda la documentación y actuaciones que produzca la licitación por parte de todos los oferentes y la SIE, como por otra parte la obligación de las empresas licitantes de fundar sus decisiones durante el proceso, en particular el acto de adjudicación.

Como respaldo, los oferentes tienen la oportunidad de presentar reclamos o quejas ante la SIE para revisar estos actos y hacer aplicar estos principios y obligaciones, como se explicará luego.

iv. Definiciones para mejorar la uniformidad de interpretación

Con la finalidad de mejorar la legibilidad y la interpretación uniforme de sus disposiciones, el art. 4 propone un listado de definiciones de veintidós palabras clave utilizadas en el texto del Reglamento. Los términos definidos son luego utilizados en mayúsculas en el texto de la norma, para facilitar la búsqueda y utilización de estas definiciones.

v. Funciones de la SIE

Buscando desarrollar las funciones asignadas en el marco legal a la SIE en el proceso de contratación, el artículo 5 detalla cinco funciones básicas:

- a) Homologación previa de Bases de la Licitación y demás documentación licitatoria anexa. Este proceso de homologación previa de las Bases elaboradas por la Empresa Licitante se dirige tanto a controles formales respecto del cumplimiento de los requisitos establecidos en el marco regulatorio y este mismo Reglamento, como así también de consistencia con los lineamientos de política energética fijados para la expansión del sistema eléctrico. Para agilizar el proceso (de por sí necesariamente trabajoso y extenso), se establece un plazo máximo de 30 días a la SIE para la aprobación, con aprobación tácita para el caso de silencio administrativo.
- b) Supervisión del proceso licitatorio, participando del acto de presentación y apertura de propuestas y ofertas. La SIE, como se verá, está presente a lo largo de todo el

proceso, desde la homologación de las bases a la autorización del pase a tarifa del contrato licitado.

- c) Resolución de disputas. Se le asigna a la SIE la función de intervenir como árbitro en la atención de las quejas e impugnaciones que formulen los participantes en los procedimientos de selección. Estas facultades son especificadas en el Reglamento y comprenden tanto la suspensión provisional del procedimiento de selección y adjudicación en marcha, como la anulación total o parcial de sus diferentes actos o etapas como la subsanación por modificación de las Bases y demás documentación complementaria.
- d) Instrucción de oficio. Estas funciones de supervisión comprenden también la orden de realizar trámites fijados por el procedimiento de selección y adjudicación que hayan sido omitidos por la Empresa Licitante, así como ordenar la corrección o el cese de aquellos actos realizados en contravención del Reglamento o la normativa que resultare aplicable, de oficio o a petición de cualquiera de los participantes en tales procedimientos.
- e) Autorización de traslado a tarifa. Luego de finalizado el procedimiento de contratación y adjudicado el contrato por parte de la Licitante, quedará aun la aprobación del contrato adjudicado por parte de la SIE, a los fines de autorizar su traslado a tarifa de los usuarios regulados. Esta autorización no debe interpretarse como discrecional de la SIE, sino reglada: los contratos que hayan sido adjudicados siguiendo todos los procedimientos y criterios establecidos en la normativa deben ser autorizados.

vi. Simplicidad formal y ritual excesivo

El proceso de licitación pública implica de por sí un procedimiento extenso, detallado y razonablemente formalizado. Por eso el art. 6 busca acotar o mitigar los riesgos de una excesiva formalización o ritualización del proceso, impidiendo a la SIE exigir sellos, autenticaciones, documentos originales o autenticados, reconocimiento de firmas, traducciones oficiales ni otras formalidades o exigencias rituales que no surjan del Reglamento o de norma vigente expresa.

B. CAPÍTULO II: LAS BASES DE LA LICITACIÓN

i. Licitación individual o agrupada o conjunta

De acuerdo al Reglamento propuesto, las licitaciones pueden realizarse tanto individualmente por empresa distribuidora, como en forma agrupada o conjunta, es decir, organizando procesos licitatorios para la adjudicación de suministros que luego serán asignados a distintos contratos para cada una de las múltiples empresas de distribución participantes del proceso.

La licitación conjunta es una herramienta que puede resultar necesaria para agrupar oferta de generación nueva a instalar, particularmente en sistemas de pequeña escala, como en el caso de República Dominicana. Los resguardos que deben adoptarse en estos casos son establecidos en el art. 7: debe haber una clara asignación de roles y responsabilidades entre las distintas empresas licitantes por una parte (una de ellas debe asumir la conducción del

proceso) y por otra parte, los contratos resultantes deben ser siempre individuales para cada distribuidora participante.

ii. Requisitos esenciales de las Bases

El Reglamento establece en forma detallada los elementos o requisitos esenciales que deberá tener en cuenta la empresa licitante al momento de elaborar las Bases que luego someterá a la homologación de la SIE.

Estos requisitos están enumerados en el artículo 8 y son los siguientes:

- a) El llamado a Licitación y su cronograma.
- b) La descripción detallada del suministro que se está licitando.
- c) Las instrucciones a los Oferentes sobre el procedimiento y plazos de la Licitación.
- d) Los antecedentes económicos que la LGE, el RLGE, este Reglamento y la SIE, hayan establecido en cuanto a la existencia eventual de un precio techo de energía, precio de potencia, fórmulas de indexación de los precios base de potencia y energía, y los índices de precios a utilizar en la fórmula de indexación de energía, en el caso que se requiera sea ofertada por los Oferentes en la Licitación.
- e) El plazo del contrato que se está licitando.
- f) El formulario o formato para presentar las ofertas.
- g) Lugar, día y hora donde se presentarán y abrirán las ofertas.
- h) Plazo de mantenimiento de las ofertas.
- i) El método de evaluación y el plazo para formalizar la Adjudicación y la firma del Contrato.
- j) Las garantías contempladas.
- k) El proyecto de Contrato a ser adjudicado.

C. CAPÍTULO III: EL LLAMADO A LICITACIÓN

i. Quienes pueden ser oferentes

El proceso de licitación comprende tanto a generadores y cogeneradores presentes hoy en el sistema eléctrico nacional, como aquellos que potencialmente ingresarían, como resultado del contrato licitado, que funcionaría como base para el financiamiento de la inversión y entrada de un nuevo agente o una nueva unidad de generación en el sistema.

Por ello, el art. 10 del Reglamento establece las condiciones en las cuales estos potenciales productores podrían participar, de tal modo de garantizar el cumplimiento de un contrato que se licitará para ser cubierto por una unidad hoy inexistente en el sistema eléctrico.

Este es un elemento central del Reglamento propuesto y de todo el sistema de libre concurrencia competitiva que se busca establecer, ya que, en mercados de escala pequeña y configuración oligopólica, la amenaza de entrada de nuevas unidades a los incumbentes es esencial a las condiciones de competitividad del proceso. Se trata fundamentalmente de una competencia por el mercado (más que de una competencia en el mercado).

En este sentido, dispone el art. 10 propuesto que las Bases de Licitación es el instrumento que establecerá los requisitos mínimos que deberán cumplir los Oferentes para constituirse en potenciales adjudicatarios de la Licitación. Estos requisitos deberán establecerse en función de la capacidad técnica, legal, financiera y comercial, y dar cuenta exclusivamente de la capacidad de los Oferentes para cumplir satisfactoriamente con la oferta de suministro en los términos que se pacten en el Contrato de Suministro respectivo a ser adjudicado. Es decir, se trata de requisitos objetivos que debe poder determinar una calificación de los oferentes no indebidamente discriminatoria que sirva para garantizar el cumplimiento del futuro contrato.

ii. Participación de Empresas de Generación Vinculadas

Como se explicó al analizar el marco legal en la sección anterior, la LGE y el RLGE contienen disposiciones específicas referidas a la autorización de empresas de generación vinculadas a las empresas de distribución y la participación de estas últimas en los procesos de licitación.

El principio establecido en el art. 11 del Reglamento es que estas Empresas de Generación Vinculadas a la Empresa Licitante pueden participar en los procesos de Licitación convocados por ésta, siempre que cumplan con las limitaciones establecidas en el marco regulatorio, es decir:

- Que la capacidad de generación resultante no exceda el quince por ciento (15%) de la demanda máxima del sistema eléctrico interconectado,
- Que cumplan con la capacidad de contratación máxima establecida en el art. 44 párrafo II del RLGE, es decir, que el 40% de su capacidad se destine al mercado spot.
- Que cumplan con el precio techo fijado por el art. 113 párrafo de la LGE, es decir, el precio de compra autorizado a la distribuidora al momento de la licitación.

Como se advertirá, el hecho de que el art. 113 párrafo citado establezca que el costo de suministro de la generación propia se valorice “considerando solamente los precios de los contratos con terceros, sin ninguna vinculación empresarial, previa licitación pública, y los precios de las compras spot, a los fines de su incorporación al precio de mercado”, funcionaría en los hechos como un precio techo de la licitación en las cuales participe una empresa de generación vinculada. Y así lo establece directamente el Reglamento propuesto. Por lo cual, las Bases de Licitación deberán contener una cláusula de precio techo en la que se especifique un valor techo equivalente a este precio de compra autorizado del Licitante para el supuesto en que participe una empresa de generación vinculada en condiciones legales de ofertar.

iii. Publicidad. Invitaciones a participar

El Reglamento instruye a las empresas licitantes a hacer esfuerzos de publicidad para incentivar la convocatoria al llamado a licitación. El artículo 12 establece los estándares mínimos para estas acciones de publicidad e invitación a participar de los potenciales oferentes.

El anuncio del llamado dentro del país para los agentes presentes en el sistema eléctrico es relativamente sencilla dado el número limitado de agentes y su coordinación unificada a través del OC. Sin embargo, para la licitación de contratos de largo plazo que contemplan el ingreso de nuevas unidades de generación – aspecto central del sistema que se busca establecer – estos esfuerzos de publicidad y difusión de llamado deben ser intensificados y llevados a anuncios fuera del país. A ello pueden sumarse la cooperación de las autoridades de política y regulatoria.

iv. Requisitos del llamado a Licitación

El contenido mínimo de los llamados a Licitación se encuentran especificados en el art. 13 del Reglamento propuesto, siguiendo los lineamientos usuales de los procedimientos licitatorios. Estos requisitos mínimos no requieren mayores explicaciones y son los siguientes:

- a) El objeto del llamado a Licitación.
- b) El lugar y el horario en que podrá consultarse y obtener copia de las Bases, la documentación complementaria y demás información adicional que se requiera, con indicación de número de teléfono, telefax, y/o dirección electrónica.
- c) El lugar, día y hora límite de presentación de las ofertas.
- d) El lugar, día y hora de apertura de las ofertas.

Un aspecto importante son los plazos que las Bases prevean entre el llamado y la presentación de las ofertas. Aquí la regla es que estos plazos sean razonablemente extensos para permitir la preparación de las ofertas, y no den ventajas adicionales a empresas vinculadas o con acceso privilegiado a información previa a la publicación del llamado. El Reglamento establece un estándar mínimo de 60 días calendario a la fecha límite de presentación de ofertas para las licitaciones de contratos cuya duración sea igual o inferior a cinco años, que se extiende a 120 días calendario para las licitaciones de contratos de duración superior a cinco años, dado que en ese caso deberá posibilitarse la preparación de ofertas de generación a instalar, necesariamente más complejas para preparar.

v. Informe periódico indicativo

Además de presentar las bases para homologación informando cada iniciativa de licitación, se requiere que las distribuidoras anticipen sus requerimientos de energía y potencia proyectados y los contratos que tiene previsto licitar anualmente para los próximos 12 meses.

Este sistema de información periódica anual y su seguimiento, establece el primer marco en el cual interactúan Regulador y empresas distribuidoras en el establecimiento, supervisión y ejecución de su política de compras y abastecimiento.

La periodicidad y contenido mínimo de estos informes se establecen el art. 14 del Reglamento propuesto, a cuya lectura remitimos.

vi. Cláusulas prohibidas

Una condición importante para preservar la objetividad y no discriminación en las condiciones de contratación y adjudicación de los contratos licitados, es la prohibición en las Bases de especificaciones técnicas que mencionen productos de una fabricación o procedencia determinada, o bien la inclusión de procedimientos especiales que tengan por efecto favorecer o eliminar a determinados potenciales Oferentes.

Especialmente, establece el art. 15 del Reglamento propuesto que no podrán indicarse marcas, patentes, diseños o modelos industriales, tipos o logos, ni se aludirá a un origen o producción determinado.

vii. Modificación de las Bases de Licitación

La preservación de las condiciones de objetividad y transparencia garantizadas por el acto de homologación de las bases de licitación, exigen que las modificaciones posteriores a dichas Bases también deban ser objeto de autorización por parte de la SIE, ya que de otro modo se otorgaría la posibilidad de circunnavegar las reglas establecidas. Por eso, establece el art. 16 tanto la obligación de someter a autorización las modificaciones como así también un plazo máximo de diez días calendario a la SIE para expedirse, bajo condición de tenerlas por tácitamente aprobadas.

Asimismo, los cambios, adiciones o modificaciones introducidas deberán anunciarse, como mínimo, durante cinco días calendario en un lugar visible destinado a informes de la Empresa Licitante, incluida su página de Internet, así como comunicar por correo o medio fehaciente a todo aquel que haya solicitado copia de las Bases, por lo menos diez días calendario antes de la fecha límite fijada para la presentación de las ofertas.

Alternativamente, podrá sustituir estas comunicaciones con la publicación de un aviso en al menos un diario de reconocida circulación nacional en dos ediciones diferentes, adicionales a la publicación en la página de Internet de la Empresa Licitante y comunicación por correo electrónico.

viii. Reglas para la celebración del acto licitatorio

Las reglas para la celebración del acto licitatorio son auto-explicatorias y se encuentran detalladas en el art. 17 del proyecto de Reglamento propuesto. Se rigen por las reglas usuales de los procesos de licitación pública, y supletoriamente a falta de norma expresa, se rigen por las normas de contratación pública del Estado.

D. *CAPÍTULO IV: CARACTERÍSTICAS DEL SUMINISTRO A CONTRATAR*

i. *Fraccionamiento del suministro a contratar*

El Reglamento propuesto contempla que el suministro licitado esté compuesto por uno o más bloques a ser ofertados. Lo cual permitiría a los oferentes a realizar ofertas por todos o por alguno o algunos de estos bloques (facilitando la participación de oferentes que no estén en condiciones de ofertar el total).

Sin embargo, este fraccionamiento también puede conllevar problemas de escala en las ofertas de los distintos participantes, por lo que se faculta a los oferentes a fijar una cantidad mínima de bloques de suministros a contratar para tener por válida su oferta. Esto es particularmente importante en el caso de oferta de nueva generación a instalar, donde la inversión sólo tendría sentido para una determinada capacidad mínima por debajo de la cual la oferta pierde sentido.

ii. *Forma del suministro a contratar*

El suministro objeto de la Licitación se encuentra en definitiva definido en su alcance preciso y condiciones en el contrato de suministro que se licita. El Reglamento propuesto parte de la base que estos contratos integran las Bases de Licitación, y son preparados por la Empresa Licitante y sometidos a homologación juntamente con dichas Bases.

Como principio general, estos contratos pueden adoptar cualquiera de las formas establecidas en las Reglas de Operación y aceptadas por el OC para la operación y administración del mercado de contratos.

Sin embargo, independientemente del tipo de contrato que en definitiva decida adoptar la Empresa Licitante en cada oportunidad, existe un contenido mínimo del suministro a contratar que el Reglamento establece en el art. 21 del proyecto anexo.

Este contenido mínimo apunta a permitir una homogeneidad mínima que posibilite una adecuada comparación y evaluación de las ofertas y se compone de los siguientes elementos:

- a) Potencia puesta a disposición y metodología de control de su cumplimiento.
- b) Curva de carga comprometida (como un máximo comprometido horario en el lapso de vigencia del contrato).
- c) Servicios complementarios comprometidos: regulación primaria y secundaria de frecuencia, aporte de energía reactiva, arranque en negro, sistemas de comunicación, control, supervisión, protección y medición comercial.
- d) Disponibilidad de la capacidad comprometida y metodología de control de cumplimiento, incluyendo disponibilidad media objetivo, así como la disponibilidad de potencia para cada hora, y penalidades ante el incumplimiento de la disponibilidad media objetivo.

- e) Precios y cláusulas de indexación de acuerdo a las condiciones indicadas en las Bases.

Estos elementos se integrarán en el Contrato de Suministro a ser adjudicado, cuyo contenido mínimo se define en el artículo 42.

iii. Prohibición de ofertar montos o formas distintas al suministro solicitado

Este contenido o forma mínima del suministro a licitar es reforzado por tres prohibiciones especificadas en el art. 22 siguiente del Reglamento propuesto, según el cual los participantes no podrán ofrecer el suministro en una forma distinta a la manera en que lo establece el artículo 21, particularmente:

- a) No podrán ofertar montos de potencia distintos a los especificados en las alternativas de suministro establecidas en las Bases.
- b) No podrán especificar ofertas de energía que determinen para ella una distribución en el tiempo distinta a la que resulta de lo señalado en el Artículo 21.
- c) No podrán condicionar el suministro a las características técnicas o de producción de las unidades de generación que resulten en una limitación a lo solicitado en las Bases.

E. CAPÍTULO V: PRECIOS Y MECANISMOS DE INDEXACIÓN

i. Precio de potencia, energía y servicios complementarios

Dispone el art. 23 del Reglamento propuesto que el precio base de potencia, energía y servicios que regirá el Contrato de Suministro corresponderá en cada punto de suministro a los precios ofertados de acuerdo a las Bases. Con lo cual, queda claro que las Bases y las ofertas en consecuencia tendrán un tratamiento diferenciado para la potencia o capacidad, la energía y los servicios auxiliares o complementarios, tal como surge del contenido mínimo del suministro a contratar que se explica anteriormente (art. 21).

Para evitar los problemas que habitualmente han surgido (en la experiencia comparada) con la autorización durante la vida de los contratos de las indexaciones del precio de la potencia, el art. 23 propone que el precio de la potencia se fije en dólares/kW-mes y no tenga indexación durante el período de vigencia del contrato. Este es un aspecto que puede ser particularmente sensible en el caso de República Dominicana, donde el art. 114 LGE dispone que las indexaciones de los contratos deben ser autorizados por la SIE previa solicitud de la distribuidora.

ii. Mecanismo de indexación

Los mecanismos de indexación se limitarán entonces al precio de la energía y estarán definidos en las Bases. Con lo cual, estos mecanismos de indexación son elaborados por las Empresa Licitante y luego homologados por la SIE al momento de aprobación de las Bases.

En este sentido, la SIE participaría en la fijación de las fórmulas de indexación que más se adapten a la política de precios y a una matriz energética eficiente. Por ejemplo, si la matriz

5. Mecanismos de control y procedimientos para el fiel cumplimiento de la normativa. ..

es muy dependiente del precio de los combustibles fósiles, debería poder seleccionar cláusulas de indexación que no incluyan ajuste por este concepto y así incentivar por ejemplo la generación hidroeléctrica, o de otra fuente o incluso con combustible pero con contrato a precio fijo o ajustado por otro índice y largo plazo.

De acuerdo al Reglamento (art. 24), el mecanismo de indexación se establecerá mediante fórmulas polinomiales que deberán expresar la variación del precio base correspondiente, en función de la variación de los indicadores económicos considerados en la fórmula.

Estos indicadores económicos son descriptos genéricamente en el art. 25 siguiente del Reglamento propuesto, los que corresponderán a indicadores nacionales o internacionales que reflejen la variación de los precios de los insumos de generación, así como la variación de los principales parámetros generales de la economía, debiendo corresponder a indicadores de amplia divulgación y de provisión estable por parte de las fuentes que los emiten.

Las bases de la Licitación podrán poner un valor máximo a la ponderación que uno o más de los indicadores tengan en el polinomio de indexación.

Los Oferentes incluirán en su oferta los ponderadores más convenientes, considerando los máximos establecidos en las Bases. Las Bases incluirán la proyección esperada de todos los indicadores económicos permitidos, de tal manera que los Oferentes puedan reproducir el cálculo del valor presente que se utilizará para la evaluación de las ofertas.

El Reglamento prohíbe incluir como indicador la variación de precios en el mercado spot, pues de lo contrario se desvirtuaría la función propia del mercado de contratos en la determinación de los precios de compra de las distribuidoras.

F. *CAPÍTULO VI: FRACCIONAMIENTO Y PROGRAMACIÓN DE VENCIMIENTO DE CONTRATOS*

i. La línea demarcatoria entre contratos de duración inferior o superior a cinco años

El Reglamento propone trazar una línea demarcatoria entre contratos de duración superior y duración inferior a cinco años, con la finalidad de introducir obligaciones adicionales que permitan la participación de ofertas de generación a instalar.

Como bien se advertirá, la participación de ofertas de generación nueva requiere no sólo de un mayor plazo de preparación de la oferta en sí misma (en cuanto comprende el estudio de una inversión de envergadura considerable y largos períodos de recuperación), sino que también exige de un extenso período entre el momento de adjudicación del contrato licitado y el de su entrada en vigencia, que deberá coincidir con el necesario para el desarrollo y puesta en operación de una nueva unidad de generación.

Por otra parte, para que estas ofertas sean atractivas y financieramente viables para los inversores en nuevas unidades, deberá tratarse de contratos de largo plazo que permitan respaldar la inversión.

Dado que imponer al distribuidor que contrate el 80% de su demanda en contratos de largo plazo superiores a cinco años sería introducir una inflexibilidad excesiva, el Reglamento

permite al distribuidor equilibrar su cartera de contratos entre contratos de menos de cinco años, los cuales no requerirán de los plazos necesarios para la participación de nuevas unidades de generación, y contratos superiores a 5 años, para los cuales deberá prever condiciones especiales que permitan la participación de ofertas de unidades a ser instaladas en el sistema.

En este sentido, dispone el art. 26 del Reglamento propuesto que la fecha de inicio del suministro en los Contratos cuya vigencia sea superior a 5 años, no podrá ser anterior a 36 meses, ni posterior a 60 meses, contados a partir de la firma del contrato, siempre y cuando hayan sido cumplidos todos los procedimientos de la Licitación. Las Bases de Licitación deberán establecer todas las condiciones necesarias para permitir la participación de ofertas de generación a instalar. La Empresa Licitante deberá prever que el llamado a Licitación se realice con suficiente anticipación, de manera tal que la firma del Contrato se efectúe en concordancia a los rangos señalados relativos a la fecha en que deba iniciarse el suministro.

A ello se suma la fijación de una fecha máxima de duración del Contrato de 15 años, contados a partir de la fecha de inicio del suministro.

Con respecto a los Contratos cuya vigencia sea inferior o igual a 5 años, la fecha de inicio se reduce a un mínimo de 3 meses, contados a partir de la firma del Contrato, siempre y cuando hayan sido cumplidos todos los procedimientos de la Licitación. La Empresa Licitante deberá prever que el llamado a Licitación se realice con suficiente anticipación, de manera tal que la firma del Contrato se efectúe en concordancia a los rangos señalados relativos a la fecha en que deba iniciarse el suministro.

ii. Fraccionamiento y escalonamiento de contratos

Si bien cada distribuidora está en libertad de establecer su estrategia y política de compra que le asegure su abastecimiento futuro, el Reglamento impone como restricción la obligación de las empresas de distribución de diversificar los volúmenes y plazos de vencimiento de los contratos que las componen, de modo de estabilizar el precio de la energía promedio dentro de las respectivas carteras de contratos y dar más flexibilidad a la liberalización creciente de grandes usuarios sin producir sobre-contratación.

Dispone el art. 28 en este sentido que, para este efecto, cada vez que la distribuidora suscriba un contrato de largo plazo, éste no deberá superar el 25% de la demanda de energía abastecida por la distribuidora, considerando la composición de abastecimiento de dicha demanda según su proyección al año en que se inicia el suministro respectivo. De superarse dicho porcentaje, la contratación deberá separarse en dos o más contratos que cumplan la condición señalada, y cuyo plazo de vencimiento se programará en años distintos, considerando además, el vencimiento de los contratos vigentes.

G. CAPITULO VII: OFERTA

i. Evaluación de las ofertas

Como ya se anticipó más arriba, las ofertas deben contar con un formato mínimo de tal manera de permitir su evaluación por comparación de valores homogéneos. En el art. 29 del proyecto anexo se establece este principio, obligando además a las Empresas Licitantes a

incluir en las Bases planillas o formularios destinados a estas ofertas a ser completadas por los Oferentes.

Los criterios de evaluación dependerán del tipo de contrato que se licite. El criterio general será que la Empresa Licitante determinará los costos totales resultantes de las ofertas para el cubrimiento de la demanda expresada en la Licitación y deberá hacer recaer la adjudicación sobre la oferta de más bajo valor presente. El Contrato se debe adjudicar con el criterio de menor costo de abastecimiento para los clientes o usuarios.

ii. Oferta de generación a instalar

La regla general es que los oferentes podrán ofertar potencia y/o energía en la medida en que cuenten con generación para su respaldo, ya sea con unidades generadoras propias o generación que contrate de otro participante productor.

Sin embargo, ello no implica que no pueda ofertarse con el respaldo de unidades de generación que no están presentes en el sistema en el momento de formular la oferta, pero que lo estarán al momento de entrada en vigencia del contrato licitado. Esto es lo que llamamos ofertas de generación a instalar, las cuales son un elemento central de todo el sistema regulatorio que el Reglamento propuesto busca poner en marcha, ya sea que se lo mire desde el punto de vista de la competitividad de los procesos licitatorios (sin desafío a los incumbentes, será muy limitada la competencia), o bien sea que se lo mire como herramienta fundamental para la expansión futura del sistema y atracción y financiamiento de las nuevas inversiones.

Por ello, la regla que consagra el Reglamento para la licitación de contratos de largo plazo (cuyo plazo de duración es superior a 5 años, con un límite máximo de 15), es que al momento de realizar su oferta, el Oferente sólo podrá comprometer la venta de la potencia efectiva que estará instalada para el período de vigencia del contrato a ser adjudicado, bajo pena de perder la Fianza de Cumplimiento de Contrato que fije la Empresa Licitante en las Bases y demás penalidades que las mismas fijen.

Asimismo, en el supuesto de ofertas de generación a instalar aún no concesionada, la entrada en vigencia del Contrato de Suministro quedará condicionada al otorgamiento de la respectiva concesión.

iii. Garantía de Mantenimiento de la Oferta

Es potestad de cada Empresa Licitante decidir si incluye o no en las Bases una Garantía de Mantenimiento de Oferta o fianza de propuesta, siempre que ésta sea razonable, proporcionada y no otorgue un trato preferencial o discriminatorio a un oferente o clase de oferentes. Ello deberá ser evaluado por la SIE al momento de la homologación de las Bases.

Luego, el artículo 35 establece dos reglas supletorias para el caso en que las Bases no digan nada al respecto: el mantenimiento de las ofertas es el término de treinta (30) días calendario a contar de la fecha del acto de apertura y, al vencimiento de los plazos fijados para el mantenimiento de las ofertas, éstas caducan automáticamente, salvo que se obtuviere prórroga expresa del Oferente.

Esta Garantía no debe confundirse con la Garantía de Cumplimiento de Contrato de la que se habla más adelante. Estos son términos definidos en el Reglamento para mayor claridad terminológica.

H. CAPITULO VIII: ADJUDICACIÓN DEL CONTRATO

i. Licitación desierta

A diferencia de una licitación en la cual el licitante compra para sí, en este caso la empresa licitante compra para abastecer a terceros (los usuarios) que son los que pagarán el precio resultante del proceso licitatorio. Por eso se trata de un proceso de compra supervisado por el Regulador y por ese mismo motivo, el distribuidor se encuentra en una posición más restringida al momento de resolver la adjudicación. En este sentido, dispone el art. 37 del proyecto propuesto que, si considerase que se han cumplido los requisitos y formalidades establecidos en el Reglamento y en las Bases, la Empresa Licitante adjudicará, en un plazo perentorio, la Licitación convocada o la declarará desierta en los casos señalados en el Reglamento.

La Empresa Licitante podrá declarar desierta la Licitación, dejándola sin efecto en los casos especificados en el art. 38, esto es:

- a) Cuando no hubiere un mínimo de tres Oferentes. Una cantidad menor de oferentes no garantizaría suficientes condiciones de competencia en el proceso.
- b) Las ofertas presentadas se consideraran elevadas o gravosas. En este caso, las Bases deberán explicitar los límites o criterios a partir de los cuales una oferta puede ser considerada elevada o gravosa. La forma más clara y sencilla de definir esto es por medio de un precio techo, el cual también estará homologado por la SIE al momento de aprobar las Bases.

ii. Impugnaciones

Como ya se anticipó al tratar las funciones de la SIE en el proceso, los participantes que se consideren agraviados por la adjudicación adoptada por la Empresa Licitante son habilitados para acudir ante la SIE, la que actuará como árbitro en la resolución de la controversia.

Los Oferentes podrán formular impugnaciones a la adjudicación dentro del plazo que se fije en las Bases, el que no podrá ser inferior a cinco días calendario contados a partir de la fecha en que la notificación fue recibida.

Durante el término establecido en este artículo y el precedente, las actuaciones completas que constituyen el acto licitatorio deberán estar a disposición de los Oferentes para su revisión.

Las Bases no podrán contener cláusulas por las cuales se impongan renunciaciones o limitaciones al derecho de los Oferentes a realizar impugnaciones, recurrir ante SIE sus decisiones, formular denuncias o reclamar daños y perjuicios derivados del procedimiento de adjudicación.

I. CAPITULO IX: REGLAS RELATIVAS A LOS CONTRATOS

Luego de la adjudicación, el paso siguiente será la firma del contrato, de acuerdo con el modelo de contrato incluido en las Bases. La regla es que cada Empresa Licitante define el contenido y forma del contrato a licitar, pudiendo incluir todas las cláusulas que considere convenientes dentro de los tipos de contratos admitidos por las Reglas de Operación y el OC y siempre que no se opongan a la LGE, el RLGE, al Reglamento o al interés público comprometido.

i. Contenido mínimo de los contratos

Existe, sin embargo, un contenido mínimo de los contratos que el Reglamento condensa en el artículo 42 a partir de las normas contenidas en el art. 110 LGE y 286 RLGE, y la forma de suministro mínima especificada en el art. 21. Este contenido mínimo es el siguiente:

- a) Tipo de contrato (toda la demanda, porcentaje de la demanda, potencia contratada u otro tipo aceptado por el OC y descrito en las Bases).
- b) Plazo o período de vigencia.
- c) Objeto: Potencia, curva de carga y servicios durante el periodo de vigencia, disponibilidad media objetivo, disponibilidad de potencia para cada hora, y penalidades ante el incumplimiento de la disponibilidad media objetivo. Todo de acuerdo a los requisitos especificados en el artículo 21 de este Reglamento.
- d) Fórmulas de precio y régimen de remuneración acordado, para la potencia y/o energía.
- e) Punto de Suministro o Compra.
- f) Metodología de indexación
- g) Tratamiento de los aumentos de potencia demandada
- h) Compensaciones por fallas de suministro en concordancia con los costos de desabastecimiento fijados por la SIE
- i) Responsabilidad del pago del derecho de conexión por la potencia contratada
- j) Causales de resolución o rescisión del Contrato.
- k) Una cláusula por la que las partes declaren aceptar que el contrato y la generación a éste asociada se administre de acuerdo a las Reglas de Operación vigentes.
- l) Una cláusula por la que las partes someten la resolución previa de todas las controversias y conflictos a que pueda dar lugar la interpretación o aplicación del contrato a la jurisdicción previa y obligatoria de la SIE.

ii. Obligación de suministro e incumplimiento por parte del Generador

El artículo 43 es una reafirmación y especificación del principio cardinal del marco regulatorio según el cual pesa sobre la empresa de distribución la obligación de suministro o abastecimiento de sus usuarios regulados. Por ello, se dispone que los incumplimientos del Contrato en los que pudiera incurrir el Participante Productor que resultare adjudicado, ya sea con anterioridad o posterioridad a la entrada en vigencia del Contrato, no exime de responsabilidad a la Empresa de Distribución frente a las obligaciones de suministro establecidas en el art. 56 LGE. Esto además contribuye a evitar la necesidad de fiscalizar el avance de cada obra y el cumplimiento de los plazos desde la SIE.

iii. Penalidades por incumplimiento del Contrato

En línea con lo dispuesto por el art. 96 RLGE, el art. 44 del Reglamento propuesto establece que todos los montos estipulados como penalidades o multas por incumplimiento del Contrato de Suministro por parte del generador tendrán como destino final a los usuarios finales de la Empresa Licitante. En ningún caso las penalidades o multas podrán ser objeto de quita, espera o condonación por el Distribuidor sin el consentimiento de la SIE.

La finalidad de esta norma es garantizar la transparencia, en especial para evitar colusión en los casos de empresas vinculadas, en donde pudieran configurarse comportamiento oportunistas en el tratamiento de las penalidades para beneficiar a las empresas de generación vinculadas, lo que permitiría que éstas puedan correr con una preferencia al momento de ofertar.

iv. Documentos del contrato

El Contrato adjudicado se integra al marco regulatorio, la normativa vigente y las bases de licitación. A pesar de contar las empresas licitantes con libertad para dar contenido a los contratos y definir su forma, estos contratos se encuentran enmarcados en unas reglas de operación y unos contenidos mínimos definidos por el Reglamento en base a la regulación vigente que no pueden ser obviados ni contradichos. Todo ello se expresa en el art. 45, según el cual forman parte integrante del Contrato a celebrarse:

- a) Las Reglas de Operación.
- b) Las disposiciones del presente Reglamento.
- c) Las Bases de la Licitación.
- d) La oferta adjudicada.

En ningún caso las Bases, la oferta adjudicada o el contrato podrán interpretarse en sentido contrario a lo dispuesto en las Reglas de Operación o el Reglamento.

v. Transferencia o cesión del Contrato

Los contratos adjudicados pueden ser cedidos por voluntad de sus partes en las condiciones establecidas en los mismos contratos y de acuerdo a la legislación civil y comercial común del país. Sin embargo, será necesario contar con la autorización previa de la SIE, de acuerdo

a lo establecido en el art. 46. El silencio de la Superintendencia durante el plazo de treinta (30) días calendario contado a partir de la presentación de la solicitud de aprobación implica la tácita autorización de la transferencia o cesión pretendida.

vi. Modificación del Contrato

En igual sentido, cualquier modificación o adición que las partes convengan en realizar a los contratos adjudicados deberá ser puesta a consideración de la SIE para su aprobación. El silencio de la SIE durante el plazo de treinta (30) días calendario implica la tácita aprobación de la modificación pretendida.

vii. Terminación del Contrato

Las causales de terminación de los contratos se rigen por lo dispuesto en los mismos contratos. Sin embargo, el Reglamento establece dos exigencias en esta materia: en primer lugar deben establecerse las causales de terminación, especialmente las de rescisión, como lo exige el art. 286 RLGE. Adicionalmente, el Reglamento establece causales preestablecidas de terminación, en línea con lo dispuesto habitualmente por la legislación comercial común y la práctica. A ello se agregan algunas cláusulas especiales propias de los mercados de contratos eléctricos, como la caducidad, cancelación o pérdida por cualquier causa de la concesión, la pérdida de la condición de Participante del Mercado Eléctrico Mayorista o la transferencia o cesión del contrato sin autorización de la SIE.

5.5 SISTEMA DE MONITOREO DEL MERCADO MAYORISTA

Como parte de su función de supervisar el comportamiento del mercado de electricidad a fin de evitar prácticas monopólicas, es obligación de la SIE diseñar y poner en operación un sistema de monitoreo del funcionamiento del mercado eléctrico mayorista, tanto para el Mercado Spot como de Contratos (arts. 24 d) LGE y 13 RLGE).

