AJUSTES REGULATORIOS PARA LA INSERCIÓN DE SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA COLOMBIANO: PUNTO DE VISTA OPERADOR DE RED

ISNARDO IBÁÑEZ BALLUT

JULIÁN EDUARDO TARAZONA VARGAS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE FÍSICO MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA ELECTRÓNICA Y TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2009

AJUSTES REGULATORIOS PARA LA INSERCIÓN DE SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA COLOMBIANO: PUNTO DE VISTA OPERADOR DE RED

ISNARDO IBÁÑEZ BALLUT

JULIÁN EDUARDO TARAZONA VARGAS

TESIS DE GRADO EN LA MODALIDAD INVESTIGACIÓN PARA OPTAR AL TíTULO DE INGENIERO ELECTRICISTA

Director
GERARDO LATORRE BAYONA
Dr. en Ingeniería Industrial

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE FÍSICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA ELECTRÓNICA Y TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2009

TABLA DE CONTENIDO

Pág.

INTRODUCCIÓN 13
1. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO 15
1.1 OBJETIVOS. 15
1.1.1 Objetivo general. 15
1.1.2 Objetivos específicos. 15
1.2 PLANTEAMIENTO. 15
1.3 JUSTIFICACIÓN. 17
1.4 ALCANCE. 18
2 DEFINICIÓN DE LA SITUACIÓN ACTUAL O PUNTO DE PARTIDA. ... 19
2.1 CARACTERIZACIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. 19
2.1.1 Aspectos técnicos. 19
2.1.2 Aspectos económicos. 20
2.2 REGULACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DE EE EN COLOMBIA 20
2.2.1 El Sector Eléctrico en Colombia: 20
2.2.2 Marco regulatorio de la distribución eléctrica en Colombia. 21
3.2.2.1 Competencia en la actividad de distribución. 22
3.2.2.2 Expansión del sistema de distribución. 22
3.2.2.3 Libre acceso a las redes de distribución. 23
3.2.2.4 Calidad del servicio de distribución eléctrica. 23
3.2.2.5 Ingresos del agente distribuidor. 24
3.2.2.6 Pérdidas de energía. 25
2.2.2.7 Resoluciones CREG. 26
3 DEFINICIÓN DE LOS POSIBLES ESTADOS FUTUROS PARA LOS SISTEMAS DE SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD. 28
3.1 DESCRIPCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN CHILE. 28
3.1.2 Marco regulatorio y jurídico. 30
3.2 DESCRIPCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA 35
3.2.1 Antecedentes del sistema y mercado eléctrico español. 35
3.2.2 Regulación de la distribución en España. 39
3.2.3 Estudio de los cargos por uso del sistema de distribución (peajes). 40
3.2.4 Costos de las actividades de distribución. 40
3.2.5 Costos permanentes y de diversificación. 41
3.2.6 Pasos a seguir en la determinación de los cargos por uso del sistema de distribución. 41
3.2.7 Criterios técnicos de conexión a la red. 42
3.2.8 Normativa y regulación. 45
3.2.8.1 Que influye en el tratamiento de las perdidas 47
3.2.8.2 Que influye en el tratamiento de la calidad. 49

3.2.8.3 Que influye el tratamiento de servicios complementarios.....50
3.2.9 Ley del Sector Eléctrico Español.....51
4 IDENTIFICACIÓN DEL ESTADO FINAL REGULATORIO DESEADO. .56
4.1 ¿QUÉ ASPECTOS SE REGULAN DE LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA?.....56
4.1.1 Comparación de los distintos aspectos que regulan la distribución de energía eléctrica entre Chile, España y Colombia. 57
4.1.1.1 El precio o tarifa (cargos de uso).....57
4.1.1.2 Reconocimiento de los costos de AOM. 57
4.1.1.3 Las condiciones de acceso a la red.....58
4.1.1.4 La expansión y cobertura del servicio. 58
4.1.1.5 La calidad del servicio. 58
4.1.1.6 La operación de la red......58
5 AJUSTES REGULATORIOS REQUERIDOS PARA PASAR DEL ESTADO ACTUAL AL ESTADO DESEADO. 60
5.1 RECOMENDACIONES PROPUESTAS.....60
5.1.1 GD en la planificación y diseño de la red. 60
5.1.2 GD en la operación y explotación de la red.....61
5.1.3 GD en las pérdidas.....61
5.1.4 GD en la calidad del servicio. 62
5.1.5 GD en las potencias de cortocircuito.....63
5.1.6 Responsabilidades.. 63
6 PROPOSICIÓN DE LA DEFINICIÓN DE SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN COLOMBIA. 64
7 CONCLUSIONES.....66
8 BIBLIOGRAFÍA 67

TABLA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 Proyecto de demanda de energía final. 16
Ilustración 2 Relación entre generación hidrotérmica y costos marginales.....29
Ilustración 3 Esquemas de flujos monetarios en las compras de energía en el pool español 48
Ilustración 4 Relación pérdidas-penetración respecto GD 62

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Cargo de perdidas 2013.....25
Tabla 2 Resoluciones CREG que regulan la Distribución.....26

Resumen

TÍTULO: AJUSTES REGULATORIOS PARA LA INSERCIÓN DE SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA COLOMBIANO: PUNTO DE VISTA OPERADOR DE RED*

Autores: ISNARDO IBÁÑEZ BALLUT
JULIÁN EDUARDO TARAZONA VARGAS**

Palabras Claves:
Regulación, generación distribuida, operador de red,

Descripción

El trabajo presentado a continuación, pretende dar unas pautas básicas a tener en cuenta por el ente regulador colombiano en el momento de implementar acciones regulatorias que promuevan la inserción de sistemas de generación distribuida (GD) en la red de distribución y que a su vez relacione la actividad de operación del mismo. A demás se propone una definición de sistema de (GD) aplicable a Colombia.

El alcance propuesto en el trabajo esta relacionado con el estudio regulatorio para la implementación de sistemas de (GD) teniendo en cuenta únicamente el punto de vista del operador de red y así determinar las acciones pertinentes para que dichos sistemas sean un alivio y no un problema en el funcionamiento de la red.
La definición de sistemas de (GD) propuesta se debe a que actualmente en Colombia no existe una definición formal que aclare la función que deben cumplir estos sistemas.

Estas recomendaciones regulatorias fueron obtenidas mediante el análisis y comparación de la legislación en Colombia, Chile y España. Los dos últimos países mencionados fueron tomados como base para los posibles estados futuros de la situación actual colombiana debido a la ventaja que llevan en la implementación de estos sistemas respecto a Colombia.

Como resultado obtenido se propone que el ente regulador debe orientar sus ajustes de tal manera que considere la afectación del sistema de distribución debido a la implementación de sistemas de (GD). Considerando los siguientes parámetros:

- La planificación y diseño de la red.
- La operación y explotación de la red.
- Las pérdidas.
- La calidad del servicio.
- Las potencias de cortocircuito.

* Trabajo de grado.

** Facultad de Ingenierías Fisicomencanicas. Escuela de Ingeniería Eléctrica Electrónica y Telecomunicaciones. Director Dr. Gerardo Latorre Bayona

Summary

TITLE: ADJUST REGULATORY FOR THE INSERT OF SYSTEMS OF DISTRIBUTED GENERATION IN THE MARKET OF ENERGY COLOMBIAN WHOLESALER: POINT OF SEEN OPERATOR OF NET.*

Authors: ISNARDO IBÁÑEZ BALLUT
JULIÁN EDUARDO TARAZONA VARGAS.**

Key Words:
Regulation, distributed generation, net operator,

Description

The work presented next, seeks to give some basic rules to keep in mind for the entity Colombian regulator in the moment to implement regulatory actions that promote the insert of generation systems distributed (DG) in the distribution net and that in turn it relates the activity of operation of the same one. To other we propose a system definition of (DG) applicable to Colombia.

The reach proposed in the work this related with the regulatory study for the implementation of systems of (DG) only keeping in mind the point of view of the net operator and to determine the actions pertinent so that this system is this way a relief and not a problem in the operation of the net.
The definition of proposal (DG) systems is due to that at the moment in Colombia a formal definition that clarifies the function that you/they should complete those systems don't exist.

These regulatory recommendations were obtained by means of the analysis and comparison of the legislation in Colombia, Chile and Spain. The two mentioned last countries were taken as base for the future possible states of the current Colombian situation due to the advantage that you/they take in the implementation of these systems regarding Colombia.

As a result obtained we intend that the entity regulator should guide its adjustments in such a way that it considers the affectation of the distribution system due to the implementation of systems of (DG). Considering the following parameter:

- The planning and design of the net.
- The operation and exploitation of the net,.
- The losses.
- The quality of the service.
- The short circuit powers.

* Grade work.

**Faculty of Engineerings Phisicomencanics. School of Electronic Electrical Engineering and Telecommunications. Director Dr. Gerardo Latorre Bayona

INTRODUCCIÓN

En países con una creciente industria, el suministro de energía eléctrica es de vital importancia para el desarrollo de investigaciones y avances tecnológicos que contribuyan cada día al mejoramiento; por lo tanto, asegurar una constante entrega de energía eléctrica con calidad a los usuarios finales, es la meta propuesta por todos los actores participantes en el sector eléctrico encargados tanto de generar, transportar, distribuir y comercializar esta energía. En la manera convencional, esta situación se enfrenta por medio de la instalación programada de plantas generadoras de gran tamaño y la alimentación de su potencia hacia las redes de distribución que deben soportar las condiciones de la carga.

El abastecer de energía eléctrica dentro de los estándares de calidad y confiabilidad a toda la población que lo requiera, es sin duda, una labor ardua y compleja en la que intervienen muchos factores tanto propios como ajenos al sistema eléctrico, como respuesta a esto se han creado diversas estrategias para sobrellevar las dificultades que se presenten al momento de cumplir dicho objetivo, una de estas estrategias es la implantación de la Generación Distribuida (GD), es decir, la utilización de plantas pequeñas instaladas en muchos puntos de la red, muy cerca de los usuarios, hace su reaparición con gran fuerza (fue el modo predominante en los comienzos del uso de la electricidad), impulsada principalmente por el importante crecimiento de las fuentes renovables y la necesidad de contrarrestar los efectos adversos hacia el medio ambiente. Los sistemas de GD tienen gran potencial para aliviar una serie de inconvenientes de los sistemas tradicionales, con reducción de las exigencias financieras y de alto riesgo asociadas con la forma tradicional, con menores pérdidas en las líneas y contrarrestando otros factores negativos para favorecer la calidad de potencia y poder proporcionar al cliente un servicio de mayor confiabilidad. Hay otros aspectos, por ejemplo, el aumento de las perturbaciones en las redes causadas por el aumento de la implementación de la electrónica de potencia, además de las necesidades de expansión, que obligan a la modernización de las redes de distribución.

La GD cuenta con una serie de características técnicas novedosas que exigen un cuidadoso estudio, diseño y operación de sistemas de control y seguridad de alta complejidad; modernización que se facilita en la actualidad gracias a los sistemas modernos de computación y control, los avances en las comunicaciones y en la electrónica de potencia, permitiendo hacer una operación de control inteligente de dichas redes, logrando finalmente mejorar la calidad del servicio.

Adicionalmente, la gestión empresarial, la operación regida por los mercados actuales del sector eléctrico, con reglamentaciones exigentes y las incertidumbres siempre presentes, la implementación de un sistema de GD presenta una serie de nuevos paradigmas que requieren un análisis detallado, con el fin de establecer las reformas regulatorias para afrontar los retos de la modernización en el suministro eléctrico con consideración de la GD.

Bajo estas premisas, el objetivo de este proyecto es el de hacer una revisión teniendo en cuenta únicamente el punto de vista del Operador de Red y como la inserción de generadores distribuidos le ayudan a superar inconvenientes al momento de entregarle la energía eléctrica a los usuarios finales, pero de la misma manera se verán las consideraciones a tener en cuenta ya que si no se resaltan y se regulan podrían contribuir a desmejorar y poner en riesgo la estabilidad del sistema.

Este trabajo de proyecto de grado hace parte de las metas trazadas por el macro proyecto de generación distribuida llamado DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA INTELIGENTE SILICE presentado a Colciencias por la UNIVERSIDAD DE LOS ANDES y la UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA que tiene incluida a la UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER como entidad de apoyo para lograr los objetivos trazados.

El proyecto es presentado bajo la modalidad de CONVOCATORIA PARA COFINANCIAR PROYECTOS DE INVESTIGACIÓN, DESARROLLO TECNOLÓGICO E INNOVACIÓN EN EL MARCO DEL CONVENIO COLCIENCIAS-CODENSA Y SIGUIENDO LA ESTRATEGIA PARA FORTALECIMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN Y LA SOSTENIBILIDAD DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO–2007.

1. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo general. Proponer y discutir ajustes regulatorios para la inserción de sistemas de generación distribuida en el mercado de energía mayorista colombiano teniendo en cuenta el punto de vista del Operador de Red.

1.1.2 Objetivos específicos. Revisar la regulación colombiana y las reglas de participación en el mercado de energía mayorista colombiano, para introducir los sistemas de generación a pequeña escala, y presentar un resumen teniendo en cuenta únicamente el punto de vista del operador de red.

Revisar la legislación y normas regulatorias en Chile y España aplicables a los sistemas de Generación Distribuida, y elaborar un resumen que considere únicamente la perspectiva de los operadores de red.

Comparar las normas regulatorias de Chile, España y Colombia y proponer cambios que se puedan adoptar de la regulación de aquellos países, para la adaptación de sistemas de Generación Distribuida al mercado de energía mayorista en Colombia; teniendo en cuenta el punto de vista del operador de red.

Proponer una definición para los sistemas de Generación Distribuida aplicable a Colombia.

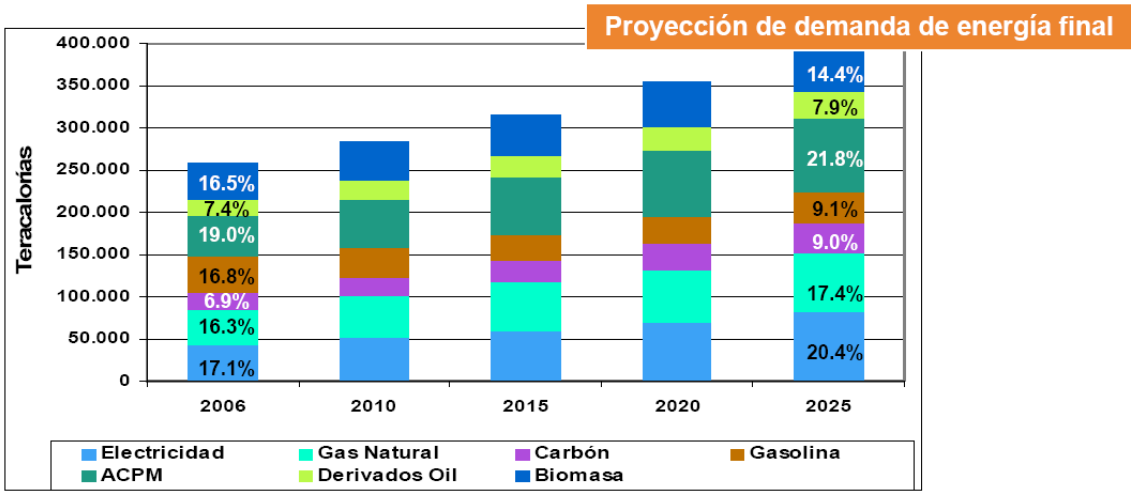
1.2 PLANTEAMIENTO

En Colombia la expansión de los sistemas de distribución de energía eléctrica desde un principio obedecieron al suministro del servicio para los usuarios finales que cronológicamente fueran apareciendo. En vista de ello, y con la creciente demanda, estos sistemas carecen de un planeamiento inicial centralizado, que permita un crecimiento óptimo con calidad en la energía ofrecida.

