

UNIVERSIDAD ESAN



**Propuesta para la Generación de Incentivos en la Gestión de la
Demanda en el Mercado Eléctrico Peruano**

**Tesis presentada en satisfacción parcial de los requerimientos para obtener
el grado de Magister en Gestión de la Energía por:**

Lizbet Vásquez Mención en Electricidad

Programa de Maestría en Gestión de la Energía

Lima, 22 de setiembre de 2017

Esta tesis

**PROPUESTA PARA LA GENERACIÓN DE INCENTIVOS EN LA
GESTIÓN DE LA DEMANDA EN EL MERCADO ELÉCTRICO
PERUANO**

Ha sido aprobada.

.....
Edwin Quintanilla (Jurado)

.....
César Fuentes (Jurado)

.....
Jaime Mendoza (Asesor)

Universidad ESAN

2017

ÍNDICE GENERAL

| | |
|--|-------------|
| ÍNDICE GENERAL | I |
| LISTA DE FIGURAS | IV |
| LISTA DE TABLAS | VI |
| LISTA DE ANEXOS | VII |
| ABREVIATURAS | VIII |
| AGRADECIMIENTO | IX |
| CURRICULUM VITAE DEL AUTOR | X |
| RESUMEN EJECUTIVO | XI |
| 1. CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN | 1 |
| 1.1 Objetivos..... | 4 |
| 1.1.1 Objetivo general | 4 |
| 1.1.2 Objetivos específicos..... | 4 |
| 1.2 Preguntas a responder | 5 |
| 1.2.1 Pregunta general..... | 5 |
| 1.2.2 Preguntas específicas..... | 5 |
| 1.3 Justificación del tema..... | 5 |
| 1.4 Alcances y limitaciones | 6 |
| 1.4.1 Alcances | 6 |
| 1.4.2 Limitaciones | 7 |
| 1.5 Metodología de desarrollo de tesis..... | 7 |
| 1.6 Fuentes de información..... | 8 |
| 1.6.1 Fuentes primarias. | 8 |
| 1.6.2 Fuentes secundarias..... | 9 |
| 2. CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO | 10 |
| 2.1 Demanda eléctrica y el contexto energético | 10 |
| 2.2 Ciclos económicos y el sector energético | 13 |
| 2.3 Características económicas de la demanda | 17 |
| 2.4 Concepto de la Gestión de la Demanda Eléctrica | 21 |
| 2.5 Programas de Gestión de Demanda Eléctrica | 24 |
| 2.5.1 Guiados por el Mercado – Incentivo de Precios | 26 |
| 2.5.2 Guiados por el Sistema – incentivo de cantidad | 31 |
| 2.6 Requisitos tecnológicos necesarios para el Gestión de la Demanda..... | 36 |
| 2.7 Beneficios de los Incentivos Gestión de la Demanda Eléctrica..... | 38 |
| 2.8 Limitaciones de la Gestión de Demanda Eléctrica | 42 |
| 3. CAPÍTULO III: ANALISIS DE LA GESTIÓN DE LA DEMANDA ELECTRICA EN OTROS PAISES | 46 |

| | | |
|-----------|--|-------------------------------------|
| 3.1 | Experiencia de la Gestión de la Demanda en los Estados Unidos: PJM..... | 47 |
| 3.2 | Experiencia de la Gestión de la Demanda en Europa: Francia..... | 53 |
| 3.3 | El papel del Agregador en la Gestión de la Demanda | 57 |
| 3.4 | Respuesta a la Gestión de la Demanda por el tipo de consumidor | 59 |
| 4. | CAPÍTULO IV: PROBLEMÁTICA DE LA GESTIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA EN EL PERÚ EN EL CORTO PLAZO..... | 61 |
| 4.1 | Funcionamiento del Mercado eléctrico peruano..... | 61 |
| 4.1.1 | Mercado Spot: | 63 |
| 4.1.2 | Mercado Libre | 65 |
| 4.1.3 | Mercado regulado..... | 67 |
| 4.1.4 | Estructura Tarifaria de la Electricidad en el Perú | 69 |
| 4.2 | Problemática del Sector Eléctrico Peruano | 73 |
| 4.3 | Problemática del marco normativo | 76 |
| 4.4 | Problemática de la Demanda Eléctrica en el Mercado Eléctrico Peruano | 78 |
| 4.3 | Participación de la Demanda en los mercados eléctricos..... | 81 |
| 4.4 | Figura del Comercializador en el mercado eléctrico..... | 86 |
| 5. | CAPÍTULO V: ANÁLISIS ESTRATÉGICO DE LA PROPUESTA DE INCENTIVOS DE LA GESTIÓN DE LA DEMANDA EN EL CORTO PLAZO | 89 |
| 5.1 | Metodología de la Prospectiva..... | 89 |
| 5.1.1 | Metodología de la Encuesta | 90 |
| 5.1.2 | Objetivo de la Encuesta de Opinión..... | 91 |
| 5.1.3 | Análisis de las Encuestas..... | 91 |
| 5.2 | Método Mactor o Juego de Actores | 97 |
| 5.2.1 | Metodología del método MACTOR®..... | 98 |
| 5.2.2 | Resultados del Análisis Prospectivo | 102 |
| 5.3 | Metodología de la Administración del Riesgo..... | 104 |
| 6. | CAPÍTULO VI: PROPUESTA PARA LA CREACIÓN DE LA GESTIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA EN EL PERÚ EN EL CORTO PLAZO..... | 109 |
| 6.1 | Cambio en el marco normativo | 109 |
| 6.2 | Esquema de Implementación de la Propuesta..... | 116 |
| 7. | CAPÍTULO VII: CONCLUSIONES | 118 |
| | ANEXOS | 120 |
| | ANEXO I..... | 121 |
| | ANEXO II | 129 |
| | ANEXO III..... | 131 |
| | ANEXO IV..... | ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED. |
| | BIBLIOGRAFÍA..... | 140 |

LISTA DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1-1 Esquema lógico del desarrollo de la tesis..... | 8 |
| Figura 2-1 Evolución de la demanda energética global, 1990-2040..... | 10 |
| Figura 2-2 Evolución de la demanda eléctrica por regiones 2000-2040..... | 11 |
| Figura 2-3 Ciclo económico..... | 14 |
| Figura 2-4 PBI y producción de electricidad – Perú..... | 16 |
| Figura 2-5 Impacto de la Reducción de la Demanda..... | 19 |
| Figura 2-6 Precio vs Oferta Perú 2016..... | 20 |
| Figura 3-1 Operadores del Sistema Eléctrico de Estados Unidos..... | 48 |
| Figura 3-2 Participación por sector económico en la Gestión de la Demanda PJM..... | 50 |
| Figura 3-3 Ingresos de gestión de la demanda: de enero a junio de 2008 hasta 2017 .. | 53 |
| Figura 3-4 Generación Eléctrica Francia 2017 | 55 |
| Figura 3-5 Tarifas Tempo Francia 2015 | 56 |
| Figura 3-6 El papel del Agregador en la gestión de la demanda. | 58 |
| Figura 4-1 Organización del Sector Eléctrico Peruano..... | 62 |
| Figura 4-2 Funcionamiento del Mercado Eléctrico Peruano. | 63 |
| Figura 4-3 Costo Marginal y Tarifa en Barra Mensual Periodo 2000-2010..... | 64 |
| Figura 4-4 Participación de los Grandes Usuarios en la Máxima Demanda 2016..... | 67 |
| Figura 4-5 Formación de los Precios de Electricidad | 69 |
| Figura 4-6 Composición de la tarifa eléctrica para el usuario regulado en el Perú. | 71 |

| | |
|--|-----|
| Figura 4-7 Generación Eficiente en el SEIN Caso Retraso GSP..... | 75 |
| Figura 4-8 Costos marginales promedio del SEIN con y sin GSP..... | 75 |
| Figura 4-9 Línea de tiempo del marco regulatorio 1992-2016 | 76 |
| Figura 4-10 Diagrama de Carga del SEIN 2016 | 78 |
| Figura 4-11 Evolución de la Máxima Demanda Anual 2005-2015 (MW) | 79 |
| Figura 4-12 Evolución del consumo de electricidad por tipo de uso..... | 79 |
| Figura 4-13 Evolución del consumo de electricidad por tipo de cliente..... | 80 |
| Figura 4-14 Factor de Carga de los últimos 10 años..... | 80 |
| Figura 4-15 Registros de Perfil de Carga..... | 82 |
| Figura 4-16 Estructura de costos de la empresa minera Milpo..... | 85 |
| Figura 5-1 Plano de Influencia -dependencia de actores | 99 |
| Figura 5-2 Implicación de los actores con los objetivos | 100 |
| Figura 5-3 Primer gráfico completo de convergencias | 101 |
| Figura 5-4 Distancias netas entre actores y objetivos | 102 |
| Figura 5-5 Mapa de distancia entre objetivos | 103 |
| Figura 5-6 Procesos de Administración de riesgos | 104 |
| Figura 5-7 Mapa de Riesgo | 105 |
| Figura 5-8 Mapa de Riesgos asociados a la Gestión de Demanda..... | 107 |
| Figura 6-1 Demanda Total y Número de Usuarios Libres..... | 115 |
| Figura 6-2 Esquema de Implementación de la Propuesta | 116 |