Esta sección tiene por finalidad presentar el diseño de un Sistema de Monitoreo del Mercado Eléctrico Mayorista, que sirva de sustento normativo y metodológico para la implementación del sistema de monitoreo previsto en la regulación, que deberá complementarse con el desarrollo de un software especial y el soporte organizacional de un equipo de trabajo dedicado a su puesta en marcha y ejecución.

Primeramente se presenta el marco legal en el cual se encuadra este Procedimiento de Monitoreo, dado por la legislación de defensa de la competencia, tanto general como propia del sector eléctrico. Allí se presentarán las relaciones entre la Ley General de Defensa de la Competencia y el marco regulatorio eléctrico en cuanto a aplicación de las soluciones normativas y autoridades de aplicación, para luego desarrollar un análisis de las herramientas normativas establecidas en el marco regulatorio eléctrico en materia de defensa de la competencia, comprendiendo las funciones de supervisión o seguimiento de mercado, control de re-integración vertical y concentraciones y sanción de prácticas anticompetitivas. En el Anexo E se incluyen el texto del Procedimiento de Monitoreo y en el Anexo F se ilustra la experiencia internacional en la aplicación de sistemas de monitoreo de mercados mayoristas.

A continuación, se desarrollan las características y los distintos componentes del sistema de monitoreo propuesto. Básicamente se propone un sistema de monitoreo prospectivo,

independiente, transparente, objetivo y técnicamente consistente que se apoya en tres componentes: un Procedimiento de Monitoreo e Investigación Previa de Prácticas Anticompetitivas, un conjunto de indicadores técnico-comerciales que permita detectar y alertar acerca de posibles desvíos, mediante un tratamiento estadístico de los datos, y una unidad organizacional dentro de la Dirección de Fiscalización Mayorista dedicada a su implementación.

En la tercera sección (4.3.) se desarrollan los lineamientos metodológicos para la selección del conjunto de indicadores técnico-comerciales y las distintas etapas que se deberían considerar, todo lo cual deberá ser integrado por la SIE en una etapa posterior, a través de una herramienta informática que automatice total o parcialmente el proceso control y seguimiento propuestos.

5.5.1 Marco legal

El marco legal de la defensa de la competencia en el mercado eléctrico de República Dominicana está conformado básicamente por dos leyes: la llamada Ley General de Defensa de la Competencia Nro. 42/08, sancionada recientemente en el mes de enero de 2008, y la legislación especial en la materia que establece la Ley General de Electricidad (LGE) y su Reglamento (RLGE).

Estas dos leyes son complementarias, estableciendo la Ley General de Defensa de la Competencia las reglas que rigen las relaciones entre ambas. La regla principal, como se explicará en la sección siguiente con más detalle, es que deberá aplicarse la ley sectorial especial en forma principal y la ley general en forma supletoria. Asimismo, en caso de que el ente regulador sectorial resuelva iniciar un procedimiento sancionador o establecer una norma en la materia, deberá previamente consultar con la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia, la que emitirá un dictamen no vinculante. En el caso de denuncias iniciadas ante dicha Comisión por casos concernientes al mercado eléctrico, la autoridad de defensa de la competencia enviará el expediente al ente regulador para su trámite.

A. *RELACIONES ENTRE LA LEY GENERAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA Y EL MARCO REGULATORIO ELÉCTRICO*

El primer aspecto que debe quedar claro es que la Ley General de Defensa de la Competencia (LGDC) es de aplicación a todos los agentes económicos, sean éstos personas físicas o jurídicas, sean de derecho público o privado, con o sin fines de lucro, nacionales o extranjeras, que realicen actividades económicas en el territorio nacional (art. 3 LGDC). Con lo cual no quedan dudas acerca de su aplicación al mercado eléctrico y a los agentes públicos y privados que actúan en él.

El segundo aspecto relevante es que, sin bien la LGDC crea una autoridad de aplicación propia denominada Comisión Nacional de Defensa de la Competencia (Pro-Competencia), la autoridad principal de aplicación es el ente regulador sectorial. Existiendo, como es el caso del sector eléctrico, una legislación especial en la materia y una autoridad regulatoria sectorial, esta legislación especial y esta autoridad regulatoria especial resulta de aplicación principal. En este sentido, como ya se anticipó más arriba, la función de la Comisión Pro-Competencia en el sector eléctrico se limitaría a emitir un dictamen previo no vinculante en los casos en los cuales la autoridad regulatoria sectorial tome la iniciativa de dictar una

5. Mecanismos de control y procedimientos para el fiel cumplimiento de la normativa. ..

norma o elaborar un reglamento en la materia y en los procesos administrativos por aplicación de sanciones que inicie (cf. Arts. 16 y 20 LGDC).

Estas reglas han sido establecidas con detalle en el art. 20 de la LGDC, en donde se establece que:

“Artículo 20.- Relación con otros entes reguladores de mercado. Los actos administrativos destinados a dictar reglamentos o a resolver procesos administrativos sancionadores planteados ante otros entes reguladores del mercado diferentes a la Comisión, siempre que estén relacionados con el objeto de esta ley, deberán ser enviados a la Comisión para su examen junto con la documentación que los respalda.

Párrafo I.- El ente regulador deberá formular su consulta al Consejo Directivo de la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia, vía el Director Ejecutivo. El Consejo Directivo de la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia deberá responder mediante oficio, en un plazo de quince (15) días después de haber recibido la consulta, con una opinión motivada de carácter público y no vinculante en la que podrá incluir recomendaciones específicas al ente regulador actuante. En caso de vencimiento del plazo señalado, sin haberse recibido dictamen de la Comisión, el ente regulador en cuestión, podrá entender que se ha aceptado tácitamente su decisión.

Párrafo II.- En el caso de que una parte interesada someta directamente a la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia una denuncia por práctica anticompetitiva, que de conformidad con la legislación vigente sea de la competencia jurisdiccional de un organismo sectorial, la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia deberá responder, mediante oficio debidamente motivado, refiriendo la parte interesada al organismo sectorial competente.

Párrafo III.- En los casos señalados en los párrafos precedentes, tanto la Comisión como el ente regulador actuante, deberán aplicar de manera principal, el derecho de la competencia establecido en normativa especial que rige al ente regulador actuante y con carácter supletorio, en el caso de que la primera resulte silente, oscura o ambigua, se aplicará la normativa prevista en la presente legislación general”.

B. APROXIMACIÓN A LAS HERRAMIENTAS ESTABLECIDAS EN EL MARCO REGULATORIO ELÉCTRICO

Tanto la LGE como su Reglamento establecen normas especiales en materia de defensa de la competencia, comprendiendo tanto los aspectos referidos a prevención y sanción de prácticas anticompetitivas, como así también el control de las concentraciones y fusiones de empresas y activos del sector.

De acuerdo con el art. 4 numeral c) de la LGE es un objetivo básico de la ley: “Promover una sana competencia en todas aquellas actividades en que ello sea factible y velar porque ella sea efectiva, impidiendo prácticas que constituyan competencias desleales o abuso de posición dominante en el mercado, de manera que en estas actividades las decisiones de

inversión y los precios de la electricidad sean libres y queden determinados por el mercado en las condiciones previstas”.

Estas funciones de promoción de la sana competencia son compartidas por la CNE y la SIE, a la que se suma la obligación del Organismo Coordinador (OC) de “cooperar con la Comisión y la Superintendencia en la promoción de una sana competencia, transparencia y equidad en el mercado de la electricidad (art. 38 numeral f).

Del análisis de las potestades legales establecidas encuadrándolas en el contexto de la experiencia internacional y el Derecho Comparado en materia de Defensa de la Competencia, puede decirse que las herramientas regulatorias que el marco regulatorio eléctrico establece son básicamente las siguientes:

- Supervisión o monitoreo de mercado
- Control de re-integración vertical y concentraciones
- Sanción de prácticas anticompetitivas

i. Supervisión o monitoreo de mercado

Establece la LGE que corresponde a la SIE “supervisar el comportamiento del mercado de electricidad a fin de evitar prácticas monopólicas en las empresas del subsector que operen en régimen de competencia e informar a la Comisión” (art. 24 d) LGE). En particular, dispone el art. 13 RLGE que “la SIE diseñará y pondrá en operación, en un plazo no mayor de seis (6) meses a partir de la publicación del presente Reglamento, un sistema de monitoreo del funcionamiento del MEM, tanto para el Mercado Spot como de Contratos.”

Este sistema de monitoreo o seguimiento puede ser tanto de tipo *prospectivo* - es decir, orientado a detectar posibles fallos o vacíos que actual o potencialmente estén posibilitando la configuración de conductas anticompetitivas con la finalidad de desarrollar instrumentos regulatorios correctivos hacia el futuro - como así también de tipo *retrospectivo*, esto es, orientado a la determinación de casos particulares de prácticas anticompetitivas ocurridas en el pasado. Este monitoreo retrospectivo podría utilizarse como base para el inicio de un eventual procedimiento sancionatorio en los casos de abuso de poder de mercado definidos por la ley, de lo que se hablará más adelante en este informe.

Como se verá luego, el sistema de monitoreo que aquí se propone es primordialmente de tipo prospectivo, aunque también comprende complementariamente un procedimiento de investigación previo al inicio de la vía sancionatoria, que calificaría como un monitoreo de tipo retrospectivo, es decir, encauzado a la determinación de casos particulares de prácticas anticompetitivas, como paso previo al inicio de un procedimiento sancionatorio formal.

ii. Control de re-integración vertical y concentraciones

El RLGE establece mecanismos especiales de control de re-integración vertical, como así también de concentraciones horizontales en generación. Esto es un área que debe diferenciarse claramente tanto de la sanción de prácticas anticompetitivas (que se tratarán

en el punto siguiente) como del mismo sistema de monitoreo que se describe en la sección anterior.

Dado que los agentes del mercado eléctrico se encuentran obligados a no participar de otras actividades o segmentos de la industria ya sea por sí o por medio de empresas vinculadas²⁵, el Regulador debe cuidar que esta estructura verticalmente desintegrada de la industria se mantenga en el tiempo. Para ello se establecen dos mecanismos: un sistema de información periódico de los agentes del mercado de su estructura y composición societaria a la SIE (art. 11, párrafo I RLGE) y la investigación de las denuncias de vinculación ante la SIE que puedan realizar agentes o demás terceros interesados.

El primer mecanismo de información y procesamiento periódico de las composiciones societarias sería claramente una función de seguimiento o monitoreo y podría integrarse en el futuro al sistema de monitoreo que aquí se desarrolla²⁶. Con respecto a las denuncias de vinculación, debe seguirse un procedimiento especial para su trámite a ser establecido por la SIE, tal como lo dispone el art. 11, párrafo II RLGE²⁷.

Ya sea como resultado de un hallazgo surgido del sistema de información periódico de los agentes o de los elementos que surjan del procedimiento para tramitar las denuncias de desvinculación, la verificación de una vinculación entre agentes prohibida por el marco regulatorio por contrariar los criterios establecidos en el art. 11 LGE y 11 RLGE o los criterios que establezca oportunamente la CNE, conllevará la orden de desinversión o desvinculación por parte de la SIE, bajo apercibimiento de multas en caso de incumplimiento de dicha orden.

A estos mecanismos orientados al control de la re-integración vertical de los agentes de la industria, se suma además el control preventivo de la concentración horizontal del segmento de generación, de tal como de evitar una concentración que amenace a las condiciones de competencia en el mercado.

En este caso, es la CNE la que debe definir cual es el porcentaje de la demanda máxima del sistema que debe considerarse significativo para que su concentración en un mismo agente o grupo económico produzca efectos anticompetitivos. Adicionalmente, es la CNE la que

²⁵ El principio general establecido en el art. 11 LGE es que las empresas eléctricas podrán efectuar sólo una de las actividades de generación, transmisión o distribución, con excepción del caso de las tres empresas de distribución resultantes del proceso de capitalización de la Corporación Dominicana de Electricidad, las que podrán ser propietarias directa o indirectamente de instalaciones de generación, siempre que esta capacidad no exceda el quince por ciento (15%) de la demanda máxima del sistema eléctrico interconectado

²⁶ Este es un punto clave, de acuerdo a la regulación debería integrarse en el sistema de monitoreo, no obstante, considerando la actual composición de la industria eléctrica en República Dominicana, es un aspecto que pierde sentido hasta tanto se avance en la transición que permita arribar a las condiciones previstas en el modelo adoptado. En este sentido, el seguimiento y control de las composiciones societarias debería incorporarse al sistema de monitoreo una vez estén dadas dichas condiciones.

²⁷ Una posible solución sería aplicar a estos casos el procedimiento de investigación previa de prácticas anticompetitivas.

debe, al momento de decidir el otorgamiento de una concesión definitiva de generación, investigar si el agente que pretende la nueva concesión, ya sea por sí mismo o a través de empresas vinculadas, detentaría un porcentaje significativo de la capacidad del sistema de tal modo de constituir una amenaza a la competitividad del mercado.

Por último, establece el RLGE que es función de la SIE investigar antes de la autorización de transferencia de concesiones o ante la configuración de fusiones o ventas de acciones, si el peticionario por sí o a través de empresas vinculadas representa un porcentaje de la demanda máxima del SENI que, de acuerdo a los criterios fijados por la CNE, constituya una amenaza para la competencia.

iii. Sanción de prácticas anticompetitivas

La sanción de prácticas monopólicas o anticompetitivas debe diferenciarse claramente de la función de control de concentraciones (orientada a preservar una estructura de mercado que haga posible la competencia efectiva). De hecho, control de concentraciones por un lado, y sanción de prácticas anticompetitivas por el otro, son las dos grandes ramas del Derecho de la Competencia en la legislación comparada universal. A su vez, las llamadas prácticas monopólicas o anticompetitivas comprenden dos grandes categorías: el abuso de posición dominante por un lado (es decir, las prácticas anticompetitivas que unilateralmente ejerce un agente o grupo económico que detenga una posición dominante) y las prácticas colusorias por el otro (esto es, las prácticas anticompetitivas llevadas a cabo como resultado de la acción conjunta o coordinada de distintos agentes de mercado).

En el caso de República Dominicana, la LGE formula una determinación genérica en materia de prácticas anticompetitivas al establecer en el Art. 126, párrafo I numeral d) que “constituye un delito la infracción a la presente ley y serán objeto de sanción ... las prácticas monopólicas en las empresas del subsector eléctrico que operen en régimen de competencia”.

Esta definición genérica luego es especificada por el RLGE en los artículos 499 y 500 en tipos especiales de infracción. Así, como faltas graves directamente relacionadas con prácticas anticompetitivas, se establecen las siguientes:

- El abuso de posición dominante, las prácticas monopólicas, restrictivas a la competencia y de competencia desleal en las empresas del sub-sector eléctrico que operen en régimen de competencia (art. 499, numeral b).
- El incumplimiento de la orden de desvinculación o desinversión de la SIE, o la CNE según sea el caso, dentro del plazo estipulado en la misma, en el caso previsto en el párrafo II del artículo 11 de la Ley (art. 499, numeral j).
- La reducción, sin autorización, de la capacidad de producción o de suministro de energía eléctrica (art. 499, numeral k).
- La manipulación de las declaraciones de disponibilidad e indisponibilidad de la generación, la transmisión y la distribución con relación a la demanda (art. 499, numeral n).

En igual sentido, el art. 500 RLGE califica como muy graves las siguientes conductas:

5. Mecanismos de control y procedimientos para el fiel cumplimiento de la normativa. ..

- La declaración de no disponibilidad al OC por las instalaciones de producción de energía eléctrica, sin causa técnica justificada (art. 500, numeral h).
- Cualquier actuación por parte del CCE a la hora de determinar el orden de entrada efectiva en funcionamiento de las instalaciones de producción de energía eléctrica, que suponga una alteración no justificada del despacho económico coordinado por el OC (art. 500, numeral j).

Como se advertirá, se trata de facultades claramente punitivas enmarcadas en el derecho administrativo sancionador y orientadas definitivamente a la determinación de conductas particulares ocurridas en el pasado, pasibles de sanción.

Las sanciones van desde la multa (en diferentes graduaciones de acuerdo a su gravedad y reincidencia) a la revocación de la concesión por parte del Poder Ejecutivo, previa recomendación de la SIE vía la CNE. La autoridad de aplicación de estas sanciones es la SIE, a excepción del caso ya mencionado de revocación de la concesión, donde su función se limita a recomendar la sanción.

5.5.2 Estructura y componentes del Sistema de Monitoreo

El Sistema de Monitoreo del Funcionamiento del Mercado Mayorista se orienta a establecer un sistema de seguimiento o monitoreo del mercado mayorista de energía eléctrica, dando cumplimiento al mandato legal de supervisar el mercado de electricidad a fin de evitar prácticas monopólicas y teniendo en miras el objetivo establecido en la Ley de promover una sana competencia y velar porque ella sea efectiva.

En particular, este Sistema de Monitoreo viene a dar cumplimiento al mandato reglamentario expreso establecido en el 13 RLGE de diseñar y poner en operación un sistema de monitoreo del funcionamiento del MEM, tanto para el Mercado Spot como de Contratos.

A. *ALCANCE*

Se trata primordialmente de un monitoreo de tipo prospectivo, orientado a detectar posibles fallos, vacíos que actual o potencialmente estén configurando anomalías o posibles conductas anticompetitivas, con la finalidad de desarrollar medidas correctivas hacia el futuro. Su enfoque es claramente preventivo y dirigido hacia el futuro.

A ello se suma un procedimiento de investigación preliminar de conductas anómalas en el mercado, como control ex post de tipo retrospectivo, orientado a la determinación de casos particulares de anomalías y/o posibles prácticas anticompetitivas ocurridas en el pasado o en el momento de la investigación.

i. Control preventivo ex ante: Monitoreo del mercado

El sistema de monitoreo propuesto se basa en un control ex ante, de prevención anticipada, buscando adoptar medidas que aseguren el correcto funcionamiento de los procesos, por contraposición a un sistema de control ex post, de eventos ocurridos en el pasado.

El principal objetivo del sistema de monitoreo es la prevención de conductas anticompetitivas que puedan afectar las condiciones de eficiencia, confiabilidad y seguridad en la operación

del mercado, permitiendo la detección anticipada de los problemas en el funcionamiento de los procesos y el desarrollo de instrumentos regulatorios correctivos a ser aplicados a conductas futuras.

ii. Control ex post: Procedimiento de investigación previa

Ya sea por existir resultados anómalos que arroje el sistema de monitoreo o por denuncias recibidas que permitan estimar que existe mérito suficiente para indagar acerca de conductas particulares operados en el mercado eléctrico, el Procedimiento aquí propuesto contempla la implementación de un procedimiento de investigación preliminar.

Este procedimiento de investigación preliminar tendrá por objeto la indagación de anomalías y conductas particulares detectadas en la operación del mercado, con vistas a determinar si existe mérito para dar inicio a un procedimiento sancionador por prácticas monopólicas o anticompetitivas, en los términos definidos en la LGE y el RLGE. Es decir, se trata de un procedimiento de investigación previo al procedimiento sancionador propiamente dicho, que apunta a la determinación del mérito suficiente para la apertura de la vía sancionatoria y abre una instancia de acuerdo en el cese o corrección de las conductas anómalas detectadas, con los agentes involucrados en ellas.

B. CARACTERÍSTICAS

El sistema de monitoreo del mercado debería reunir cinco características consideradas en general como deseables en la experiencia regulatoria internacional:

- Prospectivo
- Independiente
- Transparente
- Objetivo
- Técnicamente consistente

i. Prospectivo

Debe orientarse principalmente a detectar posibles fallos, vacíos que actual o potencialmente estén configurando anomalías o posibles conductas anticompetitivas, con la finalidad de desarrollar medidas correctivas hacia el futuro. Como ya se explica en la sección anterior, su enfoque debe ser preventivo y dirigido hacia el futuro, estableciendo un sistema de control ex ante, de prevención anticipada, buscando adoptar medidas que aseguren el correcto funcionamiento de los procesos. A ello se suma un procedimiento de investigación previa al inicio de la vía sancionatoria formal.

ii. Independiente

Resulta deseable que el monitoreo sea realizado por una entidad independiente del ente operador y administrador del mercado y del poder político. En el caso de República Dominicana, y de acuerdo a la regulación vigente en el país, este monitoreo se ubica en el ámbito del Regulador, debiendo preverse el desarrollo de una Gerencia de Monitoreo de Mercado Mayorista, dentro de la respectiva Dirección de Fiscalización Mayorista, en

5. Mecanismos de control y procedimientos para el fiel cumplimiento de la normativa. ..

condiciones técnicas y operativas de poder llevar adelante el proceso, de modo objetivo e imparcial.

iii. Transparente

El sistema de monitoreo debe permitir contribuir a la transparencia del proceso regulatorio, proveyendo información y análisis técnicos que puedan ser conocidos por los agentes del mercado, tanto los actuales como los potenciales entrantes.

iv. Objetivo

El sistema de monitoreo debe apoyarse en herramientas e índices técnicos objetivos, generalmente aceptados, explícitos y conocidos por los participantes del mercado y desarrollarse por medio de un procedimiento formalizado y conocido por los participantes. Por otra parte, la actuación de la SIE debe guiarse en todo momento por los principios de imparcialidad y objetividad en el ejercicio de sus funciones.

v. Técnicamente consistente

El sistema de monitoreo debe apoyarse claramente en el marco regulatorio vigente, y los resultados obtenidos por este sistema de monitoreo – sean éstas recomendaciones o propuestas de adecuaciones normativas u otras acciones correctivas – deben ser técnicamente consistentes y coherentes con el sistema regulatorio vigente.

C. COMPONENTES BÁSICOS

El sistema de seguimiento que instaura el Procedimiento se apoya en tres componentes básicos:

- Una unidad especial dentro de la SIE que asume la función de implementación del sistema de monitoreo (el Gerencia de Monitoreo de Mercado Mayorista dentro de la Dirección de Fiscalización del Mercado Mayorista).
- Un Procedimiento de Monitoreo de Mercado e Investigación Previa de Conductas Anticompetitivas (en adelante, el Procedimiento), compuesto de dos partes: un conjunto de reglas procesales para la implementación del sistema de monitoreo (prospectivo) basado en un sistema de informes periódicos pautados. La segunda parte es un procedimiento de investigación de conductas anómalas detectadas, a ser realizado en forma previa a la apertura de un procedimiento formal de sanción por infracción a las normas de libre competencia. Una propuesta de Procedimiento se acompaña en Anexo con este informe.
- Un conjunto de indicadores técnico – comerciales asociado a bandas de tolerancia razonables, que permita detectar y alertar acerca de posibles desvíos, mediante un tratamiento estadístico de los datos. Estos indicadores son desarrollados en la sección de “Lineamientos metodológicos” más adelante.

D. DESARROLLO DEL PROCEDIMIENTO PROPUESTO

i. Funciones de la gerencia de monitoreo de Mercado Mayorista

Establece el artículo 3 de la propuesta de Procedimiento que Dirección de Fiscalización del Mercado Mayorista, a través de la Gerencia de Monitoreo del Mercado Mayorista, tendrá a cargo la implementación del sistema de monitoreo establecido mediante este Procedimiento, procurando asegurar en todo momento la imparcialidad y objetividad en el desempeño de sus funciones.

Sus funciones básicas son las siguientes:

- a) Desarrollar – por sí o por medio de expertos independientes – y proponer los indicadores técnico comerciales y sus distintos elementos y herramientas de implementación con los alcances definidos en el artículo 4 de este Procedimiento.
- b) Notificar al Organismo Coordinador (OC) en forma previa a la inclusión de uno o más de estos indicadores técnico – comerciales en el sistema de monitoreo, en los términos del artículo 4 segundo párrafo de este Procedimiento.
- c) Elaborar los informes periódicos estadístico y analítico que se establecen en el artículo 5 de este Procedimiento, así como los informes ad hoc que estime convenientes o le sean requeridos por el Superintendente.
- d) Investigar circunstancias inusuales, anomalías o desvíos surgidos del sistema de monitoreo cuya indagación resulte necesaria para la adopción de recomendaciones o la elaboración de medidas correctivas, ya sea por sí o por medio de la asistencia de expertos independientes.
- e) Elaborar y recomendar medidas correctivas, en los términos del artículo 6 de este Procedimiento.
- f) Desarrollar y proponer un mecanismo para acceder y recopilar la información que requiera el sistema de monitoreo periódico, en base a datos del mercado y del sistema disponibles en el OC, en los términos del artículo 8 de este Procedimiento.
- g) Recomendar la contratación de expertos independientes, cuando lo considerara necesario dada la magnitud o complejidad de las cuestiones surgidas de la implementación del sistema de monitoreo.
- h) Implementar el procedimiento de investigación previa de prácticas anticompetitivas establecido en el capítulo III, cuando así se lo instruya el Director de Fiscalización Mayorista.
- i) Informar al Superintendente acerca de la presunta existencia de prácticas que atenten contra la libre competencia que surgieran de la implementación del procedimiento de investigación previa de prácticas anticompetitivas.

5. Mecanismos de control y procedimientos para el fiel cumplimiento de la normativa. ..

- j) Informar al Superintendente acerca del presunto incumplimiento del Reglamento de Operación del Sistema vigente que surgiera de la implementación del sistema de monitoreo del mercado mayorista a su cargo.

ii. *Rol de los indicadores técnico – comerciales*

El sistema de seguimiento se apoya en un conjunto de indicadores técnico – comerciales objetivos, asociados a unas bandas de tolerancia a ser definidas mediante un tratamiento estadístico de los datos que arroja la operación del mercado, que permitan detectar desvíos e interpretar la información disponible, de modo de posibilitar a la SIE el monitoreo periódico de evolución del mercado mayorista de energía eléctrica.

A su vez, estos indicadores deberían ser integrados en una herramienta informática a ser desarrollada por la SIE, que permita una automatización de ciertos procesos, de modo de lograr por una parte mayor eficiencia en el tratamiento de la información provista por el mercado y por la otra, introducir objetividad y transparencia en el desempeño de la función de monitoreo.

Estos indicadores deberán ser definidos por la SIE – ya sea por la Gerencia de Monitoreo del Mercado Mayorista o por medio de la asistencia de expertos independientes – y deben basarse en criterios técnicos objetivos. Su inclusión, modificación o adición en el sistema de seguimiento debe ser notificada al OC en forma previa, de tal modo de darle oportunidad de realizar comentarios y presentar observaciones.

Estos indicadores y bandas de tolerancia están dirigidos a procesar e interpretar información del mercado, de modo de poder alertar sobre posibles anomalías, prevenir situaciones futuras y, en su caso, desarrollar medidas correctivas hacia el futuro. Por ello, el Procedimiento aclara expresamente que los desvíos respecto de las bandas de tolerancia definidas no importan faltas o infracciones y su finalidad se limita a herramientas de análisis de la evolución del mercado.

En este sentido, el sistema de seguimiento es una herramienta de análisis – especie de tablero de señales de distinto nivel de alarma – que contribuirán a identificar a tiempo posibles anomalías y en su caso, investigar sus causas y adoptar decisiones para su corrección en el caso que se juzgue necesario y conveniente. Por eso se prevé la realización de investigaciones especiales, en el literal artículo 3 literal d) del procedimiento propuesto.

iii. *Alcance de los informes periódicos*

El sistema de monitoreo de mercado deberá producir como resultado de base informes periódicos de dos tipos:

- Un informe de tipo estadístico mensual.
- Un informe periódico de tipo analítico semestral.

El informe estadístico mensual deberá reflejar el resultado de procesar la información suministrada semanal y mensualmente por el OC, utilizando los indicadores técnico – comerciales y las bandas de tolerancia de normalidad/ anormalidad definidos por el sistema de seguimiento integrados en una herramienta informática de monitoreo. Este informe será público y se publicará en el sitio de Internet de la SIE. A diferencia del informe analítico, este

informe no contiene conclusiones ni recomendaciones y se limita a mostrar el resultado de procesar la información por el conjunto de indicadores que soportan el sistema de monitoreo, integrados en una herramienta informática que automatiza en todo o en parte este proceso, de por sí técnico y objetivo.

Por su parte, el informe analítico, emitido con una periodicidad mínima semestral, tendrá por finalidad presentar un análisis de la situación a partir de la información obtenida en el semestre por los informes estadísticos, identificando las posibles anomalías y problemas presentados y, si se estimara necesario, formulando recomendaciones destinadas a proponer medidas correctivas. Este informe deberá además realizar un seguimiento de las recomendaciones y medidas correctivas propuestas en los informes analíticos sucesivos anteriores. Sobre el alcance de estas “medidas correctivas” se tratará en la sección siguiente de este informe.

Tanto el informe estadístico como el analítico deberán además ser notificados a la Comisión Nacional de Energía, en virtud de lo dispuesto en el art. 24 literal d) que le otorga las funciones de supervisión del mercado mayorista a la SIE.

Adicionalmente, el Procedimiento faculta a emitir informes ad hoc, y por tanto no sujetos a una periodicidad determinada, que serán elaborados en la oportunidad que se considere conveniente o cuando le sea requerido a la Dirección de Fiscalización del Mercado Mayorista. Dentro de esta categoría de informes ad hoc se ubican, entre otros posibles, los informes especiales de investigación que se elaboren como resultado de las funciones previstas en el artículo 3 literal d) del Procedimiento propuesto o los informes por presuntos incumplimientos previstos en el artículo 7 del mismo.

Todos estos informes deberán guiarse en su elaboración por los criterios de objetividad, transparencia y consistencia técnica definidos previamente en este informe.

iv. Medidas correctivas e incumplimientos

Como se explica previamente en este capítulo, el diseño propuesto busca establecer un monitoreo de tipo prospectivo, cuyo principal propósito se orienta a un control de tipo preventivo, capaz de alertar, identificar anomalías y desarrollar medidas correctivas hacia el futuro (control ex ante).

Estas medidas correctivas se complementan con el procedimiento de investigación previa de prácticas anticompetitivas, que conformarían la otra cara del control, que podríamos llamar de tipo retrospectivo o control ex post.

v. Definición de las medidas correctivas

El procedimiento propuesto define a las “medidas correctivas” en el artículo 6 como adecuaciones, modificaciones o desarrollos complementarios de las normativas vigentes, cuya implementación promoverá la SIE cuando lo estime oportuno y conveniente, de acuerdo a los análisis e informes producidos por el sistema de monitoreo. Es decir que estas medidas correctivas se circunscriben claramente a instrumentos normativos, ya sea que se trate de la adecuación o modificación de normas vigentes o de nuevas normas, que vengan a completar vacíos regulatorios evidenciados a partir de los análisis producidos por el sistema de monitoreo del mercado.

5. Mecanismos de control y procedimientos para el fiel cumplimiento de la normativa. ..

En este sentido, se espera que los informes analíticos produzcan conclusiones y recomendaciones, proponiendo en su caso “medidas correctivas”, que luego deberán instrumentarse por los canales legales e institucionales previstos en la regulación vigente. Por ello, se dispone expresamente que, para la instrumentación de estas medidas correctivas, la SIE deberá seguir los procedimientos de modificación y aprobación normativa que surjan de la regulación vigente para cada caso en particular. Estas normas pueden ser de distinto tipo y nivel normativo, aunque se espera que una parte importante de ellas sean modificaciones o desarrollos complementarios de las normas de operación del SENI establecidas en el RLGE, el cual prevé expresamente un procedimiento de adecuación o modificación para este tipo de normas en particular en el artículo 517.

vi. *Presuntos incumplimientos*

El procedimiento propuesto trata acerca de dos posibles casos de posibles incumplimientos o infracciones a normas vigentes.

1) Presuntas prácticas anticompetitivas, en cuyo caso procederá la aplicación del procedimiento de investigación preliminar establecido en el capítulo III del Procedimiento propuesto. En efecto, si del sistema de monitoreo, surgiera que las anomalías y problemas detectados provienen de posibles prácticas anticompetitivas, la Gerencia de Monitoreo informará al Director de Fiscalización del Mercado Mayorista a fin de determinar si existe mérito suficiente para el inicio de una investigación preliminar, de acuerdo a lo establecido en el capítulo III de este Procedimiento.

2) Posibles infracciones a las normas de operación del SENI, en cuyo caso corresponderá evaluar si existe mérito para iniciar un procedimiento sancionatorio en los términos del RLGE. De este modo, en el supuesto en que las anomalías detectadas pudieran provenir del presunto incumplimiento de las normas de operación establecidas en el RLGE vigente, la Gerencia de Monitoreo informará al Director de Fiscalización del Mercado Mayorista a fin de determinar si existe mérito suficiente para la instrucción de la correspondiente vía sancionatoria.

5.5.3 **Lineamientos metodológicos**

La metodología que se propone para efectuar el monitoreo del mercado mayorista consta de una serie de etapas, cuyo cumplimiento requerirá una continua interacción entre la SIE y el OC. En efecto, el OC tendrá la responsabilidad de suministrar la información necesaria, en formato y plazos requeridos, para que luego la SIE efectúe el procesamiento previsto en el sistema de monitoreo.

Esta metodología tiene como base experiencias internacionales, tales como la que lleva adelante la Unidad de Monitoreo de Mercado de PJM, y la propuesta de Frank Wolak en lo que se refiere al monitoreo para el mercado regional de Centro América, las que se presentan en mayor detalle en Anexo de este documento.

Cabe reiterar que la metodología que aquí se propone deberá luego plasmarse en una herramienta informática que posibilite la integración de los datos y su procesamiento de un modo sistematizado.

Básicamente, la metodología consiste en las siguientes etapas:



Estas etapas tienen los siguientes objetivos:

- Definir los indicadores que mejor representen lo que sucede en las transacciones del mercado mayorista y que estén asociados a las principales variables de toda la cadena o secuencia del mercado eléctrico. Estos indicadores pueden agruparse en varias categorías para su mejor ordenamiento: combustibles que utilizan las plantas de generación, condiciones de competencia para alertar sobre posibles prácticas de ejercicio de poder de mercado, indicadores propios de la oferta de generación, transmisión, demanda y precios.
- Definir la información específica que se requiere para el cálculo de estos indicadores y para la estimación de los límites de las bandas de tolerancia, teniendo en cuenta los datos que en la actualidad envía el OC a la SIE, más otra información adicional que pudiera ser necesaria para el adecuado tratamiento de los indicadores de monitoreo
- Definir los límites de las bandas de tolerancia a través del análisis de la información histórica organizada estadísticamente o bien mediante el conocimiento de los valores extremos de los indicadores y de las variables independientes que definen sus rangos
- Identificación de desvíos y acciones correctivas, una vez implementado el sistema de monitoreo, la SIE estará en condiciones de detectar los desvíos de los indicadores por sobre o debajo de los límites de las bandas de tolerancia prefijados, lo que posibilitará la adopción de medidas correctivas una vez realizado un análisis detallado para identificar el origen de estas desviaciones. Estas medidas correctivas pueden consistir en adecuaciones, modificaciones o desarrollos complementarios de las normativas vigentes, cuya implementación promoverá la SIE cuando lo estime oportuno y conveniente, de acuerdo a los análisis producidos por el sistema de seguimiento.
- Informes de Monitoreo periódicos, los que pueden ser de dos tipos:
 - Un informe de tipo estadístico mensual, destinado a reflejar el resultado de procesar la información suministrada con esa periodicidad por OC, donde se utilizarán los indicadores y bandas de tolerancia definidos
 - Un informe de tipo analítico semestral, por medio del cual se presente un análisis de la situación a partir de la información obtenida en el período en los informes estadísticos, se identifiquen las posibles anomalías y problemas presentados y, si se estimara necesario, la SIE formule recomendaciones destinadas a implementar medidas

correctivas, siguiendo los procedimientos de adecuación o modificación normativa establecidos en la regulación vigente.