Por ello, actualmente se busca llegar a un sistema cada vez más eficiente, de mejor calidad y mayor sostenibilidad. De acuerdo con los estudios realizados por la Unidad de Planeación Minero-Energética – UPME - se tiene previsto un crecimiento de 3,3% en la demanda de energía eléctrica al 2025, estimada en el Plan Energético Nacional, PEN (2006-2025). Dicho plan se elabora buscando

asegurar la disponibilidad de recursos energéticos para atender la demanda nacional y garantizar la sostenibilidad a largo plazo del sector energético.

Ilustración 1 Proyecto de demanda de energía final.



Fuente: Plan Energético Nacional 2006-2025.

Basados en esto, y de acuerdo con el creciente avance tecnológico, la preocupación por el medio ambiente y la búsqueda de sistemas energéticos que brinden un desarrollo económico sostenible, se ha abierto un abanico de posibilidades para implementar nuevas formas de obtención de energía por medio de recursos renovables o métodos no convencionales.

Estas innovaciones pueden tener una gran aplicabilidad en los sistemas de distribución actuales, ya que podrían estar orientados hacia el mejoramiento del servicio en zonas donde actualmente se tienen problemas de regulación, pérdidas considerables, sobre costos al suplir los picos de demanda y estabilidad del sistema. Esta orientación se podría llevar a cabo mediante la implementación de sistemas de generación distribuida o generación a pequeña escala ubicados primordialmente en los centros de consumo. Este concepto aparenta ser nuevo en nuestro medio, pero en realidad ya se ha aplicado con cierta variación en algunas partes del sector industrial como medio de autoabastecimiento de energía eléctrica; ya que ciertas empresas han tomado la iniciativa de auto proveerse por medios de cogeneración y autogeneración.

La legislación colombiana no impide el desarrollo de estos sistemas ya que no hace discriminación en tecnologías aplicadas para ello, pero tampoco incentiva, ni ofrece condiciones favorables para la inversión en generación descentralizada.

En el país no está definido un marco regulatorio que facilite la libre competencia en el mercado a estos sistemas, con relación a los sistemas convencionales, ni

una definición explicita de lo que son los sistemas de generación distribuida; lo cual se hace necesario para asegurar condiciones favorables a la inversión en generación, así como para procurar condiciones de operación adecuadas para las redes de distribución.

Si se revisa la legislación, se encuentra que existe una ley que obliga a los operadores de sistemas de distribución a promover el uso racional y eficiente de la energía. Sin embargo, no existen los incentivos efectivos en la remuneración de las redes para promover dichos programas y tampoco a la incorporación de fuentes renovables para generación de energía eléctrica como lo indica la ley.

Por lo anterior, los sistemas de generación distribuida en Colombia aún no han tomado la importancia que ha adquirido en otros países como Chile, España, USA y Europa en general.

1.3 JUSTIFICACIÓN

La implementación de esquemas de Generación Distribuida – GD - sirve como alternativa en la planificación de las redes de distribución, para lograr sistemas más eficientes, de mejor calidad y amigables ambientalmente. Estos esquemas plantean una serie de ventajas frente a los sistemas tradicionales de tendencia centralizada y con redes de interconexión:

Menores inversiones totales en infraestructura, rapidez en la instalación y modularidad (menor riesgo financiero).

Los cargos por transmisión y distribución se reducen, por ende se minimiza el costo final de la energía.

Como es bien sabido ha sido un interés permanente de las compañías eléctricas la reducción de las pérdidas en las redes de transporte de energía, debido a que éstas representan energía y por lo tanto dinero que se pierde. Entonces, la inserción de estos sistemas ayudará a mitigar estas pérdidas.
Opción de cogeneración, gracias a que existen varias tecnologías de GD que permiten el aprovechamiento térmico y eléctrico, de gran utilidad en algunos procesos de manufactura.

Diversidad de combustibles, renovables y no renovables, y tecnologías, gracias a los amplios frentes de investigación y desarrollo en todo el mundo.

Menor impacto ambiental que el generado por un esquema centralizado tradicional, obtenido de la posibilidad de empleo de tecnologías en extremo limpias y eficientes, como es el caso de las celdas de combustible, o por eliminarse las

emisiones producidas para sopesar las pérdidas inherentes a los sistemas de transmisión y distribución. Todo lo anterior sin mencionar el hecho de la dificultad de encontrar nuevos corredores para líneas de transporte, que impliquen un mínimo impacto en el medio ambiente.

Aplicable a sistemas móviles, que en casos de emergencia pueden suplir o ayudar a mitigar colapsos en el sistema eléctrico, debido a algún tipo falla que eventualmente se pueda presentar.

La GD proporciona una forma adicional de control de tensión en las redes de distribución. La conexión de varios generadores distribuidos en la red y un control de despacho inteligente brinda gran flexibilidad en el manejo de la energía reactiva y el control de tensión para mejorar los problemas de regulación.

Todas estas ventajas deben ser tenidas en cuenta en el nuevo contexto de una industria eléctrica competitiva y sostenible a largo plazo.

Entonces, a largo plazo este concepto mantiene su vigencia y el regulador debe establecer las políticas necesarias de participación en el mercado de energía mayorista de estos sistemas para que motiven una conducta en este sentido por parte de diferentes agentes interesados en este mercado, ya que con ello se logra un sistema eléctrico más competitivo y eficiente.

En este trabajo se realizará una revisión, análisis y comparación del marco regulatorio y del mercado de energía mayorista para la inserción de sistemas de Generación Distribuida en Colombia; tomando como base los avances realizados por Chile y España. Se elaborará un documento donde se plasmarán propuestas de acciones pertinentes, que faciliten la implementación de sistemas de Generación Distribuida. Además se propondrá una definición de Generación Distribuida aplicable a Colombia, ya que actualmente no existe una definición formal. Todo esto se hará teniendo en cuenta únicamente el punto de vista del Operador de Red.

1.4 ALCANCE

Este proyecto tiene como alcance estudiar la implementación de sistemas de generación distribuida teniendo en cuenta únicamente el punto de vista del operador de red y así determinar las acciones regulatorias pertinentes para que dichos sistemas sean un alivio a los problemas de suministrar la energía eléctrica a los usuarios finales y no representen un peligro para la estabilidad del sistema de potencia.

2 DEFINICIÓN DE LA SITUACIÓN ACTUAL O PUNTO DE PARTIDA

Si se pretende proponer cambios que ayuden a mejorar el desempeño de cualquier cosa, lo fundamental es tener bien claro el estado de su situación actual para que en base a esto se pueda comparar con los estados futuros, estados a los cuales se desea llegar, y de esta manera saber que cambios y que ajustes se deben tener en cuenta para llegar al punto deseado.

2.1 CARACTERIZACIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

2.1.1 Aspectos técnicos. Las redes de distribución son el medio a través del cual se distribuye la Energía eléctrica (EE) desde los puntos de conexión de estas redes al Sistema de Transmisión Nacional - STN, hasta el consumidor o usuario final.

Desde el punto de vista técnico, y dada la separación de las actividades previstas en la ley, la distribución eléctrica no tiene problemas con la interferencia en la coordinación del mercado, porque ella no es la encargada de viabilizar el mercado de generación.

En Colombia, las redes de distribución eléctrica están compuestas por los sistemas de Transmisión Regionales (STR) y de Distribución Local (SDL), que se clasifican de acuerdo con los niveles de tensión a los cuales distribuyen la EE. y se definen, así:

El Sistema de Distribución Local (SDL), es el sistema de transporte de EE compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a los niveles de tensión 1, 2 y 3 dedicados a la prestación del servicio en uno o varios mercados de comercialización. Se utilizan principalmente para abastecer los consumos domiciliarios, comerciales y de la mediana y gran industria.

El Sistema de Transmisión Regional (STR), es el sistema de transporte de EE compuesto por los activos de conexión al STN y el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el nivel de tensión 4. Estas redes se utilizan principalmente para abastecer las instalaciones industriales de gran envergadura, en la transmisión de EE en zonas rurales y urbanas; y como

redes de subtransmisión para el respaldo de la distribución de energía en grandes centros de consumo.

2.1.2 Aspectos económicos. Las redes de distribución de EE se tipifican, desde el punto de vista económico, como un monopolio natural. Las razones más importantes que determinan esta afirmación son:

Los altos costos fijos iniciales que tiene la infraestructura necesaria para la prestación del servicio de distribución de EE limitan o hacen poco probable la introducción de competencia en esta actividad.

De igual manera, la naturaleza tecnológica, además de los altos costos fijos que poseen las redes de distribución de EE, también favorecen la aparición de economías de escala dado el comportamiento decreciente de los costos medios para la prestación del servicio en la medida que crecen o se conectan más usuarios finales pertenecientes a su mercado relevante. Tal condición genera, adicionalmente, subaditividad de costos.

La existencia del monopolio natural de una red de distribución imposibilita la elección del cliente o usuario para determinar quién le transporta o distribuye la energía que desea demandar, esta situación se traduce en una posición dominante del distribuidor de EE con la posible aparición de rentas monopólicas.

Las asimetrías de información existentes entre los prestadores del servicio de distribución de EE y los usuarios del servicio también favorecen la aparición de comportamientos “oportunistas” del primero, lo cual puede propiciar rentas de información que se traducen en mayores precios para el consumidor final y detrimento de la calidad y confiabilidad del servicio.

Finalmente, es evidente que la red de distribución eléctrica, es una tecnología que aún no posee un sustituto posible que desarrolle labor idéntica (transportar la EE) al usuario en las mismas condiciones de seguridad y confiabilidad; por tal razón, su tecnología es única y privilegiada (el servicio de distribución de EE no tiene sustitutos, dada la tecnología disponible).

2.2 REGULACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DE EE EN COLOMBIA

2.2.1 El Sector Eléctrico en Colombia: Antecedentes. En 1994, se promulgaron las Leyes 142 y 143, las cuales determinaban la reducción del monopolio estatal del servicio de electricidad en Colombia e implementaban un nuevo esquema de prestación del servicio, cuyos principales alcances se resumen en los siguientes aspectos:

Separación de las actividades del sector eléctrico en generación, transporte, distribución y comercialización.
Estímulo a la participación privada en las actividades del sector eléctrico, buscando con ello, una mayor eficiencia en la gestión y el manejo de las empresas y, a la vez, una mejor cobertura del servicio en todo el territorio nacional.

Creación y entrega del control y la regulación del servicio al Estado Colombiano en cabeza de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SSPD y la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, respectivamente.

Libre acceso a las redes de transmisión para el transporte de energía, con el objeto de viabilizar el mercado de energía entre generadores, comercializadores y clientes finales.

Introducción de la competencia en las actividades en que ella fuera posible; para lo cual se crearon e implementaron reglas que propiciaran la libre competencia en las actividades de generación y comercialización de electricidad.

Regulación para las actividades de transporte y distribución de energía a alta tensión (Sistema de Transmisión Nacional – STN) y de baja tensión (Distribuidoras locales). Actividades que conservan su carácter de monopolio natural.

Con este nuevo esquema del sector eléctrico en Colombia, las empresas prestadoras del servicio se vieron obligadas a repensar su gestión. En las actividades donde se introdujo la competencia, fue indispensable definir la estrategia para competir; y en las que permanecieron reguladas, se requirió diseñar una estrategia para maximizar la rentabilidad de los negocios asociados al transporte, derivando la mayor ventaja posible de la regulación.

En la actualidad, es la CREG la responsable, a través de la regulación económica, de fijar los principios normativos de competencia y asegurar el suministro del servicio en forma eficiente, viable y sostenible para los inversionistas, y además, garantizar la eficiencia asignativa, oportuna, continúa y a precios razonables en beneficio de los consumidores.

2.2.2 Marco regulatorio de la distribución eléctrica en Colombia. El mandato legal que fundamenta, en parte, el marco regulatorio para el desarrollo de las actividades de transporte y distribución de energía en Colombia, es el siguiente:

“Los cargos asociados con el acceso y uso de las redes del sistema interconectado nacional cubrirán, en condiciones óptimas de gestión, los costos de inversión de las redes de interconexión, transmisión y distribución, según los diferentes niveles de tensión, incluido el costo de oportunidad de capital, de

administración, operación y mantenimiento, en condiciones adecuadas de calidad y confiabilidad, y desarrollo sostenible. Estos criterios tendrán en cuenta criterios de viabilidad financiera" (art. 39 de la Ley 143 de 1994).

Con base en lo anterior, el regulador promulgó las resoluciones CREG 060 de 1994 y 097 de 1997, que sirvieron para regular la actividad de distribución para los períodos comprendidos entre los años 1994-1997 y 1997-2002, respectivamente.

En la actualidad, para el período regulatorio 2003-2008, la actividad se rige por las resoluciones CREG 070 de 1998 y CREG 082 y 084 de 2002. Esta regulación incentiva la eficiencia empresarial en las labores de administración, operación y mantenimiento (AOM), y la optimización de la red de distribución mediante la utilización de su capacidad máxima y la minimización de sus costos e inversiones; además, protege el interés de los usuarios del servicio. Los aspectos más relevantes de dicha regulación se resumen a continuación:

2.2.2.1 Competencia en la actividad de distribución. La regulación colombiana no prohíbe la competencia en la actividad de distribución de EE., al no otorgar concesiones o franquicias a los agentes para la prestación del servicio. En este orden de ideas, en teoría es permitida la construcción por terceros de redes paralelas si ellas son económicamente viables y, por lo tanto, es posible la prestación del servicio por más de un distribuidor en la misma zona de atención.

2.2.2.2 Expansión del sistema de distribución. El Ministerio de Minas y Energía (MME), a través de la UPME es el encargado de hacer el plan de expansión, para períodos de cinco (5) años, de la ampliación de cobertura del servicio de EE., fijando las inversiones públicas y privadas que deben realizarse o estimularse. No obstante, hoy en día este plan tiene el carácter de indicativo y no mandatorio, porque la responsabilidad primaria para la expansión de los STR y SDL recae sobre los dueños y/o operadores de estos sistemas, quienes deben incluir todos los proyectos que requieran sus sistemas y terceros, que sean viables financieramente.

Por tal razón, los agentes distribuidores no tienen la obligación de expandir los sistemas de distribución para atender nueva demanda si existe imposibilidad técnica, o de ello se deriva la insostenibilidad o inviabilidad económica, dada porque el costo marginal de conectar a un nuevo usuario no es igual ó menor al costo medio histórico para realizar la nueva adición al sistema. En este caso, la expansión la debe realizar quien la solicita o requiera, u otro distribuidor que le resulte rentable hacerlo.

Algunas veces, durante el período tarifario en el cual están vigentes la tarifas aprobadas por la CREG al Operador de Red, éste puede requerir hacer ampliaciones o expansiones de sus redes del STR o del SDL. Estas nuevas inversiones, valoradas con la misma metodología de Unidades Constructivas, se le reconocerán a la empresa como una mayor tarifa si la que está cobrando no le alcanza para cubrirlas, siempre que, previamente la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME haya establecido que esa expansión ha sido necesaria y por lo tanto la haya aprobado.

Esta disposición se establece en cumplimiento de lo dispuesto en el Decreto 388 de 2007.

Por otra parte, los proyectos desarrollados con recursos de la Nación o fondos públicos para inversión en infraestructura, no serán considerados en el cálculo de la tarifa hasta que concluya su vida útil, ya que el costo de dichas inversiones ha sido cubierto por el Estado. No obstante, se reconocerán los gastos asociados a la administración, operación y mantenimiento requeridos para la correcta prestación del servicio.