LISTA DE TABLAS

| | |
|--|-----|
| Tabla 2-1 Ventajas y Desventajas de los Programas de GDE basado en precios | 30 |
| Tabla 2-2 Ventajas y Desventajas de los Programas de GDE basado en incentivos de cantidades..... | 34 |
| Tabla 3-1 Experiencia internacional de la implementación de los programas de GDE46 | |
| Tabla 3-2 Programas de Gestión de Demanda PJM..... | 52 |
| Tabla 4-1 Clasificación del Usuario Libre y el Usuario Regulado | 66 |
| Tabla 4-2 Participación de la potencia coincidente en horas punta de los principales grandes usuarios libres del SEIN por actividad económica..... | 66 |
| Tabla 4-3 Cumplimiento del Rechazo Manual de Carga..... | 82 |
| Tabla 5-1 Lista de Expertos | 91 |
| Tabla 5-2 Riesgos asociados a la gestión de demanda..... | 97 |
| Tabla 5-3 Riesgos asociados a la Gestión de la Demanda..... | 106 |
| Tabla 6-1 Cálculo de beneficio por Gestión de Demanda Interrumpida | 112 |
| Tabla 6-2 Usuarios Libres en el SEIN | 114 |

LISTA DE ANEXOS

| | |
|---|-----|
| ANEXO I EXPERIENCIA INTERNACIONAL | 121 |
| ANEXO I PROTOCOLO DE ENCUESTA | 129 |
| ANEXO III CAMBIOS EN EL MERCADO ELECTRICO A RAIZ DE LA PUBLICACION DE LA LEY 28832 | 131 |
| ANEXO IV LISTADO DE USUARIOS LIBRES – COES (2010)..... | 136 |

ABREVIATURAS

COES – Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional

CDC – Control Directo de Carga

CTE – Comité de Tarifas Eléctricas

DS – Decreto Supremo

CPP – Precio de Punta Crítico

GDE – Gestión de la Demanda Eléctrica

GW – Gigawatt

GWh – Gigawatt hora

kWh – Kilowatt hora

IGV – Impuesto General a las Ventas

LCE – Ley de Concesiones Eléctricas

LGE – Ley Para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica

MINEM – Ministerio de Energía y Minas

MW – Megawatt

OSINERGMIN – Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

PBI – Producto Bruto Interno

PCM – Presidencia del Consejo de Ministros

RAE – Real Academia Española

RER – Recursos de Energía Renovables

RLCE – Reglamento Ley de Concesiones Eléctricas

RM – Resolución Ministerial

RTP – Precio en Tiempo Real

TOU – Tiempo de Uso

WEO – World Economic Outlook

AGRADECIMIENTO

Gracias a los profesores de ESAN, en especial al Ing. Jaime Mendoza por su asesoría y apoyo. También a mi familia por su comprensión, su amor y aliento.

CURRICULUM VITAE DEL AUTOR
LIZBET ENEYDA VÁSQUEZ VÁSQUEZ

Ingeniera Electricista con 8 años de experiencia en el sector eléctrico, trabajando como Especialista en mercados eléctricos, Gestión de la Información y Analista de Fallas del Sistema Eléctrico Peruano en el COES.

EXPERIENCIA PROFESIONAL

COES-SINAC. Actualmente, especialista de la Subdirección de Transferencias. Responsable de la elaboración de las Valorizaciones de Energía Activa, Potencia y Compensaciones en el Mercado de Corto Plazo de Electricidad. Participación en la modificación de diversos Procedimientos Técnicos del COES.

Agosto 2009 – a la fecha

MINEM- Oficina Asesoría de Electricidad. Elaboración de estudios para la optimización de la operación mediante el modelo de despacho económico de energía eléctrica PERSEO.

Abril 2009 – Julio 2009

LAUB & QUIJANDRIA Consultores y Abogados Absolución de consultas técnicas respecto a la normatividad del sector eléctrico y elaboración de informes y análisis calificado sobre diversas consultas de los clientes de la firma sobre el sector eléctrico.

Agosto 2008 a febrero 2009

OSINERGMIN GART. Practicante, colaboración en el Cálculo del Precio a Nivel de Generación, Fijaciones Tarifarias y procesos de Licitaciones.

.Junio 2007 – junio 2008

ESTUDIOS

Universidad ESAN – Universidad de Comillas (España)
Maestría en Gestión de la Energía

2011 - 2017

Universidad Nacional Mayor de San Marcos
Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
Ingeniera Eléctrica

2000 - 2005

RESUMEN EJECUTIVO

En los mercados eléctricos liberalizados, la Gestión de la Demanda Eléctrica es una herramienta (o conjunto de herramientas) que consisten en la habilidad de la demanda para ajustar el consumo de electricidad frente a las variaciones del precio del mercado o de algún costo del servicio eléctrico. Esta gestión permite resolver los desequilibrios del sistema eléctrico en el corto plazo, salvaguardando la fiabilidad del sistema en muchos casos ante los escenarios de creciente demanda eléctrica y la necesidad de infraestructura para soportarla, con lo cual la Gestión de la Demanda se considera una herramienta válida y viable para el desarrollo sostenible de un país.

A partir de la primera reforma del mercado eléctrico peruano a la fecha, el Perú no tiene una participación activa de la demanda eléctrica. Tal es así, que ésta es considerada solo un actor pasivo que puede ser recortado, como se puede comprobar en el Procedimiento Técnico N° 16 - Rechazos de Carga (COES, 2017) referido los rechazos de carga dispuestos por el COES durante la programación y ejecución de la operación para ser ejecutados por los Usuarios Libres y Distribuidores cuando en un momento determinado, la oferta eléctrica es inferior a la demanda en el SEIN, como consecuencia de desconexiones programadas o forzadas de equipos, caudales bajos de ríos, escasez de combustibles, entre otros, que ocasione algún déficit de tal oferta.

Asimismo, el crecimiento del país respecto requerimiento de inversión en infraestructura no siempre van de la mano, además de poseer una generación hidrotérmica en su oferta y radial en su transmisión, como es el peruano, donde usualmente la demanda de electricidad en horas de bajo consumo generalmente se atiende con el despacho de centrales hidráulicas, mientras que la demanda en horas punta o donde el consumo es mayor, generalmente requiere el despacho de centrales térmicas adicionales con altos costos variables. Cabe mencionar que durante los años 2004 y 2008 se ha sufrido de problemas en el balance oferta-demanda debido a la sequía y problemas en el ducto de gas de Camisea.

Ante esta problemática mencionada del mercado eléctrico peruano, se considera conveniente la participación de la demanda a través de los programas de Gestión de Demanda en el mercado eléctrico de corto plazo. En ese sentido, la presente tesis, se realiza una revisión detallada de los programas de incentivos hacia la demanda basados en precios y cantidades, así como la experiencia internacional en el uso de la Gestión de la Demanda y como puede ser utilizada en el sector eléctrico peruano como una alternativa de solución en el corto plazo.

Se ha analizado la respuesta de la demanda por parte de los usuarios libres ante situaciones de déficit de generación donde se ha observado incumplimientos a lo solicitado por el Operador del Sistema Eléctrico respecto a la disminución de sus consumos, lo cual que la demanda carece de incentivos para la participación en la operación del mercado en el corto plazo. Es pues necesario la implementación de incentivos hacia la participación de la gestión de la demanda en el corto plazo a fin de dar confiabilidad al sistema eléctrico peruano, ante situaciones de riesgo de déficit de generación como pueden ser las crisis energéticas, apagones, los altos precios de los combustibles, los nuevos retos ambientales, el creciente interés por la eficiencia y la sustentabilidad energética. Motivo por el cual, la presente tesis se centra principalmente en el caso de los usuarios libres debido a que poseen mayor impacto sobre el consumo energético del país, como es el caso de los usuarios libres del sector minero del SEIN que corresponde a un 88% de la demanda total, con lo cual su participación en la gestión de demanda es vital para los fines requeridos.

Los programas de gestión de la demanda analizados se basan en incentivos hacia demanda en el corto plazo, basados en incentivos de precios y de cantidad. Los programas de gestión de demanda bajo incentivo de precios pueden reducir los costes del sistema a mediano y largo plazo suelen implantarse por medio de tarifas variables en el tiempo que reflejan el precio de mercado, y son los propios consumidores los que voluntariamente adaptan su consumo en función del precio observado Mientras que los programas de incentivos por cantidad buscan mejorar la fiabilidad del sistema, por lo que suelen requerir reducciones puntuales de carga para hacer frente a emergencias. Por ello, suele tratarse de programas de control directo de la carga gestionados por un

operador del sistema en los que se ofrece a los consumidores compensaciones por permitir limitaciones puntuales de su consumo en caso de contingencias.

La tesis propone la creación de incentivos hacia la demanda en el corto plazo, teniendo en cuenta la situación actual del sistema eléctrico peruano con lo cual es necesaria la participación de la demanda de los usuarios libres bajo los incentivos de gestión de la demanda basados en la cantidad, ya que son estos incentivos los que toman en cuenta las necesidades de la operación del sistema eléctrico y mejora la competencia

La propuesta recoge la información del análisis de investigación realizado, donde se ha considerado el análisis prospectivo y la administración de riesgo, los cuales considera a los actores involucrados y los riesgos. Con lo cual la propuesta responde a la necesidad del sistema y el mecanismo adecuado de competencia para los participantes en el mercado eléctrico de corto plazo.

1. CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN

Los procesos de liberalización y desregulación del sector eléctrico desarrollado en los años ochenta en numerosos países, dieron como resultado la inclusión de la competencia en la actividad de la generación, mientras que las actividades de la transmisión y distribución de electricidad permanecieron reguladas debido a sus características de monopolio (Díaz Bautista, 2005). La creación de mercados mayoristas, mayores incentivos en capacidad de generación, búsqueda de competencia minorista con capacidad de elección del consumidor, etcétera. Según Joskow, el principal objetivo de estas reformas fue la creación de mecanismos que proporcionen beneficios a largo plazo a los consumidores, dado que la estructura de integración vertical existente presentaba problemas de desempeño.

En el Perú, con la Ley de Concesiones Eléctricas – Ley 25844 (Congreso de la República, 1992), se instituyó el modelo de mercado que rige actualmente en el Perú, la cual determinó la separación de los segmentos integrados verticalmente (generación, operación del sistema, transmisión, distribución y comercialización). Asimismo, se estableció dos grupos de consumidores o clientes: usuarios regulados cuyos consumos es menor a 200kW y usuarios libres cuyo consumo es mayor a 2500kW, los usuarios con consumo mayor a 200k y menor a 2500 kW pueden elegir ser usuario libre de manera opcional. El primer grupo es atendido por la empresa de distribución que tenga concesión en la zona donde se ubique el cliente a una tarifa regulada. Mientras que para los clientes libres, se estableció un régimen de libertad de precios y la libre contratación a efectos que puedan darse en condiciones de competencia.

La creciente demanda eléctrica como parte del crecimiento económico del país, así como el incremento del parque generador es innegable como se pueden observar en la estadísticas del Operador del Sistema Eléctrico Interconectado peruano (COES) en el año 2016, La demanda de energía durante el año 2016 en el COES fue de 48 326,4 GW.h, la cual creció en 8,5% respecto al año anterior, que fue 44 540,0 GW.h. La máxima demanda de potencia fue 6 492,4 MW, 3,47% superior a aquella del año 2015, que fue 6 274,6 MW. Mientras que la oferta se encuentra con una potencia efectiva de

las unidades generadoras a diciembre 2016 suma 12 078,11 MW. El 56,97% corresponde a centrales termoeléctricas, seguidas por las centrales hidroeléctricas, con una participación de capacidad efectiva del 40,22%, por las centrales eólicas con el 2,01% y centrales solares con 0,79%. Nuestros principales recursos de generación importantes son el agua y el gas, este último es reciente desde el 2004.

Sin embargo, en años anteriores durante el año 2003, durante una sequía se pudo observar la volatilidad de los precios spot (de agosto de 2001 a agosto de 2004, estos fluctuaron entre 0,76 nuevos soles por MWh y 695,31 nuevos soles por MWh), la falta de generación térmica (altos precios de combustible) sumado al crecimiento de la demanda, revelaron las debilidades del diseño de la competencia. Alcalá y Ausejo (2004) hacen una descripción detallada sobre los principales problemas que se revelaron durante la crisis.

Posteriormente, con la Ley 28447 (Congreso de la República, 2004) se originaron cambios a la Ley 25844 y se creó una comisión con objetivos de asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica enfocado en búsqueda de mecanismos de competencia y mercados, ya que se identificó que la solución a la crisis del sector que derivó en la falta de contratos de suministro entre generadoras y distribuidoras se conseguiría a través de inversiones en plantas de generación eficientes que garanticen una oferta de energía que responda a la demanda y al crecimiento de esta. Esto derivó en la Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica - Ley 28832 (Congreso de la República, 2006), donde también se elaboró un mecanismo de subasta para la contratación del suministro de energía (licitaciones).

No obstante, las mejoras al marco normativo del sector eléctrico han continuado en el tiempo, debido a algunos fallos en el mercado evidenciaron la necesidad de efectuar modificaciones. Así, mediante Decretos Legislativos y los Decretos de Urgencia que establecieron nuevos cargos, a ser añadidos al Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión (PCSPT). Los objetivos buscados con estas disposiciones legales fueron: ampliar el coeficiente de electrificación y apoyar la Electrificación Rural; incrementar la eficiencia energética del uso del gas natural en la generación, mitigar la

elevación abrupta de los costos marginales eléctricos ante interrupciones en el transporte del gas natural desde Camisea; y viabilizar las inversiones en generación. Debido al crecimiento de la demanda mayor al previsto, a una previsible falta de capacidad para suministrar oportunamente gas natural para la generación eléctrica y a la necesidad de tomar medidas urgentes que evitasen o aminorasen un previsible racionamiento eléctrico, todo lo cual involucraba un incremento en los costos de generación eléctrica, dispuso las medidas a adoptar y la forma de distribuir los costos en los que se incurriese.

A la fecha, persiste el Decreto de Urgencia N° 049-2008 (Consejo de Ministros, 2008), el cual estableció que los Costos Marginales de corto plazo se determinarían utilizando un sistema idealizado (Costos Marginales Idealizados), sin restricciones en el transporte de gas natural o en la transmisión eléctrica; así como un tope para los Costos Marginales, fijado por el MINEM. A pesar del actual exceso o sobreoferta de generación, conformado por generadoras duales ubicados en las ciudades de Mollendo e Ilo, con un total de 2,000 MW, que por el retraso en la construcción del gasoducto sur peruano (GSP), tendrán que operar a diésel, haciendo ineficiente la operación del sistema.

Los problemas por el lado de la oferta en el sistema eléctrico peruano siguen siendo la hidrología y el suministro de gas a través de gaseoductos y las congestiones en la red eléctrica. Es importante que el estado tenga medidas que diferencien el corto, mediano y el largo plazo, este último deberá considerar la expansión de la generación, diversificación de la matriz y la implementación de la infraestructura necesaria.

En el corto plazo es indispensable asegurar el suministro y ante problemas de déficit, la Gestión de la Demanda Eléctrica, es un instrumento necesario. La modificación del consumo por parte del usuario incrementaría la eficiencia y la sostenibilidad en el uso de recursos energéticos. Es entonces necesario tomar medidas en el lado de la demanda, por lo cual son los programas de Gestión de la Demanda Eléctrica los llamados a centrarse en la optimización del lado del consumidor y que puedan reportar beneficios en el mercado eléctrico, ya que puede ser un recurso adicional en la operación.

Según lo mencionan Joannon y Kindseth (2016), frecuentemente se parte de la base que la demanda eléctrica es muy inelástica lo cual descarta la posibilidad de regular vía precios cuando la oferta se vea restringida, sin embargo esto cambia de acuerdo al cliente al cual se dirige la gestión de la demanda. Para los usuarios regulados, la variación de precios en la producción no es considerable debido a su pequeño consumo; sin embargo, para los usuarios libres con un gran consumo el incentivo de precios es mayor.

Se requiere adoptar medidas regulatorias que fomenten la participación de la demanda además de la articulación de mecanismos que aporten incentivos a la misma de forma que resulte favorable al sistema. En ese sentido, la tesis abordará el tema de revisar los diferentes programas de gestión de la demanda referido en especial a los usuarios libres.

La propuesta de la creación de incentivos recoge la información de la literatura respectiva, así como un análisis de prospectiva respecto a los actores involucrados y sus estrategias de participación dentro del sector eléctrico peruano. Con lo cual se desarrolla un esquema de implementación para la propuesta que incluyen mecanismos de competencia.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo general

El objetivo general del presente trabajo es desarrollar una propuesta de creación de incentivos para la Gestión de la Demanda Eléctrica en el corto plazo, así como su diseño a efectos de permitir su participación en el mercado eléctrico peruano.

1.1.2 Objetivos específicos

- (i). Analizar la situación actual de la participación de la demanda, e identificar las limitaciones y beneficios en los mercados de electricidad en el corto plazo.

- (ii). Realizar una comparación de los programas de la Gestión de la Demanda en el corto plazo implementados en otros países a fin de encontrar semejanzas y diferencias.
- (iii). Elegir un sistema de incentivos adecuado al país para el desarrollo de la participación de la demanda.

1.2 Preguntas a responder

Dada la necesidad generalmente aceptada de incorporar la Gestión de la Demanda Eléctrica (GDE) en el diseño del mercado en varios países, se han planteado una serie de preguntas clave sobre la mejor manera de hacerlo. Algunas de las preguntas fundamentales son las siguientes:

1.2.1 *Pregunta general*

- (i). ¿Qué incentivos debe tener la gestión de la demanda en el corto plazo sea partícipe del mercado eléctrico peruano?

1.2.2 *Preguntas específicas*

- (ii). ¿Por qué y para que se necesitan incentivos para que la demanda sea gestionada en el corto plazo?
- (iii). ¿Qué incentivos han funcionado en otros países para la gestión de la demanda?
- (iv). ¿Qué barreras o limitaciones existen para los incentivos a la demanda en el corto plazo?
- (v). ¿Qué cambios en la normativa vigente se necesitan?