En las secciones siguientes se explica cada uno de los pasos mencionados y las condiciones específicas consideradas en cada caso.

A. *DEFINICIÓN DE INDICADORES*

Como se mencionara previamente, los indicadores de monitoreo pueden agruparse en varias categorías que permiten cubrir toda la cadena eléctrica. En esta sección se proponen los siguientes grupos o categorías:

- Combustibles
- Condiciones de competencia
- Generación
- Demanda
- Transmisión
- Servicios auxiliares
- Precios

A continuación se desarrolla cada una de estas categorías, incluyendo la descripción de los indicadores que se propone incluir en cada una, los que han sido seleccionados a partir del análisis de los informes que actualmente emite el OC. No obstante, cabe aclarar que esta propuesta de indicadores deberá estar sujeta a los cambios que se consideren pertinentes a efectos de seguir la evolución del mercado, por ejemplo, el caso de servicios auxiliares o complementarios que actualmente se encuentran en tratamiento en el marco de otros proyectos en ejecución por parte de la SIE.

i. Combustibles

El seguimiento de los indicadores de combustible permite disponer a priori de una estimación de los precios de energía, dependiendo de la época del año y de la proporción de generación térmica que se requiera (un incremento en los precios de combustible durante la estación lluviosa no tendrá el mismo impacto que si se produjera en estación seca). Además, permiten explicar variaciones en el precio de la energía una vez que estas se hayan producido.

Como indicadores de combustibles se propone:

- Precio Fuel Oil #6
- Precio Fuel Oil #2
- Precio Carbón
- Precio Gas Natural

5. Mecanismos de control y procedimientos para el fiel cumplimiento de la normativa. ..

Estos indicadores deberían ser obtenidos por la SIE a partir de fuente o publicación internacional y ser monitoreados en sus valores mínimo, medio y máximo en el período considerado.

ii. Condiciones de competencia

Los indicadores de condiciones de competencia resultan útiles para evaluar el potencial poder de mercado. En términos generales, para analizar el poder de mercado se utilizan habitualmente técnicas de cuantificación válidas tanto para el largo plazo como el corto plazo, además, la utilización de datos conocidos ex ante permite inferir futuros ejercicios de poder de mercado y con datos ex post existe la posibilidad de verificar ejercicios de poder de mercado ya ocurridos.

Como indicadores de condiciones de competencia se propone considerar los siguientes:

- Índice de concentración de mercado (IC), tiene por objeto identificar la cuota de mercado que tienen los oferentes (participación porcentual) y su posición conjunta, pudiendo evidenciar eventuales colusiones. Para clarificar la definición, a continuación se presenta un ejemplo:

Dado un mercado eléctrico donde operan diez empresas cuyas cuotas de mercado son calculadas como el cociente entre la energía generada durante el período a monitorear respecto de la total energía generada en el mercado (en %) resulta: Empresa A con 40%, Empresa B con 30%, Empresa C con 20%, Empresa D con 5%, Empresa E con 1%, Resto 4%. Los índices se calculan acumulando las cuotas de mercado individuales de cada empresa ordenados en forma decreciente resultando:

CR1= 40% (coincide con cuota de Empresa A)

CR2= 70% (coincide con cuota de Empresa A + B)

CR3= 90% (coincide con cuota de Empresa A + B + C)

CR4= 95% (coincide con cuota de Empresa A + B + C + D)

Se observa que según CR1 solo una empresa genera en la semana un 40% y según CR4 en 4 empresas se concentra 95% de la oferta.

- Índice HIRSCHMAN HERFINDAHL (HHI), se trata de un indicador que define el grado de competencia u oligopolio en la participación de la oferta de generación. De esta forma se define $HHI = \sum i^2$ (participación porcentual de cada oferta o cuota de mercado i) ². Se pueden adoptar los siguientes criterios para definir las bandas de alerta:

Monopolio puro si $HHI = 10.000$,

Concentración de mercado u oligopolios para $HHI > 1800$.

Competencia Perfecta si $HHI = 100$ (100 empresas de 1 % de participación)

- *Indicador de oferta pivote (Pivotal Supplier Indicador, PSI)*. Este índice binario (adopta valores 0 o 1) intenta incorporar las condiciones de la demanda a las de oferta ya consideradas por otros índices. De esta forma, se examina si un generador cualquiera (aunque la situación más crítica corresponde al mayor generador) se torna necesario para abastecer la demanda, con lo cual se define al mismo como pivote ($PSI = 1$). Este

índice de oferta pivote alerta, en las horas donde se calcula, sobre situaciones en donde la demanda del sistema es cercana a la capacidad ofertada, con lo cual la oferta de un generador en particular puede resultar imprescindible, inclusive teniendo una baja cuota o participación en el mercado²⁸. De acuerdo a los lineamientos del ISO California, este índice se calcula como:

$$\text{PSI (para Generador } i, \text{ hora } k) = \text{Demanda total (} k) - (\text{Oferta total (} k) - \text{Oferta}(i, k))$$

Siendo:

Demanda total (k), demanda total de la hora k más reservas (Primaria y secundaria)

Oferta total (k), capacidad disponible en la hora k en MW (oferta local + importaciones),

Oferta (i, k), capacidad ofertada por el generador i en la hora k en MW, para El Salvador esta oferta podrá ser calculada como la suma de los bids de cada unidad de este generador i

Así se tendrá:

PSI \geq 0 se adopta PSI =1 y resulta que el Generador i es pivote en la hora k,

PSI < 0, se adopta PSI = 0 y resulta que el Generador i no es pivote en la hora k

Finalmente, calculando el PSI binario para las 168 horas de la semana para un Generador i, se podrá disponer del porcentaje de las horas de la semana que el generador resulta pivote, siendo este valor un mejor indicador de cuota de mercado que una simple proporción medida en energía generada como la que utilizan otros índices, ya que el PSI mide de alguna manera si realmente tiene potencial de ejercer poder de mercado.

$$\text{PSI}_{\%} (i) = \text{SUMA PSI binario (} i) / \text{Horas semana}$$

Para valorizar el $\text{PSI}_{\%}$ se considera:

$\text{PSI}_{\%} < 20\%$, el generador analizado no tiene posibilidad de ejercer poder de mercado durante esa semana,

$\text{PSI}_{\%} \geq 20\%$, el generador analizado con potencial alto de poder de mercado para esa semana.

Por último, en relación a estos indicadores de condiciones de competencia, cabe agregar que para alguno de ellos lo más adecuado podría resultar seguir su evolución más que su ajuste a valores absolutos o límites de tolerancia.

²⁸ Este índice es similar al llamado por la FERC "Supply Margin Assessment" (SMA), que se aplica solamente a la hora pico anual. Así, el SMA busca determinar si la central analizada (o directamente la mayor) pasa o no el test de resultar planta pivote para esta hora más crítica del año.

5. Mecanismos de control y procedimientos para el fiel cumplimiento de la normativa. ..

iii. *Generación*

Como indicadores representativos de la oferta de generación se proponen los siguientes:

- Energía total generada por el sistema, con discriminación por tipo y banda horaria
- Potencia disponible total del sistema, con discriminación por grupo y central
- Centrales hidroeléctricas, nivel inicial y final del período
- Centrales térmicas, costos variables de producción
- Horas de marginación, identificando las horas del período de monitoreo en que las unidades generadoras resultaron ser marginales, calculándose un porcentaje representativo de esta permanencia.
- Desvíos registrados en la operación real en relación a la planificación, agente responsable
- Indisponibilidades

El seguimiento de estos indicadores posibilita detectar eventuales anomalías en la operación del mercado, por ejemplo, un despacho hidroeléctrico en exceso en un período seco debería llevar a analizar cuidadosamente las causas y detectar eventuales deficiencias en la operación. En el mismo sentido es que debe prestarse atención a los caudales vertidos.

En cuanto a los niveles de embalse, al igual que los precios de combustible, es importante llevar un claro registro y seguimiento de los mismos a fin de disponer de una previsión de la disponibilidad de agua en las centrales hidroeléctricas.

iv. *Demanda*

Se proponen los siguientes indicadores a monitorear relacionados con la demanda, establecida por bloque horario:

- Demanda máxima y mínima de potencia y energía en el período
- Demanda abastecida en contratos
- Demanda abastecida en el mercado spot
- Energía no suministrada

La demanda es la variable más importante que incide en los precios de energía, por lo que es fundamental llevar un cuidadoso seguimiento de la misma, tanto en la que se registra en el mercado spot como en la abastecida a través de contratos.

Con relación a la energía no suministrada, es un alerta grave que requiere acciones tendientes a evitarla.

v. *Transmisión*

Como indicadores de transmisión se proponen los siguientes:

5. Mecanismos de control y procedimientos para el fiel cumplimiento de la normativa. ..

- Pérdidas de transmisión (MWh o %)
- Peajes de transmisión, incluyendo los componentes Derecho de uso y Derecho de conexión

El seguimiento de estos indicadores permitirá detectar sobrecargas en líneas por incremento en las pérdidas a medida que va creciendo la demanda, o errores de medición tanto en la inyección de los generadores como en la extracción que realiza la demanda, así como la evolución en los peajes pagados por los generadores.

vi. *Servicios Auxiliares*

En base a los informes que actualmente emite el OC, se proponen los siguientes indicadores de servicios auxiliares o complementarios:

- Regulación Primaria de Frecuencia (RPF)
- Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF)

Dado que estos indicadores se miden en términos de la velocidad de respuesta ante variaciones de frecuencias del sistema, podrán expresarse en kW/sec o MW/mín o MW/variación frecuencia del sistema.

Esta categoría de indicadores de servicios auxiliares podrá ser ajustada o complementada a medida que se implementen otros conceptos de servicios auxiliares o complementarios.

vii. *Precios*

Si bien los precios estarán afectados por todos los indicadores definidos previamente, se constituyen en indicadores en sí mismos dado que deberían ser el principal componente de la tarifa que llega al usuario.

Como indicadores de precios se proponen los siguientes:

- Costo marginal medio del período, discriminando por bloque horario
- Costo marginal máximo y mínimo del período
- Precios de contratos

B. *DEFINICIÓN DE INFORMACIÓN ESPECÍFICA*

Esta fase del monitoreo consiste en definir la información requerida para ejecutar el proceso y la forma más conveniente de recibirla, en formato y plazos, para efectuar el monitoreo en forma periódica.

Si bien mucha de la información necesaria ya es suministrada por el OC a la SIE, una vez definidos los indicadores y confirmado el período en que se realizará el monitoreo, resultará fundamental acordar los formatos y requerimientos adicionales, en función de la herramienta informática que se desarrolle para sistematizar el monitoreo, de modo que pueda esta información ser ingresarla lo más automáticamente posible para su procesamiento.

En principio, esta información puede ser dividida en dos grupos:

- El primer grupo es el que sirve para la estimación de los límites de bandas de tolerancia o alerta mediante el uso de estadística aplicada a los datos históricos de los indicadores que se desea monitorear. En este paquete de información se incluyen, por ejemplo, los precios históricos de la energía discriminados por banda de punta, resto o madrugada repartidos estacionalmente.
- El segundo grupo de información es la asociada a los indicadores periódicos que son monitoreados. De esta manera, contando con la información directa necesaria provista por el OC, la misma podrá ser importada al modelo utilizado para ejecutar el monitoreo

C. BANDAS DE TOLERANCIA

En esta etapa del proceso de monitoreo se definen los criterios de selección de los límites de las bandas de tolerancia o alerta correspondientes con cada indicador. Estas bandas constituirán los rangos en los cuales es razonable que se encuentren contenidos los indicadores, y de superar estas bandas, aparece un llamado o alerta sobre el indicador o bien sobre las variables dependientes que provocaron la superación de las tolerancias.

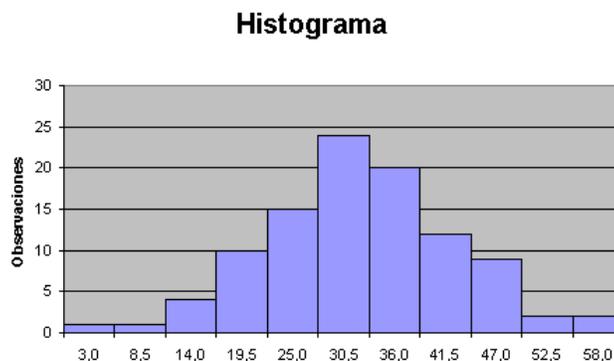
De esta forma, el monitoreo de los indicadores sirve para detectar los apartamientos excesivos y buscar las causas que los originaron y, si es posible, adoptar las correspondientes medidas correctivas.

Para el cálculo de los límites de las bandas de tolerancia de los indicadores seleccionados se describen a continuación dos modalidades posibles, dependientes del tipo de indicador que se considere y su dependencia con otras variables externas que definen su comportamiento.

i. Cálculo de banda estadística

Esta modalidad de cálculo de banda obedece a un método totalmente estadístico a partir de datos históricos.

Mediante el procesamiento de los datos históricos del indicador (para la totalidad del año o por estación) para cualquier banda horaria, es factible su clasificación en un histograma de frecuencias como el indicado a continuación:



5. Mecanismos de control y procedimientos para el fiel cumplimiento de la normativa. ..

Se puede adoptar el criterio de utilizar alguna probabilidad acumulada de excedencia directamente calculada a partir del histograma de datos históricos adoptando probabilidades extremas posibles de (2.5%, 97.5%), (5%, 95%), (10%, 90%) y (20%, 80%) para los límites superior e inferior respectivamente.

Este sería el caso de los indicadores claramente asociados con fenómenos estadísticos ya que dependen también de lo que sucede con muchas otras variables aleatorias para describir su comportamiento, con lo cual también es recomendable calcular los límites de las bandas aplicando una distribución estadística adecuada.

En esta categoría estarían indicadores como energía no suministrada o energía asociada con las pérdidas de transmisión o porcentaje de las mismas.

ii. *Cálculo de banda en forma específica*

Dentro de esta categoría de cálculo de banda de tolerancia, se ubican los indicadores que por sus características permiten establecer los límites de la banda a través de valores predeterminados, dado que la utilización de la estadística no sirve para representar adecuadamente su comportamiento.

Este sería el caso, por ejemplo, de los precios de combustibles, indicadores de competencia, generación, demanda o precios.

Se trata de partir del análisis de la información histórica y las condiciones del período, para luego establecer en forma específica dichas límites superior e inferior, entre los que se espera un comportamiento razonable del indicador.

D. *DESVÍOS Y ACCIONES CORRECTIVAS*

Mediante el monitoreo y seguimiento periódico de los indicadores, será factible identificar desvíos que requieran una mayor profundización en el análisis a fin de detectar su origen y evaluar la posibilidad de implementar medidas correctivas.

En este sentido, en esta etapa del monitoreo se pueden distinguir dos fases:

- Análisis detallado, requerirá una evaluación pormenorizada de los datos horarios del período, los cuales pueden ser suministrados por el OC junto con la información mensual, de modo que la SIE los tenga a su disposición en caso de necesitarlos.
- Identificación de acciones correctivas, que consistirán en adecuaciones, modificaciones o desarrollos complementarios de las normativas vigentes, cuya implementación promoverá la SIE cuando lo estime oportuno y conveniente, de acuerdo a los análisis producidos por el sistema de monitoreo. Para su instrumentación, la SIE deberá seguir los procedimientos de modificación y aprobación normativa que surjan de la regulación vigente para cada caso en particular

E. *INFORMES DE MONITOREO*

La implementación del proceso de monitoreo de los indicadores de mercado mayorista requiere el uso de un modelo o herramienta informática que permitirá el adecuado procesamiento de los datos recibidos y tendrá como salida cuadros y gráficos que sintetizan

5. Mecanismos de control y procedimientos para el fiel cumplimiento de la normativa. ..

el comportamiento de cada indicador con relación a las bandas de tolerancia pre-establecidas.

Este modelo que debe ser alimentado con la información específica suministrada por el OC, deberá tener como salida para cada uno de los indicadores monitoreados gráficos y tablas mostrando los valores del indicador así como los límites de la banda de tolerancia, lo que permitirá visualizar rápidamente la situación y comportamiento del indicador en el período monitoreado.

De este modo, al identificar la variación periódica del indicador y verificar si supera o no los límites de la banda de tolerancia es posible, por las características específicas del indicador, evidenciar una deficiencia en la operación del mercado.

El sistema de monitoreo deberá propiciar la emisión de informes periódicos de dos tipos:

- Un informe de tipo estadístico mensual, destinado a reflejar el resultado de procesar la información suministrada para ese período por el OC, utilizando los indicadores y bandas de tolerancia definidos

Un informe periódico de tipo analítico, con una periodicidad mínima semestral, por medio del cual se presenta un análisis de la situación a partir de la información obtenida en el período en los informes estadísticos, se identifican posibles anomalías y problemas presentados y, si se estimara necesario, se formulen recomendaciones destinadas a proponer medidas correctivas, siguiendo los procedimientos de adecuación o modificación normativa establecidos en la regulación vigente. Este informe realizará además un seguimiento de las recomendaciones y medidas correctivas propuestas en los informes sucesivos anteriores. También es en este informe que podría llegar a surgir la necesidad de realizar análisis de mayor detalle para identificar comportamientos particulares, situación que sólo podrá ser evidente luego de tener el monitoreo acumulado semanal del primer semestre.

ANEXO A: REFORMAS DEL SECTOR ELÉCTRICO EN LATINOAMÉRICA

A.1 EL CAMBIO DE PARADIGMA REGULATORIO

La existencia de un proceso generalizado de cambio de paradigma regulatorio en el sector eléctrico a nivel mundial es un hecho incuestionable que ha provocado una profunda revisión de la organización industrial del sector a escala global. Hoy, puede decirse que es parte del nuevo saber convencional que la industria eléctrica puede desintegrarse verticalmente, de tal modo que los segmentos ahora considerados potencialmente competitivos sean separados del negocio de redes, aun calificados de monopolio natural²⁹.

Basta mirar sólo dos décadas atrás para encontrar un panorama regulatorio del sector muy diferente. A comienzos de los años 80, dos formas aparentemente diferentes de regular la industria eléctrica predominaban en el mundo. Por un lado, Estados Unidos se caracterizaba por una industria mayormente en manos privadas, conformada por empresas con franquicias monopólicas verticalmente integradas, reguladas por agencias regulatorias a nivel estadual y federal, de acuerdo a criterios de regulación basada en el costo del servicio (*rate-of-return regulation* o *cost-plus regime*)³⁰.

Por otra parte, en Europa, Latinoamérica y la mayor parte del resto del mundo, las empresas prestadoras del servicio eléctrico también eran monopolios verticalmente integrados, aunque mayormente en manos del sector público. Los precios y tarifas se establecían de acuerdo a los costos de prestación del servicio, manteniéndose en cierto rango de valores, de acuerdo básicamente a la presión política que los usuarios estaban en condiciones de ejercer.

Ambas formas de regulación no diferían demasiado, siendo similares en su estructura y particularmente en la estabilidad de su organización industrial. Con lo cual, hasta hace pocos años, se advertía una gran uniformidad en la regulación del sector eléctrico a nivel mundial. Según este criterio de “regulación tradicional”, el suministro eléctrico es considerado un servicio público prestado en condiciones de monopolio por empresas verticalmente integradas, que gozan de exclusividad territorial en las áreas en que prestan el servicio y fijación administrativa de precios y tarifas, establecidas atendiendo los costos necesarios para prestar el servicio (por lo menos en teoría).

La regulación tradicional ofrecía un contexto favorable para el rápido crecimiento de la industria eléctrica, aunque, como advirtieron los economistas, ofrecía pobres incentivos a la

²⁹ Cf. Newbery, David M., (2002a) “Regulating Unbundled Network Utilities”, *The Economic and Social Review*, Vol. 33, No. 1, Spring, 2002, pp. 23-41, Maynooth, Ireland.

³⁰ Para un panorama completo de la regulación del sector eléctrico estadounidense y su proceso de desregulación, cf. Joskow, Paul, 2000, “Deregulation And Regulatory Reform In The U.S. Electric Power Sector”, MIT Center for Energy and Environmental Policy Research, February, 2000, disponible en econ-www.mit.edu/faculty/pjoskow/papers.htm.

eficiencia, tanto productiva como asignativa³¹. Luego los economistas ingleses criticarían las industrias nacionalizadas por su baja productividad y sus ineficientes inversiones y señalaron la necesidad de reducir el costo de un insumo básico como la energía eléctrica a los usuarios industriales³². Sin embargo, mientras se dieron oportunidades significativas para las economías de escala y alcance, la industria eléctrica fue capaz de seguir adelante, sin presión de los usuarios por mejorar su eficiencia³³. De hecho, la combinación de propiedad estatal, planificación centralizada y régimen tarifario de cost-plus, constituyó un esquema institucional que ofreció las bases para un acelerado proceso de inversión y expansión del sector en Latinoamérica después de la Segunda Guerra Mundial, apoyado por el financiamiento de los organismos multilaterales.

A.2 CONTEXTO DE LA REFORMA SECTORIAL EN LATINOAMÉRICA

En Latinoamérica, la crisis de la deuda pública y el cambio del contexto financiero internacional ocurrido en los años 80, llevó al agotamiento de las fuentes tradicionales de financiamiento de la fuerte expansión de la industria operada luego de la Segunda Guerra Mundial y especialmente desde los años 60. A ello se agregó la marcada acentuación de la tendencia a la declinación de precios y tarifas, eludiendo reconocer los costos del servicio, ocasionadas mayormente por la intención de los gobiernos de mantener la inflación bajo control y evitar el descontento social. El impacto de esta situación, unida a la ineficiencia en la gestión técnica y económica de las empresas públicas y las crecientes necesidades de inversión en la expansión del sistema por el crecimiento de la demanda, precipitó una profunda crisis financiera en el sector eléctrico de la mayoría de los países de la región. En definitiva, el modelo tradicional basado en monopolios estatales y subsidios indiscriminados a los usuarios terminó agotándose³⁴.

Mientras en Estados Unidos y el Reino Unido, el debate de la desregulación del sector se centraba en la necesidad de obtener mayores eficiencias en una industria que se consideraba costosa y con sobre inversión, en Latinoamérica los problemas clave que el sector debía enfrentar se relacionaban más con la necesidad de atender un rápido crecimiento de la demanda en un sistema con bajo nivel de reservas y, en algunos casos, la exigencia de incrementar significativamente la cobertura de la electrificación del país, manteniendo la sustentabilidad financiera de un sistema que había agotado sus posibilidades de financiamiento público.

³¹ De acuerdo al llamado Efecto A-J, por el paper clásico de Averch and Johnson (1962), "Behavior of the Firm under Regulatory Constraint".

³² Littlechild, Stephen (2000), "Privatization, Competition and Regulation in the British Electricity Industry, With Implications for Developing Countries", Joint UNPD/World Bank Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP), February, 2000.

³³ De Oliveira, Adilson (1999), "The New Brazilian Electricity Market: Coordination or Competition?", Institute of the Americas Critical Issues, disponible en www.iamericas.org/sectors/energy.html

³⁴ IADB (1999), "Profiles of Power Sector Reform in Selected Latin American and Caribbean Countries", Inter-American Development Bank, Washington DC.

En respuesta a esta crisis, los mercados eléctricos latinoamericanos emprendieron una profunda transformación durante los años 90, considerada uno de los procesos más profundos de liberalización y privatización ocurridos, incluso sin paralelo a nivel mundial³⁵. Siguiendo la experiencia de Chile comenzada en los 80 y luego la del Reino Unido, numerosos países de la región reestructuraron sus sectores eléctricos para volverlos más competitivos y sobre todo, más atractivos a la participación del sector privado. Los países de la región que emprendieron un fuerte proceso de reestructuración, reforma regulatoria y privatización son, además de Chile, Argentina, Bolivia, Perú, Colombia, El Salvador, Panamá, Guatemala, Nicaragua, República Dominicana, en menor medida Brasil y bastante más tímidamente Ecuador y Honduras, siendo Paraguay, Uruguay, Venezuela, Costa Rica y México los países que no han emprendido este proceso o donde los impulsos de reforma aún no se traducen en cambios de significación.

Muchas lecciones pueden obtenerse de las múltiples experiencias de las reformas emprendidas en Latinoamérica y el mundo. Las experiencias iniciales de Chile y el Reino Unido han mostrado que el servicio de electricidad puede prestarse en forma razonablemente confiable y eficiente desintegrando la cadena de producción de la industria, tradicionalmente monopólica e integrada. Sin embargo, la experiencia hasta hoy también indica que la reforma del sector eléctrico en el mundo en desarrollo se encuentra aún en una etapa temprana y todavía debe considerarse un ensayo en evolución.

A.3 RAZONES Y FINALIDADES COMUNES DE LA REFORMA EN LA REGIÓN

Sin dudas, la diversidad de los distintos sectores eléctricos de los diferentes países de la región dificultan la realización de un análisis integrado de las razones que impulsaron los procesos de reforma, sus objetivos y los factores que las hicieron posibles³⁶. Aunque debe señalarse que la necesidad de inversión y la imposibilidad de financiarla por aumentos tarifarios ha sido un factor constante en la experiencia del mundo en desarrollo, especialmente en Latinoamérica.

Pueden señalarse como razones comunes que motivaron la transformación, por una lado, la insuficiencia de inversión, tanto privada como pública, en un contexto de elevado crecimiento de la demanda y, en muchos casos, bajo nivel de cobertura del servicio en la población, particularmente en Centroamérica - y, por el otro, la ineficiencia de las empresas del sector público, manifestada en altas pérdidas técnicas y no técnicas, elevada morosidad, baja productividad laboral y pobre calidad de servicio. A lo cual podría agregarse la dificultad de los gobiernos de manejar el sector eficazmente sin interferencias políticas en su

³⁵ Rudnick, Hugh and Zolezzi, J (2001) "Electric Sector Deregulation and Restructuring in Latin America: Lessons to be Learnt and Possible Ways Forward", IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution, Vol 148, N°2, March 2001, pp. 180-184. (disponible en www2.ing.puc.cl/power/publications/)

³⁶ Rudnick, Hugh and Zolezzi, J (2001) "Electric Sector Deregulation and Restructuring in Latin America: Lessons to be Learnt and Possible Ways Forward", IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution, Vol 148, N°2, March 2001, pp. 180-184. (disponible en www2.ing.puc.cl/power/publications/)

administración ordinaria³⁷, y la confusión de los roles del Estado como propietario y como regulador³⁸.

Dadas estas razones fundamentales, pueden considerarse como *finalidades u objetivos comunes* de los procesos de reforma, por una parte, la introducción de competencia como medio de mejorar la eficiencia del sector y, por la otra, la atracción de la inversión privada como forma de financiar los dramáticos requerimientos de inversión del sistema. Debiendo sumarse la transformación del Estado de su rol tradicional de empresario a su nuevo rol de regulador, disminuyendo la intervención política por medio de la creación de entes reguladores independientes³⁹.

A estas razones y objetivos propios del sector eléctricos, se unieron motivos externos, donde jugó un rol fundamental la situación macro-económica de cada país, en particular la magnitud del déficit fiscal y la deuda pública. En muchos casos, las empresas eléctricas estatales eran uno de los activos más valiosos en manos del Estado, cuya privatización era fuente de atractivos ingresos para el tesoro público⁴⁰. Sin dudas, el objetivo de reducir el déficit y obtener recursos para el erario, compitió en muchas ocasiones con los objetivos de conseguir una estructura de mercado que permitiera una mayor competencia en el mercado⁴¹, como así también con esquemas regulatorios que permitieran tarifas menores para los usuarios o la consecución de objetivos sociales. Maximizar el resultado de las ventas en la privatización muchas veces resultó en la transferencia de empresas con poder de mercado, la fijación de cuadros tarifarios iniciales que hiciera más atractivas las empresas o el debilitamiento de obligaciones propias del servicio público que disminuyera los riesgos del futuro inversor.

³⁷ Estache, Antonio y Martín Rodríguez Pardina, (1998), "Light and lightning at the end of the public tunnel: The reform of the electricity sector in the Southern Cone", Draft, May, 1998 ([Overview of Argentina, Brasil and Chile](#))

³⁸ Besant-Jones, John E., (2004) Infrastructure in East Asia and the Pacific – The Way Forward, background paper, Lessons from Experience of Power Sector Reform, October 11, 2004, draft.

³⁹ Un análisis completo de las finalidades de la reforma para Argentina, Colombia, Chile y Perú puede encontrarse en Hagler Bailly Services, "Temas Clave y Lecciones Aprendidas de las Reformas del Sector Eléctrico en Latinoamérica", Informe Final, preparado para USAID y BID, 1999.

⁴⁰ De acuerdo a Brown (2002), esta fue la principal motivación de la reforma en Brasil. Cf. Brown, Ashley C. (2002), "The Privatization of Brazil's Electricity Industry: Sector Reform or Restatement of the Government's Balance Sheet", preparado para el Banco Interamericano de Desarrollo, enero de 2002, Lessons from Abroad, Harvard Electricity Policy Group, en www.ksg.harvard.edu/hepg/Lessons_from_Abroad.htm

⁴¹ Como en el caso de la venta de las centrales térmicas a un único comprador en El Salvador, por ejemplo.

A.4 RESULTADOS OBTENIDOS POR LA REFORMA

Como bien se ha dicho, el grado de éxito de las reformas no debe ser juzgado por las expectativas muchas veces ingenuas de los reformadores⁴², sino más bien por los resultados obtenidos, relacionados con las razones y finalidades comunes reseñados más arriba.

En los países que han diseñado e implementado la reforma razonablemente bien, los resultados obtenidos han sido en general satisfactorios. En efecto, la situación fiscal del Gobierno se vio favorecida significativamente, el desempeño de la industria mejoró sustancialmente, como así también los índices de calidad de servicio y cobertura.

La situación fiscal de los gobiernos se vio favorecida por los fondos obtenidos por la privatización, la reducción de deuda pública y, especialmente, por la reducción de las necesidades de inversión, suplementada por la inversión privada⁴³. También en muchos casos por la reducción de los subsidios recurrentes al consumo y su focalización a los usuarios más necesitados y a la ampliación de la cobertura del servicio⁴⁴.

El desempeño de la industria en general mostró mejoras significativas, muchas veces drásticas, en cuanto a pérdidas técnicas y no técnicas⁴⁵, morosidad y productividad laboral, cuya situación previa a la reforma mostraba frecuentemente índices que ponían en duda la sustentabilidad de la prestación futura del servicio. También se destacan las mejoras en el desempeño de las unidades generadoras, al tener que ser operadas en mercados mayoristas competitivos, la incorporación en algunos países de nuevas tecnologías como las turbinas de gas de ciclo combinado y sustanciales inversiones en nuevas centrales, mostrando un fuerte incremento en la participación del sector privado⁴⁶.

La calidad de servicio también mostró avances de significación, con mejores resultados en los países cuya regulación incluyó dispositivos específicos de control y penalización de los estándares de calidad a los que se obligó a los nuevos prestadores del servicio. Por su parte, los procesos de reforma que establecieron mecanismos institucionales y programas

⁴² Millan, Jaime and Nils-Henrik M. von der Ferhr, Editors, Keeping the Lights On, Power Sector Reform in Latin America, IADB and The Johns Hopkins University Press, 2003.

⁴³ En el caso de Guatemala, mientras proyectos como Chixoy llegaron a representar el 50% de la deuda pública en los años 80, en estos últimos años el gasto público en el sector se ubica en torno al 0,1% del gasto total.

⁴⁴ Si bien se han logrado avances de significación en cuanto a la focalización de los subsidios públicos, la implementación de una tarifa social transparente, sustentable y técnicamente consistente continúa siendo un desafío en muchos de los países de la región.

⁴⁵ En el caso de Centroamérica, el nivel de pérdidas no ha mostrado las mejoras que exhiben otros países de la región y en algunos casos estos continúan en niveles muy elevados, como en Nicaragua.

⁴⁶ A la fecha, la inversión privada en el sector eléctrico en Guatemala, El Salvador, Nicaragua y Honduras se estima en USD 4.400 millones, de los cuales 50% corresponden a Guatemala, 30% a El Salvador y 20% a Nicaragua y Honduras respectivamente.

específicos para incentivar la ampliación de la cobertura de servicio, alcanzaron resultados positivos muy significativos, elevando los índices de electrificación en forma muchas veces muy pronunciada⁴⁷.

A.5 DESAFIOS

En muchos casos, la reforma no ha estado exenta de problemas de implementación y desilusiones respecto de los resultados esperados, mayormente vinculados con reformas incompletas por falta de compromiso o de liderazgo político para completarlas, falta de experiencia previa y crisis políticas o macroeconómicas exógenas al sector.

No obstante, algunos de estos problemas pueden atribuirse a problemas de diseño o condiciones endógenas del sector y la complejidad del proceso de reforma, no del todo apreciada en su inicio. En este sentido, los principales desafíos que se señalan en la experiencia de los mercados latinoamericanos que han reformado sus sectores eléctricos son los vinculados con las necesidades de fortalecimiento institucional y ejecución de la regulación vigente, la atracción de capitales para financiar la expansión, el diseño adecuado de los mercados mayoristas para asegurar las condiciones de competencia y confiabilidad⁴⁸, la integración eléctrica regional, la ampliación del acceso a toda la población y la diversificación de las fuentes de generación.

⁴⁷ Guatemala llevó su índice de cobertura desde aproximadamente el 47% en 1995 al 82% en 2004

⁴⁸ Cf. Baumol, William J, Contestable Markets: An Uprising in the Theory of Industry Structure. The American Economic Review, Vol. 72, No.1.

ANEXO B: REGLAMENTO DE CONSULTA Y AUDIENCIAS PÚBLICAS

RESOLUCION SIE-XX-2008

CONSIDERANDO:

Que el Reglamento de la Ley General de Electricidad contiene diversos supuestos en las cuales se establece la obligación por parte de la SIE de solicitar la opinión previa, consultar, o realizar vistas o audiencias públicas.

Que, sin embargo, estos mecanismos de consulta se encuentran dispersos, son incompletos o no se encuentran adecuadamente reglados.

Que resulta necesario ampliar y fortalecer el Reglamento de Audiencias Publicas establecido por la Resolución SIE-81-2005, a fin de establecer un sistema integrado de consulta y audiencias públicas que, basado en las mejores prácticas regulatorias de la experiencia internacional, desarrolle y profundice las condiciones de participación, transparencia y previsibilidad de las decisiones regulatorias a ser adoptadas en el futuro.

Que la finalidad de este Reglamento es el desarrollo de un proceso formal y completo de consulta pública de decisiones regulatorias clave, con la finalidad de lograr una mayor participación, transparencia y previsibilidad de los procesos regulatorios del sector eléctrico.

Que este Procedimiento contribuirá a la participación de los distintos actores y agentes públicos y privados del sector, permitiendo oír y responder a los puntos de vista de los participantes e interesados en forma previa a la aprobación de decisiones clave y normas de alcance general, en un contexto abierto y transparente.

Que la formalización de este procedimiento fortalecerá la transparencia de los procesos regulatorios, por medio de la publicidad del aviso previo a la adopción de decisiones clave y nuevas normativas, de los documentos de consulta y propuesta, de los comentarios de los participantes y de sus respuestas, y la realización de audiencias públicas, permitiendo una mayor apertura que dé mayores oportunidades a la construcción de respuestas consensuadas.