Con base en lo anterior, se puede inferir que desarrollar una mayor cobertura del servicio en Colombia no se logra, ni se logrará a través de este tipo de regulación, que da prioridad a la viabilidad financiera sin la obligatoriedad de conexión y/o expansión por parte del distribuidor, en detrimento de aquellos usuarios cuyas características sociales y económicas no les permite acceder al servicio (localizados en áreas de frontera). La no provisión de mecanismos o de señales claras para facilitar la expansión de los sistemas de distribución de EE en el país, es un problema estructural de la regulación actual que debe resolver el regulador o el Estado a través de políticas públicas.

2.2.2.3 Libre acceso a las redes de distribución. Teniendo en cuenta que la cobertura no es responsabilidad del distribuidor establecido o incumbente en condiciones de inviabilidad financiera, éste debe otorgar puntos de conexión de las nuevas redes de terceros, a su sistema, si la factibilidad técnica lo permite.

De igual manera, con el objeto de viabilizar el mercado de comercialización debe otorgar el libre acceso a los STR y SDL de manera indiscriminada y sin restricción a cualquier usuario, comercializador o generador que lo solicite, en las mismas condiciones de confiabilidad, calidad y continuidad establecidas.

2.2.2.4 Calidad del servicio de distribución eléctrica. El agente distribuidor, como encargado de la distribución física de la EE al usuario final, le corresponde garantizar la calidad asociada a su labor, o sea, la continuidad en el suministro (alimentación continua) y la calidad de la onda de tensión (forma de la onda de tensión y corriente) que se entrega. Por lo anterior, debe involucrar en sus planes

de operación y mantenimiento, así como en los de expansión, los recursos que garanticen dicha calidad.

En relación con la calidad de la onda de tensión se le exige al distribuidor el establecimiento de garantías o instrumentos financieros que amparen los daños y perjuicios ocasionados a sus usuarios por el incumplimiento de los estándares exigidos en los niveles de tensión 2, 3 y 4.[1] En cuanto a la continuidad del servicio, la CREG 084/02 se establece criterios para fijar las responsabilidades y compensaciones que le caben al distribuidor por el incumplimiento de la calidad exigida. Esta calidad se mide mediante dos indicadores que son divulgados en la factura de cobro, para los cuales se fijan valores máximos anuales de acuerdo con la característica del mercado, a saber: DES, duración esperada de suspensión, que mide el tiempo total de interrupción del servicio; y FES, frecuencia esperada de suspensión, que mide el número total de interrupciones del servicio.

2.2.2.5 Ingresos del agente distribuidor. En Colombia, los cargos por uso son los reconocidos por la CREG basados en los costos medios ("second best") de las empresas según los cargos monómicos de la energía y las condiciones de eficiencia.

El esquema de regulación que se aplica a los distribuidores de EE en Colombia, es del tipo Price Cap para los niveles 1, 2 y 3; y del tipo Ingreso Regulado Máximo para el nivel 4. Estos esquemas de regulación se fijan para períodos de tiempo determinados e incentiva la prestación eficiente del servicio por parte de los agentes, imponiéndoles un precio máximo, independiente de la evolución real de sus costos o su demanda. El agente tiene incentivos para reducir los costos hasta el nivel de eficiencia y promover o estimular una mayor demanda.

Los ingresos que percibe la empresa distribuidora o el operador de la red de distribución (STR y SDL) proviene del cobro que hace a todos los agentes que acceden a su red por cualquiera de los siguientes conceptos: cargos de conexión y/ o cargos por uso de la red.

El cargo de conexión se pacta en contratos entre el dueño del activo eléctrico y el usuario del mismo mediante un precio que remunera su uso, independientemente de la energía que pase por él. Por lo anterior, este cargo se asimila al precio que se pacta en un contrato de alquiler de activos.

[1] Los niveles de tensión l, 2 y 3, operan así: el nivel 1, con tensión nominal menor a 1 kV.; el nivel 2, con tensión nominal mayor o igual a 1 kV. y menor de 30 kV.; y el nivel 3, con tensión nominal mayor o igual a 30 kV. y menor de 57.5kV, nivel de tensión 4, opera con tensión nominal mayor o igual a 57.5 kV. y menor a 220 kV.

El cargo por uso de la red es una tarifa única del tipo “estampilla” para cada uno de los niveles de tensión, ella es determinada mediante metodología consignada en la resolución CREG 082 de 2002.

El cargo por uso de la red para cada nivel de tensión remunera a costo o valor de reposición a nuevo (VNR) con una tasa de rentabilidad obtenida mediante metodología de Costo Promedio Ponderado de Capital, la infraestructura eléctrica necesaria para llevar la energía desde el punto de entrega o la salida del Sistema de Transmisión Nacional (STN), hasta el punto de entrega al usuario, los gastos de AOM y los activos no eléctricos necesarios asociados a la prestación del servicio, en relación con la cantidad de energía útil (demanda) que se distribuye a través de la red.

Los cargos por uso de la red, una vez establecidos para cada empresa, son actualizados anualmente durante el período regulatorio, de acuerdo con el IPP índice de precios del productor total nacional y reducidos por unos factores que reflejan las ganancias en productividad y en recuperación de pérdidas de energía, fijadas por el regulador.

2.2.2.6 Pérdidas de energía. Las pérdidas de energía representan la relación existente entre la energía que ingresa a las redes y no puede ser facturada (por aspectos técnicos, hurto, fallas administrativas, etc.) y las compras totales de electricidad.

En Colombia, se reconoce para efecto de contabilizar la energía útil que pasa por las redes un porcentaje de pérdidas, ésta exigencia impide que el distribuidor traslade a sus usuarios las ineficiencias que se derivan de no controlar o ejecutar planes de recuperación de pérdidas, e incentiva a su vez, a aquellos que hacen un manejo eficiente de las mismas. Como se observa en la tabla 1, se tiene una proyección del cargo por perdidas al año 2013 estimada por la CREG para las principales empresas distribuidoras del país.

Tabla 1 Cargo de perdidas 2013

EMPRESA	Inversión/Usuario ($/Usuario)	VPN Costos (Mill $)	Cargo Pérdidas ($/kWh)	% Cargo Pérdidas/CU (N1) (%)	% Pérdidas 2013 (%)
CEDELCA	150,000	127,459	50.0	14.0%	18.1%
CEDENAR	75,000	82,846	46.3	14.4%	21.4%
CENS	15,000	19,345	5.1	2.0%	14.9%
CHEC	15,000	21,387	6.8	2.2%	14.1%
CODENSA	15,000	123,452	3.0	1.3%	8.8%
EBSA	15,000	22,107	4.1	1.2%	8.6%
EEC	15,000	12,155	6.3	1.7%	17.5%
EMCALI	60,000	108,966	8.6	4.1%	11.1%
EPPMM	15,000	58,630	2.3	1.1%	7.7%
EPSA	15,000	22,509	3.2	1.1%	5.2%
EMSA	30,000	20,141	9.1	3.5%	15.9%
ELECTRICARIBE	135,000	486,185	27.6	11.2%	15.0%
ESSA	75,000	143,514	23.7	8.4%	16.0%
CAQUETÁ	15,000	3,539.9	7.8	2.3%	16.5%
ELECTROCOSTA	90,000	269,921	21.9	7.9%	15.6%
ENERTOLIMA	15,000	19,197	5.5	1.9%	15.3%
ELECTROHUILA	15,000	15,284	5.9	1.9%	15.2%

Fuente: EVALUACIÓN CONCEPTUAL DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA, CREG.

2.2.2.7 Resoluciones CREG. Resoluciones de la CREG relacionadas con los cargos por uso de Distribución son las siguientes:

Tabla 2 Resoluciones CREG que regulan la Distribución

Número	Año	Título
036	2008	Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.
001	2008	Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de definir la metodología para determinar las tasas de retorno para remunerar la actividad de distribución de energía eléctrica, junto con los respectivos estudios relacionados con dicha metodología
111	2006	Por la cual se pone en conocimiento de las entidades prestadoras del servicio público domiciliario de energía eléctrica, los usuarios y demás interesados, las bases sobre las cuales la Comisión efectuará el estudio para determinar los principios generales, la metodología y fórmulas del período siguiente, para el establecimiento de los Cargos por Uso que remunerarán la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional.
113	2003	Por la cual se dictan normas en materia de calidad del servicio de energía eléctrica prestado en el Sistema Interconectado Nacional, de que trata el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica
082	2002	Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.
013	2002	Por la cual se establece la metodología de cálculo y ajuste para la determinación de las tasas de retorno que se utilizarán en las fórmulas tarifarias de la actividad de distribución de energía eléctrica para el próximo período tarifario.
096	2000	Por la cual se dictan normas relacionadas con el Período de Transición de que trata el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, y se complementan algunas

Número	Año	Título
		disposiciones de esas resoluciones.
089	1999	Por la cual se dictan normas relacionadas con el Período de Transición de que trata el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica (Resoluciones CREG 070 de 1998 y 025 de 1999), y se complementan algunas disposiciones de esas resoluciones.
025	1999	Por la cual se establecen los Indicadores de Calidad DES y FES para el año 1 del Período de Transición de que trata el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica (Resolución CREG-070 de 1998), y se modifican algunas normas de esa misma resolución.
070	1998	Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.
155	1997	Por la cual se aprueban los costos máximos de reposición a nuevo que serán tenidos en cuenta para valorar los activos que forman parte de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local dentro del Sistema Interconectado Nacional, y se aprueban los límites máximos en tales cargos.
099	1997	Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local.
060	1994	Por la cual se aprueban los cargos por uso de los sistemas de distribución y se dictan otras disposiciones.
004	1994	Por la cual se regula el acceso y uso de los sistemas de distribución de energía eléctrica, se establece la metodología y el régimen de cargos por conexión y uso de los sistemas de distribución, se define el procedimiento para su pago, se precisa el alcance de la Resolución 010 de 1993 expedida por la Comisión de Regulación Energética y se dictan otras disposiciones.
003	1994	Por la cual se reglamenta el transporte de energía eléctrica por los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

3 DEFINICIÓN DE LOS POSIBLES ESTADOS FUTUROS PARA LOS SISTEMAS DE SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD

Para poder tener un horizonte y encaminar los cambios se hace necesario conocer la documentación existente de trabajos similares hechos en otros países, conocer su situación actual en el sector eléctrico y regulatorio para así tener un modelo de lo que se quiere obtener como resultado final una vez se haya concluido el estudio y realizado las acciones pertinentes.

Se tomaron como posibles estados futuros las situaciones actuales de Chile y España, países que le llevan gran ventaja a Colombia en la inserción de sistemas de Generación Distribuida así como en su respectiva normalización y regulación. Serán tenidas en cuenta las las adaptaciones de las normas de los países nórdicos referente a estos sistemas hechos por Chile y España ya que han obtenido un buen resultado, resultado aprovechable por la condición de cultura iberoamericana que comparten estos tres países.

3.1 DESCRIPCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN CHILE

La regulación del sector de electricidad en Chile iniciada en el año de 1982 a través de la Ley General de Servicios Eléctricos, es pionera en Latinoamérica. En particular, la actividad de la distribución es considerada como un monopolio natural y dada en concesión geográfica a las diferentes empresas. En el esquema chileno la distribución considera la realización conjunta de las actividades de transporte y comercialización de energía en el mercado regulado, y se garantiza el libre acceso a la red para cualquier usuario.

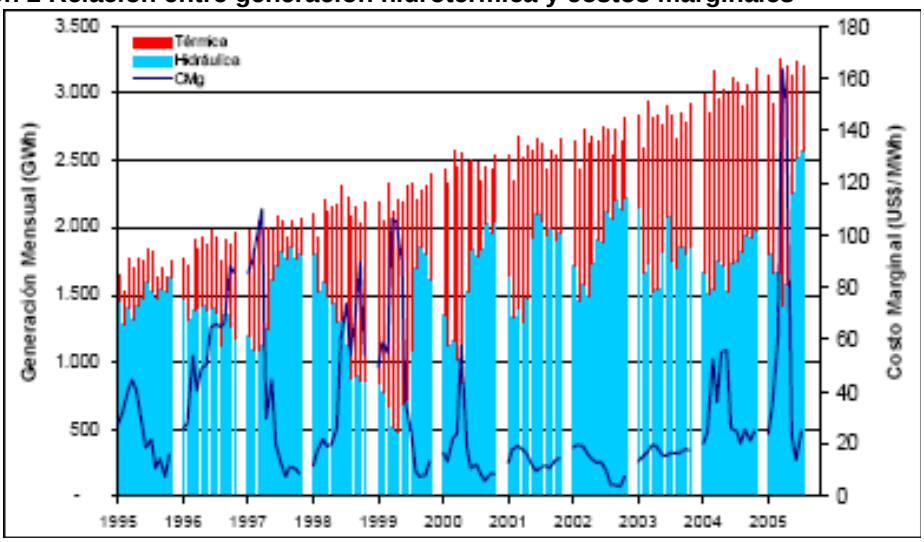
El sector eléctrico Chileno posee actualmente, empresas de generación, transmisión y distribución y se distribuyen geográficamente en el territorio nacional en cuatro sistemas eléctricos, los cuales son: el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), Sistema Interconectado Central (SIC), Sistema de Aysén y el Sistema de Magallanes; donde el SING y el SIC son los más importantes ya que su potencia suma el 99.18% de la potencia instalada del país.

Unas de las características de la matriz energética del sistema eléctrico, es que la evolución de los precios de la energía responde a diferentes factores. En el SIC, el sistema de precios para la energía se basa en una operación a mínimo costo de un sistema hidrotérmico con un embalse con capacidad de regulación interanual. El SING en cambio es un sistema térmico en donde se utiliza predominantemente gas natural, carbón y diesel.

El precio spot, puede corresponder al costo variable de la central térmica más cara que se encuentra operando con capacidad disponible o al costo asociado a la generación de un embalse (valor del agua). Este precio es calculado por el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) en base a una operación a mínimo costo y sensible a las variaciones en la demanda, así como a las disponibilidades de los insumos de generación.

La forma de suplir la demanda en forma eficiente es según los costos de operación de las unidades generadoras. Si se sabe que los costos de operación de las unidades hidráulicas son bastante menores que los de unidades térmicas, en un sistema hidrotérmico como es el caso del SIC, el agua es cuenta a efecto de determinar la operación del sistema ya que ésta condiciona el despacho futuro del parque generador.

Ilustración 2 Relación entre generación hidrotérmica y costos marginales



A fin de ilustrar la relación que existe entre la generación hidrotérmica en el SIC y el costo marginal del sistema, se presenta en la Figura 2 la estadística de dichos parámetros desde enero de 1995 a agosto de 2005.

3.1.1 Situación de las energías renovables no convencionales (ERNC) en Chile. Actualmente, las ERNC tienen una mínima participación en el sector eléctrico chileno; representando menos de un 1% de la capacidad instalada.

Se asume que los altos de precios de la energía eléctrica en dos de los sistemas interconectados (SIC y SING) y la ausencia de recursos energéticos de tipo fósil, den oportunidades atractivas para las energías renovables no convencionales en Chile, que en países desarrollados sólo han surgido gracias a importantes subsidios a la oferta.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) ha iniciado una política de mejora en las condiciones de utilización de ERNC en Chile, la cual pretende asegurar que existan similares condiciones para el desarrollo de este tipo de energías con respecto de las fuentes tradicionales, con el objetivo de contribuir al desarrollo de inversiones.

En esta línea, las modificaciones legales al mercado de generación eléctrica, introducidas mediante las leyes Nº 19.940 y Nº 20.018, intentan incentivar el desarrollo de proyectos de generación de energía a partir de fuentes renovables no convencionales, tales como la eólica, solar, mareomotriz, geotermia, biomasa, entre otras, permitiendo la inversión de empresas tanto nacionales como extranjeras en este nuevo mercado.