1.3 Justificación del tema

El funcionamiento del sistema eléctrico requiere un equilibrio perfecto entre la oferta y la demanda en tiempo real. Este equilibrio no es fácil de lograr dado que tanto el nivel de oferta como el de demanda pueden cambiar rápidamente e inesperadamente debido a muchas razones, como interrupciones forzadas de la unidad de generación, líneas de transmisión y distribución y cambios de carga repentinos u otros. La

infraestructura del sistema eléctrico es muy intensiva en capital; mientras que la respuesta de la demanda (carga) es uno de los recursos más baratos disponibles para operar el sistema. La competencia en el sector de generación se ha mantenido bajo control en general. Sin embargo, los aumentos de precios han ocurrido en ocasiones como resultado de una confluencia de factores, que incluyen inesperadamente altos niveles de demanda, escasez de capacidad a corto plazo y, posibles casos de poder de mercado por parte de los generadores.

Asimismo, los consumidores clientes minoristas se enfrentan a precios que se fijan a lo largo de períodos de tiempo, por lo que no ven ningún incentivo para reducir su consumo durante períodos poco frecuentes de altos precios. Esta falta sensibilidad a los precios, priva al mercado mayorista de un mecanismo natural que le permita aliviar presiones temporales sobre los precios, exacerbando así el problema. La respuesta de la demanda a las condiciones del mercado mayorista, donde se produce, tiene varios beneficios importantes. En particular, puede aliviar las restricciones de generación y transmisión, reducir la severidad de los picos de precios, reducir el poder de mercado de los generadores y reducir los precios de la energía a todos los consumidores en general.

Sin embargo, estos beneficios sólo pueden alcanzarse si los mercados están diseñados de manera que permitan que las señales de precios al por mayor, lleguen a los consumidores. Por todo esto, se considera necesario potenciar la respuesta la demanda ante las señales de los precios y cantidad, tomando en consideración un diseño del mercado competitivo y eficiente, con la colaboración de los consumidores y la regulación a fin de lograr niveles de estandarización tecnológica que lo hagan viable.

1.4 Alcances y limitaciones

1.4.1 Alcances

La investigación realizada se centra en establecer los lineamientos sobre los cuales se debe institucionalizar la gestión de la demanda de electricidad en el Perú.

Para efectos comparativos con países que ha implementado la gestión de la demanda, se estudian los mecanismos y/o esquemas para estos fines en otros países; desde el punto de vista de sus políticas de Estado, regulatorio, legislativo y normativo.

1.4.2 Limitaciones

Este trabajo no pretende determinar la metodología de la implementación de la Gestión de la Demanda, ni los costos que esto conlleva. La presente tesis únicamente incluye los cambios que se necesitan para la creación de incentivos en el ámbito normativo.

1.5 Metodología de desarrollo de tesis

La investigación realizada para la presente tesis es de tipo documental, explicativa y descriptiva, debido a que ya se tienen antecedentes del tema propuesto. Asimismo, el diseño de la investigación es del tipo cualitativo, por lo cual no es necesario una investigación experimental, asimismo el objetivo de la tesis es elaborar una propuesta por lo cual no corresponde. Se pretende un análisis de investigación transaccional ya que se recolecta información en un momento y tiempo único.

Asimismo se busca descubrir la situación actual de la Gestión de la Demanda a corto plazo y su posible aplicación al Sistema Eléctrico Peruano. Se evaluó las necesidades para la gestión de la demanda eléctrica a través del instrumento de las encuestas a Panel de Expertos y análisis MACTOR para analizar las relaciones entre los actores involucrados como sus estrategias.

Figura 1-1 Esquema lógico del desarrollo de la tesis



1.6 Fuentes de información.

La información necesaria fue obtenida recurriendo tanto a fuentes primarias como secundarias vinculadas al subsector electricidad.

1.6.1 Fuentes primarias.

Como fuentes primarias de información se realizaron entrevistas a profundidad a los principales actores del sector de electricidad y a su entorno institucional. Las entrevistas cualitativas fueron llevadas a cabo personalmente y grabadas digitalmente. Las entrevistas se estructuraron con codificación abierta, sin categorías preestablecidas, de tal forma que los participantes pudieran expresar de la mejor manera sus experiencias sin ser influidos por la perspectiva del investigador o por los resultados de otros estudios (Creswell, 2009). El protocolo utilizado en las entrevistas realizadas se presenta en el Anexo II.

La información obtenida en las entrevistas fue codificada para identificar experiencias o conceptos, para poder relacionar las distintas entrevistas entre sí para ser categorizadas, codificadas, clasificadas y agrupadas con el fin de interpretar los datos (Hernández, Fernández y Baptista, 2010).

1.6.2 Fuentes secundarias

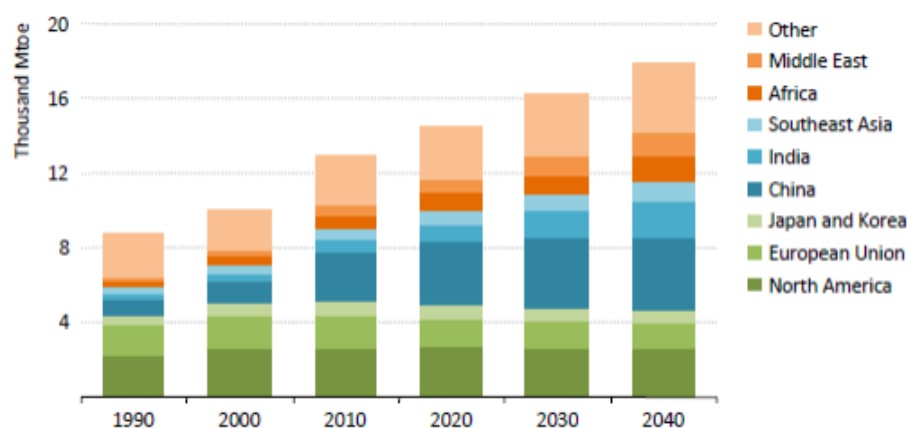
Las fuentes secundarias utilizadas en el presente trabajo han sido: leyes, trabajos de investigación, tesis relacionadas al tema, revistas especializadas nacionales e internacionales, internet, publicaciones oficiales de COES, Osinergmin, entre otros.

2. CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 Demanda eléctrica y el contexto energético

De acuerdo a la publicación de World Energy Outlook (WEO) del 2016, la demanda energética mundial experimenta un aumento del 30% hasta 2040 impulsada por el crecimiento demográfico y económico global (Véase Figura 2-1). Mientras la demanda total de los países de la OCDE va en descenso, el centro de gravedad de la demanda energética mundial sigue desplazándose hacia zonas y países en fase de industrialización y urbanización como la India, el Sudeste asiático y China, así como hacia determinadas zonas de África, América Latina y Oriente Medio.

Figura 2-1 Evolución de la demanda energética global, 1990-2040



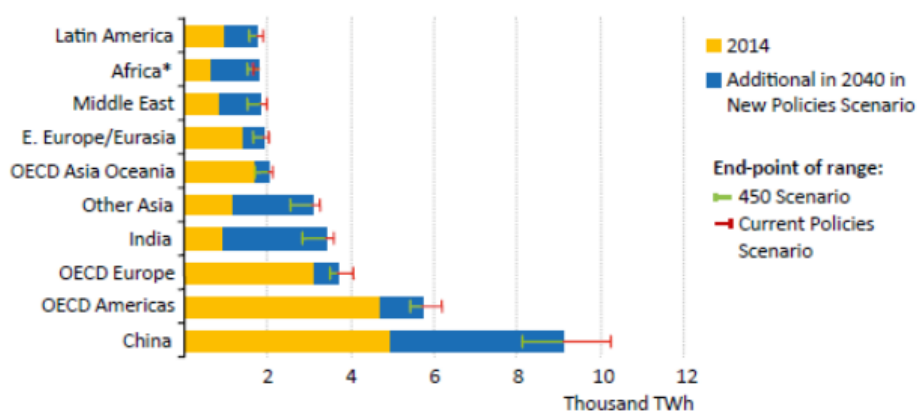
Fuente: WEO-2016

Pese a este incremento en la demanda energética y a los importantes esfuerzos realizados en muchos países, en el año 2040 todavía existirán amplios sectores de la población mundial que seguirá sin acceso a fuentes modernas de energía. En 2040, cerca de 500 millones de personas – fuertemente concentradas en el África subsahariana – carecerán de acceso a la energía eléctrica y cerca de 1.800 millones de personas seguirán dependiendo de la biomasa sólida para cocinar, con los consiguientes impactos sobre la calidad de vida.

Asimismo, hasta 2040 la demanda mundial de electricidad elevará la demanda en más de un 70%, y se realizará un esfuerzo concertado para reducir las consecuencias ambientales de la generación de energía. La generación basada en energías renovables alcanzará el 50% en la Unión Europea, alrededor del 30% en China y Japón, y por encima de 25% en Estados Unidos y la India. La participación del carbón en la generación total de electricidad se reducirá al 30%, y la potencia de las plantas ineficientes disminuirá en un 45%.