Que el procedimiento permitirá una mayor previsibilidad regulatoria, al contar con un trámite preestablecido de aprobación de normas, que permita la participación de interesados antes de la toma de la decisión, y establezca la necesidad de exponer las razones y fundamentos técnicos de la decisión en proceso de ser adoptada.

Que a fin de lograr la plena eficacia de las funciones de esta Institución, propiciar la participación y seguridad jurídica de los sectores vinculados y garantizar la transparencia, eficacia y previsibilidad de sus actuaciones, es preciso emitir reglas claras y articuladas para la creación de normas y la adopción de decisiones regulatorias.

VISTOS:

La Ley General de Electricidad No. 125-01 de fecha 26 de julio de 2001, el Reglamento de la Ley General de Electricidad, de fecha 29 de julio de 2002, modificado por los decretos ...

POR TANTO,

En uso de sus facultades legales, la Superintendencia de Electricidad, y en cumplimiento de la decisión adoptada en el Acta del Consejo de fecha de , anexa a la presente, dicta la siguiente:

RESOLUCION

Dictar el Reglamento de Consulta y Audiencias Públicas, en los términos siguientes:

REGLAMENTO DE CONSULTA Y AUDIENCIAS PÚBLICAS

CAPÍTULO I

DISPOSICIONES GENERALES

Objeto y finalidad

Artículo 1. El objeto del presente Reglamento es establecer un proceso formal y completo de consulta pública para la adopción de normas y decisiones regulatorias clave, aplicable al sector eléctrico.

La consulta pública constituye una instancia de participación en el proceso de toma de decisión en la cual la autoridad regulatoria habilita un espacio institucional para que todo aquél que pueda verse afectado o tenga un interés particular o general exprese su opinión.

La finalidad del proceso de consulta pública es permitir y promover una efectiva participación y confrontar de forma transparente y pública las distintas opiniones, propuestas, experiencias, conocimientos e informaciones existentes sobre las cuestiones puestas a consulta.

Alcance

Artículo 2. La SIE iniciará un procedimiento de consulta pública en los casos para los que una norma determine la celebración de una audiencia pública, una vista pública o exija la consulta u opinión previa de los interesados o destinatarios de la decisión o norma a ser adoptada con relación a cualquier asunto dentro de su competencia o jurisdicción. En ausencia de norma expresa, será potestad de la SIE determinar los casos en los cuales, por la importancia de la decisión involucrada y/o a la afectación generalizada de grandes grupos de afectadas, decida abrir el proceso de consulta aquí reglado.

Modalidades

Artículo 3. Los procedimientos de consulta pueden asumir dos modalidades:

- a) Procedimiento básico;
- b) Procedimiento de audiencia pública.

De acuerdo a lo dispuesto en la norma expresa de aplicación o bien en ausencia de ésta atendiendo a la importancia, repercusión o alcance de los efectos de la decisión o norma a ser adoptada, la SIE determinará la modalidad de procedimiento a seguir.

Excepcionalmente, en el caso de enmiendas o modificaciones de detalle de normas técnicas o reglamentos vigentes que exijan un tratamiento sumario, la SIE podrá resolver la inaplicación del procedimiento de consulta.

Principios rectores

Artículo 4. Los procesos de consulta se regirán por los principios de transparencia, previsibilidad y participación, los cuales esencialmente tendrán los siguientes alcances:

Participación: La SIE aspirará a que las distintas partes interesadas tengan la oportunidad de ser oídas y de aportar su punto de vista previo a la adopción de decisiones o a la emisión de normas, guiándose por enfoques consensuados y buscando la cooperación y el apoyo en procesos abiertos y transparentes.

Transparencia: La SIE facilitará y promoverá el acceso, la publicidad y la divulgación de la información no confidencial aportada en el procedimiento de consulta, especialmente de sus resoluciones y de los motivos que las fundan, guiándose en todo momento por la comunicación transparente de sus actos y decisiones.

Previsibilidad: La SIE promoverá la estabilidad regulatoria y aspirará a que las adecuaciones y desarrollos normativos que resulten necesarios sean guiados por enfoques técnicamente consistentes y adoptados de acuerdo a procesos decisorios participativos y transparentes.

Inicio del proceso

Artículo 5. El proceso de consulta se inicia mediante resolución expresa de la SIE, ya sea de oficio o a solicitud de parte interesada. La resolución establecerá la modalidad del procedimiento a seguir, identificará de manera clara la naturaleza y alcance de la decisión o de la norma a ser adoptada, y designará la unidad o unidades encargadas de la implementación y organización del proceso de consulta, ya sea una dirección, gerencia o equipo designado *ad hoc* para este caso en particular.

La unidad de implementación elaborará un documento de consulta contendrá una identificación de la situación, la problemática o necesidad detectada y, en su caso, la propuesta de decisión o norma que se pretende emitir, su finalidad, la competencia de la SIE para emitirlas y las bases legales, económicas o técnicas que la justifiquen.

Formación de expediente

Artículo 6. A partir de la emisión de la resolución de inicio se formará un expediente que contendrá las constancias de notificación y publicación en su caso de apertura del procedimiento, el documento de consulta, comentarios de los participantes y las constancias de cada una de las etapas del procedimiento, hasta concluir con la adopción de la decisión final.

El expediente contendrá además en lo posible toda la información a disposición de la SIE que haya servido de apoyo para fundar el documento de consulta elaborado, aspirando a un mínimo uso de información reservada o confidencial.

Un participante podrá solicitar a la SIE que todo o parte de la información aportada en el procedimiento de consulta sea considerada confidencial, cuando se trate de información comercialmente sensible. En tal caso, la SIE no someterá la información así identificada a escrutinio público de los demás participantes. Para los fines de este procedimiento, información “comercialmente sensible” no incluirá información que sea de dominio público o que deba ser aportada o revelada bajo la legislación y regulación vigente.

El expediente debe estar a disposición de los interesados para su consulta. Las copias del mismo son a costa del solicitante.

CAPÍTULO II

PROCEDIMIENTO BASICO

Aviso de apertura y notificación

Artículo 7. Cuando se determine la adopción del procedimiento básico una vez emitida la resolución de inicio del proceso, la SIE publicará en el sitio de Internet de la institución un aviso de apertura del proceso. Dicho aviso contendrá como mínimo:

- a) La identificación de la decisión o norma a adoptar y su finalidad.
- b) El lugar en donde puede solicitarse el documento de consulta y/o la designación de la página de Internet en donde se encuentre disponible.
- c) La fecha límite para presentar los comentarios iniciales por escrito, por cualquiera de las formas que se indican en el artículo 9, en un plazo que no podrá ser inferior a veinte días.
- d) El lugar donde puede solicitarse copia de este Reglamento y/o la identificación de la página de Internet donde puede compulsarse.
- e) Cualquier otra información necesaria para participar en el procedimiento.

Cuando se considere conveniente, el aviso se publicará también en uno de los periódicos de mayor circulación.

Adicionalmente, el aviso se notificará a las entidades públicas y privadas que se estime relevantes de acuerdo a la materia de que se trate, a fin de que presenten por escrito sus comentarios, en la fecha límite definida en el inciso c).

Todos los aspectos que sean conducentes para la tramitación del procedimiento estarán a cargo de la unidad de implementación.

Escrutinio público de los comentarios

Artículo 8: Después de que se hayan recibido los comentarios iniciales, la SIE puede permitir, dentro de los plazos que establezca, comentarios de contestación así como comentarios de respuesta a la contestación. Tanto los comentarios de contestación como los comentarios de respuesta estarán limitados a los hechos, información o datos contenidos en la ronda previa de comentarios, a menos que la SIE indique lo contrario.

Contenido mínimo de los comentarios

Artículo 9: En todos los casos los comentarios de los participantes deben ser claros y concisos, y deberán contener como mínimo:

- a) Nombre y datos que permitan la identificación del participante y en su caso, los mismos datos del Representante Legal o Apoderado.
- b) En lo posible, la indicación de una dirección de correo electrónico donde recibir notificaciones.
- c) La identificación del punto o asunto específico que comenta.
- d) Su posición sobre el asunto.
- e) El fundamento de la posición planteada, incluyendo razones legales, económicas, sociales o de la índole que el asunto requiera; y,
- f) La acción que a su criterio la SIE debería adoptar para resolver el o los temas sometidos a consulta.

Los comentarios podrán presentarse en las oficinas de SIE o por correo electrónico o postal en el período que se indique. Todos los comentarios presentados en tiempo y forma integrarán el expediente y se publicarán en la medida de lo posible en el sitio de Internet de la SIE.

Declaración jurada

Artículo 10. Para ser considerados, todas las partes que presenten comentarios manifestarán con carácter de declaración jurada que la información y hechos proporcionados son verdaderos y correctos de acuerdo a su mejor conocimiento.

Elaboración de Anteproyecto e informe de la Unidad de Implementación

Artículo 11. La unidad de implementación preparará un informe que resuma sucintamente los comentarios vertidos por las partes, y considere expresamente la conveniencia y legalidad de los principales argumentos planteados respecto de los temas sometidos a consulta.

Con estas bases, procederá a la elaboración del anteproyecto de decisión o de norma.

Aprobación y publicación

Artículo 12. El proyecto definitivo se enviará al Consejo para su revisión y aprobación. La SIE deberá emitir su decisión final en un plazo máximo de sesenta (60) días contados desde la

fecha límite para registrar los comentarios finales, salvo justa causa. La decisión final se publicará en el Diario Oficial y en el sitio de Internet de la institución.

CAPÍTULO III

PROCEDIMIENTO DE AUDIENCIA PÚBLICA

Publicación de aviso de apertura

Artículo 13. Cuando se determine la adopción del procedimiento de audiencia pública, emitida la resolución de inicio del proceso de consulta, la SIE publicará en el sitio de Internet de la institución y en al menos uno de los periódicos de mayor circulación del país, un aviso de apertura del proceso.

Dicho aviso contendrá como mínimo:

- a) La identificación de la decisión o de la norma a adoptar y su finalidad.
- b) El lugar en donde puede solicitarse el documento de consulta y/o la designación de la página de Internet en donde se encuentre disponible.
- c) La fecha límite para presentar los comentarios iniciales por escrito, por cualquiera de las formas que se indican en el artículo 9, en un plazo que no podrá ser inferior a veinte días de publicado el aviso de apertura.
- d) La indicación del lugar, día y hora en que se realizará la audiencia pública, en un plazo que no podrá ser inferior a veinticinco días de publicado el aviso de apertura.
- e) La fecha límite para inscribirse como parte interesada en la audiencia pública, en un plazo que no podrá ser inferior a veinte días de publicado el aviso de apertura.
- f) El lugar donde puede solicitarse copia de este Reglamento y/o la identificación de la página de Internet donde puede compulsarse.
- g) Cualquier otra información necesaria para participar en el procedimiento.

Parte interesada y público asistente en la audiencia

Artículo 14. Será parte todo aquel que invoque un derecho subjetivo o un interés legítimo o difuso, incluyendo las organizaciones de usuarios de cualquier grado y demás organizaciones no gubernamentales, así como organismos o autoridades públicas que así lo manifiesten. A criterio del instructor, también podrá admitirse como parte a personas públicas o privadas extranjeras, residentes o no en el país, u organizaciones de carácter supranacional o internacional, tengan o no representación permanente en el país.

Las personas físicas o jurídicas, organizaciones, organismos públicos o autoridades que soliciten participar en una audiencia pública deben presentarse por escrito, proporcionar sus datos, dirección electrónica, constituir domicilio, indicar o acreditar su personería si actuaran en representación, acreditando los derechos, intereses legítimos o difusos que invoquen,

expresando su pretensión en el tema a debatir y acompañar la documentación que la sustente. Tales presentaciones integrarán el expediente.

Podrá participar además en calidad de asistente toda persona interesada que así lo manifieste a la SIE por medio de correo electrónico, fax, o correo postal en igual plazo al establecido para inscribirse como parte. La participación de asistentes no inscriptos quedará sujeta a la existencia de condiciones y facilidades del local elegido para celebrar la audiencia.

Etapas Preparatorias

Artículo 15. La etapa preparatoria estará a cargo de un instructor designado por el Superintendente y tiene por objeto realizar todos los trámites previos necesarios para la realización de la audiencia y poner en conocimiento de las partes todos los hechos vinculados al objeto del mismo.

El instructor deberá mantener su imparcialidad absteniéndose de valorar las pretensiones presentadas por las partes.

Facultades del instructor

Artículo 16: El instructor tiene amplias facultades para:

- a) Fijar plazos, dentro de los límites fijados en este Reglamento.
- b) Determinar los medios por los cuales se registrará la o las audiencias que conformarán el procedimiento de audiencia pública.
- c) Decidir acerca de la legitimación de las partes y en su caso la unificación de su personería, teniendo en cuenta el buen orden del procedimiento de consulta.
- d) Todas las demás que sean conducentes para la tramitación del procedimiento.

Registro de los participantes

Artículo 17. El instructor habilitará un registro para la inscripción de participantes y asistentes y la incorporación de informes y documentos con una antelación no menor a quince días corridos previos a la celebración de la audiencia pública.

La inscripción en dicho registro es libre y gratuita y se realizará a través de un formulario preestablecido por la unidad de implementación, numerado correlativamente. Este formulario podrá presentarse personalmente en las oficinas de la SIE o bien por medio de la página de Internet habilitada a tal efecto. Los responsables del registro deben entregar constancia de inscripción con número de orden y de recepción de informes y documentos.

Espacio físico de la audiencia

Artículo 18. La unidad de implementación debe seleccionar y organizar el espacio físico en el que se desarrollará la audiencia pública, el cual debe prever lugares apropiados de ubicación tanto para los participantes como para el público y los medios de comunicación. Se deberá

reservar un espacio preferencial para este último grupo, siempre que las condiciones y facilidades del local así lo permitan.

Informe final del instructor

Artículo 19. Al finalizar la etapa preparatoria, el instructor elaborará un informe con indicación de las partes acreditadas, una relación sucinta de las cuestiones planteadas y los comentarios escritos presentados a considerar en la audiencia pública y lo elevará al Consejo. Este informe deberá estar a disposición de todas las partes antes de la realización de la audiencia pública.

Comentarios escritos

Artículo 20. Para la formulación de comentarios escritos, se regirá por lo dispuesto en los artículos 9 y 10 del procedimiento básico.

Presidente de la audiencia

Artículo 21. El Consejo se encargará de conducir la audiencia pública, pudiendo delegar esta función en cada caso en el o los funcionarios que designe. Cuando se actúe por medio de órgano colegiado, se indicará la persona que actuará como presidente, quien la dirigirá y ordenará.

Facultades del presidente

Artículo 22. El presidente de la audiencia pública se encuentra facultado para:

- a) Designar a un secretario que lo asista.
- b) Designar a un moderador, el que se ocupará de hacer saber la duración permitida para cada exposición y conceder los turnos de participación siguiendo el orden de exposiciones establecido.
- c) Decidir sobre la conveniencia de realizar grabaciones y/o filmaciones.
- d) Decidir sobre la pertinencia de intervenciones de expositores no registrados, atendiendo al buen orden del proceso.
- e) Modificar el orden de las exposiciones, por razones de mejor organización.
- f) Ampliar excepcionalmente el tiempo previsto para las alocuciones cuando lo considere necesario.
- g) Exigir en cualquier etapa del proceso la unificación de la exposición de partes con intereses comunes y, en caso de divergencias entre ellas, decidir respecto de la persona que ha de exponer.
- h) Formular las preguntas que considere necesarias a efectos de esclarecer las posiciones de las partes.

- i) Disponer la interrupción, suspensión, prorroga o postergación de la sesión, así como su reapertura o continuación cuando lo estime conveniente, ya sea de oficio o a pedido de algún participante.
- j) Desalojar la sala, expulsar personas y/o recurrir al auxilio de la fuerza pública a fin de asegurar el normal desarrollo de la audiencia.
- k) Declarar el cierre de la audiencia pública.

Deberes del presidente

Artículo 23. El presidente de la audiencia debe:

- a) Garantizar la participación de todas las partes habilitadas.
- b) Mantener la imparcialidad absteniéndose de valorar las opiniones y propuestas presentadas por las partes durante la celebración de la audiencia.
- c) Asegurar el respeto de los principios rectores consagrados por este Reglamento.

Oralidad

Artículo 24. Todas las intervenciones de las partes se realizarán oralmente. No se admitirán presentaciones escritas adicionales a las efectuadas en la etapa preparatoria, salvo que el presidente de la audiencia, por excepción, resuelva admitirlas cuando las circunstancias del caso lo justifiquen.

Orden

Artículo 25. En caso de producirse desorden en el público, expresiones indecorosas, injuriosas o calumniantes, el presidente de la audiencia podrá ordenar desalojar por la fuerza pública a la o las personas que perturben el orden, excepto los representantes de los medios de comunicación acreditados en la audiencia.

Comienzo del acto

Artículo 26. Quien presida el acto dará comienzo presentando a los funcionarios encargados de conducir la audiencia y luego invitando a los representantes de las partes acreditadas a presentarse. Luego el presidente explicará el propósito de la audiencia y realizará una relación breve del documento de consulta y de las presentaciones, actuaciones y comentarios efectuados por escrito en la etapa preparatoria, si lo estimara conveniente.

Alegatos de las partes

Artículo 27. Una vez concluida la introducción, se dispondrán las reglas de orden del desarrollo de la audiencia, entre ellas, el orden de intervención de los participantes en los alegatos orales, acordando al efecto tiempos equitativos a cada una, pudiéndose fijar un tiempo adicional para réplicas. El presidente circulará el Orden de Exposiciones, que en principio seguirá el mismo orden en que se registraron las inscripciones de expositores. El presidente podrá efectuar las preguntas y pedir las aclaraciones que estimen pertinentes.

Contingencias

Artículo 28. Si el proceso de consulta pública no pudiere completarse en una audiencia o en el número de audiencias previsto o finalizar en el tiempo previsto para su desarrollo, el presidente dispondrá las prórrogas que sean necesarias, como así también, fundadamente, la suspensión o postergación del mismo, de oficio o a pedido de parte.

Resultado de la audiencia pública y emisión de la decisión o norma

Artículo 29. En la audiencia se recogerán los comentarios, alegatos y réplicas expresados por las partes, las cuales se consignarán concisamente en el acta que levante el presidente o el secretario por él designado.

Elaboración de Anteproyecto e informe de la Unidad de Implementación

Artículo 30. La unidad de implementación preparará un informe que resuma sucintamente los comentarios vertidos por las partes, y considere expresamente los principales argumentos y hechos aducidos durante el proceso.

Con estas bases, procederá a la elaboración del anteproyecto de norma o resolución a ser emitida.

Publicidad de la audiencia realizada

Artículo 31. La unidad de implementación dará cuenta de la realización de la audiencia pública mediante la publicación al menos en el sitio de Internet de la SIE de un informe que indique como mínimo:

- a) Objeto de la audiencia realizada.
- b) Fechas y lugar en los que se sesionó.
- c) Funcionarios presentes.
- d) Cantidad de participantes.
- e) Lugar donde se encuentra a disposición el expediente.
- f) Plazos y modalidad de publicación de la resolución final.

Aprobación y publicación de la decisión final

Artículo 32. El proyecto definitivo se enviará al Consejo para su revisión y aprobación. La SIE deberá emitir su decisión final en un plazo máximo de sesenta (60) días a contar desde la fecha de realización de la última audiencia pública, salvo justa causa. La decisión final se publicará como mínimo en el Diario Oficial y en el sitio de Internet de la institución.

Recursos

Artículo 33. Concluido el procedimiento de consulta pública en cualquiera de sus modalidades y aprobada la decisión sometida a consulta, la resolución podrá ser impugnada por vía de los recursos legales previstos en la legislación y regulación vigente.

Los actos o resoluciones de trámite adoptados durante el transcurso del procedimiento de consulta, cualquiera sea su modalidad y cualquiera sea su etapa, no son recurribles. Los recursos sólo podrán interponerse una vez alcanzada la aprobación final de la decisión sometida a consulta, lo cual no quiere decir que en dicha oportunidad no pueda alegarse el incumplimiento o aplicación indebida del procedimiento de consulta, en sus aspectos obligatorios.

Artículo 34. Derogase la Resolución SIE-81-2005 en todas y cada una de sus partes, la que quedara sustituida por la presente.

Artículo 35. Publíquese en el Diario Oficial

ANEXO C: PLAN DE CUENTAS

En el archivo adjunto se incluye el Plan de Cuentas propuesto en versión Excel.



DR SIE - Informe
Final Vol. I Anexo C -

ANEXO D: PROYECTO DE REGLAMENTO LICITACIONES CONTRATOS DE LARGO PLAZO

CAPITULO I: DISPOSICIONES GENERALES

Ámbito de aplicación:

Artículo 1. El presente Reglamento establece los criterios y procedimientos que regulan el proceso de contratación del suministro de energía y potencia entre los Participantes Productores y las empresas de distribución, siendo sus principios fundamentales la transparencia, la libre concurrencia y la compra de la energía y potencia en condiciones de eficiencia económica.

Regla básica:

Artículo 2. Los Contratos de Suministro de energía y potencia entre los Participantes Productores y las Empresas de Distribución serán adjudicados mediante los procedimientos de selección y adjudicación establecidos en el presente Reglamento, supervisados por la Superintendencia en orden a garantizar su transparencia y objetividad y lograr tarifas económicamente eficientes a los usuarios regulados.

El proceso de contratación se regirá por las disposiciones de este Reglamento y por las contenidas en las respectivas Bases de Licitación.

Transparencia:

Artículo 3. Las Bases de Licitación y la documentación anexa, así como las actuaciones, informes y los expedientes que las contengan estarán abiertos a los Oferentes y a la SIE, debiendo expedirse copias cuando así se lo solicite, a costa del solicitante.

Las Empresas Licitantes deberán sustentar en formar detallada y precisa las decisiones que adopten durante el procedimiento de selección, en particular, el acto de adjudicación.

Definiciones:

Artículo 4. A los fines del presente Reglamento, los términos siguientes tendrán el significado que a continuación se consigna:

Adjudicación: Acto por el cual la Empresa Licitante determina, declara y acepta, basándose en este Reglamento y en las Bases correspondientes, la oferta más ventajosa, poniendo fin al procedimiento precontractual de selección.

Bases o Bases de la Licitación: Conjunto de cláusulas formuladas por la Empresa Licitante, en donde se especifica el suministro que se licita, las condiciones a seguir en la preparación y ejecución del contrato y los derechos y obligaciones de los Oferentes y del futuro contratista.

Comisión (CNE): Es La Comisión Nacional de Energía, creada por la Ley General de Electricidad No. 125-01.

Contrato de Suministro o Contrato: Contratos mediante los cuales las Empresas de Distribución acuerdan con los Participantes Productores las condiciones de compra de energía y potencia.

Días calendario: son todos los días, incluso los domingos, días de fiesta y duelo nacional, así como los feriados que disponga el Gobierno de la República Dominicana. Para los efectos de este Reglamento, la expresión días deberá entenderse como días calendario, salvo disposición expresa en contrario.

Empresa de Distribución o Distribuidora: Empresa eléctrica cuyo objetivo principal es operar un sistema de distribución, es responsable de abastecer de energía eléctrica a sus usuarios finales y sus tarifas son reguladas y fiscalizadas por la SIE.

Empresas de Generación Vinculadas: Son empresas de generación vinculadas a la Empresa Licitante que cumplen con las limitaciones impuestas por el artículo 11, párrafo I de la LGE.

Empresa Licitante: Es la Empresa de Distribución que llama a Licitación para la Adjudicación de un Contrato de Suministro, de acuerdo con los procedimientos y normas establecidos en este reglamento.

Fianza de Cumplimiento: Garantía exigida en las Bases y/o en el Contrato al adjudicatario, para el fiel cumplimiento del Contrato de Suministro.

Garantía de Mantenimiento de Oferta: Garantía precontractual exigida en las Bases a los Oferentes que participan de la Licitación, con la finalidad de garantizar el mantenimiento de la oferta por el plazo que se estipule así como la celebración del Contrato de Suministro.

LGE: Es la Ley General de Electricidad No. 125-01 y sus modificatorias.

Licitación: Es el procedimiento de selección y adjudicación de Contratos de Suministro que se establece por medio del presente Reglamento.

Mercado Eléctrico Mayorista (MEM): Es el mercado eléctrico en el cual interactúan las Empresas de Generación, Transmisión y Distribución, así como los usuarios no regulados, comprando, vendiendo y transportando electricidad. Comprende el mercado de contratos y el mercado spot.

Oferente: Participante de la Licitación que haya propuesto oferta.

OC: Es el Organismo Coordinador del Mercado Eléctrico Mayorista.

Participante Productor: Es el participante que produce energía eléctrica para su venta a nivel mayorista. Incluye a las Empresas de Generación, y Cogeneración

Punto de Suministro o de Compra: Es la barra del sistema eléctrico, especificado en las Bases, en el cual la Empresa Licitante efectuará las respectivas compras de energía y potencia al Participante Productor que resulte adjudicatario de la Licitación.

Reglas de Operación: Son las Reglas de Operación del SENI y el Mercado Eléctrico Mayorista establecidos en el RLGE.

RLGE: Es el Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad.

SENI: Es el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado.

SMC: Sistema de Medición Comercial;

SIE o Superintendencia: Es la Superintendencia de Electricidad.

Funciones de la SIE:

Artículo 5. La SIE es la entidad normativa y fiscalizadora del sistema de contrataciones regulado por este Reglamento. En consecuencia, son sus funciones:

- a) Homologar en forma previa las Bases de la Licitación y demás documentación licitatoria anexa, controlando que las mismas cumplan con la LGE, el RLGE, las Reglas de Operación, este Reglamento y demás normativa aplicable. Es obligación de la Empresa Licitante poner las Bases, sus anexos y demás documentación complementaria a consideración de la Superintendencia en forma previa al llamado a Licitación, la que deberá expedirse en el plazo máximo de treinta (30) días calendario. El silencio de la SIE implica la homologación tácita, sin más trámite ni necesidad de declaración alguna.
- b) Supervisar el proceso licitatorio, participando del acto de presentación y apertura de propuestas y ofertas.
- c) Intervenir como árbitro en la atención de las quejas e impugnaciones que formulen los participantes en los procedimientos de selección. Las facultades de la SIE comprenden las de suspender provisionalmente el procedimiento de selección y adjudicación en marcha, anular total o parcialmente sus diferentes actos o etapas u ordenar la modificación de las Bases y demás documentación complementaria.
- d) Ordenar la realización de trámites fijados por el procedimiento de selección y adjudicación que hayan sido omitidos u ordenar la corrección o el cese de aquellos realizados en contravención de este Reglamento o la normativa que resultare aplicable, de oficio o a petición de cualquiera de los participantes en tales procedimientos.
- e) Aprobar los Contratos de Suministro adjudicados como resultado de los procedimientos de selección y adjudicación establecidos en este Reglamento a los fines de autorizar su traslado a tarifa.

Simplicidad formal:

Artículo 6. La SIE no exigirá sellos, autenticaciones, documentos originales o autenticados, reconocimiento de firmas, traducciones oficiales ni otras formalidades o exigencias rituales que no surjan de este Reglamento o de norma vigente expresa.

CAPITULO II: BASES DE LA LICITACION

Llamado a Licitación individual o agrupada

Artículo 7. Los procesos de libre concurrencia deberán ser conducidos por cada Empresa de Distribución en forma individual y para su propio suministro. Será también responsabilidad de los distribuidores la adjudicación de los contratos correspondientes, previa autorización de la SIE.

Sin embargo, las Empresas de Distribución podrán agruparse y licitar en un mismo proceso de libre concurrencia la totalidad de las demandas a licitar. En este caso, las distribuidoras podrán designar a una de ellas para conducir el proceso, siendo en todo caso responsabilidad de cada una la adjudicación del Contrato de Suministro correspondiente, previa autorización de la SIE, los que serán siempre individuales.

Requisitos:

Artículo 8. Con la debida antelación al llamado a Licitación, la Empresa Licitante deberá elaborar las Bases y demás documentación anexa al procedimiento de selección. En las Bases deberán indicarse los requisitos esenciales de la contratación y, en especial:

- a) El llamado a Licitación y su cronograma.
- b) La descripción detallada del suministro que se está licitando.
- c) Las instrucciones a los Oferentes sobre el procedimiento y plazos de la Licitación.
- d) Los antecedentes económicos que la LGE, el RLGE, este Reglamento y la SIE, hayan establecido en cuanto a la existencia eventual de un precio techo de energía, precio de potencia, fórmulas de indexación de los precios base de potencia y energía, y los índices de precios a utilizar en la fórmula de indexación de energía, en el caso que se requiera sea ofertada por los Oferentes en la Licitación.
- e) El plazo del contrato que se está licitando.
- f) El formulario o formato para presentar las ofertas.
- g) Lugar, día y hora donde se presentarán y abrirán las ofertas.
- h) Plazo de mantenimiento de las ofertas.
- i) El método de evaluación y el plazo para formalizar la Adjudicación y la firma del Contrato.
- j) Las garantías contempladas.
- k) El proyecto de Contrato a ser adjudicado.

Una vez elaboradas, las Bases y demás documentación complementaria se deberán someter a aprobación previa de la Superintendencia, tal como se dispone en el artículo 5 inciso a) de este Reglamento.

Aceptación de las Bases de la Licitación:

Artículo 9. Todo Oferente, al presentar su oferta, se obliga a aceptar las Bases sin objeciones, reservas ni restricciones.

CAPITULO III: LLAMADO A LICITACIÓN

Oferentes:

Artículo 10. A los efectos de este Reglamento, podrán ser Oferentes:

- a) Los generadores ubicados en el territorio nacional.
- b) Los cogeneradores ubicados en el territorio nacional que vendan excedentes.
- c) Los potenciales Participantes Productores que, en el caso de resultar adjudicatarios, garanticen la entrada en operación y el cumplimiento del Contrato en los plazos establecidos en las Bases de Licitación.

Las Bases de Licitación deberán establecer los requisitos mínimos que deberán cumplir los Oferentes para constituirse en potenciales adjudicatarios de la Licitación. Estos requisitos deberán establecerse en función de la capacidad técnica, legal, financiera y comercial, y dar cuenta exclusivamente de la capacidad de los Oferentes para cumplir satisfactoriamente con la oferta de suministro en los términos que se pacten en el Contrato de Suministro respectivo a ser adjudicado.

Participación de Empresas de Generación Vinculadas

Artículo 11. Las Empresas de Generación Vinculadas a la Empresa Licitante podrán participar en los procesos de Licitación convocados por ésta, siempre que la capacidad de generación resultante no exceda el quince por ciento (15%) de la demanda máxima del sistema eléctrico interconectado y que cumplan con la capacidad de contratación máxima establecida en el art. 44 párrafo II del RLGE. En estos casos la SIE fijará un precio techo que será incluido en las Bases, calculado de acuerdo al criterio fijado en el art.113 párrafo de la LGE.

Estos Oferentes deberán recibir igual trato respecto de cualquier Oferente participante en la Licitación.

Publicidad. Invitaciones a participar:

Artículo 12. El llamado a Licitación y su publicidad se efectuará por medio de avisos, los que permanecerán expuestos al público durante un plazo de al menos diez días calendario, en la página de Internet y en lugares destinados para la fijación de anuncios de la Empresa Licitante.

Asimismo, se deberán publicar avisos, como mínimo, en dos diarios de reconocida circulación nacional, en tres ediciones, en días distintos.

Igualmente deberán publicarse avisos en publicaciones internacionales destinadas a potenciales inversores, tales como el Development Business de Naciones Unidas, para los llamados que incluyan unidades de generación a instalar.

La Empresa Licitante deberá cursar invitaciones a participar en forma simultánea a todos los participantes productores registrados ante el Organismo Coordinador.

Requisitos del llamado a Licitación

Artículo 13. Los llamados especificarán, como mínimo:

- a) El objeto del llamado a Licitación.
- b) El lugar y el horario en que podrá consultarse y obtener copia de las Bases, la documentación complementaria y demás información adicional que se requiera, con indicación de número de teléfono, telefax, y/o dirección electrónica.
- c) El lugar, día y hora límite de presentación de las ofertas.
- d) El lugar, día y hora de apertura de las ofertas.

Los anuncios, avisos e invitaciones deberán realizarse con una antelación mínima de sesenta (60) días calendario a la fecha límite de presentación de ofertas para las licitaciones de contratos cuya duración sea igual o inferior a cinco años. Este plazo mínimo será de ciento veinte (120) días calendario para las licitaciones de contratos de duración superior a cinco años.

La Superintendencia tendrá facultades para informar a todo interesado que se lo solicite acerca de los llamados a Licitación existentes, así como a publicarlos o difundirlos por medios gráficos, electrónicos o cualquier otro que estime conveniente.

Informe periódico indicativo:

Artículo 14. En cada ejercicio anual, las Empresas Licitantes darán a conocer, mediante un informe periódico indicativo, las características básicas y los volúmenes de la totalidad de los Contratos de Suministro que tengan proyectado celebrar en los próximos doce meses.

Adicionalmente, las Empresas de Distribución deberán informar anualmente a la SIE sus proyecciones de energía y capacidad para los siguientes cinco años, así como la porción anual de ellas cubiertas con contratos de largo plazo sucritos por medio de los procedimientos establecidos en este Reglamento.

Este informe se enviará lo antes posible a partir de su programación a la SIE, la que pondrá la información en él contenida a disposición de todo interesado que se la requiera, encontrándose asimismo autorizada para publicarla en boletines, medios gráficos y/o electrónicos.

Este informe periódico contendrá:

- a) Número y tipo de contratos, con indicación de su volumen tentativo y demás características básicas.
- b) Fecha provisional de compromiso del procedimiento de adjudicación del contrato o contratos, si se conociera.

- c) Nombre, dirección, teléfono, telefax y dirección electrónica del servicio, departamento o persona encargada de la Empresa Licitante en donde puede obtenerse información complementaria.

Cláusulas prohibidas:

Artículo 15. No podrá incluirse en las Bases especificaciones técnicas que mencionen productos de una fabricación o procedencia determinada o incluirse procedimientos especiales que tengan por efecto favorecer o eliminar a determinados potenciales Oferentes. Especialmente no se indicarán marcas, patentes, diseños o modelos industriales, tipos o logos, ni se aludirá a un origen o producción determinado.

Modificación de las Bases de Licitación:

Artículo 16. Toda modificación que pretenda introducirse en las Bases deberá ser puesta a consideración de la SIE por un plazo máximo de diez (10) días calendario, debiendo interpretarse su silencio como la homologación tácita, sin más trámite ni necesidad de declaración alguna. Asimismo, los cambios, adiciones o modificaciones introducidas deberán anunciarse, como mínimo, durante cinco días calendario en un lugar visible destinado a informes de la Empresa Licitante, incluida su página de Internet, así como comunicar por correo o medio fehaciente a todo aquel que haya solicitado copia de las Bases, por lo menos diez días calendario antes de la fecha límite fijada para la presentación de las ofertas. Alternativamente, podrá sustituir estas comunicaciones con la publicación de un aviso en al menos un diario de reconocida circulación nacional en dos ediciones diferentes, adicionales a la publicación en la página de Internet de la Empresa Licitante y comunicación por correo electrónico.