3.1.2 Marco regulatorio y jurídico. La normativa que regula el mercado de la energía eléctrica en el Chile viene dada por las siguientes leyes:

Decreto Fuerza de Ley N°1 (DFL1), Ley General de Servicios Eléctricos del Ministerio de Minería. Aprueba modificaciones al DFL N° 4 de 1959 y fue publicado en el Diario Oficial el 13 de septiembre de 1982 (DO 13/09/82).

Decreto Supremo N°327 del Ministerio de Minería. Fija el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, (DO 10/09/98), reemplazando y derogando al Decreto Supremo N°6 de 1985.

Decreto N°632 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Fija formula tarifarias para las empresas eléctricas, (DO13/11/00).

Decreto N°219 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Fija precios de nudo para suministro de electricidad, (DO 30/04/01).

Decreto Supremo N°4 del Ministerio de Relaciones Exteriores. Promulga el protocolo adicional al acuerdo de complementación económica con Argentina N° 16, sobre normas que regulan la interconexión eléctrica y el suministro de energía eléctrica. (DO24/02/98).

La institucionalidad está avalada por las siguientes leyes:

Decreto Ley N°2224 del Ministerio de Minería. Crea la Comisión Nacional de Energía (CNE), (DO 08/06/78).

Ley N°18410. Modificada por la Ley 19613 (DO 08/06/99). Crea la Superintendencia de Electricidad Y Combustibles, (DO 22/05/85).

Ley N°19613. Modifica la ley N°18410 y DFL N°1 (DO 08/06/99).

Dada la actual concepción del mercado eléctrico chileno, el estado realiza la labor de regulador y fiscalizador. Por ello cuenta con una serie de instituciones que deben velar por el correcto funcionamiento del mercado. Las instituciones llamadas a realizar esta labor son:

Comisión Nacional de Energía (CNE). Es una persona jurídica de derecho público, funcionalmente descentralizada y autónoma, que se relaciona directamente con el Presidente de la República. Su función es elaborar y coordinar los planes, políticas y normas necesarias para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energético nacional, velar por su cumplimiento y asesorar a los organismos de Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.

Particularmente en el sector eléctrico, la CNE es responsable de diseñar las normas del sector y de calcular los precios regulados que la legislación ha establecido (informes técnicos). Actúa como ente técnico, informando al Ministerio de Economía cuando se plantean divergencias entre los miembros de los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC), a objeto que dicho ministerio resuelva.

Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Es el Ministerio encargado de fomentar la modernización de la estructura productiva del país, el fortalecimiento y expansión de la economía chilena y su inserción activa en los mercados internacionales. Con este objetivo implementa mecanismos destinados a corregir las distorsiones de los mercados y a ampliar su transparencia.

En el sector eléctrico es el encargado de fijar las tarifas de distribución eléctrica, los precios de nudo y de resolver los conflictos entre los miembros de los CDEC, en todos los casos, previo informe de la CNE. Además, otorga las concesiones definitivas previo informe de la SEC.

La Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). Es el organismo encargado de fiscalizar y supervigilar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad.

La SEC es el responsable técnico de otorgar concesiones provisionales y de informar al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción sobre las solicitudes de concesión definitivas que se refieran a distribución de electricidad y a la instalación de centrales hidráulicas, subestaciones eléctricas y líneas de transmisión (la solicitud de concesión definitiva no es obligatoria en estos últimos

tres casos). Asimismo, la SEC es responsable de verificar la calidad de los servicios prestados.

La SEC es un organismo descentralizado, regido por la Ley Nº 18.410, de 1985, que se relaciona con el Gobierno por intermedio del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

La Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA). Es la institución encargada de actuar como órgano de consulta, análisis, comunicación y coordinación en materias relacionadas con el medio ambiente. Asimismo, es la encargada de administrar el sistema de evaluación de impacto ambiental a nivel nacional, coordinar los procesos de generación de las normas de calidad ambiental y determinar los programas para su cumplimiento.

La Comisión Nacional del Medio Ambiente es una institución dependiente del Ministerio Secretaría General de la Presidencia y se rige por la Ley Nº 19.300, de 1994.

La Superintendencia de Valores y Seguros (SVS). Es el organismo encargado de fiscalizar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas que rigen a las personas que emiten o intermedian valores de oferta pública, las bolsas de valores, los fondos mutuos, las sociedades anónimas y las empresas de seguros.

La SVS es una institución autónoma, regida por el Decreto Ley Nº 3.538, de 1980, que se relaciona con el Gobierno a través del Ministerio de Hacienda.

Los Organismos de Defensa de la Competencia. Son los encargados de prevenir, investigar y corregir los atentados a la libre competencia y los abusos en que puede incurrir quien ocupe una posición monopólica. Tales organismos son: a) las Comisiones Preventivas Regionales; b) la Comisión Preventiva Central; c) la Comisión Resolutiva; y d) la Fiscalía Nacional Económica. Todos ellos se rigen por el Decreto Ley Nº 211, de 1973, refundido por el Decreto Nº 511, de 1980.

Las Municipalidades. Las municipalidades participan en la regulación del sector eléctrico otorgando los permisos para que las líneas de transporte de electricidad no sujetas a concesión crucen las calles, otros bienes nacionales de uso público u otras líneas eléctricas.

Además, en el caso de los sistemas eléctricos con capacidad instalada menor a 1.5 MW, las municipalidades negocian con las empresas concesionarias de distribución respectivas las tarifas y la calidad del suministro.

Los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC). Son organismos sin personería jurídica, integrados por las principales empresas generadoras de cada

sistema eléctrico, que regulan el funcionamiento coordinado de las centrales generadoras y líneas de transmisión que funcionan interconectadas en el correspondiente sistema eléctrico. Se rigen por el Decreto Supremo Nº 327 de 1998, del Ministerio de Minería.

Existe un reglamento que regula todo lo referente con los pequeños medio de generación distribuidos (PMGD) y están consignados en el Decreto Supremo Nº 244 del 2 de Septiembre de 2005 y teniendo en cuenta solo los artículos que regulan al Operador de Red se tiene:

TÍTULO I
CAPÍTULO PRIMERO
DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1°: Las disposiciones del presente reglame nto se aplicarán a las empresas que posean medios de generación conectados y sincronizados a un sistema eléctrico y que se encuentren en alguna de las categorías señaladas a continuación, sin perjuicio del cumplimiento de la restante normativa vigente:

a) Medios de generación cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a 9.000 kilowatts, conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público, en adelante pequeños medios de generación distribuidos o "PMGD".

TÍTULO II
DE LOS PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDOS O "PMGD"
CAPÍTULO PRIMERO
ANTECEDENTES GENERALES

Artículo 7°: Sin perjuicio del cumplimiento de las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes, las empresas distribuidoras deberán permitir la conexión a sus instalaciones de los PMGD cuando éstos puedan acceder a dichas instalaciones mediante líneas propias o de terceros.

Artículo 8°
necesarias para permitir la inyección de los excedentes de potencia de los PMGD deberán ser ejecutadas por las empresas distribuidoras correspondientes y sus costos serán de cargo de los propietarios de los PMGD.

Para el cálculo de estos costos se considerarán tanto los costos adicionales en las zonas adyacentes a los puntos de inyección, como los ahorros de costos

en el resto de la red de distribución, conforme a los criterios y procedimientos establecidos en el Capítulo 3 del presente título.

El valor de estas instalaciones adicionales no se considerará parte del valor nuevo de reemplazo de la empresa distribuidora correspondiente.

Artículo 10º
de una empresa distribuidora, adquiere la calidad de usuario de la red de distribución a la cual se conecta y le serán aplicables los derechos y obligaciones a que se refiere el presente reglamento y la normativa aplicable.

Artículo 12º
mantener en todo momento el buen estado de los empalmes correspondientes a la conexión de éste con las instalaciones de la empresa distribuidora. Dichos empalmes comprenden el conjunto de instalaciones y equipos eléctricos entre su punto de conexión a la red de distribución y sus unidades de generación, incluyendo el punto de conexión.

Artículo 13º
requisitos técnicos para la conexión y operación de los PMGD serán establecidos en la NTCO[2]. Entre otras materias, dicha norma establecerá al menos lo siguiente:

a) Los requisitos mínimos para los dispositivos de protección, sincronización y medida que serán exigibles al propietario del PMGD para solicitar y ejecutar una conexión a instalaciones de la empresa distribuidora.
b) La forma en que deberán operar los PMGD de manera que se cumplan las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes.

Artículo 22º
conexión a las instalaciones de la empresa distribuidora de un PMGD serán de propiedad de éste, quien deberá hacerse cargo de los costos asociados a su construcción y mantención.

Dichos empalmes deberán ser construidos en conformidad con la NTCO, y su construcción podrá ser llevada a cabo indistintamente por la empresa distribuidora o por el propietario del PMGD respectivo.
Sin perjuicio de lo anterior, las maniobras de conexión del PMGD a la red sólo podrán ser efectuadas por la empresa distribuidora.

Artículo 24º
año, el propietario u operador de un PMGD deberá informar a la empresa distribuidora el plan de mantenimiento del respectivo PMGD, para el siguiente año calendario. Asimismo, deberá informar la ejecución de cualquier obra de reparación o modificación de las instalaciones y/o equipamientos que permiten

[2] DICTA NORMA TÉCNICA SOBRE CONEXIÓN Y OPERACIÓN DE PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDOS EN INSTALACIONES DE MEDIA TENSIÓN.

su conexión a la red de distribución, en conformidad con lo señalado en el presente reglamento y la normativa vigente.

CAPÍTULO CUARTO
DEL REGIMEN DE OPERACIÓN, REMUNERACIÓN
Y PAGOS DE UN PMGD

Artículo 35º: Todo PMGD operará con autodespacho. Lo anterior implica que el propietario u operador del respectivo PMGD será el responsable de determinar la potencia y energía a inyectar en la red de distribución en la cual está conectado. Se considerará que los PMGD no disponen de capacidad de regulación de sus excedentes.

Sin perjuicio de lo anterior, y para efectos de la programación de la operación global del sistema eléctrico así como de la determinación de las correspondientes transferencias entre generadores, el propietario u operador de un PMGD deberá coordinar dicha operación tanto con la empresa distribuidora como con el CDEC respectivo, de acuerdo a lo señalado en el presente capítulo.[3]

3.2 DESCRIPCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA

3.2.1 Antecedentes del sistema y mercado eléctrico español. El proceso de liberalización de la industria eléctrica en España tiene como sus mayores logros la introducción de competencia en el sector generación y la posibilidad de los consumidores de poder elegir a la empresa suministradora, el comercializador. Las actividades de transmisión y distribución permanecen reguladas de acuerdo a su carácter monopólico.

Antes de la desregulación del mercado, el sistema eléctrico español era integrado verticalmente, manejado por una gran empresa estatal: ENDESA (Empresa Nacional de Electricidad S.A.). Existían diversas compañías distribuidoras, también estatales, que compraban la energía a ENDESA, según un precio igual para cualquier localidad dentro del país. Los precios de las transferencias entre las distribuidoras y ENDESA eran fijados estatalmente, así como todas las políticas de operación, control e inversión dentro del sistema. A partir de 1994, comienza la desregulación y reestructuración del sector, estableciéndose un período de transición en las tarifas entre 1998 y 2007, pretendiéndose llegar a un sector completamente liberalizado para el final de dicho período.

Existe en España un organismo regulador y de planificación dependiente del estado, en adelante la CNSE (Comisión Nacional del Sistema Eléctrico). Dicha

[3]Decreto con Fuerza de Ley.244. APRUEBA REGLAMENTO PARA MEDIOS DE GENERACION NO CONVENCIONALES Y PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACION ESTABLECIDOS EN LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELECTRICOS CNE (Comisión Nacional Eléctricas de Chile), 2006.

entidad participa en la elaboración de las leyes, autoriza la construcción de nuevas instalaciones, realiza las reliquidaciones emanadas de los contratos entre generadores y comercializadores y finalmente, actúa como árbitro en las disputas, entre otras funciones menores. Adicionalmente, se estableció un operador del mercado y del sistema, en adelante REE (Red Eléctrica de España), tarea asignada, al igual que en otros países, a la empresa encargada de la actividad de transmisión. Esta entidad tiene por función ajustar la demanda con las ofertas, determinado el despacho adecuado y el costo marginal del sistema, equivalente a la unidad más cara que genera para alcanzar la punta demandada.

Acerca de la actividad de generación en España, cabe mencionar que ella es eminentemente, de tipo térmica. Aproximadamente, un 21% de la generación es de tipo hidráulica, un 37% es de tipo nuclear y el resto pertenece al segmento de generación térmica a carbón, gas o petróleo. El sistema de despacho de generación se basa en la oferta de energía realizada por cada grupo generador. El operador de mercado, OMEL, obtiene la última unidad generable y decreta el precio marginal del sistema, con el cual serán retribuidos todos aquellos generadores que son despachados.

Al igual que en otros mercados, los contratos entre generadoras y comercializadoras se efectúan según dos metodologías. La primera opción consiste en comprar la energía al precio “spot” dictado por el costo marginal del sistema (última unidad que genera). La segunda opción corresponde a un contrato bilateral de venta de energía entre generadores y comercializadores por diferencia. Ello consiste en un precio pactado entre ambas partes. En caso de que el precio spot de la energía, determinado por el despacho a costo marginal, sea diferente al pactado, la diferencia entre ambos será reliquidada al participante que corresponda, asegurando así que el precio de compra sea equivalente al costo marginal del sistema.

Acerca de la tipificación de los clientes, la desregulación del sector ha introducido el concepto de comercialización, actividad sujeta a competencia. Dicha actividad se define como la compra de energía por parte de un comercializador a los generadores y su posterior venta al cliente final no regulado. España ha implementado un programa gradual para que los consumidores finales vayan progresivamente adquiriendo la opción de elegir una empresa suministradora. De este modo, un usuario con consumo anual mayor de 15 GWh puede optar por la elección de un comercializador en 1998. Para el año 1999, un usuario consumiendo 9 GWh anuales puede acceder a esta posibilidad. Finalmente, para el año 2001, un cliente con un consumo anual mayor o igual a 5 GWh, puede acogerse a la elección de un comercializador (lo que equivale, en términos promedio, a un consumo de alrededor de 700 KW). Cabe mencionar que, para cada uno de estos casos, el cliente facultado de elegir comercializador puede

acogerse sin embargo a tarifas reguladas, hasta el año 2002, fecha en que ellas serán eliminadas para este tipo de consumidores.

Por otro lado se han querido diferenciar dos aspectos de la distribución, teniendo en cuenta las actividades más importantes que lleva a cabo como son, el traslado de energía desde los puntos frontera con la red de transporte al consumidor final, y por otro lado la compra de energía para aquellos consumidores que están acogidos al mercado regulado (clientes a tarifa integral).

Teniendo en cuenta la actividad de la distribución como transportista de energía (responsable de poner a disposición de los usuarios la energía y por tanto disponer de red suficiente para ello – RD1955), los aspectos más relevantes que se van a analizar son:

- Las inversiones en la red
- Las pérdidas
- La operación y explotación de la red
- Los perfiles de tensión
- La calidad en el suministro
- Las potencias de cortocircuito
- Los servicios complementarios
- La seguridad del personal de mantenimiento

Por otro lado y teniendo en cuenta la actividad de distribución como agente comprador en el mercado de producción de energía debido a sus clientes acogidos a tarifa integral se analizará también el impacto de la generación distribuida en la gestión de dicha actividad.

Si bien la red de transporte es una red observable, monitorizada y telecontrolada en toda su extensión en la red de distribución existen tres zonas muy diferenciadas que hay que tener muy presente a la hora de analizar los aspectos relevantes anteriormente mencionados Las tres zonas de distribución son:

• Red de reparto - zonas observables: las zonas observables son aquellas redes sobre las que el distribuidor tiene un control prácticamente en tiempo real, tanto a nivel de monitorización como de operación.