La publicación del World Economic Outlook apunta también a que la electricidad constituye la forma final de energía de más rápido crecimiento, siendo al mismo tiempo, el sector eléctrico el que más contribuye a reducir la participación de los combustibles fósiles en el mix energético global. Cabe tener en cuenta que actualmente, el peso de la electricidad no supera el 20%. Casi la mitad de este crecimiento previsto para 2040 se concentrará en China e India, como se puede observar en la Figura 2-2, siendo los sectores de la edificación y la industria los que explican en mayor medida este crecimiento en la demanda eléctrica. Un creciente proceso de electrificación acompañado de una creciente participación de las energías renovables en la generación eléctrica sin duda constituye una de las principales líneas de actuación en el proceso de descarbonización de las economías.

Figura 2-2 Evolución de la demanda eléctrica por regiones 2000-2040



Fuente: WEO-2016

Respecto a las expectativas del futuro, de acuerdo a la publicación del World Economic Forum del 2017, se deben considerar las tendencias tecnológicas que afectaran a la industria eléctrica como son la electrificación, descentralización y digitalización. Por lo cual es necesaria la comprensión de qué mecanismos de adoptarán en el futuro (incluyendo políticas y regulaciones).

La **electrificación**, considera desplazar el consumo de muchos usos finales (por ejemplo, transporte y calefacción) de fuentes de combustibles fósiles a la electricidad, y aumentar la eficiencia energética. En la actualidad, el mercado de la energía ya se caracteriza por una tendencia hacia el incremento de eficiencia y a la sustitución de energías fósiles por energías limpias. Ello implica el reemplazo de los combustibles fósiles por la electricidad, incidiendo en una cada vez mayor electrificación de la economía y una mayor importancia de las energías renovables en el mix de energía final consumida y de generación de electricidad. Por ejemplo, la masificación en el uso del coche eléctrico, llevaría a un cambio específico del empleo de combustibles fósiles a la electricidad.

Por otro lado, **descentralización** se refiere a varias tecnologías con diferentes implicaciones para la red:

- La generación distribuida a partir de fuentes renovables (principalmente solar fotovoltaica) reduce la demanda durante las horas soleadas del día.
- El almacenamiento distribuido recolecta energía local localmente para su uso durante períodos de pico o como respaldo, aplanando picos de demanda y valles.
- La eficiencia energética permite reducir el consumo de energía al mismo tiempo que proporciona el mismo servicio, reduciendo la demanda global.
- La gestión de la demanda permite controlar el consumo de energía durante la demanda máxima y los períodos de precios altos, o la modifica durante momentos críticos de contingencia.

Respecto a la gestión de la demanda, esta crea flexibilidad al proporcionar señales de volumen y, a veces, incentivos financieros para ajustar el nivel de demanda y los

recursos de generación en los momentos estratégicos del día. Como tal, es un recurso crítico para una la transición a un sistema de electricidad de baja emisión de carbono.

Las políticas energéticas en todo el mundo reconocen cada vez más que la gestión de la demanda está en camino a resolver los desafíos que impiden su plena incorporación. Una demanda más flexible, según algunas estimaciones, podría reducir las inversiones anuales en la infraestructura de la red de Estados Unidos en un 10%.

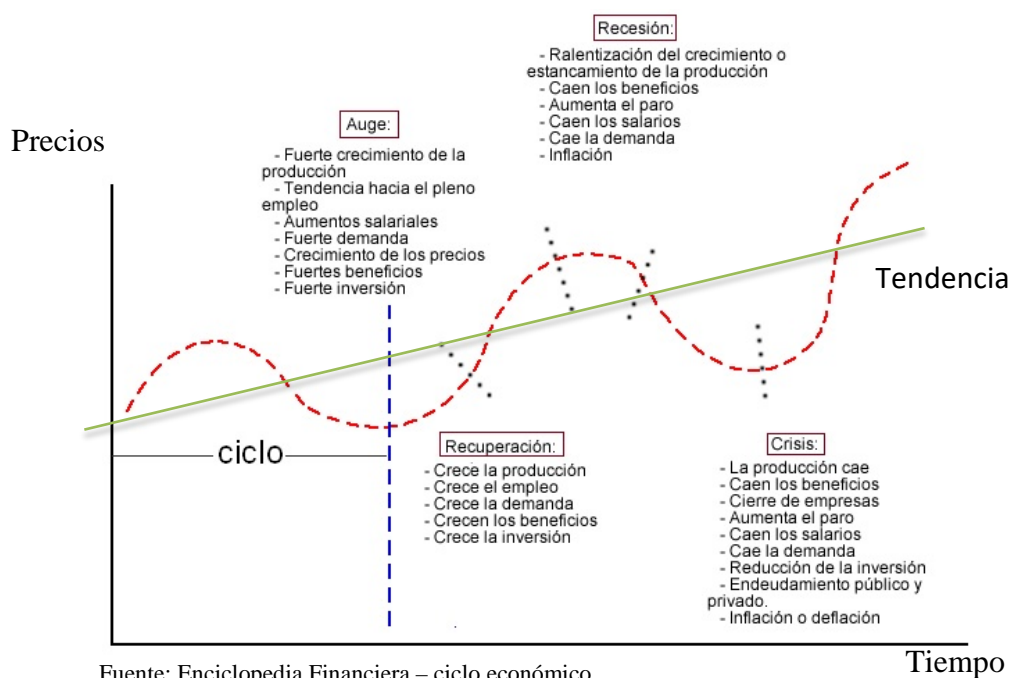
Y por último **las tecnologías digitales** permiten cada vez más a los dispositivos a través de la red comunicarse y proporcionar datos útiles para los clientes y para la gestión y operación de la red. Medidores inteligentes, nuevos sensores inteligentes y sistemas de automatización y plataformas digitales que se centran en la optimización y agregación, permiten el funcionamiento en tiempo real de la red y sus recursos conectados y recopilan datos de red para mejorar el conocimiento de la situación y los servicios públicos.

Cabe señalar además que la electricidad se ha convertido en uno de los factores productivos de mayor importancia, junto con la mano de obra y el capital, por lo que su evolución resulta fundamental a la hora de explicar determinados comportamientos de ciertas variables macroeconómicas, como el Producto Bruto Interior (PBI).

2.2 Ciclos económicos y el sector energético

Ninguna economía en el mundo es estática. Los ciclos económicos son las fluctuaciones de corto plazo, alrededor de una tendencia, que muestran de manera conjunta el producto con variables macroeconómicas como el empleo, la productividad, la inflación, entre otras. Los cambios en la actividad económica pueden ocurrir en dos direcciones: un período de crecimiento y expansión económica relativamente rápida o un período de declive y contracción (Véase Figura 2-3). El Producto Bruto Interno (PBI) real es una forma común de medir y determinar la fuerza de un ciclo económico (Parkin Michael - Bade Robin, 2010).

Figura 2-3 Ciclo económico



Fuente: Enciclopedia Financiera – ciclo económico

En 1819, la teoría dominante era la teoría del equilibrio general. Ese año se publicó un libro titulado “Nuevos principios de economía política” de Jean Charles Léonard de Sismondi, que estudió la existencia de crisis económicas periódicas que forman los ciclos económicos. Antes de este trabajo, los economistas clásicos habían negado la existencia de ciclos económicos. Los economistas clásicos culparon a la guerra como una de las principales causas de los ciclos económicos en la economía. Sin embargo, Sismondi fue el primero en descubrir la existencia de ciclos al examinar una crisis económica que ocurrió durante tiempos de paz.

En los últimos años, la teoría económica ha abordado el monitoreo y la medición de las fluctuaciones económicas en lugar de medir los ciclos económicos. Estudios recientes que utilizaron métodos de análisis espectral han demostrado la existencia de ciclos económicos en el PBI mundial.

Estos diferentes enfoques que se encuentran en la literatura respecto a la disociación o ciclo – tendencia, tienen relevancia en cuanto al rol del Estado para afectar el crecimiento de la economía en el largo plazo. Si se parte del supuesto de que el crecimiento depende únicamente de la disponibilidad de recursos (dotaciones factoriales) y de una productividad embebida en ellos, entonces las políticas destinadas a afectar la demanda agregada tienen escaso lugar para estimular el crecimiento económico y el incremento de la productividad.

Existen dos teorías macroeconómicas del ciclo económico predominantes. Por un lado, la teoría keynesiana o perspectiva de la demanda y, por otro, la teoría monetarista o perspectiva de la oferta. Las dos teorías se diferencian en una serie de supuestos fundamentales y, por consiguiente, en sus principales instrumentos de política. El keynesianismo confía en la política fiscal impulsada por el Estado, en tanto que el monetarismo privilegia la política de control de la masa monetaria por parte del Banco Central, así como de los incentivos inherentes al mercado (Resico, 2010).

La política económica busca, a través de mecanismos, prolongar las expansiones y limitar o al menos aliviar las recesiones. La mayoría de los expertos económicos resalta a aquellos en la disciplina económica la necesidad de identificar puntos de inflexión en la economía. Es el gobierno el que administra el ciclo económico y los tres instrumentos estándar de política macroeconómica que los gobiernos utilizan para estabilizar la macroeconomía son la política fiscal, la política monetaria y la política de tipos de cambio (Shari Spiegel, 2007). Los legisladores usan la política fiscal para influir en la economía. Utilizan una política fiscal expansiva cuando quieren terminar con una recesión. Deben utilizar una política fiscal contractiva para evitar que la economía se sobrecaliente. Pero eso rara vez ocurre. Eso se debe a que son expulsados del cargo cuando aumentan los impuestos o cortan programas populares. El banco central de la nación utiliza la política monetaria.