Celebración del acto licitatorio:

Artículo 17. En la celebración del acto licitatorio se observarán las siguientes reglas:

- a) La presentación de las ofertas se realizará en el lugar y plazo señalados en los avisos. Cada Oferente enviará o entregará el sobre que contiene su propuesta, con los requisitos que se indiquen en las Bases respectivas.
- b) Las ofertas serán secretas y contendrán la proposición ajustada a las Bases de Licitación, el precio propuesto y, en su caso, la fianza de propuesta exigida en mencionadas Bases. Estas propuestas serán redactadas en idioma español, en duplicado o en la cantidad de copias adicionales que se establezca en las Bases, presentadas en sobre, paquete o caja cerrada. Se admitirán hasta el día y hora fijados para la apertura del acto y contendrán, en su cubierta, la indicación del llamado a Licitación a que corresponde, el día y hora de apertura. Las ofertas deberán estar firmadas por el Oferente o su representante autorizado. Las enmiendas y raspaduras en partes esenciales de la propuesta deberán ser debidamente salvadas por el Oferente.
- c) A medida que se vayan recibiendo o entregando los sobres se enumerarán, conforme al orden de presentación, y se les pondrá la fecha y hora de presentación, debiendo permanecer cerrados y debidamente custodiados. Una vez entregados, los sobres no podrán devolverse por ningún motivo.

- d) Vencida la hora límite de presentación de ofertas, la persona designada por la Empresa Licitante para presidir el acto procederá a abrir los sobres en el orden cronológico de presentación y se dará lectura, en voz alta, a las propuestas.
- e) La Empresa Licitante podrá rechazar, de plano, en el acto de apertura de sobres, las ofertas que no estén firmadas por el Oferente o su representante; no estén escritas en idioma español; no hubieran acompañado la Fianza de Propuesta, si así lo exigieran las Bases; o bien tengan tachones, correcciones o enmiendas que no hayan sido debidamente salvadas en partes esenciales de la oferta. No serán rechazadas las ofertas que, a pesar de adolecer de defectos de forma, no impidan su adecuada comparación con las demás ofertas presentadas. Contra el acto de rechazo podrá reclamar ante la SIE el Oferente en el plazo perentorio de dos días hábiles contados a partir del acto de apertura, la que resolverá la queja, sin que su trámite suspenda el curso del procedimiento licitatorio, salvo resolución expresa de la Superintendencia. La falta de respuesta por parte de la SIE en el plazo máximo de quince días calendario se entenderá como denegación del reclamo.
- f) Terminada la lectura de las propuestas, quien presida el acto levantará un acta en la que se dejará constancia de todas las propuestas admitidas, en el orden en que hayan sido presentadas, con expresión del precio propuesto, el nombre de los Oferentes, las admitidas y las rechazadas, las razones por las que se haya dispuesto el rechazo; los Oferentes que hayan solicitado la devolución de la propuesta; el nombre y el cargo que ejerzan los funcionarios presentes de la SIE que hayan supervisado el acto, así como las personas que hayan intervenido en representación de la Empresa Licitante y de los Oferentes, y las observaciones, quejas o incidencias ocurridas durante el desarrollo del acto. El acta deberá ser firmada por todos los funcionarios y participantes del acto. Cuando algún participante se negara a firmar o se hubiera retirado del acto sin firmar, se dejará constancia de ello en el acta.
- g) Concluido el acto, se unirán al expediente las propuestas presentadas, incluso las que se hubiesen rechazado. El expediente deberá estar debidamente foliado y adecuadamente custodiado. Los interesados tendrán acceso a dicho expediente, así como el derecho a obtener copias de los documentos que lo integran, siempre que cubran los costos de reproducción.
- h) La Empresa Licitante atenderá y responderá las quejas que se presenten por los Oferentes, dejando constancia de toda actuación en el expediente.
- i) La Empresa Licitante rechazará las propuestas condicionadas o indeterminadas.
- j) Los vacíos en el procedimiento de selección se llenarán con la aplicación de las normas de procedimiento contenidas en la Ley de Contratación Pública vigente.

Compromisos que asume el Oferente. Efectos de la presentación de la oferta:

Artículo 18. La presentación de la oferta tendrá por efecto el pleno conocimiento y aceptación de las cláusulas que rigen el llamado a Licitación por parte del Oferente.

La presentación de la oferta implicará el sometimiento del Oferente tanto a las Reglas de Operación como a este Reglamento y su expresa aceptación para que la Empresa Licitante

le solicite información adicional y/o documentación complementaria y/o la subsanación de defectos formales de la propuesta.

Información y consultas

Artículo 19. La Empresa Licitante deberá enviar las Bases y demás documentación complementaria a los potenciales Oferentes que se lo soliciten, dentro de un plazo máximo de seis días calendario a partir de su solicitud.

No obstante ello, siempre que se lo hayan solicitado con suficiente antelación, la Empresa Licitante proporcionará información adicional sobre las Bases y demás documentación complementaria, a más tardar seis días calendario antes de la fecha límite fijada para la recepción de las ofertas.

CAPITULO IV: CARACTERISTICAS DEL SUMINISTRO A CONTRATAR

Fraccionamiento del suministro a contratar

Artículo 20. En cada proceso de libre competencia las distribuidoras podrán fraccionar los suministros a contratar en tantas partes como resulte conveniente a los efectos de obtener un conjunto de ofertas competitivas. Los Oferentes podrán realizar ofertas por una o por varias combinaciones dentro de las solicitadas y La Empresa Licitante adjudicará la combinación de Oferentes que resulte en un menor costo total y cuya metodología de cálculo y selección se incluirá en las Bases.

En caso de fraccionamiento, los Oferentes podrán válidamente exigir una cantidad mínima fracciones de suministros a contratar. Si el Oferente no fija volumen mínimo de fracciones se entenderá que su oferta se mantiene en iguales condiciones por cada fracción de suministro ofertada.

Forma del suministro a contratar

Artículo 21. El suministro a contratar será definido en las Bases y contendrá como mínimo los siguientes elementos:

- a) Potencia puesta a disposición y metodología de control de su cumplimiento.
- b) Curva de carga comprometida (como un máximo comprometido horario en el lapso de vigencia del contrato).
- c) Servicios complementarios comprometidos: regulación primaria y secundaria de frecuencia, aporte de energía reactiva, arranque en negro, sistemas de comunicación, control, supervisión, protección y medición comercial.
- d) Disponibilidad de la capacidad comprometida y metodología de control de cumplimiento, incluyendo disponibilidad media objetivo, así como la disponibilidad de potencia para cada hora, y penalidades ante el incumplimiento de la disponibilidad media objetivo.
- e) Precios y cláusulas de indexación de acuerdo a las condiciones indicadas en las Bases.

Estos elementos se integrarán en el Contrato de Suministro a ser adjudicado, cuyo contenido mínimo se define en el artículo 42.

Prohibición de ofertar montos o formas distintas al suministro solicitado

Artículo 22. Los participantes no podrán ofrecer el suministro en una forma distinta a la manera en que lo establece el artículo precedente, particularmente:

- a) No podrán ofertar montos de potencia distintos a los especificados en las alternativas de suministro establecidas en las Bases.
- b) No podrán especificar ofertas de energía que determinen para ella una distribución en el tiempo distinta a la que resulta de lo señalado en el Artículo 21.
- c) No podrán condicionar el suministro a las características técnicas o de producción de las unidades de generación que resulten en una limitación a lo solicitado en las Bases.

CAPÍTULO V

PRECIOS Y PROCEDIMIENTOS DE INDEXACIÓN

Precio de potencia, energía y servicios complementarios

Artículo 23. El precio base de potencia, energía y servicios que regirá el Contrato de Suministro corresponderá en cada punto de suministro a los precios ofertados de acuerdo a las Bases.

El precio de la potencia se fijará en dólares/kW-mes y no tendrá indexación durante el período de vigencia del contrato.

Mecanismo de indexación

Artículo 24. El mecanismo de ajuste del precio de la energía será definido en las Bases.

El mecanismo de indexación se establecerá mediante fórmulas polinomiales que deberán expresar la variación del precio base correspondiente, en función de la variación de los indicadores económicos considerados en la fórmula.

Las Bases deberán expresar que, durante la vigencia del contrato y para efectos de facturación del suministro contratado, las generadoras deberán adicionar a los precios indexados de la energía, los cargos por uso del sistema de transmisión, operación del sistema, servicios auxiliares y otros similares que corresponda trasladar a los usuarios, conforme estos cargos resulten de la aplicación de la normativa que rija estas materias durante la vigencia del contrato.

Indicadores económicos

Artículo 25. Las Bases establecerán un conjunto de indicadores económicos a partir de los cuales deberán diseñarse las fórmulas de indexación que presenten los Oferentes.

Estos indicadores corresponderán a indicadores nacionales o internacionales que reflejen la variación de los precios de los insumos de generación, así como la variación de los principales parámetros generales de la economía, debiendo corresponder a indicadores de amplia divulgación y de provisión estable por parte de las fuentes que los emiten.

Las bases de la Licitación podrán poner un valor máximo a la ponderación que uno o más de los indicadores tengan en el polinomio de indexación.

Los Oferentes incluirán en su oferta los ponderadores más convenientes, considerando los máximos establecidos en las Bases. Las Bases incluirán la proyección esperada de todos los indicadores económicos permitidos, de tal manera que los Oferentes puedan reproducir el cálculo del valor presente que se utilizará para la evaluación de las ofertas.

No podrá incluirse como indicador la variación de precios en el mercado spot.

CAPÍTULO VI

FRACCIONAMIENTO Y PROGRAMACIÓN DE VENCIMIENTO DE CONTRATOS

Fecha de inicio y término del suministro en contratos de duración superior a 5 años

Artículo 26. La fecha de inicio del suministro en los Contratos cuya vigencia sea superior a 5 años, no podrá ser anterior a 36 meses, ni posterior a 60 meses, contados a partir de la firma del contrato, siempre y cuando hayan sido cumplidos todos los procedimientos de la Licitación.

Las Bases de Licitación deberán establecer todas las condiciones necesarias para permitir la participación de ofertas de generación a instalar. La Empresa Licitante deberá prever que el llamado a Licitación se realice con suficiente anticipación, de manera tal que la firma del Contrato se efectúe en concordancia a los rangos señalados relativos a la fecha en que deba iniciarse el suministro.

La fecha máxima de duración del Contrato será de 15 años, contados a partir de la fecha de inicio del suministro.

Fecha de inicio y término de Contratos de duración inferior a 5 años

Artículo 27. La fecha de inicio del suministro en los Contratos cuya vigencia sea inferior o igual a 5 años, no podrá ser anterior a 3 meses, contados a partir de la firma del Contrato, siempre y cuando hayan sido cumplidos todos los procedimientos de la Licitación. La Empresa Licitante deberá prever que el llamado a Licitación se realice con suficiente anticipación, de manera tal que la firma del Contrato se efectúe en concordancia a los rangos señalados relativos a la fecha en que deba iniciarse el suministro.

Fraccionamiento y escalonamiento de contratos

Artículo 28. Con el objeto de estabilizar el precio de la energía promedio dentro de las respectivas carteras de contratos y dar más flexibilidad a la liberalización creciente de grandes usuarios sin producir sobre-contratación, las distribuidoras deberán diversificar los volúmenes y plazos de vencimiento de los contratos que las componen. Para este efecto,

cada vez que la distribuidora suscriba un contrato de largo plazo, éste no deberá superar el 25% de la demanda de energía abastecida por la distribuidora, considerando la composición de abastecimiento de dicha demanda según su proyección al año en que se inicia el suministro respectivo. De superarse dicho porcentaje, la contratación deberá separarse en dos o más contratos que cumplan la condición señalada, y cuyo plazo de vencimiento se programará en años distintos, considerando además, el vencimiento de los contratos vigentes.

CAPITULO VII: OFERTA

Requisitos.

Artículo 29. La oferta económica deberá contar con un formato establecido en las Bases para cada Licitación de tal manera de permitir la evaluación de las ofertas por comparación de valores homogéneos. Para tal fin se elaborarán planillas o formularios que se adjuntarán a las Bases que deberán ser completadas por los Oferentes.

Evaluación de las ofertas:

Artículo 30. Según el tipo de Contrato que se licite, se utilizará el criterio de evaluación correspondiente. El criterio general será que la Empresa Licitante determinará los costos totales resultantes de las ofertas para el cubrimiento de la demanda expresada en la Licitación, hará recaer la Adjudicación sobre la oferta de más bajo valor presente. El Contrato se debe adjudicar con el criterio de menor costo de abastecimiento para los clientes o usuarios.

Ofertas que se aparten de las Bases de la Licitación:

Artículo 31. No serán consideradas las ofertas que contengan cláusulas que contradigan las disposiciones del llamado a Licitación, las Bases, las Reglas de Operación o este Reglamento.

Oferta de generación a instalar

Artículo 32. El Oferente podrá contratar potencia y/o energía en la medida en que cuente con generación para su respaldo, ya sea con unidades generadoras propias o generación que contrate de otro participante productor. Por ello, al momento de realizar su oferta, el Oferente sólo podrá comprometer la venta de la potencia efectiva que estará instalada para el período de vigencia del contrato a ser adjudicado, bajo pena de perder la Fianza de Cumplimiento de Contrato que fije la Empresa Licitante en las Bases y demás penalidades que las mismas fijen.

Asimismo, en el supuesto de ofertas de generación a instalar aún no concesionada, la entrada en vigencia del Contrato de Suministro quedará condicionada al otorgamiento de la respectiva concesión.

Empate de ofertas:

Artículo 33. En caso de igualdad de precios, la Empresa Licitante solicitará a los respectivos Oferentes que, por escrito en el plazo que se les fije, el cual no podrá ser inferior a tres días

calendario, formulen una mejora de precios. El silencio del Oferente invitado a desempatar se entenderá como confirmatorio de su oferta original, procediéndose en consecuencia. De mantenerse el empate, se repetirá el procedimiento antedicho dos veces adicionales. De mantenerse el empate se adjudicará mediante un procedimiento azaroso,

Ofertas simultáneas:

Artículo 34. Los Oferentes no podrán presentar más de una oferta para un mismo suministro en una misma Licitación, sin perjuicio de aquellos casos en los que las Bases prevean la presentación de ofertas alternativas.

Garantía de Mantenimiento de la Oferta:

Artículo 35. Las Bases podrán incluir la exigencia de una Garantía de Mantenimiento de Oferta o fianza de propuesta, a satisfacción de la Empresa Licitante, sobre la base de su razonabilidad, proporción y trato no discriminatorio o preferencial.

Los Oferentes deberán mantener las ofertas por el término de treinta (30) días calendario a contar de la fecha del acto de apertura, o el que se fije en las Bases.

Al vencimiento de los plazos fijados para el mantenimiento de las ofertas, éstas caducan automáticamente, salvo que se obtuviere prórroga expresa del Oferente.

CAPITULO VIII: ADJUDICACION

Adjudicación:

Artículo 36. Si considerase que se han cumplido los requisitos y formalidades establecidos en este Reglamento y en las Bases, la Empresa Licitante adjudicará, en un plazo perentorio, la Licitación convocada o la declarará desierta en los casos señalados en este Reglamento.

Licitación desierta:

Artículo 37. La Empresa Licitante podrá declarar desierta la Licitación, dejándola sin efecto cuando:

- a) No hubiere un mínimo de tres Oferentes.
- b) Las ofertas presentadas se consideraran elevadas o gravosas. Las Bases deberán explicitar los límites o criterios a partir de los cuales una oferta puede ser considerada elevada o gravosa.

Publicidad y notificación de la Adjudicación:

Artículo 38. La adjudicación deberá ser anunciada durante cinco días calendario como mínimo en la página de Internet y uno o más lugares visibles de la sede de la Empresa Licitante. Asimismo, deberán ser notificadas de manera fehaciente la SIE y a todos los Oferentes en los domicilios indicados en la oferta.

Impugnaciones:

Artículo 39. Los participantes que se consideren agraviados por la adjudicación adoptada por la Empresa Licitante podrán acudir ante la SIE, la que actuará como árbitro en la resolución de la controversia.

Los Oferentes podrán formular impugnaciones a la adjudicación dentro del plazo que se fije en las Bases, el que no podrá ser inferior a cinco días calendario contados a partir de la fecha en que la notificación fue recibida.

Durante el término establecido en este artículo y el precedente, las actuaciones completas que constituyen el acto licitatorio deberán estar a disposición de los Oferentes para su revisión.

Las Bases no podrán contener cláusulas por las cuales se impongan renunciaciones o limitaciones al derecho de los Oferentes a realizar impugnaciones, recurrir ante SIE sus decisiones, formular denuncias o reclamar daños y perjuicios derivados del procedimiento de adjudicación.

CAPITULO IX: REGLAS RELATIVAS A LOS CONTRATOS

Firma del contrato:

Artículo 40. Una vez adjudicado, las partes celebrarán el Contrato de Suministro de acuerdo con el modelo de contrato incluido en las Bases.

La Empresa Licitante podrá incluir en los contratos que celebre, los pactos, cláusulas y condiciones usuales, dependiendo del tipo de contrato y aquellas otras que considere convenientes, siempre que no se opongan a la LGE, el RLGE, las Reglas de Operación, este Reglamento o al interés público comprometido.

Contenido mínimo de los contratos:

Artículo 41. Los contratos a celebrarse contendrán como mínimo:

- a) Tipo de contrato (toda la demanda, porcentaje de la demanda, potencia contratada u otro tipo aceptado por el OC y descrito en las Bases).
- b) Plazo o período de vigencia.
- c) Objeto: Potencia, curva de carga y servicios durante el periodo de vigencia, disponibilidad media objetivo, disponibilidad de potencia para cada hora, y penalidades ante el incumplimiento de la disponibilidad media objetivo. Todo de acuerdo a los requisitos especificados en el artículo 21 de este Reglamento.
- d) Fórmulas de precio y régimen de remuneración acordado, para la potencia y/o energía.
- e) Punto de Suministro o Compra.
- f) Metodología de indexación
- g) Tratamiento de los aumentos de potencia demandada

- h) Compensaciones por fallas de suministro en concordancia con los costos de desabastecimiento fijados por la SIE
- i) Responsabilidad del pago del derecho de conexión por la potencia contratada
- j) Causales de resolución o rescisión del Contrato.
- k) Una cláusula por la que las partes declaran aceptar que el contrato y la generación a éste asociada se administre de acuerdo a las Reglas de Operación vigentes.
- l) Una cláusula por la que las partes someten la resolución previa de todas las controversias y conflictos a que pueda dar lugar la interpretación o aplicación del contrato a la jurisdicción previa y obligatoria de la SIE.

Obligación de suministro e incumplimiento por parte del Generador

Artículo 42. Los incumplimientos del Contrato en los que pudiera incurrir el Participante Productor que resultare adjudicado, ya sea con anterioridad o posterioridad a la entrada en vigencia del Contrato, no eximirán de responsabilidad a la Empresa de Distribución frente a las obligaciones de suministro establecidas en el art. 56 LGE.

Penalidades por incumplimiento del Contrato:

Artículo 43. Todos los montos estipulados como penalidades o multas por incumplimiento del Contrato de Suministro por parte del generador tendrán como destino final a los usuarios finales de la Empresa Licitante. En ningún caso las penalidades o multas podrán ser objeto de quita, espera o condonación por el Distribuidor sin el consentimiento de la SIE.

Documentos del contrato:

Artículo 44. Forman parte integrante del Contrato a celebrarse:

- a) Las Reglas de Operación.
- b) Las disposiciones del presente Reglamento.
- c) Las Bases de la Licitación.
- d) La oferta adjudicada.

En ningún caso las Bases, la oferta adjudicada o el contrato podrán interpretarse en sentido contrario a lo dispuesto en las Reglas de Operación o en este Reglamento.

Cláusulas de ajuste de precios

Artículo 45. La Empresa Licitante determinará en las Bases y en el contrato a ser adjudicado si el precio de la energía debe ser expresado como un valor fijo o mediante una fórmula en función de parámetros técnicos por el que varía a lo largo del período de vigencia del contrato. Si el precio de la energía hace referencia al precio del combustible, deberá definirse el índice a utilizar para su actualización.

Las ofertas no podrán condicionarse a formulas o cláusulas de ajuste de precios distintas a las especificadas en las Bases y/o en el contrato anexo a éste.

Transferencia o cesión del Contrato:

Artículo 46. Ambas partes podrán ceder los derechos que nazcan del contrato, de acuerdo con lo dispuesto en el contrato, las Bases y las normas del derecho común. Sin embargo, será necesario contar con la autorización previa de la SIE. El silencio de la Superintendencia durante el plazo de treinta (30) días calendario contado a partir de la presentación de la solicitud de aprobación implica la tácita autorización de la transferencia o cesión pretendida.

Modificación del Contrato:

Artículo 47. Cualquier modificación o adición que las partes convengan en realizar a los contratos adjudicados deberá ser puesta a consideración de la SIE para su aprobación. El silencio de la SIE durante el plazo de treinta (30) días calendario implica la tácita aprobación de la modificación pretendida.

Terminación del Contrato:

Artículo 48. El Contrato de Suministro termina:

- a) Por vencimiento del plazo contractual.
- b) Por rescisión bilateral acordada entre las partes.
- c) Por resolución unilateral de acuerdo a las causales establecidas en este Reglamento o en el contrato.
- d) Por cualquier otra causal establecida en el contrato.

Resolución del contrato por parte del vendedor:

Artículo 49. Además de las causales que se establezcan en los contratos respectivos, el vendedor podrá resolver el contrato en los siguientes casos:

- a) Caducidad, cancelación o pérdida por cualquier causa de la concesión del servicio de distribución de energía eléctrica del comprador.
- b) Pérdida de la condición de Participante Consumidor del Mercado Eléctrico Mayorista por parte del comprador.
- c) Quiebra, concurso de acreedores, cesación de pagos, disolución o liquidación por cualquier causa del comprador.
- d) Mora en el pago del precio establecido en los plazos convenidos en el contrato por más de treinta (30) días calendario o en el plazo que disponga el contrato.
- e) La transferencia o cesión del contrato sin el consentimiento expreso del vendedor o sin autorización de la SIE.

Resolución del Contrato por parte del comprador

Artículo 50. Además de las causales que se establezcan en los contratos, el comprador podrá resolver el contrato en los siguientes casos:

- a) Caducidad, cancelación o pérdida por cualquier causa de la concesión, licencia, autorización o permiso para la comercialización de energía eléctrica del vendedor.
- b) Pérdida de la condición de Participante del Mercado Eléctrico Mayorista por parte del vendedor.
- c) Quiebra, concurso de acreedores, cesación de pagos, disolución o liquidación por cualquier causa del vendedor.
- d) La transferencia o cesión del contrato sin el consentimiento expreso del comprador o sin autorización de la SIE.
- e) Falta de cumplimiento de su obligación de suministro pactada sin mediar causa justificada.

ANEXO E: PROCEDIMIENTO DE MONITOREO DEL MERCADO MAYORISTA E INVESTIGACIÓN PREVIA DE PRÁCTICAS ANTICOMPETITIVASRES

CAPÍTULO I**DISPOSICIONES COMUNES****Objeto**

Artículo 1: El objeto del presente Procedimiento de Monitoreo del Mercado Mayorista e Investigación Previa de Prácticas Anticompetitivas (en adelante, el Procedimiento) es establecer las bases del sistema de monitoreo del mercado mayorista de energía eléctrica y definir un procedimiento de investigación preliminar de conductas anómalas en el mercado, dando cumplimiento al mandato legal de supervisar el mercado de electricidad a fin de evitar prácticas monopólicas y teniendo en miras el objetivo establecido en la Ley de promover una sana competencia y velar porque ella sea efectiva.

Alcance

Artículo 2. El sistema de monitoreo será primordialmente de tipo prospectivo, destinado a detectar posibles fallos o vacíos que actual o potencialmente estén posibilitando la configuración de anomalías o potenciales conductas anticompetitivas, con la finalidad de desarrollar medidas correctivas hacia el futuro y velar por el cumplimiento de las normas vigentes.

Complementariamente, ya sea por existir resultados anómalos que arroje el sistema de monitoreo o por denuncias recibidas que permitan estimar que existe mérito suficiente para indagar acerca de conductas particulares operadas en el mercado eléctrico, será de aplicación el procedimiento de investigación previa de prácticas anticompetitivas previsto en el capítulo III de este Procedimiento.

Asignación de funciones

Artículo 3: La Dirección de Fiscalización del Mercado Mayorista, a través de la Gerencia de Monitoreo del Mercado Mayorista, tendrá a cargo la implementación del sistema de monitoreo establecido mediante este Procedimiento, procurando asegurar en todo momento la imparcialidad y objetividad en el desempeño de sus funciones.

Sus funciones básicas serán las siguientes:

- a) Desarrollar – por sí o por medio de expertos independientes – y proponer los indicadores técnico comerciales y sus distintos elementos y herramientas de implementación con los alcances definidos en el artículo 4 de este Procedimiento.
- b) Notificar al Organismo Coordinador (OC) en forma previa a la inclusión de uno o más de estos indicadores técnico – comerciales en el sistema de monitoreo, en los términos del artículo 4 segundo párrafo de este Procedimiento.

- c) Elaborar los informes periódicos estadístico y analítico que se establecen en el artículo 5 de este Procedimiento, así como los informes ad hoc que estime convenientes o le sean requeridos por el Superintendente.
- d) Investigar circunstancias inusuales, anomalías o desvíos surgidos del sistema de monitoreo cuya indagación resulte necesaria para la adopción de recomendaciones o la elaboración de medidas correctivas, ya sea por sí o por medio de la asistencia de expertos independientes.
- e) Elaborar y recomendar medidas correctivas, en los términos del artículo 6 de este Procedimiento.
- f) Desarrollar y proponer un mecanismo para acceder y recopilar la información que requiera el sistema de monitoreo periódico, en base a datos del mercado y del sistema disponibles en el OC, en los términos del artículo 8 de este Procedimiento.
- g) Recomendar la contratación de expertos independientes, cuando lo considerara necesario dada la magnitud o complejidad de las cuestiones surgidas de la implementación del sistema de monitoreo.
- h) Implementar el procedimiento de investigación previa de prácticas anticompetitivas establecido en el capítulo III, cuando así se lo instruya el Director de Fiscalización Mayorista.
- i) Informar al Superintendente acerca de la presunta existencia de prácticas que atenten contra la libre competencia que surgieran de la implementación del procedimiento de investigación previa de prácticas anticompetitivas.
- j) Informar al Superintendente acerca del presunto incumplimiento del Reglamento de Operación del Sistema vigente que surgiera de la implementación del sistema de monitoreo del mercado mayorista a su cargo.

CAPITULO II

SISTEMA DE MONITOREO

Indicadores técnico-comerciales

Artículo 4: El sistema de monitoreo permitirá detectar posibles desvíos de indicadores técnico-comerciales objetivos, respecto de bandas de tolerancia razonable a ser definidas mediante un tratamiento estadístico de los datos, posibilitando el seguimiento periódico de la evolución del mercado.

En forma previa a la inclusión de uno o más de estos indicadores técnico-comerciales en el sistema de monitoreo, se notificará a la OC, de tal modo de darle oportunidad de realizar comentarios y presentar observaciones.

Los desvíos respecto de las bandas de tolerancia definidas en el sistema de monitoreo no importan de por sí faltas o infracciones. Su finalidad se orienta a ser herramientas de análisis de la evolución del mercado y detección de posibles anomalías que requieran la introducción

de medidas correctivas futuras, o bien el inicio de un procedimiento de investigación preliminar de prácticas anticompetitivas.

Informes periódicos

Artículo 5: El sistema de monitoreo de mercado deberá emitir informes periódicos de dos tipos:

- a) Un informe de tipo estadístico mensual, destinado a reflejar el resultado de procesar la información suministrada semanal y mensualmente por el OC, utilizando los indicadores técnico-comerciales y las bandas de tolerancia de normalidad/ anormalidad definidos por el sistema de monitoreo, integrados en una herramienta informática de apoyo. Este informe se publicará en el sitio de Internet de la SIE.
- b) Un informe periódico de tipo analítico, con una periodicidad mínima semestral, por medio del cual se presentará un análisis de la situación a partir de la información obtenida en el período en los informes estadísticos, se identificarán las posibles anomalías y problemas presentados y, si se estimara necesario, se formularán recomendaciones destinadas a proponer medidas correctivas, siguiendo los procedimientos de adecuación o modificación normativa establecidos en la regulación vigente. Este informe realizará además un seguimiento de las recomendaciones y medidas correctivas propuestas en los informes sucesivos anteriores.

Estos informes periódicos deberán ser notificados a la Comisión Nacional de Energía. Adicionalmente, podrán emitirse informes especiales, en la oportunidad que considere conveniente o le sea requerido por el Superintendente, tales como informes de investigación, de acuerdo a lo previsto en el artículo 3 literal d) o los informes por presuntos incumplimientos previstos en el artículo 7 del presente Procedimiento.

Medidas correctivas

Artículo 6: Las medidas correctivas consistirán en adecuaciones, modificaciones o desarrollos complementarios de las normativas vigentes, cuya implementación promoverá la SIE cuando lo estime oportuno y conveniente, de acuerdo a los análisis e informes producidos por el sistema de monitoreo. Para su instrumentación, la SIE seguirá el procedimiento de modificación de las normas de operación del SENI establecido en el art. 517 RLGE y/o los procedimientos de modificación y aprobación normativa que surjan de la regulación vigente para cada caso en particular.

Incumplimientos e infracciones

Artículo 7: Si del sistema de monitoreo, surgiera que las anomalías y problemas detectados provienen de posibles prácticas anticompetitivas, la Gerencia de Monitoreo informará al Director de Fiscalización del Mercado Mayorista a fin de determinar si existe mérito suficiente para el inicio de una investigación preliminar, de acuerdo a lo establecido en el capítulo III de este Procedimiento.

En el caso en que las anomalías detectadas pudieran provenir del presunto incumplimiento de las normas de operación establecidas en el RLGE vigente, la Gerencia de Monitoreo

informará al Director de Fiscalización del Mercado Mayorista a fin de determinar si existe mérito suficiente para la instrucción de la correspondiente vía sancionatoria.

Datos y acceso a la información

Artículo 8: La Dirección de Fiscalización del Mercado Mayorista establecerá un mecanismo para acceder y recopilar la información que requiera el sistema de monitoreo periódico, en base a datos del mercado y del sistema disponibles en el OC.

Con ese fin, se identificarán los datos e información que el OC deberá colocar periódicamente en su servidor para acceso de la Gerencia de Monitoreo. Dicho requerimiento podrá incluir datos procesados y el cálculo de uno o más de los índices definidos en el sistema de monitoreo.

Ante condiciones imprevistas o inusuales en el mercado o en el sistema interconectado, la Dirección de Fiscalización podrá requerir al OC información adicional, con informes complementarios de mayor detalle.

El OC deberá suministrar los datos de acuerdo a la periodicidad, plazos, formato y procesamiento que le requiera la Dirección de Fiscalización Mayorista, estableciendo procesos de control y calidad que minimicen el riesgo de errores o datos faltantes.

Expertos independientes

Artículo 9: La SIE podrá apoyarse en expertos independientes, si así lo considerara necesario dada la magnitud o complejidad de las cuestiones surgidas de la implementación del sistema de monitoreo o del procedimiento de investigación preliminar.

Los expertos deberán cumplir los siguientes requisitos:

- a) Ser independientes, entendiéndose por ello que no participan en el Gobierno ni tienen relación comercial directa con cualquier agente que opere en el Mercado ni con el OC.
- b) Ser profesionales, con amplio conocimiento técnico, económico y/o regulatorio en sistemas eléctricos reestructurados y experiencia en evaluación de mercados mayoristas de electricidad.
- c) Cumplir con los códigos de conducta y estándares de conflicto de intereses definidos por la SIE.

CAPÍTULO III

PROCEDIMIENTO DE INVESTIGACIÓN PRELIMINAR DE PRÁCTICAS ANTICOMPETITIVAS

Finalidad

Artículo 10: El procedimiento de investigación preliminar tendrá por objeto la indagación de anomalías y conductas particulares detectadas en la operación del mercado, con vistas a

determinar si existe mérito para dar inicio a un procedimiento sancionador por prácticas monopólicas, en los términos definidos en la LGE y su Reglamento.

Inicio del procedimiento

Artículo 11: La Dirección de Fiscalización Mayorista, en adelante la Dirección, iniciará un procedimiento de investigación preliminar de oficio cuando de los resultados obtenidos por el sistema de monitoreo del mercado o por denuncia realizada por cualquier persona física o jurídica, pública o privada, estimara que existe mérito para indagar conductas particulares operadas en el mercado.

Denuncia

Artículo 12: La denuncia deberá contener:

- a) El nombre y domicilio del denunciante.
- b) El objeto de la denuncia, expresándola con exactitud.
- c) Los hechos en que se funde, explicados claramente.
- d) El derecho expuesto sucintamente.
- e) Declaración jurada de que la información aportada es correcta, de acuerdo al mejor conocimiento del denunciante.

Constatación inicial

Artículo 13: Iniciada la investigación, la Dirección preparará un informe de constatación inicial sobre los hechos denunciados o los hechos anormales constatados, sin incluir conclusiones ni realizar imputación de infracciones ni adoptar recomendaciones.

Traslado

Artículo 14: Luego se correrá traslado por diez (10) días a los presuntos responsables para que den las explicaciones que estime conducentes sobre los hechos constatados y, en su caso, el contenido de la denuncia formulada.

Trámite

Artículo 15: Contestado el traslado, o vencido su plazo, la Dirección resolverá sobre la procedencia de continuar con la investigación.

Si considerara satisfactorias las explicaciones, o si concluida la investigación no hubiere mérito suficiente para la prosecución del procedimiento, se dispondrá su archivo.

Intervención de afectados y partes interesadas

Artículo 16: La Dirección podrá dar intervención en el procedimiento a los posibles afectados de los hechos investigados y a toda otra persona que pueda tener un interés legítimo en tales hechos.

Informe final

Artículo 17: Si, por el contrario, considerara insatisfactorias las explicaciones presentadas por los presuntos responsables, preparará un nuevo informe meritando si es necesario el inicio de un procedimiento sancionador para dar remedio a la situación planteada, siempre que no resulte posible o adecuado alcanzar un compromiso de adecuación o cese de las conductas consideradas anómalas.

Compromiso de adecuación o cese

Artículo 18: La Dirección propiciará soluciones consensuadas entre las partes y buscará la posibilidad de celebración de compromisos de adecuación, modificación o cese de las conductas o hechos bajo investigación con los presuntos responsables.

Estos compromisos deberán ser expresos, se dejará constancia en el expediente que se forme y serán monitoreados por la Dirección hasta el archivo del mismo, en un plazo máximo que no deberá exceder los 2 años.

El compromiso estará sujeto a la aprobación del Superintendente a los efectos de producir la suspensión del procedimiento

ANEXO F: APLICACIÓN DEL MONITOREO EN LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL

El propósito de este Anexo es mostrar algunas de las experiencias sobre casos concretos de monitoreo en el mundo. Para ello se resumen algunos detalles de la actual implementación de la Unidad de Monitoreo de Mercado de PJM, y también se resume la propuesta de Frank Wolak en lo que se refiere a un posible futuro plan de monitoreo para el mercado regional de Centro América.

Se ha enfocado la atención en el sistema de PJM debido a que es un mercado que ha sido percibido como uno de los más exitosos en EE.UU. y porque ha conformado una unidad específica encargada para el monitoreo de los mercados administrados por PJM. Adicionalmente, como esta unidad de monitoreo ya ha venido funcionando desde hace varios años, se tiene acceso a información y documentos de utilidad.