Estas redes son las que típicamente se han denominado “de reparto”. Son redes que conectan la red de transporte con la red de MT.

Típicamente abarcan los niveles de tensión de 132, 66, 45 y 33kV.

Se encuentran controladas bajo sistemas SCADA (System Control Supervisory And Data Adquisition) por lo que la compañía distribuidora conoce cualquier incidencia y/o evento que se produzca en dicha red en tiempo real.

Las redes de reparto son redes "con muchas similitudes" a las de transporte al ser redes típicamente malladas (aunque no siempre) y con un alto grado de robustez.

De hecho, en muchas zonas, el operador del sistema necesita conocer el estado de dichas redes pues tiene una repercusión directa sobre la red de transporte (como por ejemplo el 132 y 66kV de Galicia o el 132kV de la zona de Andalucía).

• Red de MT - zonas "cuasi observables": son aquellas zonas en las que el distribuidor tiene un alto grado de monitorización pero no así de operabilidad en tiempo real. Con estas redes se hace referencia a las redes que conectan la red de reparto con los centros de transformación (CCTT).

Los sistemas SCADA de estas redes tienen como límite las posiciones o cabeceras de línea de las subestaciones de MT (dependiendo del tipo de subestación y compañía de distribución). En cabecera de línea de MT se dispone, en general, monitorización de medida, maniobra y visualización del estado de corte de sus elementos de maniobra.

Las posiciones de MT conforman lo que coloquialmente se denomina "cabecera de línea de MT".

Pueden existir otros interruptores telemandados intermedios en los que se dispone de maniobra y señalización del estado de corte pero no de visualización de medida.

Esto significa que la última medida monitorizada a día de hoy en tiempo real de la que dispone la distribuidora es la cabecera de subestación de MT. Esto no significa que no existan medidas de otro tipo como contadores, masímetros etc. pero son instrumentos que no informan en tiempo real en cuanto a la operación de la red de distribución se refiere.

Si bien las redes de reparto son redes más o menos malladas las redes de MT se operan de forma radial y típicamente son de 15 o 20kV (la legislación define como redes de MT a aquellas comprendidas entre 1 y 36kV).

• Red de BT - Zonas no observables: son aquellas zonas en las que el distribuidor no tiene monitorización ni operabilidad remota en tiempo real. No dispone de medida en tiempo real y cualquier tipo de información que se reciba de estas redes se encuentra desacoplada del tiempo real (por ejemplo los cortes de suministro son detectados por avisos que los clientes realizan a su compañía

distribuidora cuando estos experimentan algún tipo de incidencia: cortes de suministro, interrupciones breves, bajas tensiones etc.).

Este tipo de redes, al igual que las de MT se explotan radialmente y son las que unen las redes de MT con el consumidor final de BT. Típicamente son redes trifásicas de 400V.

3.2.2 Regulación de la distribución en España: Esquema de incentivos. La primera consideración acerca de la regulación de la distribución en España guarda relación con la existencia de clientes no regulados, en adelante cualificados y regulados, en adelante, a tarifa. Como ya se mencionó, los primeros poseen la libertad de elegir una empresa comercializadora, beneficio que es extendido a todos los clientes con consumo anual mayor o igual a 5GWh desde el año 2001. El cobro a tarifa se extiende para consumidores por debajo de este límite o para aquellos que no deseen acogerse a la elección de un comercializador. En este caso, la actividad de comercialización es realizada por la misma empresa distribuidora. Por ende, la empresa distribuidora recibe ingresos por el uso de sus redes, como peaje de distribución, en ambos casos. Sin embargo, en el caso de consumidores cualificados, sólo recibe este peaje y no cobra por la gestión comercial realizada por el comercializador respectivo.

Inicialmente, la actividad de distribución en España era tarificada mediante la forma tradicional de “regulación por coste de servicio", la cual ha evolucionado hacia una regulación basada en incentivos. El principio que rige esta operación es el hecho de desacoplar, durante un período de algunos años, los ingresos de los costos reales de cada empresa. En este entorno, cada empresa regulada tiene un incentivo de reducir sus costos para obtener beneficios.

La implementación de dicha política se basa en el principio de “libre acceso de terceros a las redes”, por el cual los generadores y consumidores pueden acceder sin discriminación a las redes de distribución. Una vez calculada la retribución total de la actividad, el reparto entre las diferentes empresas distribuidoras responderá a un modelo que caracterice las distintas zonas de distribución, las variables objetivas de la actividad y que evolucione en función de parámetros de calidad del suministro y reducción de pérdidas.

Para poder considerar las características geográficas y demográficas de cada empresa distribuidora de acuerdo a su área de servicio, se han calculado modelos de red, llamados de “referencia”. Para cada una de las áreas de servicio se calcula una red de referencia o modelo, a partir de la cual, se determinan los costos eficientes de la distribución asociada. Actualmente, se discuten dos métodos alternativos para el cálculo de dicha red. El modelo de “planificación estratégica”, que construye una red óptima minimizando los costos de inversión y operación, considerando las restricciones adecuadas de calidad de servicio. El modelo de

"regresión lineal", correlaciona las variables determinantes de las redes como el número de usuarios, la potencia contratada y características demográficas.

3.2.3 Estudio de los cargos por uso del sistema de distribución (peajes). Desde 1998, un consumidor español no regulado puede optar a ser suministrado libremente por medio de una comercializadora, más aún, la ley le permite ser abastecido parcialmente por este sistema, mientras el resto es pagado a precio regulado. Sin embargo, la experiencia inicial ha mostrado que existen pocos incentivos para realizar este tipo de contratos libres con los comercializadores, debido a la formalización de un reducido número de ellos.

Los dos conceptos en los cuales descansa la política de peajes española son los de suficiencia y eficiencia. El primero guarda relación con la recuperación de todos los costos incurridos en la prestación del servicio de distribución. El segundo criterio tiene como objeto el lograr indicadores adecuados que promuevan la máxima eficiencia y bajas en las tarifas a largo plazo, compatibles con la recuperación de la totalidad de los costos.

3.2.4 Costos de las actividades de distribución. Para el cálculo por empresa de los costos de distribución propiamente tales, se optó en España por elaborar un complejo modelo que caracteriza las diversas zonas de distribución en las que puede dividirse el territorio. Este modelo, llamado red de referencia, calcula una red hipotética en cada tramo, la cual es eficiente en términos de minimizar el binomio conjunto de inversión - pérdidas, atendiendo a los siguientes criterios:

- Costos de inversión, como valor inmovilizado a costo de reposición, considerando una tasa de actualización del capital de un 9,46%.
- Costos de operación y mantenimiento de las instalaciones.
- Energía circulada por cada tramo.
- Caracterización en zonas de distribución, considerando la ubicación real de los puntos de consumo y su potencia de punta demandada, además de la posición de las conexiones entre la red de distribución y la de transmisión.
- Incentivos al aumento de eficiencia en la calidad de suministro.
- Incentivos a la reducción de las pérdidas de distribución.

El modelo finalmente elegido, determina una red de referencia objetiva y universal, abarcando todo el territorio del país. La información necesaria para aplicarlo, se obtiene de diversas fuentes, tales como institutos de estadísticas, catastros de las empresas distribuidoras, estudios geográficos y demográficos y datos generales del sector eléctrico.

Respecto a las restricciones que el modelo impone a la calidad de suministro, se incluyen las limitaciones de caída de tensión máxima y número máximo de interrupciones. Finalmente, cabe señalar que el modelo obtiene los parámetros de las redes de alta como de baja tensión de distribución.

Los resultados del modelo aplicado tienen por objeto remunerar la inversión y operación de las redes, por lo cual, sirven de base para el cálculo de los peajes de acceso a las redes, tanto para clientes a tarifa como cualificados.

Cabe destacar que la remuneración de la inversión se realiza, al igual que en la mayoría de los países, a través del valor de reposición de las instalaciones o valor nuevo de reemplazo, el cual considera el costo actual de las instalaciones, sin importar los años de servicio que posean y la cantidad de años de servicio que hayan prestado. Además, en España se considera una tasa de actualización del capital de un 9,46%. Dicha tasa guarda relación con el riesgo-país, más el premio al riesgo adecuado para las empresas eléctricas de dicho país.

3.2.5 Costos permanentes y de diversificación. Como puede notarse del desglose anterior, la distribuidora debe aumentar considerablemente sus cobros a los clientes debido al pago de los costos permanentes y de diversificación, cuya finalidad es heterogénea: los primeros son para la financiación de los entes reguladores del mercado, mientras que la segunda parte de ellos cubren la deuda histórica del desarrollo nuclear español y la importancia estratégica del combustible nuclear. Si se considera el total de los costos permanentes y de diversificación, éstos llegan, dependiendo de la fijación tarifarias, a niveles de entre un 8,5% y un 9% de los ingresos totales facturados como peaje de distribución. Desglosando dichos costos, aquellos que aportan un mayor porcentaje, son los de compensaciones extrapeninsulares, moratoria nuclear y mantención de stock de uranio.

3.2.6 Pasos a seguir en la determinación de los cargos por uso del sistema de distribución. Resumiendo la información ya entregada, los pasos necesarios para el establecimiento de la retribución de la distribución eléctrica en general, en España, son los siguientes:

a) Elaboración de la red de referencia

La red de referencia calcula los costos de distribución propiamente de las instalaciones eléctricas de todo el país, expresando luego el porcentaje que le corresponde a cada empresa.

b) Fijación de los ingresos de las empresas distribuidoras

Según los datos de la red de referencia, se fija el ingreso total de las distribuidoras, adicionando a los costos de distribución los costos permanentes y de diversificación.

c) Actualización de los cargos

Los ingresos finales se indexan anualmente según la fórmula de remuneración por incentivos ya detallada.

d) Separación de ingresos regulados y no regulados

Cada empresa, con sus ingresos totales, calcula la parte que equivale a clientes a tarifa y a clientes cualificados, adicionando para el primer caso los ingresos por gestión comercial

e) Cálculo de los peajes finales al consumidor no regulado

Para el caso de los clientes cualificados (no regulados), la red de referencia entrega el total recaudado por concepto de peajes. Posteriormente, se prorratean los cobros totales, obteniéndose el cargo de cada consumidor.

Cabe recordar que todo el mercado eléctrico en España tiene aún residuos de la administración estatal y de antiguas decisiones del pasado, las cuales, ex-post, han sido consideradas como erróneas (tales como la mantención de costos permanentes y de diversificación y de costos de transición a la competencia). La eliminación de los cobros anteriores, junto con la liberalización completa del mercado, otorgando a cualquier usuario la posibilidad de utilizar un comercializador, son dos de los grandes objetivos impuestos para lo que resta del período de transición, a saber, hasta el año 2007.

Cabe destacar que la política de remuneración de la actividad de distribución en España procura lograr incentivos en eficiencia a través de la limitación de los ingresos, por medio de estimular recortes en pérdidas y costos de explotación, además de introducir reglamentos acerca del cumplimiento de los estándares de calidad de suministro. Paralelamente, se encuentra latente la baja progresiva de la potencia mínima para poder acceder a tarifas no reguladas, lo cual pretende estimular este tipo de contratos en los próximos años. Sin embargo, todas las medidas de desregulación son bastante nuevas y se encuentran en un período de transición, no exento de divergencias y de nuevas propuestas.

3.2.7 Criterios técnicos de conexión a la red. Cuando las nuevas instalaciones de generación se conectan o piden conexión a la red de distribución existen dos

puntos de vista muy importantes para que exista una perfecta sinergia entre distribución-generación.

Por un lado a la distribuidora le interesaría que hubiera un marco regulatorio con señales de localización eficientes para minimizar las pérdidas y rentabilizar las inversiones.

Por otro lado a las instalaciones generadoras les interesaría una normativa clara en lo que se refiere a los criterios y ubicación en la conexión a la red así como una regulación clara de los costes en aquellos casos en los que la conexión conlleve un refuerzo de la red.

En lo referente a los criterios técnicos de conexión a la red, puesto que no existe una normativa clara al respecto cada compañía de distribución fija unos criterios que se suelen basar en las siguientes consideraciones:

- En lo referente a las condiciones económicas típicamente la instalación generadora correrá a cargo de todos los gastos debidos a estudios previos, ampliación o modificación de las instalaciones existentes, nueva red para su conexionado, etc. (Capítulo 2, artículo 8, RD 2366/1994)
- El nivel de tensión de red al cual se conectará se decide en función la potencia que decida instalar. Pej: aquellas instalaciones con una potencia instalada inferior a 100kVA típicamente se conectan a BT y las de más de 15MVA en tensiones de como mínimo 132kV.
- No se permite un rango de variación de tensión superior a un margen determinado +V en el nudo al cual se conecte el generador. Lógicamente esto dependerá del tamaño del generador y de la potencia de cortocircuito del nudo al cual se conecta (robustez de la red).
- En lo referente a la forma de conexión, esto dependerá de si la conexión es en aéreo o en subterráneo y del nivel de tensión al que se conecte. Lógicamente los requerimientos son tanto mayores, cuanto mayor es el nivel de tensión al que se conectan pues las potencias instaladas son mayores y la repercusión en la red puede ser más significativa.
- Estos tipos de conexión pueden variar en requerimientos por ejemplo desde un entronque en T con seccionador en MT hasta entrada y salida con interruptores telemandados en tensiones superiores.
- Por lo que respecta al factor de potencia, este aspecto se encuentra incentivado en el RD 436/2004 normalmente el generador es que se preocupa de ello. Anteriormente a este decreto, se procuraba que el factor de potencia fuera lo más cercano a la unidad.
- Debido a requerimientos de red, típicamente se exige una capacidad de evacuación mínima que se suele cuantificar como un porcentaje de la capacidad nominal de la línea o del transformador. (apartado d, artículo 20, RD 2818/1998).

- En otras ocasiones se exige que la potencia a conectar en un nudo no supere un porcentaje determinado de la potencia de cortocircuito del nudo.

Otro aspecto muy importante a la hora de conectar nuevas instalaciones generadoras a la red es la normalización y la racionalización de los criterios de protecciones de cada generador y su coordinación con las protecciones de la red de distribución.

La normativa existente en cuanto a los criterios técnicos de conexión desde el punto de vista de las protecciones no especifica en detalle las condiciones que se deben cumplir. Únicamente la orden ministerial del 85 afirma que las instalaciones generadoras deberán desconectarse de la red ante un hueco de tensión.

Reales Decretos posteriores no especifican más detalles al respecto por lo que cada compañía distribuidora se ve obligada de nuevo a procedimentar internamente las condiciones técnicas de protección, lo cual genera incertidumbre y falta de transparencia a la GD al encontrarse con diferentes requisitos en función de la compañía distribuidora a la que se conecte.

Únicamente en el RD 1663/2000 (Ministerio de Economía, 2000b) se cita en el apartado 2 del artículo 8 que las instalaciones fotovoltaicas de hasta 100kVA conectadas a la red de BT deberán desconectarse cuando detecten ausencia de tensión en su alimentación.

En general se tienen en cuenta los siguientes aspectos:
En lo referente a las protecciones instaladas habría que hacer distinción entre las protecciones propias de la instalación, las cuales típicamente son llevadas a cabo por el cliente y las protecciones en la interconexión con la distribuidora.

Estas últimas son las que la distribuidora supervisa para una correcta integración y coordinación de la instalación con la red.

El problema reside en que las protecciones propias de la instalación suelen ser más restrictivas que las de la interconexión por lo que la instalación se conecta y desconecta en determinadas situaciones sin ningún control por parte de la distribuidora.

Las principales funciones de las protecciones de la interconexión son proteger a la red de la GD y a la GD de la red. Por tanto, las protecciones deberán detectar defectos internos en el generador o bien defectos en la red que puedan afectar al generador.