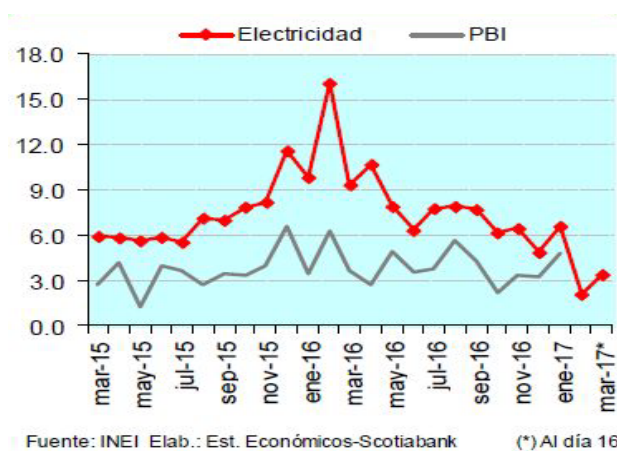
Si bien los acontecimientos macroeconómicos imprevistos o choques pueden a veces interrumpir una tendencia, los cambios en los indicadores claves como el PBI

históricamente han proporcionado una guía relativamente confiable para reconocer las diferentes fases de un ciclo económico.

De acuerdo a una última publicación de Marthans (El Comercio, 2016), el ciclo económico peruano dispone de dos características. La primera, de crecimiento tendencial a mediano plazo de alrededor del 4%. La segunda, caracterizada por una fuerte desaceleración del PBI, para entrar a una de recuperación. Asimismo, considera que la perspectiva de nuestra economía no sería mala.

La producción eléctrica (oferta) es una variable de la macroeconomía, de hecho lista en los grandes agregados que definen al PBI. Es importante resaltar que esta variable es coincidente con el ciclo del PBI (Véase Figura 2-4). Es decir, la demanda de energía permite acelerar la expansión del ciclo económico moviéndose en el mismo sentido del PBI donde, entre otras variables, se tiene también la inversión privada, la recaudación fiscal, el empleo, la actividad industrial, entre otros.

Figura 2-4 PBI y producción de electricidad – Perú



El Estado, como regulador microeconómico, influye en lo que produce la economía privada, en la forma en que se obtienen los bienes y servicios y en el lugar en el que se realiza la producción. La regulación directa de la producción se realiza estableciendo normas sobre el dueño de los productos, métodos de producción, etc. Como regulador de los mercados, establece límites a los precios y puede aumentar la competencia. El

problema de la elección del instrumento regulatorio se puede clasificar en aquellas regulaciones basadas en el mercado y aquellas basadas en regulaciones de comando y control. (Breyer (1982), Viscusi (1983)). Las regulaciones basadas en el mercado operan a través de cambios en los precios relativos, o mediante la creación de mercados para facilitar las transacciones entre agentes y hacer frente a las externalidades. Se implementan a través de impuestos pigouvianos, subsidios, o la creación de mercado.

La política regulatoria define el proceso mediante el cual el gobierno, cuando identifica un objetivo de política pública, determina si empleará la regulación como instrumento de política, y en seguida elabora un borrador y adopta una regulación mediante un proceso de toma de decisiones basado en evidencia. Una política expresa asegura que las regulaciones y los marcos regulatorios estén al servicio del interés público. Por ejemplo, incentivar las inversiones ante el crecimiento de la demanda o la infraestructura en el largo plazo de acuerdo a la tendencia económica o exoneraciones al impuesto de costos de combustibles por ser volátiles en el corto plazo, etc.

2.3 Características económicas de la demanda

En el desarrollo de los mercados de la electricidad se tiene como premisa que la energía eléctrica puede ser tratada como una mercancía. A lo descrito por Kirschen (2003), esta suposición es innegable: La energía eléctrica es un bien diferenciado que puede ser comercializado en cantidad porque se mide fácilmente. Por lo tanto, la teoría microeconómica sugiere que los consumidores de electricidad, al igual que los consumidores de todos los demás productos, aumentarán su demanda hasta el punto en que el beneficio marginal que obtienen de la electricidad es igual al precio que tienen que pagar.

En ese sentido, la demanda debe entenderse de forma matemática como una curva cuya pendiente muestra un aumento o disminución según la variación del precio. De acuerdo a lo sugerido por diversos estudios (McFadden, Puig y Kirschner, (1977); Parti y Parti (1981); Aigner y Hausman (1981); Dubin y McFadden, (1984); Chang y Hsing (1991); Reiss y White (2001), la demanda eléctrica es inelástica (coeficiente de

elasticidad es menor que uno en valor absoluto), es decir que las variaciones en el precio tienen un efecto relativamente pequeño en la cantidad demandada del bien.

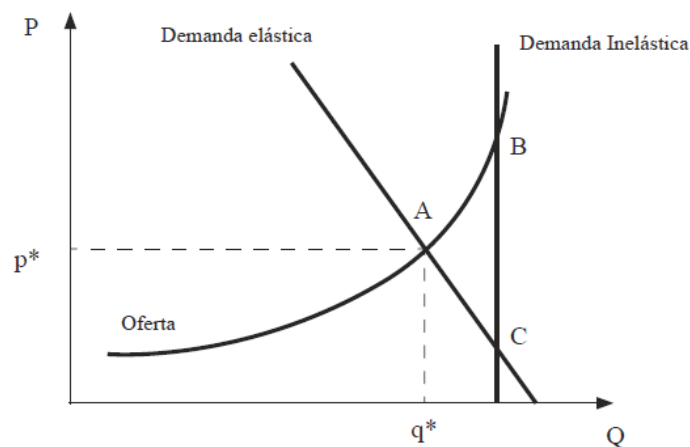
Según sostiene Kirschen (2003), una de las razones que explica la inelasticidad de la electricidad, es el costo de la energía eléctrica, el cual sólo representa una parte del costo total de producción de la mayoría de los bienes industriales y del costo de vida para la mayoría de los hogares. Y siendo esencial para las actividades de producción la mayoría de los consumidores industriales no consideran la reducción de su consumo para evitar un pequeño aumento en sus costos de electricidad. Del mismo modo, la mayoría de los consumidores residenciales probablemente no quieran reducir su comodidad y conveniencia de reducir su factura de electricidad en un pequeño porcentaje.

Lo anterior, se refiere a la elasticidad-precio a corto plazo de la demanda de energía eléctrica, ya que, a largo plazo, esta elasticidad es mucho mayor porque los consumidores tienen muchas más opciones. Por ejemplo, pueden calentar con gas en lugar de electricidad, comprar electrodomésticos más eficientes o trasladar su fábrica a una región con una menor electricidad promedio. Lo que significa que la demanda de cualquier producto puede ser modificada por las acciones de los agentes del mercado y el gobierno (regulación y fiscalidad). En las palabras de Hirst, (2001) indica que la mayoría de los usuarios compran electricidad como siempre lo han hecho, bajo precios invariantes en el tiempo que se establecen meses o años antes del uso real, los consumidores están completamente aislados de la volatilidad de los mercados mayoristas de electricidad. Sin embargo, los clientes deben tener la oportunidad de ver los precios de la electricidad que varían de hora en hora, lo que refleja las variaciones de los precios al por mayor. Ofrecer a los clientes una variedad de opciones de precios es un componente esencial de los mercados competitivos y una clave para mejorar el bienestar del cliente. Permitir a los clientes hacer frente a la variabilidad subyacente en los costos de electricidad puede mejorar la eficiencia económica, aumentar la confiabilidad y reducir los impactos ambientales de la producción de electricidad.

Harris (2006) indica que, para los pequeños consumidores o usuarios, las compras en el mercado minorista, tienen problemas adicionales, entre ellos la falta de un mecanismo para que la mayoría de los pequeños consumidores revelen directamente sus preferencias al mercado, ya que comúnmente pagan una tarifa plana en lugar de tener visibilidad de los precios en tiempo real que podrían invocar una respuesta cuando los precios son altos. Sólo los consumidores más grandes o usuarios libres disponen de mediciones y acuerdos contractuales sofisticados, para generar una respuesta a los precios del mercado.

Reducir la demanda de electricidad por una cantidad incluso modesta en momentos de altos precios al por mayor puede ayudar a bajar los precios para todos los clientes. En determinadas horas, especialmente durante la escasez de oferta o máxima demanda, una curva de oferta de pendiente pronunciada, puede crear un enorme apalancamiento para que una pequeña reducción en la demanda permita reducir significativamente los precios (Véase Figura 2-5). Es una demanda sensible a los precios la que contribuye a una asignación más eficiente de los recursos y mejora la confiabilidad general del sistema eléctrico mayorista.