No obstante, vale la pena resaltar que hay una diferencia importante en el esquema de monitoreo de PJM y el de El Salvador. En el caso de PJM la unidad de monitoreo funciona como unidad independiente pero dentro de la estructura del PJM. La misma cuenta con cierta autonomía y potestades propias para mantener su independencia. En el caso de El Salvador, el monitoreo es parte de la función del regulador, a través de lo podría ser una unidad de monitoreo dentro del Departamento de Mercado Mayorista de SIGET. Frank Wolak opina que para que un sistema de monitoreo funcione apropiadamente, la unidad de monitoreo tiene que ser totalmente independiente del operador/administrador del sistema.

F.1 MONITOREO DEL MERCADO EN EL SISTEMA PJM, EE.UU.

PJM⁴⁹ actualmente tiene en funcionamiento una unidad específicamente diseñada para el monitoreo del mercado eléctrico (Market Monitoring Unit - MMU), cuyo objetivo es supervisar las interfases del sistema de PJM y evaluar el grado de competitividad en cada mercado operado por PJM, para luego identificar y emitir recomendaciones para mejorar la competitividad y eficacia de esos mercados.

Esta unidad de monitoreo esta encargada del seguimiento y control de una serie de indicadores de mercado los cuales son evaluados internamente mediante la publicación de informes con diversa periodicidad que se alimentan de información de corto plazo para ser finalmente integrada a documentos anuales.

La unidad de monitoreo de PJM también envía su informe anual a FERC, el regulador de EE.UU., ya que FERC tiene la responsabilidad estatutaria de asegurarse que las empresas eléctricas vendan su energía en forma competitiva, y que no se presenten abusos de poder en ninguno de los mercados eléctricos bajo su jurisdicción.

En las siguientes secciones se presentan y discuten las partes más relevantes del sexto reporte anual entregado por PJM a FERC correspondiente al 2003⁵⁰, que sustenta y demuestra el uso sistemático de ciertos indicadores de monitoreo.

⁴⁹ Fuente de información WEB de PJM "<http://www.pjm.com/>"

⁵⁰ "The 2003 State of the Market Report"

F.1.1 Información básica de PJM

La entidad, oficialmente denominada Interconexión de PJM, L.L.C., opera un mercado mayorista de electricidad competitivo centralmente despachado. La capacidad de generación comprende más de 76,000 MW con aproximadamente 250 compradores y vendedores en el mercado, incluyendo comercializadores de electricidad en una región que incluye más de 25 millones de personas en Delaware, Maryland, Nueva Jersey, Ohio, Pennsylvania, Virginia, Virginia Oriental y el Distrito de Columbia.

PJM opera los siguientes mercados de energía:

- Mercado del día-previo (Day-Ahead)
- Mercado en tiempo real (Real-Time)
- Mercado de capacidad diario, mensual
- Mercado de Regulación
- Mercado de Reserva
- Mercados de subasta mensual y anual de Derechos Financieros Transmisión (FTRs)

En términos de las modificaciones introducidas al sistema de PJM para promover un mayor nivel de competencia, las siguientes se destacan como las más importantes:

- En abril de 1998, PJM introdujo precios de energía nodal en un mercado basado en ofertas de costos.
- En abril de 1999, PJM introdujo precios nodales pero en un mercado basado en ofertas competitivas.
- En enero de 1999, PJM introdujo los mercados de Capacidad Diarios.
- A mediados de 1999, PJM introdujo los Mercados Capacidad Diario y Mensual.
- En junio de 2000, PJM modificó el diseño del Mercado de Regulación y añadió un mercado en la reserva rodante.

F.1.2 Plan de Monitoreo de PJM

En esta sección se presentan las partes más relevantes del plan de monitoreo establecido en PJM para ilustrar los objetivos, las actividades que se monitorean, las funciones del MMU⁵¹, y los índices utilizados en el monitoreo.

a. OBJETIVOS

Los objetivos de este Plan de Monitoreo del Mercado son:

⁵¹ Market Monitoring Unit

- Monitorear y reportar temas relativos a la operación del Mercado de PJM incluyendo temas como el establecimiento de los costos de congestión en transmisión, y las situaciones donde potencialmente algún miembro de PJM podría ejercer poder mercado en el mercado interno.
- Evaluar la operación del mercado bilateral y del pool para detectar bien sea fallas en el diseño de las normas, estándares, procedimientos o practicas operativas del Mercado según lo establecido en los acuerdos, manuales operativos, de confiabilidad, y documentos sobre las practicas regionales, con el objetivo de detectar problemas estructurales que deban ser corregidos en el futuro
- Evaluar cualquier mecanismo que se proponga para asegurarse que se cumplan todas las reglas establecidas
- Velar por que el programa de monitoreo se realice de manera objetiva e imparcial

b. *ACTIVIDADES A MONITOREAR*

El plan de monitoreo se diseñó específicamente para que la MMU sea responsable por el monitoreo de tres tipos de actividades los cuales se describen a continuación:

- Cumplimiento de las normas, estándares, procedimientos y practicas operativas del Mercado según lo establecido en el Acuerdo Operativo de PJM, el Acuerdo de Confiabilidad de PJM, el Acuerdo Tarifario de PJM, el documento sobre Practicas Operativas Regionales.
- Defectos existentes o potenciales en las normas, estándares, procedimientos y practicas operativas del Mercado, y problemas estructurales en el Mercado de PJM que pudieran limitar el desarrollo de un mercado competitivo y robusto
- El potencial que algún participante del mercado pueda ejercer poder de mercado

c. *INDICADORES A MONITOREAR*

Para que la MMU pueda cumplir con las funciones asignadas, se tuvo que definir una serie de indicadores para recolectar y evaluar datos operativos y comerciales necesarios para establecer si todos lo miembros del mercado de PJM están cumpliendo con los parámetros según lo expuesto en las anteriores secciones. Estos indicadores son usados como una guía para identificar situaciones existentes o potenciales donde se puede ejercer poder de mercado, e identificar defectos potenciales en el diseño del mercado.

Los indicadores son calculados para varios intervalos de tiempo y se comparan para establecer patrones, formar opiniones y conclusiones que utilizar como base lo observado en un indicador o un conjunto de indicadores según sea el caso.

El listado de indicadores que se muestra abajo es ilustrativo de los indicadores utilizados por la MMU de PJM.

- Demanda máxima del sistema

- Demanda promedio del sistema
- Correlación entre precios y demanda
- Comparación de precios y demanda para PJM y sistemas vecinos
- Costos horarios de congestión
- Costos totales de congestión
- Porcentaje de tiempo con gestión
- Número de restricciones de transmisión
- Frecuencia de las restricciones
- Total MW ofertados
- Total MW contratados bilateralmente
- Importaciones y exportaciones netas horarias
- Curvas de oferta/suministro unidades de generación
- Identificación de unidades estableciendo precios
- Decisiones del pre-despacho por unidad
- Capacidad total disponible
- Salidas programadas y no programadas por unidad
- Comparación de salidas de unidades de generación
- Índice de concentración del mercado por hora (índice Herfindahl-Hirschman -HHI)
- Índice de concentración por zonas

F.1.3 Informe de Monitoreo del Mercado En PJM

A modo ilustrativo se presentan en esta sección las conclusiones, temas críticos y recomendaciones del último informe anual enviado por PJM a FERC. Ese informe, evaluó la competitividad de los mercados manejados por PJM durante 2003, fue preparado por la MMU y refleja su propio análisis independiente, de los varios aspectos y temas centrales, para mejorar los niveles de competitividad en PJM. Las principales conclusiones del informe fueron las siguientes:

- *Los resultados del Mercado de Energía fueron competitivos;*

F: Aplicación del Monitoreo en la Experiencia Internacional.

- *Los resultados del Mercado de Capacidad en la Región Central de PJM fueron competitivos;*
- *Los resultados del Mercado de Capacidad en la Región Occidental de PJM no se basaron en un mercado competitivo en funcionamiento;*
- *Los resultados del Mercado de Regulación fueron competitivos;*
- *Los resultados del Mercado de Reserva Rodante fueron competitivos; y*
- *Los resultados del Mercado de subasta de FTR fueron competitivos.*

Adicionalmente se identificaron en ese mismo informe algunas de las situaciones que deben ser monitoreadas de manera continua para evitar posibles practicas anticompetitivas. Similarmente al listado anterior, se presentan abajo ejemplos de los temas más críticos incluidos en el informe anual de MMU:

- *Existen algunas amenazas potenciales a la competencia en los mercados de energía, capacidad, regulación y reserva rodante, las cuales requieren un análisis y monitoreo continuo.*
- *La posibilidad de ejercer poder de mercado en el Mercado de Capacidad continua siendo una preocupación seria, dada la alta inelasticidad de la demanda y sus altos niveles de concentración. El poder del mercado esta estructuralmente embebido en los Mercados de Capacidad de PJM y cualquier rediseño de ellos debe incluir maneras de mitigarlo.*
- *Los cambios a los reglamentos que rigen los precios en las varias interconexiones, han atacado algunas de las fuentes de poder de mercado. Sin embargo, los participantes en el mercado de PJM tienen, bajo ciertas condiciones, la capacidad de ejercer poder de mercado en las interconexiones entre PJM y los sistemas vecinos. Se debe mantener un monitoreo continuo particularmente de las interconexiones entre mercados con precios nodales marginales (LMP) y mercados con precios basados en la metodología denominada "contract path."*

Otra importante sección del informe anual de MMU, es la correspondiente a las acciones y recomendaciones que surgen de los análisis y seguimientos realizados con el objetivo de mejorar las condiciones de competencia y enfrentar los problemas encontrados. La MMU recomienda mantener ciertas reglas del mercado y mejorar otras reglas que son requeridas para mantener los resultados positivos y el funcionamiento integral en los mercados de PJM. Se incluyen abajo ejemplos de las recomendaciones principales:

- *Evaluar acciones adicionales para incrementar la reacción de la demanda a los cambios de precios de capacidad y energía. Adicionalmente, evaluar acciones para enfrentar temas institucionales que puedan inhibir la reacción de la demanda a los precios*
- *Continuar el desarrollo de una metodología integral de planeación económica para evaluar los costos y beneficios de las alternativas de inversión identificadas para aquellos casos donde inversiones en generación, expansión de transmisión, y recursos equipos del lado de la demanda, podrían aliviar la congestión en ciertas áreas, particularmente*

aquellas donde la congestión podría estar contribuyendo a que algunos generadores ejerzan poder de mercado

- *Continuar las mejoras al Mercado de Capacidad de PJM para promover la competencia, la adopción de un único diseño del Mercado de Capacidad y la incorporación de reglas para mitigar la capacidad de ejercer poder de mercado en el Mercado de Capacidad.*
- *Desarrollar un protocolo para el re-despacho conjunto con el NYISO⁵² para resolver los temas de flujos circulantes (loop flows) y precios en las interconexiones*
- *Continuar el desarrollo de métodos más sofisticados para establecer los precios más apropiados para transacciones entre PJM y áreas de control externas que no participan en su mercado, para proveer incentivos y promover comportamientos competitivos y limitar flujos circulantes*
- *Mantener el precio máximo de \$1000 MWh en el Mercado de Energía de PJM y otras reglas que limiten los incentivos para ejercer poder de mercado*
- *Mantener y mejorar las reglas locales para mitigar poder de mercado, asegurándose de mantener las señales económicas apropiadas para cuando se requieran inversiones*
- *Revisar y modificar las reglas de PJM que gobiernan los pagos de reserva operativa a los generadores para reducir oportunidades de manipulación e incrementar condiciones de competencia bajo ciertas situaciones*
- *Revisar y modificar las reglas que gobiernan la verificación y emisión de reportes de fallas en el sistema*

F.2 INFORME SOBRE EL MONITOREO DEL MERCADO ELÉCTRICO CENTROAMERICANO

En esta sección se presentan los aportes más relevantes de un informe generado por el consultor internacional Frank A. Wolak, quien fue contratado por el BID para analizar este tema en el contexto del establecimiento del mercado eléctrico regional centroamericano (MER).

El objetivo del informe de Wolak fue identificar un plan de acción para CRIE con el propósito de diseñar e implementar los mecanismos necesarios para el monitoreo y vigilancia del nivel de competencia en el MER.

Wolak indica que hay tres objetivos básicos en un proceso de monitoreo de mercado eléctrico: (1) diseminar información a los participantes del mercado (2) velar por el cumplimiento de las reglas del mercado, y (3) prevenir posibles comportamientos que afecten la eficiencia del mercado y la confiabilidad del sistema.

⁵² New York Independent System Operator

El primer objetivo se refiere al hecho que la entidad que realiza el monitoreo debe idealmente tener acceso a toda la información necesaria para la operación del sistema y estar en capacidad de analizarla y emitir los resultados públicamente. Como mínimo la entidad debe tener información suficiente para establecer si el mercado esta siendo operado de manera consistente con las reglas establecidas. La entidad de monitoreo debería también tener la autoridad de solicitar información adicional de los participantes del mercado de manera confidencial para aclarar situaciones específicas. Es importante aclarar que los requerimientos específicos de información de la entidad de monitoreo deben ser razonables en base a los resultados de un análisis de costo-beneficio aunque sea de manera simplificada.

Sobre este tema, Wolak reporta que los distintos mercado eléctricos en funcionamiento en el ámbito mundial, difieren sustancialmente en términos de la cantidad de datos que manejan y hacen públicos, así mismo hay grandes diferencias en los lapsos de tiempo que pasan entre la recepción de los datos y su emisión publica. Se menciona el caso específico de Mercado eléctrico Australiano donde todos los datos relativos a las ofertas y nivel de despacho por unidad de generación son publicados al siguiente día. Como contraste, se menciona que, en la estructura anterior del mercado en el Reino Unido, esta misma información se mantenía confidencial.

El segundo objetivo mencionado en ese informe se refiere a la tarea de la entidad de monitoreo de velar por el cumplimiento de las reglas establecidas en el Mercado. Wolak argumenta que esta tarea debe estar asociada con la autoridad de operador del mercado para establecer penalidades en aquellos casos donde no se están cumpliendo las reglas respectivas. Estos mecanismos de penalización y sanciones son la norma y no la excepción en otros mercados en al ámbito mundial. Se hace énfasis sobre el hecho que el mecanismo para el establecimiento de estas sanciones se debe enfocar en aquellos incumplimientos verificables de las reglas del mercado, dejando poco o ningún espacio para dudas y juicios por parte de la entidad de monitoreo. Wolak enfatiza la importancia de este elemento de sanción utilizando como ejemplo el caso de California, donde durante los tres primeros años de operación del mercado los suministradores de energía se rehusaban a seguir las instrucciones de re-despacho del ISO en base a las ofertas enviadas por ellos al mercado de energía en tiempo real. Esta situación obligaba al ISO a realizar compras por fuera del sistema para asegurarse existieran suficientes reservas en el sistema pero con sobre-costos significativos.

El tercer objetivo se refiere a la característica necesaria para asegurarse que el mecanismo de monitoreo efectivamente identifica comportamientos negativos que son contraproducentes para la eficiencia del mercado y la confiabilidad del sistema. Este es el aspecto más complejo de manejar por parte de la entidad de monitoreo. Sin embargo, es el aspecto que al ser bien implementado trae como resultado los mayores beneficios. En este contexto se debe diseñar e implementar un mecanismo para mitigar situaciones donde se pueda ejercer poder de mercado. Adicionalmente, la entidad de monitoreo debe identificar cuándo alguna regla del mercado pueda interferir con la confiabilidad del sistema. Asimismo la entidad de monitoreo debe identificar cuándo los resultados del mercado causan tales daños a algún participante del mercado ameritan una intervención regulatoria. Finalmente, la entidad de monitoreo debe establecer las instancias donde se genera tal nivel de daños a uno o más participantes del mercado, que amerita la suspensión temporal de las actividades en el mercado.

Por otra parte, en base su experiencia internacional, Wolak describe cuatro características deseables para un efectivo mecanismo de monitoreo:

- Debe ser prospectivo, de manera que anticipe posible problemas,
- Debe estar soportado cabalmente por los procesos regulatorios para que su respuesta a problemas sea rápida efectiva e implementable
- Debe ser transparente en el manejo y publicación de los datos para lograr mejores grados de sofisticaron en la participación de los agentes del mercado
- Debe ser claramente independiente del operador del sistema, del administrador del mercado y del proceso político.

Con respecto al mecanismo de monitoreo del MER, el análisis inicial de Wolak indica que para que el mismo reciba el apoyo necesario, va a tener que basarse puramente en la promesa de los posibles futuros beneficios que se verían si los participantes cumplen con las reglas regionales. Según él, este hecho resulta de la falta de una fundación legal integral regional que implica que la credibilidad de un proceso de monitoreo regional va tener que depender de la credibilidad de los sistemas regulatorios y de monitoreo de cada uno de los países, ya que son los reguladores de cada país los que tendrían la tarea de hacer cumplir las decisiones del regulador regional en todas las áreas y particularmente en temas relativos al monitoreo y sanción del comportamiento de los participantes en el mercado regional.

Wolak plantea que una posible solución a esta falta de fundación legal, es la creación de un comité independiente para el monitoreo del mercado. Este comité debería estar conformado por especialistas en sistemas de potencia, economistas y abogados y el mismo debería contar idealmente con tres personas o máximo 4. El comité debería ser nombrado por el regulador regional y el operador regional en consulta con los reguladores de cada un o de los países.

En términos de la obtención de los datos requeridos para alimentar el mecanismo de monitoreo regional Wolak indica que podría ponerse como pre-condición para la participación en el MER, el acceso en tiempo real a la siguiente información: (i) ofertas horarias, despachos programados, despacho reales en aquellos países con mercados competitivos, y (ii) despachos horarios programados y actuales para aquellos países sin mercados competitivos. La información sobre costo de combustibles debería ser obtenida en base a precios internacionales ya que todo el combustible es importado a la región.

Claramente el trabajo realizado por Wolak es un esfuerzo inicial focalizado en el posible desarrollo de un mecanismo de monitoreo del mercado eléctrico regional, y requiere ser evaluado mas detalladamente para ser llevado a una etapa de desarrollo posterior y de aplicabilidad directa en el contexto del mercado regional.

ANEXO G: CONSIDERACIONES GENERALES PARA DESARROLLOS Y CAMBIOS NORMATIVOS

Este Anexo tiene por objeto detallar los aspectos fundamentales vinculados a distintas áreas y temas que requieren están en proceso de elaboración por parte de la SIE y que fueron consultados a PA durante la ejecución del Proyecto.

Se recopila aquí los documentos elaborados oportunamente por PA en relación a los siguientes temas:

- Condición de racionamiento
- Cambio de Tarifas
- Modelo de facturas
- Alumbrado Público
- Telemedida
- Recursos jerárquicos
- Pago fraccionado

En las secciones siguientes de este Anexo se desarrollan los aspectos mencionados.

G.1 CONDICIÓN DE RACIONAMIENTO

La SIE se encuentra en proceso de elaboración de una Resolución para establecer la condición de racionamiento eléctrico en República Dominicana. En este sentido, esta sección tiene por objetivo proporcionar a la SIE elementos y experiencias de de otros países, a efectos de ser considerados en dicho proceso.

Se incluye en primer lugar el marco legal vigente en República Dominicana en relación a la condición de racionamiento, una descripción de los casos de Brasil, Chile y El Salvador en situaciones de emergencia y las medidas que se implementaron para paliarlas y por último, las recomendaciones o aspectos a considerar en función de la situación del sector eléctrico del país.

G.1.1 Marco legal República Dominicana

La LGE define Racionamiento como el estado declarado por la Superintendencia de Electricidad mediante Resolución, en el cual, el Sistema Eléctrico no es capaz de abastecer la demanda por causas de fallas prolongadas de unidades termoelectricas, sequías, fuerza mayor, u otras causas que no hayan sido previamente consideradas y que afecten de manera sensible el desenvolvimiento del SENI.

Asimismo, la LGE establece:

ARTÍCULO. 100.- Los concesionarios podrán variar transitoriamente las condiciones de suministro por causa de fuerza mayor o hecho fortuito, con la obligación de explicar tal variación a los clientes y a la Superintendencia de Electricidad, dentro de las cuarenta y ocho (48) horas que sigan a la ocurrencia del evento.

PÁRRAFO.- La Superintendencia de Electricidad estará facultada para establecer por medio de Resolución, niveles de racionamiento de suministro de energía eléctrica por otras causas que no hayan sido previamente consideradas y que afecten de manera sensible el desenvolvimiento del SENI. Las resoluciones que sean dictadas en virtud de lo estipulado en el presente párrafo, no podrán contemplar niveles de racionamiento superiores al treinta por ciento (30%) de la demanda del SENI."

ARTÍCULO 101.- Si se produjese un déficit de generación eléctrica derivado de fallas prolongadas en unidades termoeléctricas o bien de sequías, la Superintendencia de Electricidad emitirá una resolución para regular el suministro de electricidad, aplicando medidas de racionamiento. En este caso, y en base al costo de desabastecimiento o de energía no servida establecido anualmente por la Superintendencia de Electricidad, los generadores compensarán a las Empresas Distribuidoras, y éstas a su vez, deberán traspasar dichas compensaciones a sus clientes, en el monto, forma y condiciones que señale el Reglamento y estén indicadas en dicha resolución. Las Empresas Distribuidoras deberán considerar esta eventualidad en sus contratos de compra de electricidad.

"PÁRRAFO.- La Superintendencia de Electricidad velará porque las Empresas Distribuidoras efectúen oportunamente los procesos de licitación previstos en el Artículo 110 de la ley, para la contratación del porcentaje de sus requerimientos de energía y potencia que disponga el Reglamento.

Por su parte, el RLGE establece:

ARTICULO 244.- Cuando la SIE declare mediante resolución un Racionamiento en el SENI, el cumplimiento de los programas de racionamiento es obligatorio

G.1.2 Brasil

La crisis energética brasileña del año 2001 / 2002 tuvo varios componentes y raíces que se extienden a unos cuantos años atrás.

Ya desde la década de los 80^a el ritmo de aumento de la oferta de energía fue extremadamente lento, incapaz de acompañar el crecimiento de la demanda. Una de las razones fue la escasez de recursos del Estado para seguir financiando la expansión del sector, que debido a su casi exclusiva base hidroeléctrica tenía un alto costo en inversiones.

Esta escasez de recursos del estado, agravada por el subsidio al consumo mediante tarifas bajas en medio de situaciones sociales conflictivas, dio pie a la elaboración de una estrategia basada en la participación del capital privado, tal como fue la tendencia dominante en la década del 90 y promovida por los organismos de crédito internacionales.

Con el proceso de reestructuración del sector eléctrico – privatización y cambio del rol del Estado -, las empresas estatales de generación se vieron impedidas de invertir en el aumento de oferta. Por su lado, la demanda continuó creciendo alentada significativamente por la industria de exportación.

La iniciativa privada no invirtió en el sector para cubrir la ausencia de los recursos públicos en la proporción que la situación de déficit exigía, como fue descrito en el apartado anterior.

Por otra parte, la crisis termina desencadenándose ya que a partir de 1998 y debido al aporte hídrico inusualmente bajo se inicia el consumo del agua almacenada en los reservorios de las centrales hidroeléctricas. Probablemente hubiera también una política imprudente de generar menos energía térmica de la que hubiera sido posible para mantener el nivel de los embalses, y esperando que las condiciones hidrológicas mejoren en los años siguientes.

Para hacer frente a la crisis el Gobierno creó dos instituciones:

- La “Cámara de Gestión de la Crisis de Energía” (CGCE), responsable de implementar un plan de racionamiento muy severo que tuvo un éxito considerable y permitió un ahorro próximo al 20% de la demanda total.
- La “Comercializadora Brasileira de Energía Emergencial” (CBEE), empresa pública federal vinculada al MME, que tenía por objetivo la adquisición, arrendamiento o venta de bienes y derechos, la celebración de contratos y la práctica de actos destinados a viabilizar el aumento de la capacidad de generación y de la oferta de energía eléctrica de cualquier fuente en corto plazo, superar la crisis y re-equilibrar la oferta y demanda de energía eléctrica. Esta empresa, cuya fecha de extinción se previó en Junio 2006, tuvo a su cargo el Programa de Usinas de Emergencia (PUE).

El programa de racionamiento implementado por la CGCE fijó un conjunto de metas de reducción de consumo eléctrico para prácticamente la totalidad de los usuarios. Solo quedaron exceptuados de las medidas de racionamiento algunos casos excepcionales (aparatos hospitalarios en hogares, residencias inhabitadas en el año 2000, etc.), y los usuarios residenciales con consumos menores a los 100 KWh/mes.

Se estableció un mecanismo de premios y castigos asociado a metas específicas por cada tipo de usuario. Las tarifas se aumentaron para los altos consumos, y se implementó una compensación económica sobre los ahorros.

El programa se complementó con otras medidas generales aplicadas sobre las empresas y entidades públicas, espectáculos deportivos, y otros consumos suntuarios.

El éxito del programa de racionamiento fue muy elevado, reduciéndose la demanda en un 20%, y reconfigurando muchos patrones de consumo. Recién en el año 2004 la demanda superó la demanda previa a la aplicación del programa de racionamiento.

Este programa de racionamiento implementado por la CGCE comprendió las siguientes medidas:

Usuarios residenciales

- Consumos hasta 100 KWh/mes quedaron exentos de toda medida de racionamiento
- Consumos mayores a 100 KWh/mes debían reducir un 20% su consumo – mientras no cayeran por debajo de 100 kwh por mes– respecto del promedio de los meses de Mayo, Junio y Julio del año previo (2000).

Quien no cumpliera con las metas quedaba sujeto al corte de suministro por 3 días en primera instancia (previa notificación), y entre 4 y 6 días en caso de reincidencia.

- Las tarifas se ajustaron de la siguiente manera:
Consumos inferiores o iguales a 200 KWh/mes, se mantuvieron sin cambios
Consumos comprendidos entre 201 y 500 KWh/mes, se incrementaron un 50%
Consumos superiores a 500 KWh/mes, se incrementaron un 200%
- Los ingresos obtenidos por el aumento tarifario serían usados para pagar los premios por ahorro de energía más allá de las metas anteriores (reservando un 2% del fondo para compensar a las empresas distribuidoras por los costos de administración del programa) de la siguiente forma:
Consumos hasta 100 KWh/mes recibirían R\$ 2 por cada R\$ 1 ahorrado
Consumos superiores a 100 KWh/mes recibirían R\$ 1 por cada R\$ 1 ahorrado

Usuarios de baja tensión industriales y comerciales

La meta de ahorro fue del 20% del consumo medio de los meses de Mayo, Junio y Julio de 2000. Un consumo por encima de esta meta, si no estuviese compensado por un ahorro anterior, sería cobrado al precio vigente en el mercado mayorista de energía y podría resultar en el corte del servicio al usuario (a razón de un día por cada 3% de exceso de consumo por encima de la meta). Los ahorros en exceso a esta meta le permitían al usuario vender el saldo en exceso a la distribuidora, al precio del mercado mayorista, o acumularlo para su uso futuro

Usuarios de alta tensión industriales y comerciales

La meta de ahorro estuvo entre el 15% y 25% del consumo medio de los meses de Mayo, Junio y Julio de 2000, dependiendo del nivel de tensión y del sector industrial o comercial. El consumo por encima de esta meta, si no estuviese compensado por un ahorro anterior, sería cobrado al precio vigente en el mercado mayorista de energía y podría resultar en el corte del servicio (a razón de un día por cada 6% de exceso de consumo por encima de la meta). Los ahorros en exceso a esta meta le permitían al usuario vender el saldo en exceso en el mercado mayorista o acumularlo para su uso futuro. También podían comprar energía en el mercado mayorista para aumentar su consumo por encima de la meta de ahorro

Consumidores rurales

La meta de reducción fue del 10%, y su incumplimiento podría derivar en cortes

Casos especiales

La Cámara de Gestión de la Crisis de Energía (CGCE) fijó los mecanismos para que las distribuidoras analicen los casos excepcionales (como aparatos hospitalarios en hogares, residencias inhabitadas en el año 2000, etc.)

Medidas adicionales

Ahorro más estricto aún en dependencias oficiales (15% de reducción en

G: Consideraciones Generales para Desarrollos y Cambios Normativos.

Mayo, 25% en Junio y 35% en Julio), suspensión de eventos deportivos después de las 18 hs. (salvo que tuviesen generadores propios), etc

Tal como se mencionó, por el lado de la oferta se acudió a la figura de las centrales de emergencia. Según relevamientos realizados en aquella época, existían en todo el mundo, cerca de 10,000 MW en equipos utilizables para esta finalidad. Inicialmente el Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS) estimó una necesidad de 4,000 MW para todo el país, pero esta potencia fue finalmente reevaluada en 2,150 MW.

La CBEE, encargada de llevar adelante el PUE, realizó una licitación de precios en la que recibió ofertas que totalizaron cerca de 4,100 MW, siendo seleccionadas las centrales que presentaron los precios más competitivos, hasta totalizar los 2150 MW necesarios.

Fueron instaladas en tiempo récord 54 centrales totalizando 1,850 MW, de los cuales 1,500 MW se localizaron en el Nordeste.

Debido a la disminución del consumo provocada por el programa de racionamiento estas centrales de emergencia funcionaron como un seguro para la operación del sistema brasileño. Solo fueron llamadas a entrar en operación efectiva durante las pruebas para entrada en servicio y en despachos episódicos.

Los contratos con las centrales de emergencia eran de solo 3 años, por lo que las ofertas implicaban la amortización de la inversión en ese exiguo plazo. De acuerdo a la información disponible, entre Febrero de 2002 y Diciembre de 2003 la CBEE pagó alrededor de 1150 millones de dólares. Este monto sería aproximadamente equivalente a una tarifa de 310 US\$/KW-año⁵³.

El programa de emergencia fue costado por todos los consumidores brasileños a través de un prorrateo proporcional al consumo de cada uno, exceptuando a aquellos de baja renta.

La opinión dominante es que esas centrales ya fueron amortizadas y que el precio que se pagó por ellas fue muy elevado. Hubo una propuesta de prorrogar la vigencia de los contratos a la mitad del costo de los originales, pero aún así fueron considerados muy onerosos para las condiciones vigentes a fines de 2004.

G.1.3 Chile

En Chile se produjeron dos situaciones que merece la pena revisar, la crisis energética originada por la sequía de 1998 y la desencadenada por las restricciones del gas argentino en 2004.

a. LA CRISIS HIDROLÓGICA DE 1998

Dada la composición mayoritariamente hidráulica del Sistema Interconectado Central (SIC) de Chile, la sequía que sufrió esta región en 1998 (la mayor del siglo) ocasionó un importante déficit de energía.

⁵³ Esta tarifa también se puede expresar como 25.8US\$/KW-mes. Por otra parte el costo medio por KW instalado sería del orden de 930 US\$/KW.

Si bien en todo sistema eléctrico con alta concentración hidráulica existe la posibilidad de ese tipo de crisis, ello no significa que necesariamente deban producirse cortes de electricidad. Los cortes de energía que se produjeron en Chile en 1998 y 1999 indican que el modelo no funcionó y no fue capaz de asignar la energía en forma más eficiente. Las razones son diversas y los actores del mercado las interpretan de distinta forma.

No obstante, se pueden identificar varios aspectos que entorpecieron el correcto funcionamiento del mercado.

En primer lugar puede mencionarse la rigidez de los precios. Efectivamente, el costo que enfrentaban los consumidores regulados en Chile era el precio nudo⁵⁴ más un cargo por distribución. Estos precios son esencialmente no contingentes, ya que son calculados cada 6 meses y son una estimación de los costos a largo plazo del sistema.

Por ello, para enfrentar situaciones de escasez, la legislación establecía compensaciones por energía no servida, que únicamente quedarían sin efecto de producirse un año más seco que el más seco de la serie utilizada para calcular los precios de nudo. Para esa situación extrema no se establecía ningún otro mecanismo alternativo. Esto hizo que el mercado quedara sin ninguna señal de precio contingente para sus consumidores.

Incluso, debido principalmente a la llegada del gas natural y a una optimista previsión de incorporación de nuevas centrales de ciclo combinado por parte de las autoridades, durante el período de escasez los precios de nudo bajaron su valor en cerca de 20%. De esta forma, los consumidores tuvieron costos menores por la energía justo cuando ésta era más escasa.

Un segundo aspecto que entorpeció el funcionamiento del mercado fue la actuación lenta y poco decidida de las autoridades. La legislación chilena entrega grandes responsabilidades a los reguladores en tiempos de crisis. La mayor de ellas es determinar el estado de racionamiento. En septiembre de 1998 el Gobierno fue advertido de la necesidad de decretarlo, sin embargo, debido al costo político que ello implicaba no lo hizo sino hasta noviembre de ese año, cuando ya se habían producido cortes de suministro.

En tercer lugar se pueden citar las disputas entre las empresas generadoras al interior del pool. Durante la crisis se produjeron divergencias relacionadas con el precio al que debía valorizarse la energía intercambiada entre empresas generadoras. Independiente de las posturas, lo importante es que estas diferencias no fueron zanjadas a tiempo por la autoridad, pese a tener las atribuciones para ello, y significó mantener el sistema sin precio spot por más de 4 meses.

Finalmente, la actuación del Centro de Despacho Económico de Cargas (CDEC) fue cuestionada por su supuesta falta de independencia, porque el agua embalsada fue utilizada en forma poco conservadora dadas las condiciones del sistema. Si bien la planificación se

⁵⁴ Los precios regulados o “Precios de Nudo” eran fijados semestralmente por la Comisión Nacional de Energía (CNE) sobre la base de una proyección a largo plazo de los costos marginales del mercado mayorista. Como un mecanismo de corrección a los precios de mercado, el procedimiento incluía un ajuste del precio de nudo calculado por la CNE a una banda de 10% respecto al precio promedio de los contratos de suministro de energía a clientes libres, la que posteriormente fue reducida al 5%

realizó de acuerdo a los procedimientos establecidos, se vio entorpecida por el atraso en la entrada de nuevas centrales a ciclo combinado, lo que también alteró las señales de precio y profundizó la crisis. Esto generó preocupación en torno a la gobernabilidad e independencia del CDEC, lo que posteriormente se tradujo en una reforma que independizó su operación de las empresas generadoras.

En el aspecto regulatorio el resultado más destacable de este episodio fueron los cambios a la ley que rige a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y a la ley eléctrica.

En el caso de la SEC, el objetivo de los cambios fue fortalecer el régimen de fiscalización del sector, otorgándole más atribuciones para el ejercicio de sus facultades. En tanto que la reforma principal a la ley eléctrica eliminó la limitación de las compensaciones y se estableció que los racionamientos debían repartirse por igual entre todos los consumidores sin discriminaciones de ninguna especie. Las transferencias de energía entre generadores resultantes de la sanción de un decreto de racionamiento se valorizarían al costo marginal instantáneo del sistema reconociendo, explícitamente, que en horas de racionamiento equivale al costo de falla.

b. LA CRISIS ORIGINADA POR RESTRICCIONES EN EL ABASTECIMIENTO DE GAS ARGENTINO EN 2004

Durante la década de los noventa y en condiciones de liberalización de los mercados y privatización de las antiguas empresas públicas en Argentina, se desarrollaron numerosos emprendimientos de exportación de energéticos desde ese país a los países vecinos.

En el año 1997 se iniciaron las exportaciones de gas natural a Chile, las que crecieron rápidamente y tuvieron como destino principal la generación de energía eléctrica. En particular en el norte del país (SING), todos los ciclos combinados que se instalaron allí lo hicieron contando con ese gas.

En abril de 2004 el Gobierno argentino decidió limitar las exportaciones de gas a Chile ante su crisis de abastecimiento interno. Los cortes fueron esporádicos pero afectaron la confianza en el futuro abastecimiento desde Argentina y sembraron dudas sobre la sostenibilidad del sistema eléctrico chileno.