Este segundo caso es el más complicado pues en la medida de lo posible habrá que evitar la desconexión injustificada como consecuencia de cualquier tipo de incidencia externa a su línea de alimentación.

3.2.8 Normativa y regulación. Así como en transporte las condiciones se encuentran razonablemente detalladas, normalizadas y transparentes lo cierto es que la conexión de instalaciones generadoras a la red de distribución no se encuentra claramente definida. Existe reglamentación que aborda este tema pero sin abarcar todas los tipos instalaciones generadoras y en todos los niveles de tensión donde se pueden conectar.

En líneas generales la reglamentación especifica que las instalaciones que se conectan a la red deben cumplir con una serie de especificaciones indicadas por la compañía distribuidora, como por ejemplo la potencia de cortocircuito.

En el artículo 4 del capítulo II del RD 1663/2000 (Ministerio de Economía, 2000b) se comenta que en el plazo de un mes, tras haber recibido la solicitud de conexión, la compañía distribuidora deberá especificar a la instalación generadora la potencia de cortocircuito esperada en el punto de conexión. Sin embargo esta condición únicamente es para instalaciones fotovoltaicas.

En el artículo 63 del capítulo 2 del RD 1955/2000 (Ministerio de Economía, 2000c) se dice “los gestores de la red de distribución remitirán al operador del sistema y gestor de la red de transporte aquellas solicitudes de acceso a la red de distribución de nuevas instalaciones que puedan constituir un incremento significativo de los flujos de energía en los nudos de conexión de la red de distribución a la red de transporte o que puedan afectar a la seguridad y calidad del servicio. A este respecto la afección se entenderá significativa cuando concurra alguna de las siguientes condiciones:

• Generadores o agrupaciones de éstos con potencia instalada mayor de 50 MW.
• Generadores y consumidores cuya potencia instalada solicitada sea mayor del 5% y 10% de la potencia de cortocircuito del nudo de conexión de la red de distribución a la red de transporte en situación de demanda horaria punta y valle, respectivamente.

En el artículo 15 del reglamento electrotécnico para BT se cita que “las compañías suministradoras facilitarán los valores máximos previsibles de las potencias o corrientes de cortocircuito de sus redes de distribución, con el fin de que el proyectista tenga en cuenta este dato en sus cálculos”.

Por otro lado según la ITC-BT-40 (Ministerio de Ciencia y Tecnología, 2002) en el epígrafe 3 del capítulo 4 se enuncia que la potencia máxima de las centrales

interconectadas a una Red de Distribución Pública, estará condicionada por las características de ésta: tensión de servicio, potencia de cortocircuito, capacidad de transporte de línea, potencia consumida en la red de baja tensión, etc.

1. Potencias máximas de las centrales interconectadas en baja tensión.

Con carácter general la interconexión de centrales generadoras a las redes de baja tensión de 3x400/230 V será admisible cuando la suma de las potencias nominales de los generadores no exceda de 100 KVA, ni de la mitad de la capacidad de la salida del centro de transformación correspondiente a la línea de la Red de Distribución Pública a la que se conecte la central.

En redes trifásicas a 3x220/127 V, se podrán conectar centrales de potencia total no superior a 60 KVA ni de la mitad de la capacidad de la salida del centro de transformación correspondiente a la línea de la Red de Distribución Pública a la que se conecte la central. En estos casos toda la instalación deberá estar preparada para un funcionamiento futuro a 3x400/230 V. En los generadores eólicos, para evitar fluctuaciones en la red, la potencia de los generadores no será superior al 5% de la potencia de cortocircuito en el punto de conexión a la Red de Distribución Pública.

2. Condiciones específicas para el arranque y acoplamiento de la instalación generadora a la Red de Distribución Pública.

1. Generadores asíncronos.
La caída de tensión que puede producirse en la conexión de los generadores no será superior al 3 % de la tensión asignada de la red. En el caso de generadores eólicos la frecuencia de las conexiones será como máximo de 3 por minuto, siendo el límite de la caída de tensión del 2% de la tensión asignada durante 1 segundo. Para limitar la intensidad en el momento de la conexión y las caídas de tensión, a los valores anteriormente indicados, se emplearán dispositivos adecuados.

La conexión de un generador asíncrono a la red no se realizará hasta que, accionados por la turbina o el motor, éste haya adquirido una velocidad entre el 90 y el 100% de la velocidad de sincronismo.

3. Generadores síncronos.

La utilización de generadores síncronos en instalaciones que deben interconectarse a Redes de Distribución Pública, deberá ser acordada con la empresa distribuidora de energía eléctrica, atendiendo a la necesidad de funcionamiento independiente de la red y a las condiciones de explotación de ésta.

La central deberá poseer un equipo de sincronización, automático o manual. Podrá prescindirse de este equipo si la conexión pudiera efectuarse como

generador asíncrono. En este caso las características del arranque deberán cumplir lo indicado para este tipo de generadores. La conexión de la central a la red de distribución pública deberá efectuarse cuando en la operación de sincronización las diferencias entre las magnitudes eléctricas del generador y la red no sean superiores a las siguientes:

- Diferencia de tensiones ±8%
- Diferencia de frecuencia ±0,1 Hz
- Diferencia de fase ±10°

Los puntos donde no exista equipo de sincronismo y sea posible la puesta en paralelo, entre la generación y la Red de Distribución Pública, dispondrán de un enclavamiento que impida la puesta en paralelo.

3.2.8.1 Que influye en el tratamiento de las perdidas. Los aspectos más importantes en cuanto al tratamiento de pérdidas se encuentran desarrollados en el RD 1955/2000.

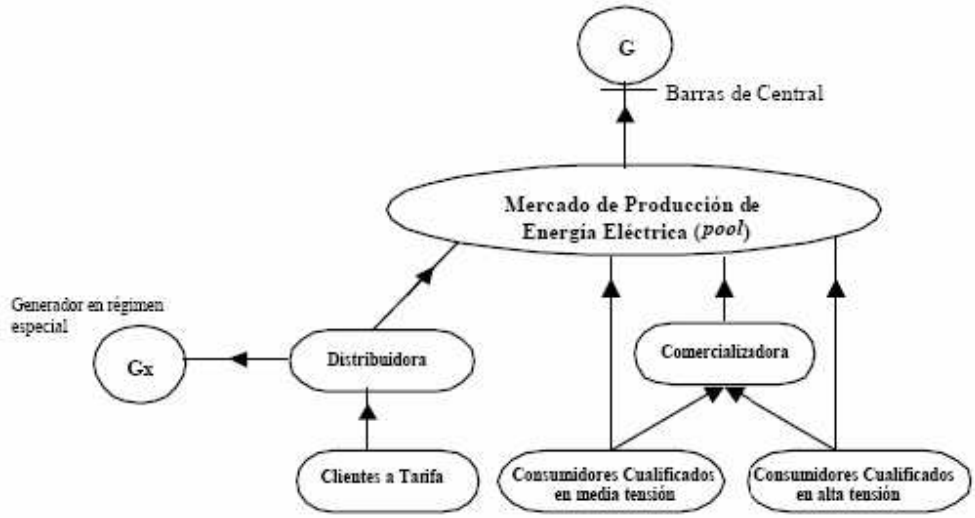
Desde el año 1998 en España existe lo que se ha denominado mercado mayorista o mercado de producción de energía eléctrica (pool).

El pool es donde los generadores acuden a vender energía mientras que las distribuidoras, las comercializadoras y los consumidores que ejerzan su condición de cualificados, acuden a comprar la energía necesaria para satisfacer la demanda.

Los consumidores cualificados pueden acudir directamente al pool o por medio de una comercializadora.

Gráficamente podemos ver cuáles son los flujos monetarios que se enmarcan en dicho mercado así como los diferentes participantes que lo integran y la relación existente entre ellos.

Ilustración 3 Esquemas de flujos monetarios en las compras de energía en el pool español



Los agentes compradores de energía pagan en el pool la energía correspondiente con la mejor estimación de la demanda neta que van a tener que satisfacer. Se dice neta, pues en el caso de la distribuidora debe estimar tanto la demanda de su red como la generación embebida en ella y que no acude a mercado.

Todas las compras se hacen en barras de central, es decir, que la energía se compra en los límites frontera de los generadores que acuden al mercado mayorista. Esto se hace con el objeto de traspasar la energía medida en el punto de conexión del consumidor a energía en barras de central.

En el caso de los consumidores cualificados, tanto de media como de alta tensión, ya sea directamente o a través de una comercializadora, se les asigna un coeficiente estándar dependiendo de la tarifa de acceso que tengan contratada. Los coeficientes estándares de pérdidas son determinados por la Administración y publicados anualmente en el Real Decreto por el que se establecen las tarifas.

Las pérdidas son pagadas en su totalidad por los consumidores y no hay incentivos en la localización de la generación y el consumo para minimizar éstas. En el RD 1955/2000 en su disposición transitoria cuarta afirma que

> 1. De forma transitoria, al menos hasta el 1 de enero de 2002, las pérdidas de la red de transporte se aplicarán a los consumidores de energía eléctrica mediante la aplicación de los coeficientes de pérdidas que reglamentariamente se publiquen cada año.
>
> 2. El operador del sistema, a los seis meses de entrada en vigor del presente Real Decreto, independientemente de la afección que pueda suponer para la liquidación de los agentes, deberá calcular y publicar los factores de pérdidas

de cada nudo y la asignación horaria de pérdidas a cada sujeto, según la metodología desarrollada en el capítulo VI del Título II, a partir de la entrada en vigor del presente Real Decreto.[4]

Los cálculos de los factores de pérdidas (pérdidas marginales) ya se calculan en la actualidad para todos los nudos de 400KV y 220KV. Sin embargo aún no se ha puesto en funcionamiento la asignación de coste y/o responsabilidad de pago a la generación.

Bajo este esquema la distribución tiene un incentivo claro a la reducción de pérdidas ya que se les reconoce en la liquidación la compra de las pérdidas estándares en su red pero la distribuidora paga las pérdidas reales.

En la asignación de pérdidas en el transporte hay una distorsión debido a que a las distribuidoras se les asignan en el *pool* las pérdidas una vez descontadas las pérdidas estándares de los clientes cualificados conectados a la red de transporte.

Nadie tiene incentivos a reducir dichas pérdidas y las distribuidoras se ven afectadas por algo que no pueden.

La presencia de generadores en régimen especial conectados en las redes de distribución puede ocasionar en principio un beneficio a las distribuidoras por pérdidas evitadas en la red de transporte. Sin embargo, esta generación podría aumentar o disminuir las pérdidas en la propia red de distribución por lo que el balance final para la distribuidora puede ser positivo o negativo.

3.2.8.2 Que influye en el tratamiento de la calidad. Teniendo en cuenta la normativa española, la calidad de producto se encuentra definida en el artículo 102 del capítulo segundo del título VI del RD 1955/2000 (Ministerio de Economía, 2000c). En dicho artículo se especifica que toda la normativa referente a la calidad de producto seguirá los criterios definidos en la norma UNE-EN 50160 (UNE-EN 50160, 1994), la cual está adaptada para el sector en español tal y como se comenta en (UNESA, 1996).

La citada norma europea UNE-EN 50160 uniformiza el producto electricidad en toda la Unión Europea. Esta norma no fija niveles de compatibilidad electromagnética, sino que describe cómo debe ser la electricidad que se

[4] REAL DECRETO 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministros y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

suministra a cada cliente o los niveles máximos de perturbaciones que pueden existir en cada punto de suministro.

En lo referente a los huecos de tensión la última legislación que trata este aspecto es la orden ministerial de 5 de septiembre de 1985 por la que se establecen normas administrativas y técnicas para el funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5.000 KVA y centrales de autogeneración eléctrica (Ministerio de Industria y Energía, 1985). En el artículo 2.1.4 se afirma "*para centrales hidroeléctricas de hasta 5MVA y centrales de autogeneración eléctrica, en caso de apertura del interruptor automático de la empresa eléctrica correspondiente a la línea a la que se conecte una central, ésta no deberá mantener tensión en la red de la compañía. Y si la pudiera mantener por ir equipado de generadores síncronos, o asíncronos autoexcitados, se montará por parte de la propiedad un sistema de teledesconexión de la central desde la subestación o centro de transformación de la compañía a la que se conecte la central. En las redes aéreas con reenganche automático se establecerán dispositivos adecuados para que la central no se conecte de nuevo hasta que la reconexión sea firme*".

En el apartado 2 del artículo 8 del RD 1366/200 (Ministerio de Economía, 2000b) para instalaciones fotovoltaicas de hasta 100kVA conectadas a la red de BT se cita:*"en el caso de que la línea de distribución se quede desconectada de la red, bien sea por trabajos de mantenimiento requeridos por la empresa distribuidora o por haber actuado alguna protección de la línea, las instalaciones fotovoltaicas no deberán mantener tensión en la línea de distribución"*.

3.2.8.3 Que influye el tratamiento de servicios complementarios. Los documentos más importantes que definen los límites del control frecuencia-potencia se encuentran definidos en el procedimiento de operación del operador del sistema 1.5 (Red Eléctrica Española, 1998) y en la guía sobre la calidad de la onda en las redes eléctricas (UNESA, 1996).

La frecuencia nominal del sistema español es de 50Hz. Se consideran variaciones normales de la frecuencia aquellas comprendidas entre 49.85 y 50.15Hz.

En el P.O. 1.5 se siguen las recomendaciones de la UCTE para establecer la reserva para la regulación frecuencia - potencia. Para la reserva primaria con desvíos de frecuencia inferiores a 100mHz el desequilibrio de potencia del sistema deberá estar corregido en un tiempo inferior a 15 segundos, mientras que para desvíos de frecuencia de hasta 200mHz el tiempo de respuesta variará linealmente entre 15 y 30 segundos.

La regulación primaria de los grupos generadores deberá permitir establecer un estatismo en su regulador de manera que puedan variar su carga en un 1.5 por 100 de la potencia nominal. La insensibilidad de los reguladores de los grupos debe ser inferior a +10mHz y la banda muerta voluntaria nula.

Para la reserva secundaria el operador del sistema determinará la cantidad a proveer en función de la indeterminación estadística en la evolución temporal previsible de la demanda y del fallo probable esperado, según la potencia y los equipos generadores acoplados.

Según la UCTE la reserva de secundaria será del orden de:

$$6 \cdot \sqrt{P_{max}}$$

donde Pmax es la potencia máxima demanda del intervalo en que se quiera asignar la reserva secundaria.

3.2.9 Ley del Sector Eléctrico Español

TÍTULO III

Régimen económico

Artículo 18. *Peajes de transporte y distribución.*

1. Los peajes correspondientes al uso de las redes de transporte serán únicos sin perjuicio de sus especialidades por niveles de tensión y uso que se haga de la red.
2. Los peajes correspondientes al uso de las redes de distribución serán únicos y se determinarán atendiendo a los niveles de tensión y a las características de los consumos indicados por horario y potencia.
3. Los peajes de transporte y distribución serán aprobados por el Gobierno en la forma que reglamentariamente se determine y tendrán el carácter de máximos. Las empresas transportistas y distribuidoras deberán comunicar al Ministerio de Industria y Energía los peajes que efectivamente apliquen. Las diferencias entre los peajes máximos aprobados y los que, en su caso, apliquen los transportistas y distribuidores por debajo de los mismos serán soportados por éstos.
4. El procedimiento de imputación de las pérdidas de energía eléctrica en que se incurra en su transporte y distribución se determinará reglamentariamente teniendo en cuenta niveles de tensión y formas de consumo.