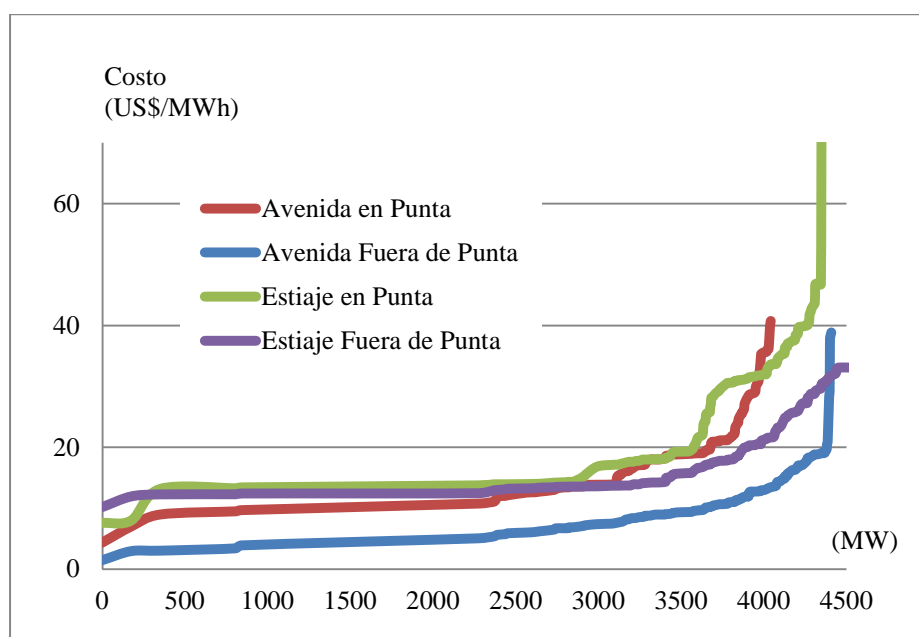
Figura 2-5 Impacto de la Reducción de la Demanda



Fuente: Neenan et al. (2005).

Por otro lado, en el mercado eléctrico peruano, se puede indicar que la demanda eléctrica en el corto plazo es inelástica (Véase Figura 2-6), en el caso de los usuarios libres, Okumura (2016) menciona que los usuarios libres que el nivel de elasticidad de la demanda que encontramos en el mercado de contratos, no tiene influencia directa del Mercado de Corto Plazo, donde los usuarios libres con contratos de mediano y largo plazo otorgan a los compradores el derecho a consumir toda la energía contratada, dándole poca posibilidad de modificar su consumo durante la ejecución del contrato sobre la base de señales de precios provenientes del Mercado de Corto Plazo, reconociéndose en algunos casos sólo una diferencia en el precio de la energía en hora de punta y en fuera de punta. Como consecuencia de ello, una vez suscritos los contratos las cantidades contratadas y los precios pactados no sufrirán modificaciones con facilidad. Es menester precisar que nada impide que los precios de los contratos de mediano y largo plazo sean fijados teniendo como referencia los del Mercado de Corto Plazo, pero esto no es usual.

Figura 2-6 Precio vs Oferta Perú 2016



Fuente: Estadística COES - 2016

2.4 Concepto de la Gestión de la Demanda Eléctrica

En la literatura, son diversas las definiciones encontradas del “Gestión de Demanda Eléctrica”, pero en todas ellas de una manera u otra, la identifican como implementación de medidas que influyen en el perfil del consumo a través de diversos métodos tales como incentivos financieros (Wei-Yu Chiu; Hongjian Sun, 2013) y el cambio de comportamiento mediante la educación.

De acuerdo al estudio realizado por Labein Tecnalia en 2007, el contenido y alcance de la Gestión de la Demanda involucra muchos conceptos que se utilizan de forma diferente según el país y el tipo de medidas a los que hacen referencia. A continuación se señalan las definiciones más utilizadas de acuerdo a dicho estudio:

- Demand Side Management (DSM): en general, término utilizado para las iniciativas de GDE relacionadas con el ahorro energético.
- Demand Response (DR) o Demand Side Response (DSR): término relacionado con la respuesta activa del consumidor a señales externas que hacen referencia a niveles de demanda agregada, por ejemplo, a incentivos de precio.
- Demand Side Bidding (DSB): parte de la gestión de la demanda relacionada con la oferta de consumos negativos en un mercado que permita hacerlo.
- Demand Side Integration (DSI): definición propuesta por el grupo WG C6.09 de Council on Large Electric Systems (CIGRE) para agrupar todos los conceptos incluidos dentro de la GDE.

El autor Ruff (2002) describe como se originó el concepto de Gestión de Demanda, en Estados Unidos, durante las crisis petroleras de los años setenta, donde se sostuvo que sería más barato reducir la demanda que aumentar la oferta, los economistas señalaron que los precios regulados por debajo de los costos de los suministros incrementales dan a los consumidores muy poco incentivo. En estas condiciones, una empresa de servicios públicos con una obligación de suministro puede mejorar los incentivos de los consumidores y reducir sus propios precios de recuperación de costos totales pagando las reducciones de la demanda. En tanto que estos pagos no exceden la

diferencia entre los costos marginales y los precios minoristas, son "correcciones de precios" en lugar de subsidios. La demanda de electricidad siguió creciendo en la década de 1970 a pesar de los aumentos en los precios de la electricidad, debido a que los precios del petróleo estaban aumentando aún más rápido y el gas natural con precios regulados era escaso. Las empresas de servicios públicos añadieron rápidamente su capacidad de generación incluso cuando la Ley de Política Reguladora de Servicios Públicos (PURPA) les exigía comprar electricidad a generadores que no sean ellas mismas (NUG – Non Utility Generation). Luego, a principios de los años ochenta, los precios mundiales del petróleo se derrumbaron y el gas natural recientemente desregulado se recuperó a medida que los precios de la electricidad continuaron aumentando para cubrir los costos de la nueva capacidad de generación. El crecimiento de la demanda de electricidad se desaceleró por debajo de las expectativas, creando un exceso de capacidad que llevó a aumentos aún más en las tarifas y, en algunos casos, a las desventajas de costos que crearon problemas financieros para los servicios públicos. A finales de los años ochenta, los programas de Demand Side Management (DSM) como tal fue introducido por el autor Clark W. Gellings en un artículo de la IEEE en 1988 con el siguiente concepto:

“La gestión del lado de la demanda es la planificación, implementación y monitoreo de aquellas actividades de servicios públicos diseñadas para influir en el uso de la electricidad por parte del cliente de manera que produzca cambios deseados en el perfil de carga, es decir, cambios en el patrón de tiempo y magnitud de la carga. Los programas que entran en el ámbito de la gestión de la demanda incluyen: gestión de la carga, nuevos usos, conservación estratégica, electrificación, generación de clientes y ajustes en la cuota de mercado” (Gellings 1987)

Sin embargo, las tarifas de electricidad estaban generalmente por encima de los costos incrementales, por lo que los servicios públicos podían pagar por las actividades de DSM sólo aumentando las tasas; los pagos de servicios públicos para DSM eran ahora subsidios reales, no correcciones de precios. Sin embargo, a finales de los años ochenta y principios de los noventa, muchos reguladores estatales aprobaron nuevos

aumentos de tarifas para pagar los programas subsidiados de DSM y los incentivos que los hicieron apetecibles a los servicios públicos. A principios y mediados de los años noventa, la creciente divergencia entre las tarifas de los servicios públicos altamente reguladas y los bajos costos incrementales creó una presión para la competencia en la electricidad, particularmente de los grandes consumidores que deseaban comprar a bajos precios al por mayor en lugar de altas tarifas al por menor. El desarrollo de la competencia debilitó entonces significativamente el poder de monopolio de las empresas de servicios públicos necesario para apoyar los programas de gestión de demanda subvencionados y estos comenzaron a desaparecer.

Los acontecimientos señalados anteriormente demuestran de manera concluyente que la demanda de electricidad está fuertemente afectada por los precios y que ignorar esta realidad conduciría costosos errores; hoy nadie pensaría en predecir la demanda de electricidad sin considerar los precios como variables explicativas críticas.

Para que los nuevos programas de Gestión de la Demanda eviten los errores y excesos del pasado y se conviertan en características permanentes y estabilizadoras de los mercados de la electricidad en lugar de interrupciones transitorias, deben basarse en una correcta comprensión y aplicación de los principios económicos y de mercado.

Recientemente, el CIGRE estableció el Grupo de Trabajo WG C6.09 para analizar una amplia variedad de problemas de integración del lado de la demanda. El nombre inicial considerado para el grupo de trabajo era Demand Side Management (Gellings, Chamberlin, 1987). Sin embargo, este mecanismo se consideró inadecuado ya que tiende a reflejar un ambiente gestionado por el cliente e impulsado por la industria de los servicios eléctricos públicos. Con el inicio de la reestructuración de la industria de energía eléctrica en todo el mundo, muchos clientes no están sujetos a un entorno de gestión centralizada. Con el fin de reflejar el aspecto impulsado por el mercado del comportamiento del lado de la demanda, como la respuesta de la demanda a las condiciones del mercado, el CIGRE nombró al grupo de trabajo Demand Side Response (DSR) sobre Sistemas de Distribución y Generación Distribuida. Sin embargo, este título también se percibía más restrictivo en el alcance de lo previsto.