El sector energético chileno estuvo sometido a fuertes presiones al iniciarse las interrupciones en el suministro de gas natural argentino, lo que afectó la seguridad del sistema eléctrico, implicando altos costos de generación, no sustentables en el largo plazo. Los cortes en el suministro de gas obligaron a los generadores a producir en base a fuentes de energía caras (carbón, diesel)⁵⁵.

Los grandes desajustes entre los elevados costos y los precios de venta fijos, regulados o negociados con clientes libres, afectaron los resultados financieros de las compañías que tenían el gas natural como su principal insumo de generación (Colbún, Eléctrica Santiago,

⁵⁵ La generación con diesel tenía un costo medio entre 80 y 90 US\$/MWh, mientras aquella en base a gas natural en un ciclo combinado estaba en promedio entre 15 y 20 US\$/MWh

AES Gener y Electroandina). Debe destacarse que, básicamente, los generadores continuaban vendiendo su producción a precios de nudo, determinados con una estimación previa, mientras que los costos subieron abruptamente.

Por otro lado, Endesa Chile, el principal generador hídrico, se vio beneficiado por el valor de la energía en el mercado spot, gracias a su mayor capacidad de generación en base a fuentes de bajo costo, y a su política comercial de los últimos períodos, tendiente a mantener un menor porcentaje de la energía bajo contrato. Ello le permitió aprovechar la suba de precios que se produjo en el mercado spot.

Mientras tanto, la demanda de electricidad en Chile continuó en firme crecimiento, con tasas anuales entre 6 y 7%. Para cubrir esta demanda, la capacidad debía aumentar alrededor de 350 a 400 MW anuales.

Es interesante destacar que, muy poco antes de que se iniciaran los cortes de suministro de gas de Argentina, en marzo de 2004, se promulgó la Ley 19940, del Ministerio de Minería (la "Ley Corta") que básicamente se centró en reformular los peajes de transmisión.

No obstante dicha reforma, el diseño regulatorio no auspiciaba en la medida adecuada las nuevas inversiones, lo que sumado a la crisis con el gas de Argentina, derivó en la sanción de la Ley N°20018 (Ley Corta II) en mayo de 2005. Esta modificación libera el precio de venta de energía a las empresas distribuidoras mediante un proceso de licitación de contratos de largo plazo⁵⁶. De esta forma, la Autoridad pretende atraer nuevos inversionistas dado el tamaño y plazo de los contratos.

Los aspectos generales de este nuevo marco legal, son los siguientes:

- Las concesionarias de servicio público de distribución deberán disponer permanentemente del suministro de energía que, sumado a la capacidad propia de generación, les permita satisfacer el total del consumo proyectado de sus consumidores regulados⁵⁷ para, al menos, los próximos tres años
- Las licitaciones deberán ser públicas, abiertas, no discriminatorias y transparentes. Las ofertas serán de dominio público
- Las concesionarias podrán coordinarse para efectuar una licitación conjunta por la suma de los suministros individuales a contratar
- Las bases para llevar a cabo los procesos licitatorios, deben ser elaboradas por las propias empresas concesionarias y aprobadas por la CNE.

En relación a estas bases cabe destacar que no diferencian entre generación a incorporar en el futuro de la generación existente a los fines de participar en las licitaciones. No obstante

⁵⁶ La Resolución Exenta N°704 del 28 de Octubre de 2005 fija el texto definitivo que contiene los plazos, requisitos y condiciones para las licitaciones de suministro de energía establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos.

⁵⁷ Las ventas reguladas representan una parte relevante en el SIC, con aproximadamente 2/3 de las ventas totales en 2004.

se prevé la incorporación de nueva oferta como alternativa en competencia con la generación existente. Otro aspecto a destacar es que las licitaciones se hacen sobre bloques de energía que son fracciones de la demanda total, por lo cual los generadores deben comprometerse al cubrimiento de una proporción de la curva de carga durante todo el año.

En el período que medie entre la fecha de entrada en vigencia de la Ley y el 31 de diciembre de 2008 las empresas generadoras recibirán, por los suministros sometidos a regulación de precios no cubiertos por contratos, el precio de nudo vigente, abonándole o cargándole las diferencias positivas o negativas respectivamente que se produzcan entre el costo marginal y el precio de nudo vigente. Estas diferencias serán absorbidas por el total de los consumidores regulados del sistema eléctrico, en proporción a sus consumos de energía, imponiéndose algunos límites a las diferencias aceptadas. El plazo de 2008 podría ser prorrogado a 2009, con lo cual los contratos entrarían en vigencia recién en 2010.

Respecto de la crisis del sector, las medidas implementadas a través del nuevo marco legal fueron diseñadas para hacer frente tanto a los problemas del largo plazo como a los de corto plazo.

En relación con el largo plazo, la nueva ley permite a los generadores establecer contratos con las distribuidoras por hasta 15 años, a un precio fijo que puede ser un 20% superior al precio de nudo en curso. Si la licitación resultara desierta el precio podría incrementarse un 15% más. A través de estos contratos de largo plazo a precio fijo, pero con mecanismos de indexación, los generadores estarán protegidos de la rigidez que produce el sistema de ajustes semestrales en el precio regulado. Esto permitiría tomar decisiones de inversión de largo plazo, con una tasa adecuada de retorno de la inversión, en base a flujos comprometidos acordes con la realidad del mercado.

Se considera que las compañías generadoras, tanto las que se encuentran en operación como las entrantes, participarán activamente en los nuevos contratos con distribuidoras. Esto estimulará la inversión en la capacidad de generación necesaria para aumentar la oferta y asegurar la confiabilidad del sistema.

Para el corto plazo, la medida fundamental incluida en la nueva ley es la mayor flexibilidad en la determinación del precio de nudo, permitiendo que éste refleje los mayores costos de generación. Este cambio alivió el costo financiero que han enfrentado los generadores, estableciendo alzas del 30% en los precios regulados de la energía vendida a las distribuidoras⁵⁸.

Se puede agregar que la perspectiva que proporciona esta ley es que el alza en los precios regulados incentivará nuevos proyectos, permitiendo precios spot más estables. Hasta que esto ocurra, el sector eléctrico chileno mantendrá su exposición a los cortes del suministro de gas argentino, su actual dependencia de las condiciones hidrológicas en el caso del SIC y a

⁵⁸ Este mayor precio regulado produjo un positivo impacto en los generadores del sistema, pero en diverso grado, dependiendo de la importancia de los clientes regulados dentro de sus ventas. Para los generadores térmicos, el mayor precio podría ayudar a disminuir la brecha entre los costos de generación o compras en el mercado spot y los ingresos percibidos. Para los generadores hidroeléctricos, el mayor precio regulado debería fortalecer los resultados ya positivos.

una mayor subordinación a fuentes de energía alternativas, como diesel o carbón, lo que implicaría una alta volatilidad en los costos de producción de la energía.

G.1.4 Caso El Salvador

La experiencia de El Salvador resulta interesante, dado que en el período 2001/2002 se enfrentaron a un riesgo de racionamiento que pudo ser adecuadamente manejado mediante el mecanismo de incremento de oferta.

En El Salvador existe oferta de reserva en manos de grandes usuarios, probablemente resultado de insuficiente confiabilidad del suministro por parte del servicio público. Estos equipos no funcionan salvo en caso de cortes en el suministro pero tienen la potencialidad de hacerlo con un costo razonable.

En el año 2002 se logró, mediante gestiones de la Dirección de Energía Eléctrica, que parte de ese equipamiento se ponga en funcionamiento antes de que exista ningún tipo de racionamiento y con el fin de impedir que los precios del Mercado Regulador del Sistema (MRS) se eleven a niveles inaceptables. Para tal fin se hizo uso de los equipos de reserva de las instituciones de Gobierno y también de algunos generadores privados, en momentos en que la escasez de agua para la generación hidroeléctrica hizo muy vulnerable el mercado al ejercicio de posición dominante.

Esa experiencia, que resultó muy exitosa, no se trató de un racionamiento sino de una sustitución de demanda del sistema por oferta propia. Ello equivale en realidad a un aumento de la oferta disponible para atender situaciones de mercado que lo justifiquen, que en la práctica es igual a una reducción de demanda para el servicio público.

La motivación para que los grandes consumidores pongan en funcionamiento sus equipos fue que ellos se verían beneficiados por la baja de los precios en el mercado, que prontamente llega a sus facturas por compra de energía.

Debe destacarse que algunos distribuidores pagan a los autogeneradores un porcentaje del precio del MRS para estimularlos a generar en caso en que el precio sea suficientemente alto. Este estímulo también ha resultado exitoso pues no solamente se han puesto en marcha equipos existentes sino que también ha habido ampliaciones. Estas acciones funcionan en forma totalmente análoga a la anterior pero con estímulos bien establecidos pues el precio que reciben los autoprodutores es cierta porción del MRS (70 % en algunos casos).

G.1.5 Recomendaciones

Puede decirse que si bien el sector eléctrico de República Dominicana ha seguido en varios aspectos la evolución de otros países de la región, cuenta con una historia y características diferenciadas que deben considerarse especialmente a efectos de evaluar todos los aspectos vinculados a la condición de racionamiento.

Siempre resultará valiosa la experiencia de otros países y la evaluación de las regulaciones particulares, por lo que en Anexo A se adjunta la experiencia de países de la región. No obstante, se debe prestar especial atención a la situación y circunstancias del sector

eléctrico del país, a efectos de no desaprovechar recursos existentes y generar los incentivos adecuados, que de otro modo permanecerían inactivos.

En este sentido, a efectos de establecer la condición de racionamiento, se entiende que deberían considerarse los siguientes aspectos:

a. *REDUCCIÓN DE DEMANDA*

- Revisar los programas PRA a la luz de esta necesidad de reducción y como oportunidad para desarticularlos. Los consumos promedio de estos usuarios son varias veces superiores al consumidor que paga el servicio. Esto podría reducirse significativamente si el programa sólo se mantuviera para consumos promedio por punto de suministro que no superaran los 100kWh/mes, asumiendo que es un consumo digno de supervivencia.
- Podría no resultar adecuado aplicar penalizaciones en base a la historia del consumo, fundamentalmente, sino se tiene certeza en relación a la calidad de la información de las bases de datos. Ello podría provocar un incremento en las reclamaciones que recibe PROTECOM. Si las distribuidoras asumen la atención de reclamos provocados por estas fallas en los sistemas informáticos, se podría pensar en algo parecido a lo que se describe más adelante para el caso de Brasil.
- La crisis energética sostenida durante tantos años en República Dominicana puede resultar en una ventaja para la situación de emergencia que llevaría al racionamiento. En efecto, existe un grupo considerable de usuarios que dispone de equipos de emergencia para solventar cortes de media o larga duración. La idea sería incentivar a todos estos autogeneradores a generar energía en situación de racionamiento, evitando el corte mediante el arranque de estos grupos distribuidos en todo el país. Para ello, habría que establecer una compensación adecuada por el uso de estos equipos en vez de conectarse a la red. El reto es encontrar la forma de dar la señal de racionamiento, promover y luego medir los aportes de los usuarios con capacidad de generación o con capacidad de desplazar el consumo a horarios no comprometidos (los usuarios que sólo tienen baterías y convertidores).

b. *INCREMENTO DE OFERTA*

- Por el mismo motivo esbozado en párrafos anteriores, la mayoría de los grandes usuarios industriales y comerciales tienen su propia planta de generación. Seguramente estos usuarios podrían aportar energía al sistema si las condiciones económicas lo justificaran. Bajo el conocido concepto “la energía más cara es la no abastecida”, la capacidad de estos grupos puede contribuir a un costo significativamente menor al de la energía no suministrada, a disminuir o eliminar el déficit.
- Las entidades estatales con esta capacidad pueden ser las ejemplificadoras, tal como sucedió en El Salvador en una situación de crisis que se explica más adelante, en que instituciones del Gobierno pusieron equipos a disposición del sistema como un mecanismo de incremento de la oferta
- La regulación de República Dominicana permite pasar la responsabilidad por el déficit a los generadores. En los casos en que sea aplicable, estas multas podrían destinarse a pagar grupos de generación distribuidos o en barcazas, a los efectos de minimizar las interrupciones

- Para la demanda que aún es necesario cortar, habrá que identificar:
Los suministros que no deben ser cortados (hospitales, policía, bomberos)

Los suministros que pueden ser cortados y la duración, frecuencia y rotación de los cortes. Para estos casos sería útil disponer de la información de la clasificación de los circuitos (A,B,C,...), de tal manera de aplicar el racionamiento en función de este criterio tan difundido en el país. Esta es otra característica propia de RD y que debería ser utilizada a favor de solventar la situación al mínimo costo.

G.2 CAMBIO DE TARIFAS

La SIE se encuentra en proceso de elaboración de una Resolución para establecer el procedimiento que deberán seguir las distribuidoras para efectivizar las modificaciones en la categorización tarifaria de sus usuarios. En este sentido, esta sección tiene por objeto proporcionar a la SIE elementos y recomendaciones, a efectos de ser considerados en dicho proceso.

Esta sección incluye en primer lugar el marco legal vigente en relación al cambio de tarifa y luego los aspectos que se deberían considerar para establecer el procedimiento, en función de la situación del sector eléctrico del país.

G.2.1 Marco Legal

En relación al cambio de tarifa que puede efectuar la distribuidora, la reciente modificación del RLGE establece:

ARTÍCULO 63.- Se modifica el Artículo 463, del reglamento para que en lo adelante sea leído de la manera siguiente:

ARTICULO 463.- Una vez la Empresa de Distribución y el Cliente o Usuario Titular estipulen una tarifa fijada en base al punto de interconexión y a la potencia demandada por el Cliente o Usuario Titular conforme a lo establecido en el presente Reglamento y las resoluciones que emita la Superintendencia de Electricidad, la Empresa de Distribución, podrá cambiar la tarifa previa notificación al cliente, si determina que las condiciones del suministro han variado con relación a la contratación original del servicio.

PÁRRAFO: La SIE establecerá mediante resolución los procedimientos que deberán cumplir las Empresas Distribuidoras para proceder a realizar el cambio de tarifa, así mismo, aplicara las sanciones de carácter administrativo que corresponda en caso de violación de lo establecido en dichos procedimientos

G.2.2 Aspectos a considerar

Las re-categorización tarifaria o cambio de tarifa es un procedimiento habitual que se encuentra reglamentado en distintos países, estipulándose los mecanismos y pasos que deben seguir las distribuidoras, los usuarios y el regulador para hacerlos efectivos. Estos antecedentes y experiencia podrían resultar de utilidad para República Dominicana, sin embargo, considerando la especial situación del sector eléctrico en el país y las dificultades que ha originado este tema durante el último período, se entiende que el análisis y

recomendaciones que se formulen se deben focalizar en el caso dominicano y la particular coyuntura que atraviesa.

Como un primer paso en el análisis, PA ha recurrido a la técnica Failure Mode and Effect Analysis - FMEA, la cual se constituye en una herramienta para evaluar el impacto que tendría una falla en un proceso y, en función de ello, plantear los criterios o adoptar las medidas que permitan eliminar el fallo o reducir su impacto.

De este modo, y asumiendo como un proceso el cambio de tarifa, las tres variables que se deben manejar en términos de FMEA son:

- La probabilidad de ocurrencia de un cambio de tarifa incorrecto (*Ocurrencia*). Cuanto menos definido estén los criterios y más rentabilidad exista por cambiar de tarifa, la probabilidad de ocurrencia será mayor
- La gravedad de un cambio incorrecto (*Severidad*). El efecto de un cambio incorrecto propiciado por el distribuidor producirá un perjuicio económico al usuario y viceversa.
- La probabilidad de no detectar el cambio incorrecto (*Detectabilidad*). Cuanto más complicados y difusos sean los criterios y más dependientes de variables que se definen in situ, mayor será la probabilidad de no detectar un cambio incorrecto

Este primer análisis permite enmarcar los aspectos clave que se deben considerar y los criterios en que debería basarse el procedimiento que establezca la metodología a seguir para los cambios de tarifa.

En términos prácticos, los aspectos que hay que contemplar son básicamente los siguientes:

- Contar con un diseño de tarifas equilibrado y con una estructura de precios cercana a los costos. De esta manera los incentivos para el cambio de tarifas acompañarán a los costos, de tal manera que todos se beneficiarán con el cambio. Este punto es muy difícil de alcanzar en la medida que existan subsidios y cuadros tarifarios que arrastran intervenciones políticas del pasado. Se crean quiebres en las tarifas (diferencias de precios no justificadas en diferencias de costos) que hacen muy rentable para alguna de las partes la mudanza de una a otra tarifa.
- Contar con una definición muy clara y simple de los límites de aplicación de cada tarifa. Es fundamental que exista un documento de acceso público (en cada oficina de las distribuidoras, en Protecom, en la Web), donde se indique claramente qué tarifa corresponde aplicar en función de los criterios de clasificación.
- Fijar criterios de clasificación que sólo dependan de información de parámetros eléctricos disponibles en la base de datos de facturación y, en lo posible, en la factura del usuario (simples para el usuario, simples para el distribuidor, simples para fiscalizar por el regulador). En este punto resulta recomendable evitar clasificaciones tarifarias basadas en el uso de la energía (residencial, comercial, industrial, etc), que, si bien desde el punto de vista de costos tiene una justificación, desde el punto de vista de la simplicidad, siempre existen excepciones, casos combinados y, adicionalmente, la dificultad para el regulador de fiscalizar y para el distribuidor de controlar y mantener actualizada la base de datos. Los costos de los sistemas de medición actuales permiten obtener mucha información del usuario sin necesidad de recurrir a investigar o verificar in situ el uso que el usuario hace de la energía.

G: Consideraciones Generales para Desarrollos y Cambios Normativos.

- En el caso que los subsidios tarifarios se otorguen en función del nivel de consumo (tarifas más subsidiadas a consumos más bajos), habrá que considerar la adecuada definición de punto de suministro para evitar el desdoblamiento de los consumos que suelen hacer los usuarios para ser alcanzados por el subsidio.
- La distribuidora puede hacer la adecuación tarifaria sin consentimiento del usuario, dado que los límites son fijados por el regulador de manera ecuánime.

En relación a los criterios para la clasificación de tarifas, resulta recomendable considerar los siguientes aspectos:

- Para usuarios con medición de energía solamente:

Un límite de consumo de energía. El límite puede ser un promedio mensual de un año si las bases de datos son confiables, o el valor del último mes. En algunos casos, para detectar consumos estacionales, se pueden tomar promedios de los períodos que dura cada estación. Esto suele traer problemas si las bases de datos no son confiables y en los casos de casas desocupadas, lo que puede distorsionar la estadística.

Para que la distribuidora pueda pasar a una tarifa binómica (con registro de potencia y energía), debería colocar un contador con la medición ad-hoc y constatar durante un período de tres meses que el límite para mudar de tarifa ha sido alcanzado.

- Para usuarios con medición de potencia y energía:

Para cambiar de nivel de tensión se coloca un límite de potencia demandada. Si este límite no es alcanzado, ni el usuario ni el distribuidor pueden modificar el nivel de tensión de la tarifa.

G.3 MODELO DE FACTURAS

Ante la revisión que está efectuando la SIE en relación al formato de las facturas de energía eléctrica, a continuación se adjuntan ejemplos de diversas empresas de Latinoamérica.

G.3.1 Guatemala EEGSA



Datos del Cliente

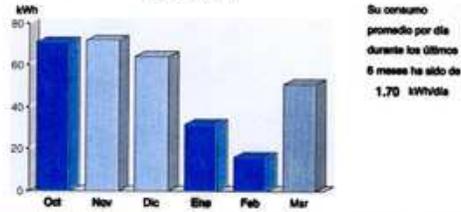
Nombre: TAQUE TOC, JOSE M.
 Dirección de Cobro: GUATEMALA-04, 4 AVENIDA 9 C PTO. 35 AP Z. ona 04
 Municipio: Guatemala
 Departamento: GUATEMALA
 Cuenta: 605-01980-000
 NIT: C/F

Datos de Factura y Tarifas

Factura No.: BX-061237889
 Fecha de Emisión: 10 / 03 / 2003
 Contador: E-05639
 Correlativo: 69278
 Tipo de Servicio: Comercial
 Tarifa: Tarifa Social
 Vigencia: Pliego Tarifario Jun 1998 - Jun 2003
 Tarifa Vigente: Febrero 2003 - Abril 2003.

Historial de Consumo

Dirección del Servicio: GUATEMALA-04, 4 AVENIDA 9 C Zona 04
 Municipio: Guatemala
 Departamento: GUATEMALA



Datos de Lectura

Fecha de Lectura	Lectura kWh	Lectura kWh/h	Potencia Máxima del Mes kW
Actual 10 / 03 / 2003	7582	0	0.0
Anterior 06 / 02 / 2003	7531	0	

Factor de Potencia 0.0000
 Le hemos servido durante 32 días

Detalle de Cargos Q.

	Precios	Consumos	Importe Q.
GENERACION Y TRANSPORTE (cobro por cuenta de terceros)			
Energía: Cargo por Generación y transporte (Sin IVA)	0.4471 Q/kWh	51 kWh	22.80
Potencia Máxima: Cargo por Generación y Transporte (Sin IVA)	0.0000 Q/kW	0.0 kW	0.00
Total Cargo por Generación y Transporte Q. (Sin IVA)			22.80
Total Cargo por Generación y Transporte Q. (Con IVA)			25.54
DISTRIBUCION			
Cargo Fijo por Cliente (Sin IVA)	7.3816 Q/usuario-mes		7.38
Energía: Cargo por Distribución (Sin IVA)	0.1841 Q/kWh	51 kWh	9.39
Potencia Máxima: Cargo por Distribución (Sin IVA)	0.0000 Q/kW	0.0 kW	0.00
Potencia Contratada: Cargo por Distribución (Sin IVA)	0.0000 Q/kW	0.0 kW	0.00
Total Cargo por Distribución Q. (Sin IVA)			16.77
Total Cargo por Distribución Q. (Con IVA)			18.78
Penalización por incumplimiento a NTSD (Con IVA)			0.00
TASA MUNICIPAL (cobro por cuenta de terceros) (Sin IVA)	10.0%	Municipalidad Guatemala	3.96
TOTAL CARGOS DEL MES Q.			48.28
Saldo Anterior de 00 meses			0.00
(+) Mora por Saldo Anterior (Con IVA)	1% Mensual		0.00
Total Saldo Anterior			0.00
(-) Indemnización por incumplimiento a NTSD (Con IVA)			0.00
TOTAL A PAGAR			48.28

Si cancela esta factura después del 09 / 04 / 2003 tendrá un recargo por mora de Q. 0.48

AUTORIZADO SEGUN RESOLUCION No. 2002-1-14861 DEL 31/02/02 NO. 2005-1-1-88794 DEL 28/02/03 BX-60000001 AL 60000000

Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.
 6a. Avenida 8-14 Zona 1
 NIT 32644-5

AUTORIZADO SEGUN RESOLUCION No. 2002-1-14861 DEL 31/02/02 NO. 2005-1-1-88794 DEL 28/02/03 BX-60000001 AL 60000000

Nombre del Cliente: TAQUE TOC, JOSE M.
 NIT: C/F

Factura No.: BX-061237889
 Fecha de Emisión: 10 / 03 / 2003
 Correlativo: 69278
 Interlocutor: 213540

Detalle	Saldo Anterior	Cargos del Mes	Total a Pagar
Total Cuota Sin IVA	0.00	39.57	39.57
IVA (12%)	0.00	4.75	4.75
Tasa Municipal	0.00	3.96	3.96
Mora	0.00	0.00	0.00
TOTALES	0.00	48.28	48.28



INFORMACION CONSIGNADA EN EL NUEVO FORMATO DE FACTURA DE EMPRESA ELECTRICA DE GUATEMALA

1. Logotipo EEGSA
2. Razón Social, dirección, teléfono y NIT de EEGSA

3. Datos del Cliente: En esta área usted podrá encontrar en detalle los datos que a continuación se indican:
 - a. Nombre del titular del servicio de energía eléctrica
 - b. Dirección de cobro indicada por el cliente al momento de suscribir contrato con Empresa Eléctrica de Guatemala
 - c. Municipio en el que se ubica la dirección de cobro
 - d. Departamento al que pertenece el municipio
 - e. Cuenta, corresponde al número a través del cual Empresa Eléctrica se guía geográficamente para la realización de las lecturas mensuales
 - f. NIT del cliente, si la EEGSA no tiene registrado este número, automáticamente aparecerá C/F. **Nota:** Si desea actualizar este dato, llame a Teleservicio 277-7000 y con gusto atenderán su solicitud.
4. En el siguiente segmento encontrará esta información:
 - a. Número de factura
 - b. Fecha de emisión de la factura
 - c. Contador. Este dato corresponde al número que tiene el aparato que Empresa Eléctrica ha instalado en su hogar, oficina o empresa, para el registro de consumo de energía eléctrica. Este es un dato importante que debe tener siempre a mano para realizar cualquier trámite ante EEGSA. Este número puede variar, ya que en algunas ocasiones es necesario cambiar el medidor.
 - d. Correlativo. Este es otro dato importante que deberá tener a mano, ya que es el número permanente que le identifica como cliente de Empresa Eléctrica.
 - e. Tipo de Servicio. En este espacio, se indica el tipo de servicio que se le brinda: Residencial, Industrial, Comercial, Gobierno, etc.
 - f. Tarifa. Indica el tipo de tarifa al cual está sujeto, dependiendo de la cantidad de kWh consumidos en el mes.
 - g. Vigencia. Indica el período de vigencia del Pliego Tarifario que establece el precio de la energía eléctrica.
 - h. Tarifa Vigente. En este espacio se le proporciona el período durante el cual estará vigente el precio que se le aplica en dicha factura.
5. Historial de Consumo. Aquí encontrará la dirección del lugar en el que se presta el servicio, el municipio y departamento en el que se encuentra ubicado el lugar. Asimismo, se incluye una gráfica que muestra los consumos mensuales registrados durante los últimos seis meses.
6. En este espacio, se le indica el promedio de kWh diarios consumidos durante los últimos seis meses.

7. Consumo del Mes. En este cuadro se detallan la siguiente información: fecha de lectura anterior y actual; lectura anterior y actual en kWh; consumo del mes en kWh y kVArh para los casos que aplique. En la cuarta columna, aparece la lectura anterior y actual en kVArh, y en la quinta columna se detalla la demanda contratada así como la demanda facturada en kW; es importante mencionar que esta información aparecerá en los casos que por el tipo de servicio, les corresponda.

Abajo del cuadro en mención aparate el Factor de Potencia y los días durante los cuales Empresa Eléctrica le ha suministrado energía eléctrica.

8. Detalle de Cargos. En esta parte de la factura, usted encontrará el detalle de los cargos que incluye la factura y a qué rubro corresponde las cantidades que EEGSA recauda a nombre de terceros: Generación y Transporte, Distribución, Tasa Municipal. Para los clientes que aplica, aparecerá cargo de Penalización por Incumplimiento a NTSD.

9. En este espacio también se le la fecha límite de pago de la facturación reciente. Es importante resaltar que una vez la factura presente saldo pendiente de pago, la orden de corte es inmediata. Tome nota que la fecha límite de pago es únicamente para la facturación actual, no para el total de la factura.

10. Codo de la Factura

El codo de la factura es un documento de uso interno de Empresa Eléctrica, el cual servirá para actualizar el pago que usted realice. Si al efectuar su pago de devuelven este codo, por favor entréguelo inmediatamente al Receptor-Pagador, para que su pago sea operado.

11. Autorización de la Superintendencia de Administración Tributaria, para la emisión de facturas especificadas.

<http://www.eegsa.com/facturaexplicada.php>

G.3.2 Nicaragua DISNORTE – DISSUR



CASTILLO J. JHONSON

MANAGUA, BOSQUES, BOSQUES, 1451 56, PB,

NIS: 1547895

ESTIMADO CLIENTE:
LE ENVIAMOS ESTA FACTURA QUE ROGAMOS HAGA EFECTIVA EN
CUALQUIERA DE NUESTRAS OFICINAS DE COBRO PRESENTANDO EL
EJEMPLAR COMPLETO

OPTICA NIC. 5 O 25V N

DISTR. En mano

2210.22.1000.0510

MED. 95005791

OFICINA COMERCIAL	REFERENCIA DE COBRO (SV)	MES DE FACTURA	DÍAS FACTURADOS	FECHA DE EMISIÓN			
OCCIDENTAL	0.1547895.01.08/02/2006	FEBRERO	29	10/02/2006			
DIRECCIÓN DEL SUMINISTRO		TITULAR DEL CONTRATO	NÚMERO DE FACTURA				
BOSQUES, BOSQUES, 4071, 46 PB OPTICA NIC. 3 O 25V N		CASTILLO J. JHONSON	F222006021002897				
TIPO DE CONSUMO	NÚMERO DE MEDIDOR	LECTURA ANTERIOR	LECTURA ACTUAL	MULTIP.	CONSUMO	DETALLE DE FACTURACIÓN	IMPORTE EN C\$
Activa kWh BT	95005791	1618	3060	1	1442	Energía (kWh)	628.33
						Alumbrado Público	149.78
						Comercialización	58.33
						Regulación INE	63.55
						IVA	134.99
						Recargo por Mora (10/12/2005)	0.00
PERÍODO DE CONSUMO	TARIFA	KW.CONT	FACT. POT.				
Desde 10/01/2006 Hasta 08/02/2006	T0 BT DOMESTICO	16	0.00				
INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA	IMPORTE TOTAL		1034.98				

Energía (kwh)	C\$ kWh	Importe	DETALLE DE LA MOROSIDAD			Saldo Arreglo de Pago
5	1.11220	17.8	90 días o más	60 días	30 días	
5	1.2471	25.47	0.00	0.00	0.00	0.00
10	1.0012	11.78				
40	0.4781	2.47				
50	1.4517	10.48				
19	14.1240	30.48				
21	11.4714	24.78				
150		628.33				

HISTÓRICO DE CONSUMO	TOTAL DEUDA	1034.98
SU CONSUMO MEDIO DURANTE LOS ÚLTIMOS 12 MESES HA SIDO DE :		
Kwh / Mes	125	
C\$ / Día	15.66	

Estimado Cliente:
SI SE LE FACTURA ALUMBRADO PÚBLICO Y NO TIENE LUMINARIAS EN UN RADIO DE 100 METROS, POR FAVOR PRESENTARSE A LA OFICINA COMERCIAL MÁS CERCANA. Mantenga su cuenta al día.

EL CONSUMO DE ESTA FACTURA ES: x REAL ESTIMADO

AHORA A SU DISPOSICIÓN NUESTRA OFICINA DE ATENCIÓN TELEFÓNICA 0T24 HORAS AL TELÉFONO 125

ESTA FACTURA SÓLO TENDRÁ VALIDEZ CON LA AUTENTICACIÓN DE LA OFICINA DE COBRO Y NO ACREDITA EL PAGO DE LAS ANTERIORES

Distribuidora de Electricidad del Norte, S.A.
190499-9551

RESERVADO PARA LA OFICINA DE COBROS		DISNORTE, S.A.		
TITULAR DEL CONTRATO		DIRECCIÓN DEL SUMINISTRO		
CASTILLO J. JHONSON		BOSQUES, BOSQUES, 1451 56 PB		
		OPTICA NIC. 5 O 25V N		
REFERENCIA DE COBRO (SV)	MES DE FACTURA	FECHA DE EMISIÓN	NÚMERO DE FACTURA	TOTAL DE FACTURA C\$
0.1547895.01.08/02/2006	FEBRERO	10/02/2006	F222006021002897	1034.98
ORDEN DE LECTURA	TARIFA			
2210.22.1000.0510	T0 BT DOMESTICO			

Qué elementos contiene la factura de energía eléctrica de DISNORTE - DISSUR?

DATOS DEL CLIENTE

- Nombre completo del cliente: que figura como titular del contrato
- Dirección del domicilio: al cliente que se le va a remitir las facturas.
- Orden de lectura: número de identificación asociado automáticamente por el sistema a cada orden de lectura generada.
- NIS: Número de identificación del suministro.
- MED: Número identificador del equipo de medida.

DATOS DE FACTURACIÓN

- Oficina comercial: a la que pertenece el cliente
- Referencia de cobro NIR: Número de identificación del recibo.
- Mes de factura: a la que corresponde el período de facturación del recibo.
- Días facturados: número de días naturales del período de facturación.
- Fecha de emisión de: la factura.
- Dirección del suministro.
- Titular del contrato.
- Número de factura: asignado por el sistema que identifica a cada factura emitida.
- Tipo de consumo: es función de la tarifa aplicada: energía activa, reactiva y demanda.
- Número de medidor: identificativo de cada suministro.
- Lectura anterior y lectura actual: mostrador por el equipo de medición.
- Multiplicador: valor por el cual habrá que multiplicar la diferencias entre la lectura actual y anterior.
- Consumo: el producto de las diferencias entre las lecturas obtenidas.
- Período de consumo: intervalo de tiempo en el que se ha registrado el consumo facturado.
- Tarifa: Conjunto de condiciones y precios que rigen la facturación y aprobado por el ente regulador.
- KW Contratados: potencia contratada por el cliente.
- Factor de potencia: Se aplica solo a servicios con medición de reactiva.

DETALLE DE FACTURACIÓN

- Energía (KWH): importe correspondiente al consumo de energía.
- Demanda: importe correspondiente a la potencia demandada
- Factor de potencia: Se aplica únicamente a servicios con medición reactiva.
- Comercialización: son los costos asociados a los servicios de lectura, medición, facturación y cobro.
- Regulación INE: es el 1% sobre los conceptos de (energía, demanda, factor de potencia, alumbrado público y comercialización).
- Impuesto general al valor: es el 15% aplicable a todos los servicios excepto:
- Recargo por mora: son los cargos correspondiente a los intereses generados por el pago retrasado de facturas vencidas.
- También pueden aparecer, alumbrado público (correspondiente a la iluminación de las calles, plazas, avenidas y bulevares), alquiler de medidor (costo fijo por el alquiler del equipo de medición).
- Cargos varios: débitos y créditos por cualquier concepto (cuota acuerdo de pagos, reconexión, etc.)
- Importe total: es la cantidad total a abonar por el cliente.
- Información complementaria: (energía KWH, subsidio consumo) cantidad de unidades consumidas, precio por unidad, desglose de la morosidad por antigüedad, saldo de arreglo de pago.
- Histórico de consumo informe del consumo durante los últimos 12 meses.
- Indicar con una "X" si el consumo del mes es real o estimado.
- Conozca su Factura de Energía Eléctrica

<http://www.disnorte-dissur.com.ni/ServicioCliente.aspx?load=6>

G.3.3 Argentina EDESUR

Factura N° 0001-11971642

At. Visallo Guillermo
Su número de cliente es **02759248-0**

Loreto Virrey 2150
1098 CAPITAL FEDERAL

EMA S.A. RRPF 8 095
INPEP N° 000000095

Plan: 32 Suc: 04 Red: 502 Red: 01100 N° med: 002513504 C: 71642

Tarifa T1 R Residencial 1 B

Esta factura vence el **25/06/2004** \$ **22,26**

2° Vto : **12/07/2004** (12/07/2004 (límite de pago en Banco)) \$ **22,63**

Su próxima factura vence el **27/08/2004**

Esta factura corresponde a su consumo del bimestre **3/04**

A la fecha de emisión de la presente, este suministro no registra facturas emitidas pendientes de pago por consumo de energía eléctrica.