TÍTULO VII

Distribución de energía eléctrica

Artículo 39. *Regulación de la distribución.*

1. La distribución de energía eléctrica se regirá por lo dispuesto en la presente Ley y será objeto de ordenación atendiendo a la necesaria coordinación de su funcionamiento, a la normativa uniforme que se requiera, a su retribución conjunta y a las competencias autonómicas.
2. La ordenación de la distribución tendrá por objeto establecer y aplicar principios comunes que garanticen su adecuada relación con las restantes actividades eléctricas, determinar las condiciones de tránsito de la energía eléctrica por dichas redes, establecer la suficiente igualdad entre quienes realizan la actividad en todo el territorio y la fijación de condiciones comunes equiparables para todos los usuarios de la energía. Dicha ordenación consistirá en el establecimiento de la normativa básica, en la previsión del funcionamiento y desarrollo coordinado de las redes de distribución en el territorio nacional y en las condiciones de tránsito de la energía eléctrica por las mismas.

3. Los criterios de regulación de la distribución de energía eléctrica, que se establecerán atendiendo a zonas eléctricas con características comunes y vinculadas con la configuración de la red de transporte y de ésta con las unidades de producción, serán fijados por el Ministerio de Industria y Energía, previo acuerdo con las Comunidades Autónomas afectadas, con el objeto de que exista la adecuada coordinación del desarrollo de las actividades de distribución.

Artículo 41. *Obligaciones y derechos de las empresas distribuidoras.*

1. Serán obligaciones de las empresas distribuidoras:
a) Realizar el suministro de energía a los usuarios a tarifa en los términos previstos en el Título siguiente.
b) Realizar sus actividades en la forma autorizada y conforme a las disposiciones aplicables, prestando el servicio de distribución de forma regular y continua, y con los niveles de calidad que se determinen, manteniendo las redes de distribución eléctrica en las adecuadas condiciones de conservación e idoneidad técnica.
c) Proceder a la ampliación de las instalaciones de distribución cuando así sea necesario para atender nuevas demandas de suministro eléctrico, sin perjuicio de lo que resulte de la aplicación del régimen que reglamentariamente se establezca para las acometidas eléctricas. Cuando existan varios distribuidores cuyas instalaciones sean susceptibles de ampliación para atender nuevos suministros y ninguno de ellos decidiera acometerla, la Administración competente, determinará cuál de estos distribuidores deberá realizarla, atendiendo a sus condiciones.
d) Comunicar al Ministerio de Industria y Energía las autorizaciones de instalación que les concedan otras Administraciones, así como las

modificaciones relevantes de su actividad, a efectos del reconocimiento de sus costes en la determinación de la tarifa y la fijación de su régimen de retribución.
e) Comunicar al Ministerio de Industria y Energía y a la Administración competente la información que se determine sobre precios, consumos, facturaciones y condiciones de venta aplicables a los consumidores, distribución de consumidores y volumen correspondiente por categorías de consumo, así como cualquier información relacionada con la actividad que desarrollen dentro del sector eléctrico.
2. Serán derechos de las empresas distribuidoras:
a) El reconocimiento por parte de la Administración de una retribución por el ejercicio de su actividad dentro del Sistema Eléctrico Nacional en los términos establecidos en el Título III de esta Ley.
b) Adquirir la energía eléctrica necesaria para atender el suministro de sus clientes.
c) Percibir la retribución que le corresponda por el ejercicio de la actividad de distribución.
3. El Gobierno publicará en el «Boletín Oficial del Estado» las zonas eléctricas diferenciadas en el territorio nacional de acuerdo con el apartado 3 del artículo 39, así como la empresa o empresas de distribución que actuarán como gestor de la red en cada una de las zonas. La determinación de las zonas eléctricas y del gestor o gestores de la red de cada una de las zonas se realizará previa audiencia a las empresas de distribución y previo informe de las Comunidades correspondientes, cuando la zona afecte al ámbito territorial de más de una Comunidad Autónoma y previo acuerdo con la Comunidad Autónoma correspondiente, cuando la zona se ciña a su ámbito territorial. El gestor de la red de distribución en cada zona determinará los criterios de la explotación y mantenimiento de las redes garantizando la seguridad, la fiabilidad y la eficacia de las mismas, de acuerdo con la normativa medioambiental que les sea aplicable. El gestor de la red deberá preservar el carácter confidencial de la información de la que tenga conocimiento en el desempeño de su actividad, cuando de su divulgación puedan derivarse problemas de índole comercial, sin perjuicio de la obligación de información a las Administraciones públicas derivada de la presente Ley o sus normas de desarrollo.

Artículo 42. *Acceso a las redes de distribución.*

1. Las instalaciones de distribución podrán ser utilizadas por los sujetos y consumidores cualificados y por aquellos sujetos no nacionales que puedan realizar intercambios intracomunitarios e internacionales, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 13 para el tránsito de electricidad. El precio por el uso de redes de distribución vendrá determinado por el peaje aprobado por el Gobierno.
2. El gestor de la red de distribución sólo podrá denegar el acceso a la red en caso de que no disponga de la capacidad necesaria. La denegación deberá ser motivada. La falta de capacidad necesaria sólo podrá justificarse por criterios de seguridad, regularidad o calidad de los suministros,

atendiendo a las exigencias que a estos efectos se establezcan reglamentariamente.
3. En aquellos casos en que se susciten conflictos en relación con la aplicación de contratos de acceso a la red, dichos conflictos se someterán a la resolución de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, de acuerdo con lo previsto en el artículo 8 de la presente Ley.

TÍTULO VIII

Suministro de energía eléctrica

CAPÍTULO I

Suministro a los usuarios y gestión de la demanda eléctrica

Artículo 45. *Obligaciones y derechos de las empresas distribuidoras y comercializadoras en relación al suministro.*
1. Serán obligaciones de las empresas distribuidoras en relación al suministro de energía eléctrica:
a) Atender en condiciones de igualdad las demandas de nuevos suministros eléctricos en las zonas en que operen y formalizar los contratos de suministro de acuerdo con lo establecido por la Administración. Reglamentariamente se regularán las condiciones y procedimientos para el establecimiento de acometidas eléctricas y el enganche de nuevos usuarios a las redes de distribución.
b) Proceder a la medición de los suministros en la forma que reglamentariamente se determine, preservándose, en todo caso, la exactitud de la misma y la accesibilidad a los correspondientes aparatos, facilitando el control de las Administraciones competentes.
c) Aplicar a los consumidores la tarifa que, conforme a lo dispuesto por la Administración General del Estado, les corresponda.
d) Informar a los consumidores en la elección de la tarifa eléctrica más conveniente para ellos.
e) Poner en práctica los programas de gestión de la demanda aprobados por la Administración.
f) Procurar un uso racional de la energía.
g) Asegurar el nivel de calidad del servicio que, de acuerdo con los criterios de diferenciación por áreas y tipología del consumo a que se refiere el siguiente capítulo, se establezca reglamentariamente.
h) Adquirir la energía necesaria para el desarrollo de sus actividades, realizando el pago de sus adquisiciones de acuerdo con el procedimiento de liquidación que al efecto se establezca.
2. Serán obligaciones de las empresas comercializadoras, en relación al suministro:
a) Proceder directamente o a través del correspondiente distribuidor a la medición de los suministros en la forma que reglamentariamente se determine, preservándose, en todo caso, la exactitud de la misma y la

accesibilidad a los correspondientes aparatos, facilitando el control de las Administraciones competentes.

b) Poner en práctica los programas de gestión de la demanda aprobados por la Administración.

c) Procurar un uso racional de la energía.

d) Adquirir la energía necesaria para el desarrollo de sus actividades, realizando el pago de sus adquisiciones de acuerdo con el procedimiento de liquidación que al efecto se establezca.

3. Las empresas distribuidoras y comercializadoras tendrán derecho a:

a) Exigir que las instalaciones y aparatos receptores de los usuarios reúnan las condiciones técnicas y de construcción que se determinen, así como el buen uso de las mismas y el cumplimiento de las condiciones establecidas para que el suministro se produzca sin deterioro o degradación de su calidad para otros usuarios.

b) Facturar y cobrar el suministro realizado.

4. Se crea, en el Ministerio de Industria y Energía, el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados. Reglamentariamente, previo informe de las Comunidades Autónomas, se establecerá su organización, así como los procedimientos de inscripción y comunicación de datos a este Registro. La inscripción en el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados será condición necesaria para la presentación de ofertas de adquisición de energía al operador del mercado. Las Comunidades Autónomas con competencias en la materia podrán crear y gestionar los correspondientes registros territoriales en los que deberán estar inscritas todas las instalaciones ubicadas en el ámbito territorial de aquéllas.[5]

[5] LEY 54/1997, DE 27 DE NOVIEMBRE, DEL SECTOR ELÉCTRICO. (Publicada en el BOE núm. 285, de 28 de noviembre de 1997)

4 IDENTIFICACIÓN DEL ESTADO FINAL REGULATORIO DESEADO

En la identificación del estado final regulatorio deseado es de suma importancia haber realizado plena caracterización del estado actual y los posibles estados futuros que se siguen como horizonte para tener puntos de comparación y poder resaltar las diferencias de lo que se tiene y a lo que se quiere llegar. Así, se hace más claro y fácil identificar el estado el cual se quiere alcanzar una vez se haya definido el ajuste regulatorio que mejor encaje con las condiciones de la situación actual.

Existen algunos aspectos calves que son necesarios tener en cuenta al momento de realizar la comparación, de lo que se tiene y lo que tienen los posibles estados futuros, se van a revisar algunos de estos aspectos más relevantes para poder identificar el estado el cual se va a fijar como meta.

4.1 ¿QUÉ ASPECTOS SE REGULAN DE LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA?

Con el objeto de sostener en el largo plazo la red de distribución, de tal manera que sea productivo o eficiente el uso de los recursos que son escasos, y además que sea rentable, el regulador pretende incentivar a las empresas a través del establecimiento de métodos y procedimientos regulatorios aceptados universalmente. Los aspectos que son comúnmente objeto de regulación en el negocio de distribución de energía eléctrica, son los siguientes:

- El precio o tarifa (cargos de uso)
- El reconocimiento de costos de AOM.
- Las condiciones de acceso a la red.
- La expansión y cobertura del servicio.
- La calidad del servicio.
- La operación de la red, etc.

4.1.1 Comparación de los distintos aspectos que regulan la distribución de energía eléctrica entre Chile, España y Colombia

4.1.1.1 El precio o tarifa (cargos de uso). En Colombia el cálculo del precio o tarifa por uso de las redes de distribución está regulado por las resoluciones CREG 112 y 133/1996 y 099/1997, allí están enmarcadas todas las consideraciones y ecuaciones que describen la tarifa que deben pagar los usuarios regulados y no regulados.

En Chile de igual manera el cálculo del precio está consignado en el Decreto tarifario 300, el cual es el encargado de fijar las formulas tarifarias para empresas eléctricas concesionarias de servicio público de distribución, también se tiene el Documento para la ponderación de los Valores Agregados de Distribución y tarifas básicas preliminares.

En España cálculo de esta tarifa está dada por el Real Decreto 2017 del 26 de diciembre de 1997, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento y el Real Decreto 2821 del 26 de diciembre de 1998, por el que se fijan las tarifas eléctricas para 1999.

4.1.1.2 Reconocimiento de los costos de AOM. En Colombia los costos de Administración, Operación y Mantenimiento de los sistemas de distribución están regulados por la Ley 143 de 1994, Artículo 39, y establece que “los cargos asociados con el acceso y uso de las redes del sistema interconectado nacional cubrirán, en condiciones óptimas de gestión, los costos de inversión de las redes de interconexión, transmisión y distribución, según los diferentes niveles de tensión, incluido el costo de oportunidad de capital, de administración, operación y mantenimiento, en condiciones adecuadas de calidad y confiabilidad, y de desarrollo sostenible. Estos cargos tendrán en cuenta criterios de viabilidad financiera” y las resoluciones CREG 070/1998 y 082/2002.

En España estos costos están debidamente reglamentados en los Reales Decretos 2819 del 23 de diciembre de 1998, 222 del 15 de febrero de 2008 y 325 del 29 de febrero de 2008 en estos decretos se reglamenta todo lo referente a este tema.

En Chile dichos costos están regulados en el Decreto con Fuerza de Ley Nº4 en su Artículo 81 y en el Decreto con Fuerza de Ley Nº1 en el Articulo 106 en los cuales se reglamenta la retribución de estos costos.

4.1.1.3 Las condiciones de acceso a la red. En Colombia el libre acceso a la red lo garantiza la resolución CREG 070/1998 donde se reglamenta las condiciones técnicas para asegurar una correcta instalación a todos los usuarios de la red.

En España las condiciones de acceso a la red de distribución están sujetas a los RD 2819/1998, 222 y 325/2008 y en la Ley 54 del 27 de noviembre de 1998 donde se da libre acceso a las redes.

En Chile el acceso a las redes para pequeños medios de generación distribuida está regulado por el decreto 244 en su artículo 11 y aseguran mantener la misma calidad de servicio.

4.1.1.4 La expansión y cobertura del servicio. En Colombia los encargados de realizar el plan de expansión es el ministerio de minas y energía a través de la UPME y los operadores de red reglamentados bajo resolución CREG 070/1998 y la ley 143 en su artículo 18.

En Chile la ley nº 1, de minería, de 1982, ley general de servicios eléctricos, en materia de energía eléctrica reglamenta la expansión del servicio de energía eléctrica.

En España la planificación de la expansión recae en el ministerio de industria, turismo y comercio bajo la Ley 54 del 27 de noviembre de 1997 en su artículo Nº 4.

4.1.1.5 La calidad del servicio. En Colombia el encargado de regular la calidad del servicio son las leyes 142 y 143 de 1994 así como en la resolución CREG 070/1998, donde se estipulan estándares para que el servicio sea suministrado a los usuarios finales de la mejor manera posible.

En Chile la calidad del servicio está regulada en el decreto 244, reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación establecidos en la ley general de servicios eléctricos.

En España la regulación de la calidad de la prestación del servicio de energía eléctrica está consignada en la Ley 54 de 1997 así como en el Real Decreto 222/2008.

4.1.1.6 La operación de la red. En Colombia la operación de la red está encargada al consejo nacional de operación y en las empresas distribuidoras que operan los STR y los SDL, reglamentado en la resolución CREG 070/1998.

En Chile las empresas distribuidoras hacen el oficio de la operación de la red regulada en el decreto 244, reglamento para pequeños medios de generación distribuida.

En España al igual que en los otros países la operación de la red está contemplada en la Ley 54 de 1997 en el artículo 34 donde estipula quien se encargara de las funciones de la operación del sistema.

5 AJUSTES REGULATORIOS REQUERIDOS PARA PASAR DEL ESTADO ACTUAL AL ESTADO DESEADO

Una vez se ha definido un estado regulatorio futuro deseado se pueden plantear acciones encaminadas a alcanzar éste estado, dichas acciones deben estar orientadas a realizar un cambio paulatino de la situación actual a la situación deseada garantizando que los actores que participan en esta transformación regulatoria no se vean afectados por cambios bruscos que comprometan tanto su economía como su infraestructura y que también se asegure que la calidad del servicio prestado a los usuarios finales sea igual o superior a la que se ha estado prestando.

La inserción de generadores distribuidos afecta la estructura de transmisión y distribución actual donde la energía fluye en un solo sentido de las grandes concentraciones de generación a los apartados centros de consumo y de forma radial y unidireccional en las redes de distribución. Debido que se tienen centros de generación inmersos en las redes de distribución el sentido de los flujos de potencia varia drásticamente.

5.1 RECOMENDACIONES PROPUESTAS

Debido a los efectos tan importantes que crean los generadores distribuidos en las redes de distribución se hace necesario definir ciertas consideraciones a tener en cuenta en el momento de insertar éstos sistemas.

5.1.1 GD en la planificación y diseño de la red. En el momento en que la empresa distribuidora va a realizar la inversión en la red se le presentan dos situaciones importantes a tener en cuenta como son:

Donde se instalarán las nuevas unidades generadoras que quieran conectarse a la red y qué criterios se deben adoptar para ello.

Qué red nueva se tiene que construir teniendo en cuenta la generación inmersa en la red de distribución.

La empresa distribuidora podrá realizar estudios para sugerir los puntos más indicados donde las nuevas instalaciones generadoras realizarán sus conexiones a la red en los lugares más eficientes que minimicen las perdidas y los costos de instalación.

Las obras necesarias para permitir la inyección de potencia deberán ser ejecutadas por las empresas distribuidoras y los costos de instalación de estas unidades generadoras harán parte de los gastos en los que incurren las empresas generadoras y no harán parte en la cuenta de las instalaciones de reposición para el cálculo de la tarifa por uso de las redes de distribución.
Los niveles de tensión a los cuales serán conectadas las unidades de generación embebidas en la red estarán en función de la potencia a inyectar al sistema.

Las empresas distribuidoras podrán solicitar a las unidades de generación un aporte financiero para cubrir los costos adicionales de las zonas adyacentes que no alcancen a cubrir con los costos directos de conexión.

Deberá regularse la variación máxima permitida en los perfiles de tensión a manejarse en la zona definida para la conexión del generador.

Deberá regularse los costos e incentivos de conexión para atraer la inversión de las empresas generadoras.

5.1.2 GD en la operación y explotación de la red. Como se comentará más adelante la calidad del servicio es de suma importancia, los huecos de tensión son un problema tanto para la unidad generadora como para la red de distribución por esta razón la coordinación de las protecciones entre el generador y la red sea concertada por ambas partes para minimizar el efecto negativo que pueda repercutir en la red.

Las unidades generadoras deberán informar a las empresas distribuidoras los respectivos cronogramas de mantenimiento para el siguiente año y las conexiones y desconexiones que sean necesarias realizar serán coordinadas entre las unidades generadoras y las empresas de distribución.

Ya que la operación del sistema está a cargo de las empresas distribuidoras es su objetivo velar por la calidad y continuidad del servicio, por lo tanto las unidades generadoras deberán acatar cualquier orden en pro de mantener dichos estándares.

Se deberá nombrar el ente encargado de asignar los tiempos de conexión y desconexión de las unidades de generación distribuida.

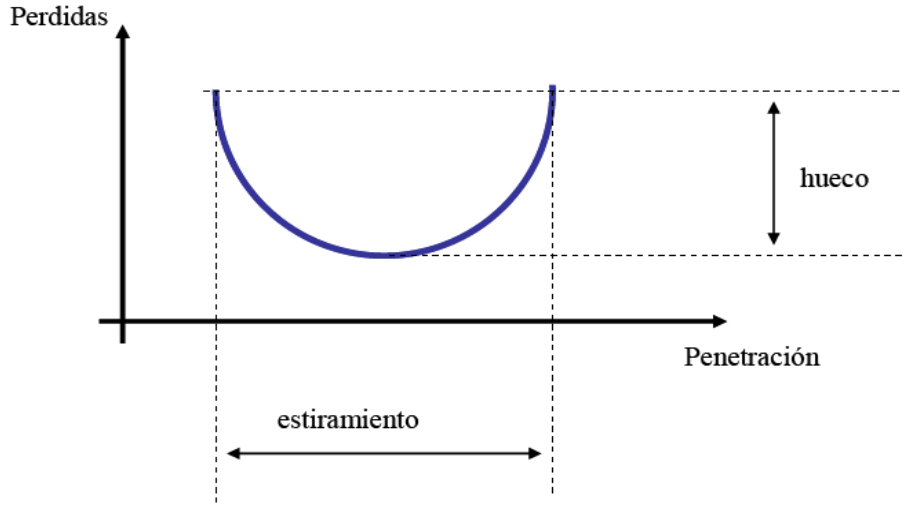
Se deberá regular las penalizaciones por desacato de las órdenes de conexión y desconexión impartidas por el ente encargado de dicha tarea.

5.1.3 GD en las pérdidas. La influencia de la generación distribuida en las pérdidas está enmarcada por diferentes aspectos como lo es su ubicación, su

capacidad instalada, la estructura de la red, la demanda y el tipo de generación pues la producción depende de su tecnología.

Se debe tener en cuenta la ubicación de los generadores en las redes de distribución ya que las pérdidas no van a ser las mismas, si se conectan lejos de los centros de consumo las perdidas aumentarán, pero si se acercan éstas disminuirán. Pero la capacidad instalada influye de igual manera en las pérdidas, porque al aumentar la generación se puede llegar a un punto donde las pérdidas aumentaran debido al exceso de producción invirtiendo el flujo de potencia hasta llegar a la red de transmisión aumentado las pérdidas en distribución.

Ilustración 4 Relación pérdidas-penetración respecto GD



Se deberá regular la cantidad de energía máxima consumida por pérdidas debidas a la conexión o desconexión de los generadores distribuidos.

Se deberá regular que el nivel de dispersión del 100% será igual al nivel de penetración del 100% donde el nivel de pérdidas de potencia activa son iguales a las pérdidas del sistema de distribución.

5.1.4 GD en la calidad del servicio. Una de las principales preocupaciones de las empresas distribuidoras de energía es asegurar la calidad en el servicio prestado, esta calidad está dada por la continuidad de suministro de potencia, la frecuencia y los perfiles de tensión.

En la generación distribuida se debe regular la posibilidad de funcionar en isla mejorando la continuidad de suministro ya que se pueden presentar fallas en la

red principal lo que permitiría en debido momento que los generadores distribuidos alimenten la demanda por sí mismos.

Se debe llegar a común acuerdo entre las unidades generadoras y las empresas de distribución las conexiones y desconexiones para no afectar la expansión de la red desmejorando la calidad del servicio prestado.

Las variaciones en la regulación de tensión se deben diferenciar del nivel de tensión en el cual se está inyectando potencia al sistema debido a las diferencias en el comportamiento de los perfiles de tensión en transmisión y en distribución.

Se deberá regular el contenido de distorsiones en los perfiles de tensión, la frecuencia y la continuidad del suministro de energía eléctrica.

5.1.5 GD en las potencias de cortocircuito. Las potencias de cortocircuito dependen directamente de la configuración de la red y la impedancia de sus componentes, la potencia de cortocircuito es un indicador de robustez, interconectividad y capacidad de transporte de la red, así como esta potencia da el dimensionamiento de los interruptores también indica la caída de tensión cuando experimente la conexión de una instalación a la red.

Se deberá regular la capacidad de generación de una instalación o conjunto de instalaciones que compartan punto de conexión a la red y no excederá de 1/20 de la potencia de cortocircuito de la red en dicho punto.

5.1.6 Responsabilidades. Las responsabilidades serán ajustadas a la Ley y según las investigaciones de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

6 PROPOSICIÓN DE LA DEFINICIÓN DE SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN COLOMBIA

Debido a las características que presenta la generación distribuida, en cuanto al impacto que tiene su inserción en la red y al recurso ilimitado de la energía primaria de la cual se obtiene la electricidad; se hace necesario que la normativa colombiana adapte una definición de acuerdo a sus condiciones naturales para que el negocio de la energía eléctrica sea viable y sostenible en el tiempo para todos los agentes implicados en el negocio.

A nivel internacional existen muchas definiciones que expresan las características principales de esta generación y que podrían ser adaptadas fácilmente para el caso colombiano, algunas de estas se muestran a continuación:

Willis & Scott : pequeños generadores entre 15kW y 10MW esparcidos en el sistema eléctrico que pueden estar conectados a las redes de distribución o no. También utilizan el concepto de generación dispersa refiriéndose a generadores muy pequeños entre 10kW y 250kW necesarios para alimentar consumos residenciales.

Jenkins et al.: propone una definición basada en los atributos generales asociados a no ser planificada centralmente, no ser programada o despachada centralmente, con potencias entre 50MW y 100MW y usualmente conectadas a la red de distribución.

Comisión para el Ahorro de Energía del Gobierno de México. : La generación o el almacenamiento de energía eléctrica a pequeña escala, lo más cercana al centro de carga, con la opción de interactuar (comprar o vender) con la red eléctrica y, en algunos casos, considerando la máxima eficiencia energética.

Ackermann : tiene en cuenta una serie de aspectos como el propósito de la GD, la ubicación, capacidad o tamaño de la instalación, área de servicio, tecnología utilizada, impacto causado al medio ambiente y capacidad de penetración. Pero define que la GD es una fuente de potencia eléctrica conectada directamente a la red de distribución o en las instalaciones de los consumidores.
Proponiendo lo siguiente:
Micro GD: 1 W < potencia < 5 KW.
Pequeña GD: 5 KW ≤ potencia < 5 MW.
Mediana GD: 5 MW ≤ potencia < 50 MW.
Gran GD: 50 MW ≤ potencia < 300 MW.

Se plantea la siguiente definición de generación distribuida adaptable a la situación actual colombiana teniendo en cuenta los parámetros básicos de esta generación y las consideraciones tratadas a lo largo de este trabajo.

Se define como Generación Distribuida (GD) el uso estratégico de unidades de generación eléctrica con recurso primario renovable, instaladas en forma aislada para proporcionar un servicio específico o interconectadas a las redes de distribución o subtransmisión de electricidad lo más cerca de los centros de consumo, buscando eficiencia del sistema, reducción de costos en el servicio y mejora en la calidad de la energía suministrada.

7 CONCLUSIONES

En este trabajo de grado se plantearon diversos parámetros significativos que al momento de crear las normas que regulen la inserción de unidades de generación distribuida a las redes del sistema de distribución serán de gran importancia para que la administración y operación del sistema se haga en niveles óptimos sin perjudicar a los agentes involucrados en las actividades de generación a pequeña escala con recursos primarios renovables y distribución de energía eléctrica.

Para poder plantear los ajustes regulatorios que se tendrían en cuenta en el momento de implementar los sistemas de generación distribuida en las redes de distribución colombianas, fue necesario definir la situación actual de Colombia frente a éstos sistemas y hacer una revisión de las normas actuales en países como Chile y España que aventajan a Colombia en el estudio y legislación de la generación distribuida, una vez se revisó estas leyes se compararon y se hicieron notables las diferencias entre éstas normas.

Uno de estos parámetros que se tuvieron en cuenta fue la planificación y expansión de las redes de distribución que hace relación al estudio del crecimiento del sistema y a la posibilidad de conexión de nuevos usuarios o unidades generadoras y la expansión que se ocupa de qué forma se deben extender las redes para dar conexión a los nuevos usuarios y/o a los generadores que inyectarán potencia. Debido a esto se dieron propuestas de los aspectos que se deberían incluir en las normas que regularan la inserción de sistemas de generación distribuida en Colombia.

Debido a que la operación y mantenimiento de las redes y calidad del servicio prestado son responsabilidad directa de las empresas distribuidoras es de vital importancia establecer canales de comunicación entre las empresas generadoras y distribuidoras para programar las conexiones y desconexiones planeadas por los generadores para su mantenimiento y en los posibles casos en que se presenten fallas en las máquinas y no puedan suministrar la potencia solicitada.

Uno de los parámetros que más preocupan al ente regulador es la calidad en el servicio de energía suministrado a los usuarios finales ya que si se mantienen los estándares de calidad exigidos por la norma se asegura la confiabilidad en el funcionamiento del sistema. Las diferentes tecnologías usadas por las unidades generadoras pueden afectar esta calidad introduciendo distorsiones en los perfiles de tensión y frecuencia y desmejorando la continuidad de suministro de potencia, por esta razón se hace necesario regular las variaciones permitidas sin afectar la calidad del servicio prestado.

BIBLIOGRAFÍA

Antecedentes del Sistema Eléctrico Colombiano, CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia), 1999.

ATIENZA Y, Paulo A; “APLICACIÓN DEL MODELO DE BOLSA DE ENERGÍA EN CHILE”. Tesis de pregrado de la Pontificia Universidad Católica de Chile.

Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG. Funciones [en línea]

D. H. Méndez Quezada: "*Generación distribuida: Aspectos técnicos y su tratamiento regulatorio*”. Tesis doctoral.

Decreto Supremo 244. APRUEBA REGLAMENTO PARA MEDIOS DE GENERACIÓN NO CONVENCIONALES Y PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN ESTABLECIDOS EN LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS CNE (Comisión Nacional Eléctricas de Chile), 2006.

Decreto tarifario 300, “Fija fórmulas tarifarias para las empresas eléctricas concesionarias de servicio público de distribución”. CNE (Comisión Nacional de Energía de Chile), 1997.

Definición de áreas de distribución típicas y bases para el cálculo de los componentes del Valor Agregado de Distribución (VAD).CNE (Comisión Nacional de Energía de Chile), 2000.

DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA INTELIGENTE SILICE. Proyecto Universidad de los Andes y Universidad Nacional de Colombia.

Documento para la ponderación de los Valores Agregados de Distribución y tarifas básicas preliminares. CNE (Comisión Nacional de Energía de Chile), 2000.

GÓMEZ, T., (1999), Regulación de la distribución de energía eléctrica en un marco de competencia. Esquemas basados en incentivos. Universidad Pontificia Comillas, Madrid, julio de 1999.

Impacto de la generación distribuida sobre las pérdidas y el retraso de inversiones en redes de distribución Comité nacional de España, Julio/Agosto 2005

Informe sobre la propuesta de orden Ministerial por la que se establece la retribución de la distribución de energía eléctrica. CNSE (Comisión Nacional de Servicios Eléctricos de España), 1999.

Ley 54/1997, del 27 noviembre de 1997, que regula Sector Eléctrico. CNSE (Comisión Nacional de Servicios Eléctricos de España), 1997.

Ley General de Servicios Eléctricos (DFL1). CNE (Comisión Nacional de Energía de Chile), 1982.

N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen and G. Strbac: "*Embedded Generation*"; The Institution of Electrical Engineers; 2000.

PERSPECTIVA DEL COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA ENERGÉTICA EN COLOMBIA 2006-2025, Plan Energético Nacional Contexto y Estrategias 2006-2025.

Real Decreto 2017 del 26 de diciembre de 1997, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento. CNSE (Comisión Nacional de Servicios Eléctricos de España), 1997.

REAL DECRETO 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica CNSE (Comisión Nacional de Servicios Eléctricos de España), 2008.

REAL DECRETO 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica. CNSE (Comisión Nacional de Servicios Eléctricos de España), 1998.

REAL DECRETO 325/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008. CNSE (Comisión Nacional de Servicios Eléctricos de España), 2008.

REAL DECRETO 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. CNSE (Comisión Nacional de Servicios Eléctricos de España), 2004.

REAL DECRETO 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. CNSE (Comisión Nacional de Servicios Eléctricos de España), 2007.

Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL1). CNE (Comisión Nacional de Energía de Chile), 1997.

Resolución 099, por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia), 1997.

Resolución 112, por la cual se establecen las bases de los costos de prestación de servicio de las empresas distribuidoras. CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia), 1996.

Resolución 133, por la cual se establecen los cargos de referencia por uso de los sistemas de distribución local. CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia), 1996.

T. Ackermann, G. Andersson and L. Söder: "*Distributed generation: a definition*"; Electric Power Systems Research, Vol. 57, pp. 195-204; 2001.

Comisión Nacional de Energía España, CNE. Funciones [en línea] http://www.cne.es/cne/contenido.jsp?id_nodo=3&&&keyword=&auditoria=F

Compañía de Expertos en Mercados, XM. Preguntas Frecuentes: ¿Cómo funciona el mercado mayorista eléctrico en Colombia? [en línea] http://www.xm.com.co/Pages/PreguntasFrecuentes.aspx

http://www.creg.gov.co/index.html