Detalle de Consumo	Detalle de su Cuenta																								
Medidor N° 002513504 Estado actual al 15/06/2004 (Rea) 037875 Estado anterior al 15/04/2004 037713 Total de energía consumida en 60 días 162 kWh	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Descripción</th> <th>Cantidad</th> <th>Importe</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Cargo fijo</td> <td></td> <td>4,44</td> </tr> <tr> <td>Cargo variable</td> <td>162 kWh</td> <td>12,96</td> </tr> <tr> <td>Subtotal por Servicio Eléctrico</td> <td></td> <td>17,40</td> </tr> <tr> <td>Contribución municipal</td> <td>8,3830 %</td> <td>1,11</td> </tr> <tr> <td>Imp. Valor Agregado</td> <td>21,0000 %</td> <td>3,65</td> </tr> <tr> <td>Fdo Prov Sta Cruz Ley 23881</td> <td>0,6000 %</td> <td>0,10</td> </tr> <tr> <td>Subtotal Cargas Impositivas</td> <td></td> <td>4,86</td> </tr> </tbody> </table>	Descripción	Cantidad	Importe	Cargo fijo		4,44	Cargo variable	162 kWh	12,96	Subtotal por Servicio Eléctrico		17,40	Contribución municipal	8,3830 %	1,11	Imp. Valor Agregado	21,0000 %	3,65	Fdo Prov Sta Cruz Ley 23881	0,6000 %	0,10	Subtotal Cargas Impositivas		4,86
Descripción	Cantidad	Importe																							
Cargo fijo		4,44																							
Cargo variable	162 kWh	12,96																							
Subtotal por Servicio Eléctrico		17,40																							
Contribución municipal	8,3830 %	1,11																							
Imp. Valor Agregado	21,0000 %	3,65																							
Fdo Prov Sta Cruz Ley 23881	0,6000 %	0,10																							
Subtotal Cargas Impositivas		4,86																							
Cargo Fijo Precio Unit. Día Vg. Día Par. Precio Peri. 4,4400 X 60 = 60 = 4,4400 Precio facturado cargo fijo \$ 4,4400	Total a pagar hasta el 25/06/2004 \$ 22,26 Recargo Pago Fuera de Fecha 0,29 I.V.A. recargo 0,06 Contribución municipal 0,02 Total con recargo hasta el 12/07/2004 \$ 22,63																								
Cargo Variable Precio Unit. Día Vg. Día Par. Precio Peri. 0,0800 X 60 = 60 = 0,0800 Precio facturado cargo variable 0,0800 162 kWh X 0,0800 kWh = \$ 12,96	Mensajes para el cliente: IVA discriminado no puede computarse con Crédito Fiscal.																								

0800-3-333787 Emergencias 4383-0200 Atención Consumidor

Si Ud. tiene alguna información llámenos al **4797-9006**

Pague TODOS sus SERVICIOS en EDESUR

Tabla para el Banco: Cliente N° 00237340-8 Factura N° 0001-11971642

Tabla para EDESUR: Cliente N° 00237340-8 Factura N° 0001-11971642 153

Total a pagar hasta 25/06/2004 \$*****22,26	Total a pagar hasta 25/06/2004 \$*****22,26	Fecha límite de pago en banco 12/07/2004 \$*****22,63
Fecha límite de pago en banco 12/07/2004 \$*****22,63	009043200237340000002260406290000370721153067	

G: Consideraciones Generales para Desarrollos y Cambios Normativos.

1. Dirección e-mail distribuidora
2. Número de cliente. Le será muy útil para realizar todo tipo de gestiones
3. Fecha en la que se emitió su factura, tarifa a la que pertenece y su condición fiscal
4. Datos que se utilizan para el reparto de las facturas
5. Gráfico del historial de su consumo
Las barras representan la evolución de su consumo de electricidad durante los últimos 6 bimestres, destacando su consumo y una comparación de éste con el mismo bimestre del año anterior
6. Fecha de vencimiento de su factura y el importe de la misma. Las distintas opciones y direcciones de pago se detallan en el dorso
7. Este es el teléfono de nuestro Servicio de Atención Telefónica Comercial, a través del cual usted puede realizar todo tipo de consultas, solicitudes y/o reclamos
8. La fecha de vencimiento de su próxima factura
9. El bimestre al que corresponde su consumo
10. Fechas en las que su medidor fue leído, de la diferencia entre el estado actual y anterior surgen el consumo de energía consumida expresada en kilowatt hora (kWh).
11. Detalle de su cuenta, donde se distingue el consumo de energía y lo que corresponde a cargas impositivas. Incluye las fechas y los montos a pagar
12. Precio de la energía consumida según su tarifa y el cuadro tarifario vigente
13. Aquí figura el recargo por pago fuera de la fecha de vencimiento, junto con la fecha límite en que se puede pagar en bancos, a partir de esa fecha las facturas sólo se pueden pagar en oficinas de Edesur
14. Espacio reservado para mensajes al cliente

http://www.edesur.com.ar/servicios_cliente/fr_servicios_cliente.asp?direccion=conozca_factura.htm

G.4 ALUMBRADO PÚBLICO

A efectos de ser considerado en el análisis de la normativa requerida para Alumbrado Público, PA envió a la SIE en Abril 2008 la información que se detalla a continuación:

G.4.1 Aspectos técnicos

- Chile
 - N°9/71, establece la norma para el diseño del AP en sectores urbanos
 - NSEG 15.78, establece las especificaciones para luminarias de calles y carreteras
 - NSEG 21.78, establece las exigencias mínimas que debe cumplir el AP en sectores residenciales

G.4.2 Facturación y relación Municipalidad-Distribuidora

- El Salvador

Normativa para la facturación del AP, en la que se establece la metodología de cálculo, el tratamiento del AP sea municipal, no municipal o temporal y aspectos vinculados a la operación y mantenimiento

- Puerto Rico

Manual de Normas de AP de Puerto Rico, el cual contiene un buen detalle de diseño y aspectos técnicos que podría resultar importante revisar

G.5 TELEMEDIDA

La SIE se encuentra en proceso de elaboración de una Resolución para reglamentar los procesos de Teledmedida, de acuerdo a lo establecido en las recientes modificaciones a la LGE y su Reglamento. En este sentido, este documento tiene por objeto proporcionar a la SIE elementos y recomendaciones, a efectos de ser considerados en dicho proceso.

El documento incluye en primer lugar el marco legal vigente en República Dominicana en relación al proceso de Teledmedida y luego los aspectos que se deberían considerar para establecer el procedimiento, en función de la situación del sector eléctrico del país. Se presenta asimismo el caso de Colombia y se adjunta en archivo anexo la regulación que rige la medición de energía eléctrica en dicho país.

G.5.1 Caso República Dominicana

a. MARCO LEGAL

En relación al proceso de Teledmedida, la regulación vigente en República Dominicana establece:

LGE - ARTÍCULO 125-14.- Se declara de alto interés nacional el establecimiento de un sistema nacional de medición de lectura remota para grandes clientes y clientes del sector social de menores ingresos y los incluidos en los acuerdos de los barrios carenciados. Este sistema de medición de lectura remota deberá ejecutarse en forma progresiva dentro de los tres años de aprobada la presente ley y deberá garantizar los siguientes objetivos:

“Lineamientos del plan para los grandes clientes (industriales, gobierno y ayuntamientos):

- a) La tecnología debe incluir la selección un medidor de última generación, capaz de controlar todos los parámetros de medida;
- b) Selección de Software con capacidad de parametrización de lecturas horarias, diarias y a discreción según se requiera, de acuerdo a los planes de control establecidos por las distribuidoras. Esta información debe guardarse diariamente en bases de datos de las distribuidoras y estar disponibles para pruebas requeridas por los clientes o el ente regulador del sistema;
- c) Sustitución de forma actual de parametrización de los medidores por personal de las distribuidoras, con programas de mayor nivel de seguridad;
- d) Selección de personal calificado y de probada honradez en el manejo de los recursos tecnológicos.

“Lineamientos del plan para clientes de los sectores residencial, comercial y clientes de sectores sociales de menores ingresos e incluidos en los acuerdos de barrios carenciados:

- a) Seleccionar un medidor flexible, no calibrable en laboratorio, que pueda ser instalado en cualquier punto de la red de baja tensión incluido la cabeza del poste;
- b) Que limite la potencia y la energía del cliente, de forma que permita focalizar el subsidio a unos niveles de kw y kwh programados a discreción por el gobierno dominicano;
- c) Que tenga protección contra alto y bajo voltaje para proteger al cliente en casos de maniobras fraudulenta o averías;
- d) Que permita el pre-pago, para que aquellos clientes que deseen consumir más de la energía que le aporta el subsidio, puedan comprarle mediante tarjeta;
- e) Que permita el control de la energía de los grupos de clientes por transformador, para un mejor y más fácil seguimiento;
- f) Selección de un Software con capacidad de parametrización de lecturas diarias, mensuales y a discreción según se requiera. Esta información servirá para poder construir la curva de carga de cada cliente y establecer planes de distribución de la energía entregada por subsidio.

PÁRRAFO I.- El Poder Ejecutivo podrá prorrogar por causas debidamente motivadas y atendibles el plazo de tres años para la implementación del sistema hasta un período no mayor de dos años.

PÁRRAFO II.- Se ordena a la Secretaría Estado de Economía, Planificación y Desarrollo, a la Secretaría de Estado de Hacienda, a la Superintendencia de Electricidad (SIE), Dirección de Normas y Sistemas de Calidad (DIGENOR), la Dirección General de Presupuesto, hacer las previsiones de lugar a fin de que sean debidamente apropiados los fondos para la implementación del sistema nacional de medición de lectura remota y dotar a la Dirección de Normas y Sistemas de Calidad (DIGENOR) de los equipos tecnológicos, recursos humanos y capacidades presupuestarias para que cumpla su función como órgano auxiliar para la aplicación e implementación de las disposiciones de la presente ley.”

RLGE ARTÍCULO 460.- Es obligación de las Empresas de Distribución, emitir las facturas en base a la lectura de los equipos de medición. Excepcionalmente, en los casos de imposibilidad de lectura de los equipos de medición, originada exclusivamente en los hechos de que: (i) el mismo no se encuentre al alcance de la vista del lector de la Empresa de Distribución, o (ii) el equipo de medición se encuentre dañado, se permitirá a la Empresa de Distribución facturar aplicando la tarifa vigente para el mes en cuestión, sobre la base del promedio de los tres (03) últimos consumos reales. La factura deberá llevar impresa la leyenda “Consumo Estimado”, debiendo emitir la siguiente factura en base a la lectura real del equipo de medición, incluyéndose los cargos o reintegros correspondientes. La Empresa de Distribución no podrá promediar por más de un mes aduciendo las causas que se indican en el presente artículo, so pena de incurrir en las violaciones establecidas en el artículo 125-2, párrafo IV.

PARRAFO I: Si las Empresas de Distribución como consecuencia de la falta de facturación en base a la lectura de los equipos de medición, hubiere cobrado en exceso a los Clientes o Usuarios Titular, deberán reembolsar a dichos usuarios la totalidad de las sumas cobradas en exceso más los intereses generados por las mismas a la tasa activa promedio de la banca comercial, publicada por el Banco Central.

PARRAFO II: La Empresa de Distribución estará obligada a entregar, a solicitud del Cliente o Usuario Titular, copia de la data del histórico de consumo del medidor instalado por la Empresa de Distribución para medir su consumo, en un plazo no mayor de tres (3) días laborables a partir de la recepción de la solicitud del cliente.

b. ASPECTOS A CONSIDERAR

En primer lugar cabe mencionar que los sistemas de teledistribución suelen utilizarse en distintos países con objetivos similares a los planteados en República Dominicana, concretamente, control de pérdidas, corte a distancia, prepago.

Se trata de sistemas complejos donde hay que manejar mucha información en forma coordinada y coherente con la configuración de la red en cada momento. Por ello, resulta fundamental prever mecanismos potentes de recepción, almacenamiento y procesamiento de importantes volúmenes de datos.

En el caso de República Dominicana, al establecerse la nueva regulación indicada previamente, uno de los aspectos que se identifican como crítico es que se elimina el acta de lectura para clientes conectados en MT, la cual era levantada y firmada por dichos clientes al momento de la toma de lectura, y con anterioridad al reseteo de la lectura de potencia máxima. Este problema se prevé también en los casos suministros en BT con demanda de potencia.

En este sentido, los puntos que se pueden considerar:

- Asumiendo que el acta de lectura que realizan a los clientes de MT es para evitar reclamos con relación a esta lectura, se podría considerar que aún no estando establecida la obligación por ley o reglamento, es un procedimiento que se puede seguir haciendo en beneficio de la propia distribuidora y la SIE (para evitar costo de reclamos). Adicionalmente, al realizar las telemedidas se dispondrán las lecturas horarias (lo usual es cada 15 minutos) de estos clientes y podrán tener acceso a la lectura por lo menos desde el centro de despacho, la distribuidora, el cliente y posiblemente la SIE. Salvo durante la transición hasta que todo esté instalado, no deberían presentarse inconvenientes.
- Los medidores digitales actuales conservan las lecturas de demanda máxima por lo cual el problema del reseteo no se presentaría
- La ventaja de tener información cada hora o 15 minutos es la posibilidad de detectar cambios en el comportamiento que puedan indicar fraude. Pero esta ventaja desaparece si no se monitorea en forma sistemática la forma de consumir de cada cliente y se actúa al detectar algún comportamiento sospechoso

G.5.2 Caso Colombia

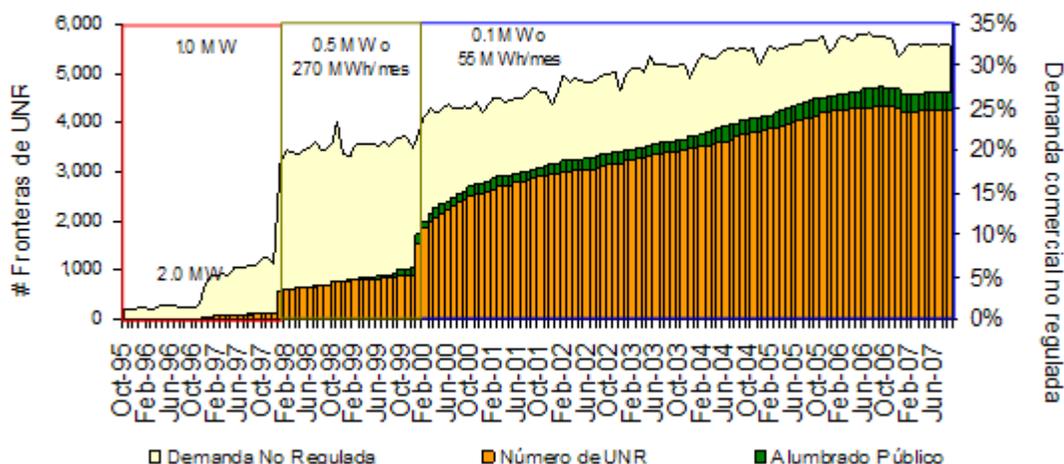
En Colombia, la regulación de medición eléctrica de usuario final se establece en la Resolución CREG 070-98. En relación a telemedida, es un sistema que sólo se exige a usuarios que reportan al Mercado Mayorista de Energía (Usuarios No Regulados - UNR), la regulación respectiva es el Código de Medida, incluido en el Código de Redes, Res. CREG 025-95.

La CREG por medio de resoluciones establece los límites mínimos de consumo necesarios para acceder a la condición de UNR. Dichos límites al inicio del mercado se ubicaban en 2 MW, pasaron a 1 MW en 1997. A partir de 1998 se introdujeron los límites en energía además de los de potencia, este año los límites se ubicaron en 0.5 MW en potencia y 270 MWh-mes en energía. Actualmente, para ser considerado Usuario No Regulado se requiere tener una demanda promedio mensual de potencia durante seis meses, mayor a 0.1 MW, o en energía de 55 MWh-mes en promedio durante los últimos 6 meses⁵⁹.

La Gráfica muestra el número de consumidores que cada mes entran a formar parte del grupo de UNR. Puede notarse cómo en las fechas en las cuales se disminuyen los límites, se presentan la mayor cantidad de nuevos Usuarios No Regulados. En consecuencia, la demanda que estos Usuarios representan se ha venido incrementando paulatinamente en el tiempo, llegando a representar en la actualidad alrededor del 33% de la demanda total del sistema.

⁵⁹ En conclusión, empresas con consumo pico alto pueden ser UNR al superar el límite de la potencia, o también si poseen un consumo constante de energía aunque su demanda de potencia no sea tan elevada.

EVOLUCIÓN DEL REGISTRO DE FRONTERAS DE USUARIOS NO REGULADOS Y ALUMBRADO PÚBLICO



Si un Usuario Regulado posee las condiciones para ser UNR, mantendrá dicho status hasta que en forma expresa indique que quiere dejar de serlo.

Adicionalmente, si un Usuario Regulado cree que en el futuro va a aumentar su demanda, de tal manera que cumpla con los límites, puede suscribir un contrato en condiciones de No Regulado con un Comercializador. Al finalizar los 6 meses iniciales del contrato se debe verificar que la demanda realmente si cumple con los límites. De no ser así, se dará lugar a una cancelación del contrato y a la refacturación del consumo utilizando las tarifas reguladas a favor del Comercializador del mercado donde se localiza el usuario.

Lo anterior también es aplicable a usuarios nuevos, que estimen que su demanda será tal que pueden ser considerados como Usuarios No Regulados.

Además de las fronteras establecidas por la CREG, tal como se mencionara previamente, existe un requisito adicional para ser UNR: instalar un equipo de teledemida que cumpla con el Código de Medida, de modo que permita registrar y reportar los consumos hora a hora.

Desde la entrada en vigencia del Código de medida se han evidenciado huecos e imprecisiones que han llevado a algunos ajustes y actualmente se está analizando una propuesta de modificación del Código.

Para identificar los errores que se producen en el sistema de teledemida, la CREG se basa en los informes de XM, el administrador del mercado, quien es el ente responsable de recolectar la medición y liquidar con base en ella. El XM dispone de informes de las fallas que se presentan y las causas, bien sea la teledemida o los transformadores o el medidor.

G.6 RECURSOS JERÁRQUICOS

Claramente se observa un fuerte incremento de reclamos y cuellos de botella crecientes en su procesamiento.

PROTECOM enfrenta un creciente incremento en el número de reclamaciones por deficiencias del servicio de las empresas distribuidoras que están poniendo a prueba su capacidad operativa y ocasionando cuellos de botella en los procesos de resolución de los reclamos planteados. Este incremento se traduce además en un consecuente incremento de los recursos jerárquicos interpuestos por las partes insatisfechas con la resolución adoptada por PROTECOM ante el Consejo de la SIE, lo cual ha provocado un significativo retraso y acumulación de casos en trámite.

G.6.1 Principales problemas

Los principales problemas identificados por PA en su evaluación organizacional de la SIE con relación al tratamiento de las reclamaciones de los usuarios son los siguientes:

- Una marcada deficiencia en el servicio de atención al cliente por parte de las empresas distribuidoras. Las reclamaciones de los usuarios no son adecuadamente atendidas en primera instancia ante el servicio de atención al cliente de las distribuidoras, lo que origina su derivación masiva hacia las oficinas de PROTECOM de tales reclamos. Lo cual se ve acentuado por una muy baja calidad de servicio del sistema en su conjunto. Sin embargo, este fenómeno no es uniforme y muestra comportamientos claramente diferenciados, como es el caso de los resultados obtenidos por Edeste en la mejora de su servicio de atención al cliente, que se han traducido en una drástica disminución de las reclamaciones que ingresan a PROTECOM originadas en usuarios de dicha empresa.
- La existencia de cuellos de botella en el procesamiento de los reclamos ante PROTECOM, en un contexto de presión creciente en el número de casos entrantes. Si bien PROTECOM ha realizado significativos esfuerzos para superar el desafío que le imponen el ingreso creciente de reclamos, se identifican cuellos de botella en su procesamiento que pueden ser mitigados o superados con una adecuación de los procesos involucrados. Tal es el caso por ejemplo del rol asignado al Jefe de Oficina sobre quien pesa una tarea excesiva en la revisión y aprobación caso por caso de la primera instancia de reclamos, ocasionando cuellos de botella en la marcha de los procedimientos.
- Ausencia de canales alternativos para la resolución de casos y excesiva presencia de trabajo manual en la asignación, procesamiento y revisión de los reclamos. Si bien se han hecho esfuerzos de significación para introducir herramientas tecnológicas que contribuyan a agilizar el procesamiento de los reclamos, aún queda mucho por hacer en este sentido. Adicionalmente, los canales digitales (call center y procesamiento a través de Internet) como canales alternativos de procesamiento no han sido aún desarrollados.
- Un tratamiento inadecuado en cuanto al alcance en la revisión de las resoluciones de PROTECOM en recurso jerárquico que incrementa los problemas de cuello de botella identificados en el proceso. El incremento de casos ingresados a PROTECOM lógicamente se traduce en un incremento del número de casos que son recurridos en recurso jerárquico ante el Consejo de la SIE. Esta presión adicional además tiende a desmejorar la calidad del proceso o de las decisiones adoptadas en las instancias inferiores, lo que ha llevado al Consejo a seguir un criterio de revisión amplia, incluyendo todos los elementos tanto de hecho como de derecho involucrados, con apertura completa a prueba y revisión amplia tanto de la legalidad como de la oportunidad o conveniencia de la decisión adoptada en cada caso por PROTECOM. Este criterio es claramente opuesto al criterio seguido para el tratamiento de este tipo de recursos en

alzada – que se limitan a una revisión de legalidad y protegen frente a casos de arbitrariedad manifiesta – lo cual tiende a intensificar más aún la sobrecarga de trabajo del Consejo, distrae recursos de los servicios técnicos de la SIE y vuelve más pronunciados los cuellos de botella presentes en su procesamiento y resolución.

G.6.2 Recomendaciones

Expresadas sintéticamente, las recomendaciones de PA para enfrentar estos problemas y alcanzar un adecuado balance en el tratamiento de las reclamaciones de los usuarios por deficiencias del servicio prestado por las distribuidoras, son las siguientes:

- Implementar acciones conjuntas SIE/PROTECOM con las distribuidoras orientadas a mejorar sustancialmente el servicio de atención al cliente de las empresas prestadoras. La primera acción estratégica debe dirigirse a las causas del problema identificado, buscando que las empresas distribuidoras cumplan con su rol esperado de atender en primera instancia las reclamaciones de sus usuarios, procesándolas adecuadamente mediante una organización, recursos y procesos específicos para su tratamiento y solución (los cuales hoy son muy débiles o casi inexistentes). La experiencia ya realizada con Edeste puede tomarse como un exitoso proyecto piloto en este sentido. Si se lograra implementar una estrategia similar con las otras dos empresas distribuidoras que produzcan resultados similares en cuanto a disminución de cantidad de reclamos ante PROTECOM, ello implicaría posiblemente la casi eliminación de la mora en el procesamiento de los reclamos en el mediano plazo. La recomendación de PA es que esta debe ser la estrategia y acción prioritaria a ser implementada, para lo cual no se requiere reinventar la rueda con nuevas soluciones, sino comenzar por intentar la extensión y profundización del proyecto piloto llevado a cabo exitosamente con Edeste.
- Crear una unidad de mejora de procesos dentro de PROTECOM y reasignar funciones del jefe de oficina en la resolución de casos. Los procesos de tratamiento, resolución y revisión de casos dentro de PROTECOM pueden ser mejorados significativamente. Su principal cuello de botella hoy – esto es: la sobrecarga de los jefes de oficina – puede mitigarse sustancialmente en el corto plazo, descargando tareas del jefe de oficina en la asignación de los casos y revisión de la resolución de casos de baja complejidad. Además, la creación de una unidad de mejora de procesos permitirá introducir mejoras en forma continua, buscando su optimización en el mediano largo plazo.
- Desarrollar los canales digitales. Hoy todas las organizaciones públicas y privadas que tienen a su cargo procesos operativos de atención al público de vasto alcance están concentrando sus esfuerzos en desarrollar canales alternativos a los canales convencionales de atención al cliente en forma personal, creando alternativas por medio de servicios de Internet y call center, lo cual ofrece oportunidades de mejora y eficiencias sustanciales que pueden aprovecharse, basándose en las experiencias disponibles ya estandarizadas.

Limitar el alcance de la revisión en recurso jerárquico a un análisis estricto de legalidad y arbitrariedad. Los reclamos ante PROTECOM ya realizan hoy una doble instancia de revisión a casos que ya han tenido un procesamiento inicial por las empresas distribuidoras: en primera instancia ante la oficina local y luego en revisión ante la oficina central de PROTECOM. Si los servicios de atención al cliente de las distribuidoras funcionaran razonablemente (como parece ser el caso de Edeste), esto implica que cada caso, al llegar al pronunciamiento de última instancia de PROTECOM central, ha pasado por tres instancias

completas de revisión por decisores distintos. En este sentido, el recurso jerárquico ante el Consejo debe ser visto como una cuarta revisión (análoga a la revisión del rol de una Corte de Constitucionalidad en un sistema judicial) limitada a casos en los que medie arbitrariedad manifiesta o se contraríe el marco legal o las garantías procesales mínimas. Esta revisión no debe implicar en ningún caso una reevaluación de los hechos ni de la oportunidad o conveniencia de la decisión adoptada y no debe incluir la reapertura a prueba del caso. Más aún: las aclaraciones técnicas que se estimaran necesarias sobre lo actuado en cada caso deberían solventarse con los servicios técnicos de PROTECOM y evitarse la participación de los servicios técnicos de SIE en revisiones de tipo técnico. De lo contrario, el Consejo se verá necesariamente sobrecargado con una tarea de tiempo completo que no sólo resulta ajena a sus funciones y desnaturaliza el recurso jerárquico como tal, sino que además no solucionará el problema de fondo que se busca solucionar, es decir, dar una protección adecuada a los usuarios frente a las deficiencias de prestación del servicio que se presenten.

G.7 PAGO FRACCIONADO

El fuerte incremento en el precio del petróleo ha provocado una agudización de la crisis del sector eléctrico de República Dominicana, imponiendo la necesidad de adoptar en forma urgente medidas y correcciones que se venían postergando.

La situación puede sintetizarse en los siguientes puntos:

- Costos altos y crecientes del suministro eléctrico
- Capacidad de pago reducida de un importante sector de la población
- Empresas del sector con fuertes déficit
- Cuantiosos aportes adicionales a los ya presupuestados por el Gobierno para el sector eléctrico que amenazan seriamente la cuentas públicas

En este contexto, las autoridades han tomado la decisión de avanzar en un incremento tarifario que alcanzará a un importante número de usuarios y la SIE está evaluando la implementación de un sistema de facturación fraccionada y la diversificación de los medios de pago, con el objeto de lograr la aceptación social y política del incremento tarifario así como facilitar el pago de la factura⁶⁰, mejorar el flujo de caja de las empresas y reducir pérdidas.

G.7.1 Aspectos clave

Un sistema de flexibilización en los pagos, tal como se está previendo, debería mejorar sustancialmente la cobrabilidad y reducir las acciones de corte.

En este marco, es importante considerar los siguientes aspectos:

⁶⁰ El 73% de los usuarios residenciales consumen menos de 200 kWh/mes, siendo el segmento donde se verifica la mayoría de las acciones de corte y reconexión. Es también en este segmento donde los ingresos de los usuarios no se producen mensualmente sino en base semanal, quincenal o aleatoria (trabajos temporales), lo que se suma a que dichos ingresos resultan bajos en relación a las necesidades, obstaculizando el ahorro para el momento de pago de la factura eléctrica.

G: Consideraciones Generales para Desarrollos y Cambios Normativos.

- Continuar con el envío mensual de la factura, pero no ordenar el corte mientras se salde la deuda antes del mes. Una alternativa sería emitir la factura mensual incluyendo dos talones de pago quincenales
- Proponer terminales de autoservicio (o atendidas por el empleado del local donde estén ubicadas), donde la gente pueda identificar su suministro con cualquier factura anterior, la lectora de la terminal identifique el suministro, consulte el saldo al sistema vía telefónica, descuenta de la deuda el importe que abona el cliente y emita un ticket con los datos del suministro y el saldo pendiente.
- Regular la acción de corte de manera más flexible por parte de la distribuidora, si se verifica la voluntad de pago del cliente (reflejada por los pagos parciales)
- El sistema funcionaría como una cuenta corriente, incluso se podría establecer una tasa de interés y premiar o castigar según el cumplimiento del usuario.

Asimismo, se debe considerar que según la modalidad que se adopte, las distribuidoras tendrán diferentes impactos financieros:

- Si se emiten facturas quincenales, la distribuidora tendrá, por única vez un ingreso de una quincena anticipado.
- Si se extiende a un mes el pago de la misma factura mensual, la distribuidora tendrá una merma de ingresos relacionada con el incremento del tiempo para pagar.
- Si se permite el pago anticipado, obviamente la distribuidora tendrá un beneficio financiero.
- En términos genéricos, al variar los plazos promedio de cobranza, el capital de trabajo de la distribuidora se altera, aumentando si los plazos de cobranza aumentan y disminuyendo si los plazos de cobranza disminuyen.
- Se complicará el sistema comercial al tener que procesar mensualmente muchas más operaciones, tanto desde el punto de vista informático como desde el de atención al público en las propias oficinas comerciales de las empresas
- Aumentarán los costos de gestión de la empresa al aumentar el número de acciones que se realizan. Por ejemplo, habrá que duplicar el número de acciones para el control de la deuda impaga, siendo cada acción efectuada contra un monto menor

Por último, resulta primordial prever los siguientes aspectos críticos que podrían convertirse en serias desventajas:

- Si no se tienen las debidas precauciones, los costos administrativos (lo que se suele llamar "el costo de las transacciones") se elevarán
- Si se emiten facturas con mayor periodicidad, aumentarán proporcionalmente los costos comerciales de emisión, reparto y cobranza. Si la cobranza no está bancarizada, la saturación de los medios de pago (que están dimensionados para la mitad de afluencia de público) se verán sobrecargados. El remedio puede llegar a ser peor que la enfermedad, por lo que es importante considerar la opción mencionada anteriormente de una factura con dos talones de pago, lo que evitaría la duplicación de las acciones de emisión y reparto

- Es necesario prever campañas publicitarias y de capacitación para los usuarios, de modo que el efecto de los cambios no resulte adverso. Estos programas representarán un costo adicional que no puede dejar de evaluarse

En base a lo expresado, para tomar la decisión de implementar un sistema de las características mencionadas, es fundamental una profunda cuantificación que permita tener claridad sobre el costo de su implementación y los beneficios que podría traer.

G.7.2 Reflexiones finales

Se ha hecho una investigación preliminar a efectos de conocer si se han implementado medidas similares a la prevista en República Dominicana.

Si bien no se encuentran experiencias de facturación fraccionada y/o pago anticipado implementadas en forma aislada, sí han sido llevadas a la práctica asociadas a la instalación de medidores prepagos.

En este sentido, una experiencia que merece la pena mencionar es la que llevó adelante la Distribuidora EDENOR en Merlo, Provincia de Buenos Aires, Argentina.

El sistema implementado contempló los siguientes aspectos:

- Se colocaron medidores prepagos de energía, los cuales se pueden poner en alto sobre el poste para disminuir el fraude y colocar el display dentro de cada vivienda
- Se instalaron puestos de venta en las estaciones de servicio (venta de gasolina), que en la prueba piloto eran adaptaciones de las expendedoras de boletos de buses. Se realizó una diagramación para fijar los puestos de venta para que la gente no tenga que desplazarse lejos de su vivienda.
- Se hizo una importante campaña publicitaria y se asignaron estudiantes para enseñar a la gente a usar el medidor y a comprar crédito,
- Los puestos de venta emiten un ticket con un código que se ingresa al medidor por el teclado y automáticamente el medidor lo habilita a consumir el crédito ingresado. La compra mínima era de un peso (equivalente actualmente a 330ctvsUS\$)
- Consumido el crédito el medidor corta hasta que se recarga nuevo crédito. El medidor también indica en un display el estado del crédito y el consumo de los aparatos. La gente aprende a ahorrar.
- La distribuidora puede seguir el hábito de compra de cada cliente (el cliente pasaba una tarjeta al comprar crédito que identificaba el medidor). Si cambia el hábito, por ejemplo, dejando de comprar o comprando menor cantidad, la distribuidora ordena una verificación para verificar si el usuario ha hecho alguna maniobra fraudulenta.
- El sistema no requiere lectores, ni cortadores, ni reconectores, ni factura mensual, ni distribución de la factura (evitando el problema de la dirección postal y el acceso). Sí se requiere recolectar las monedas de las máquinas expendedoras y una conexión telefónica desde el puesto de venta a la distribuidora, que se podría ahorrar con un encriptador en cada puesto. La compra la realiza el cliente en forma autónoma.

G: Consideraciones Generales para Desarrollos y Cambios Normativos.

- Se evaluó la posibilidad de subsidiar en forma directa a los usuarios más cadenciados, asignándoles una tarjeta con el consumo mínimo de subsistencia (el código es para cada medidor, con lo cual no se puede traficar con este subsidio).
- Esta primer experiencia fue superada luego con otra versión que se denomina "gerenciador de energía". Esta versión implica:

Una recarga permanente y automática de crédito de muy pequeño monto (goteo), de tal manera que si el consumo acumulado del usuario no supera el crédito acumulado en el medidor, el usuario no sufre corte, si el consumo acumulado supera el crédito acumulado, el suministro se corta temporalmente hasta que en 1 o 2 minutos una nueva cuota de crédito (gota) le permite al usuario comenzar a consumir nuevamente.

Pagar o recibir un subsidio por el crédito de subsistencia y es una herramienta de aprendizaje muy eficiente.

Los medidores se pueden programar para distintas velocidades de goteo, que implican distintos niveles de crédito mensual. De este modo, se puede disminuir la velocidad del goteo si el usuario no paga, con el objeto de no acumular deuda.

La factura mensual, quincenal o semanal es siempre por el mismo monto que contrata el usuario con la empresa, por lo que se puede entregar un talonario con lo que deberá pagar en todo el año

Este sistema requiere de más administración, salvo en su versión online, que es la tendencia en los países desarrollados. El mismo medidor puede funcionar como prepago.

Otro caso a mencionar es el de Sudáfrica, donde el 98% de los clientes residenciales tienen medidores prepagos y eso ha permitido mejorar sustancialmente la cobrabilidad del sector.

También Perú ha implementado opciones tarifarias prepagas con relativo éxito. Además, se implementó la posibilidad de una lectura semestral para las áreas rurales con facturas mensuales, algo a escala temporal mayor que lo propuesto para RD y el sistema fracaso por los siguientes motivos: falta de disposición de las distribuidoras, mecanismos de cálculo de la factura mensual demasiado sofisticados que confundían a la empresa y a los clientes. (en lugar de dividir por 6, se intentaba simular el perfil mensual de consumo del usuario), lo cual derivó en un sinnúmero de reclamos, y falta de un adecuado plan de comunicación a los usuarios.

Para concluir, aún en el entendimiento de que la SIE ya ha llevado adelante acciones dirigidas a interiorizarse en relación a los medidores prepagos, se considera importante resaltar los aspectos mencionados, teniendo en cuenta que la experiencia indica que los mismos han resultado clave para aumentar la cobranza en términos absolutos, lo que resultaría esencial para acercar una solución a la fuerte crisis que presenta el sector en República Dominicana, pudiendo asimismo constituirse en una buena transición para desmontar subsidios PRA y para instalar en zonas complicadas desde el punto de vista del fraude.