En la Sesión 2007 de CIGRE, el grupo de trabajo adoptó el término integración del Lado de la Demanda (DSI) para representar mejor el área técnica general centrada en la demanda y su potencial como fuente de suministro. Es decir, DSI se refiere a todas las actividades concentradas en el avance de la eficiencia de la utilización de la electricidad incluida la respuesta a la demanda y la eficiencia energética. El alcance del grupo de trabajo incluye el estudio de las cuestiones técnicas que rodean la integración del Lado de la Demanda (Demand Side Integration WG C6.09, 2011), donde el objetivo de los programas de DSI es modificar el comportamiento de las cargas eléctricas de los diferentes tipos de clientes (por ejemplo, los usos finales en las instalaciones domésticas/residenciales, comerciales o industriales) con el fin de optimizar los costes de producción de energía, mejorar la utilización de la energía o la fiabilidad del sistema, o para adapte la utilización a factores ambientales. Cuando se planifican, también pueden contribuir a aplazar la inversión en nuevas infraestructuras al disminuir los requisitos de capacidad máxima del sistema.

En la presente tesis adoptaremos el término Gestión de Demanda Eléctrica a los programas que implementan el DSI, así como conceptualmente los términos que abarcan.

2.5 Programas de Gestión de Demanda Eléctrica

Los programas de gestión de la demanda de energía intentan acercar la demanda y el suministro de electricidad a un nivel óptimo percibido y ayudar a los usuarios finales de electricidad a reducir sus demandas, es decir son incentivos para la demanda. Puede distinguirse además entre programas de respuesta por cantidad o a precio (RMI, 2006), según se solicite una determinada reducción de carga (cantidad) o se exponga al consumidor a precios variables de la electricidad.

De acuerdo al reporte del Congreso de los Estados Unidos (2006), respecto a la gestión de la demanda, se pueden clasificar en:

- **Guiados por el Mercado** (basados en incentivos de precios) Implementados a través de tarifas de servicios públicos aprobadas mediante acuerdos contractuales en mercados desregulados, varían el precio de la electricidad a lo largo del tiempo para motivar a los clientes a cambiar sus patrones de consumo.
- **Guiados por el Sistema** (basados en incentivos por ofertas de cantidad) Premian a los clientes por la reducción de sus cargas eléctricas a petición o por dar al administrador del programa algún nivel de control sobre el equipo que utiliza el cliente.

Figura 2-7 Mapa conceptual de los programas de GDE



Los programas de gestión de demanda bajo incentivo de precios pueden reducir los costes del sistema a mediano y largo plazo suelen implantarse por medio de tarifas variables en el tiempo que reflejan el precio de mercado, y son los propios consumidores los que voluntariamente adaptan su consumo en función del precio

observado (Haney, 2009). En este último grupo de medidas se encuentran las tarifas por bloques (o TOU, del inglés time-of-use), las de precio con periodos críticos (o CPP, del inglés critical-peak pricing) o las de precio en tiempo real (o RTP, del inglés real-time pricing).

Mientras que los programas de incentivos por cantidad buscan mejorar la fiabilidad del sistema, por lo que suelen requerir reducciones puntuales de carga para hacer frente a emergencias. Por ello, suele tratarse de programas de control directo de la carga gestionados por un operador del sistema en los que se ofrece a los consumidores compensaciones por permitir limitaciones puntuales de su consumo en caso de contingencias. Por ejemplo, los programas de interrumpibilidad a los que pueden acogerse los clientes de alta tensión.

Otros factores que afectan a las características de los programas de GDE, son los siguientes:

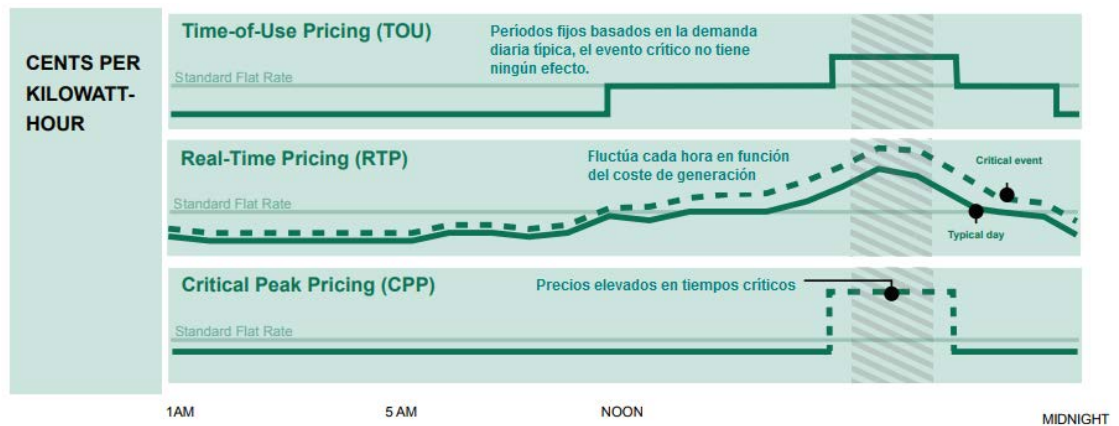
- El carácter verticalmente integrado o no del sistema eléctrico, fundamentalmente por la elección de los agentes que enviarán las señales y su coordinación (Borenstein, 2002).
- El segmento de consumidores que participan en el programa (consumidores industriales, comerciales o domésticos, o subgrupos que pueda haber dentro de estos) es otro factor relevante.
- Por último, la tecnología disponible determina de forma crítica las opciones factibles de GDE. Por ejemplo, los programas de control directo de la carga requieren dispositivos de control remoto, y las tarifas de precio en tiempo real requieren una infraestructura avanzada de contadores inteligentes.

2.5.1 Guiados por el Mercado – Incentivo de Precios

De acuerdo al Federal Energy Regulatory Commission (2012), si los diferenciales de precios entre horas o períodos de tiempo son significativos, los clientes pueden responder a la estructura de precios con cambios significativos en el uso de energía,

reduciendo así sus facturas de electricidad si ajustan el tiempo de su uso de electricidad para aprovechar los períodos de menor precio o evitar consumir cuando los precios son más altos (Véase Figura 2-8). Estos cambios en la demanda de los clientes son enteramente voluntarios.

Figura 2-8 Programas de GDE guiados por el mercado – precios.



Fuente: Environmental Defense Fund – Clean Energy-2015

Se han esgrimido por parte de economistas y analistas de servicios públicos argumentos a favor de utilizar tarifas variables en el tiempo para consumidores finales, de modo de vincular más directamente el consumo con el mercado. El objetivo principal es producir señales a los usuarios finales que reflejen el costo real de producción de la energía, de modo que el usuario final pueda acomodar su consumo en función del costo, como ocurre normalmente en otro tipo de mercados. (Del Rosso, 2010)

Esencialmente, la fijación de precios en función del tiempo permite a los clientes de electricidad introducirlos en el mercado y permitirles que lo afecten con su comportamiento: si todos nos desviáramos de períodos de alta demanda, los precios de la electricidad disminuirían para todos. A continuación, los mecanismos de precios variables o temporales se presentan en varias modalidades, más comunes son las siguientes:

a) **Tiempo de uso (TOU)**

El programa de Tiempo de Uso (TOU) no sigue exactamente las variaciones horarias del precio en el mercado, pero si refleja los costos de generación que se producen en bloques horarios. En los TOU el precio de la energía para el cliente final varía en diversos momentos del día, por ejemplo en horas de pico, de valle, etc. Esta diferenciación de tarifas puede ser diaria, semanal, mensual o incluso estacional, y puede incluir precios diferenciales para horas de pico y valle, sino también para diferentes horas de resto. Los TDU son los mecanismos de tarifa variable más comúnmente utilizados, especialmente para clientes residenciales.

Las tarifas mensuales o estacionales son en realidad una simplificación al proceso de tarifación variable, su implementación es más sencilla y se lo utiliza para optimizar el uso de las instalaciones del sistema en el mediano plazo. Generalmente relaciona las variaciones estacionales de la capacidad del sistema de generación (especialmente en sistemas con importante componente hidráulico), así como condiciones de demanda extrema, por ejemplo consumo en horas de pico en verano. No necesariamente estimula la reducción del uso de electricidad durante las horas puntas críticas durante el año (Southern California Edison, 2016).

b) **Precio de la energía en tiempo real (RTP)**

El programa de Precio de la Energía en Tiempo Real, básicamente consiste en ofrecer a los clientes un precio de la energía que varía cada hora, en relación al precio de la energía en el mercado mayorista. Los clientes suelen ser notificados de los precios de RTP en un día previo. Existen muchos ejemplos de aplicación de este mecanismo de precios en EEUU. Por ejemplo una compañía de la región noreste del país, denominada Niágara Mohawk implementó este sistema en 1998. El sistema consistió en aplicar esta modalidad de tarifas para

usuarios con demandas mayores a 2 MW. La experiencia de esta empresa resultó positiva, sin embargo algunos clientes manifestaron que sería conveniente implementar cierto tipo de protección para moderar los efectos de la posible volatilidad de precios, ya sea mediante contratos de suministro a una tarifa acordada o bien mediante instrumentos financieros.

Dos compañías que operan en el área de Chicago, Community Energy Cooperative y Commonwealth, implementaron en 2003 un plan piloto para aplicar mecanismos de precio de la energía en tiempo real a clientes residenciales. La aplicación de este mecanismo a clientes residenciales era optativa, más de 1.200 clientes habían optado por este plan en 2006. Los participantes pueden recibir información sobre las tarifas del día siguiente llamando por teléfono o visitando la página web de la compañía. En este caso también se implementaron mecanismos de protección de riesgo: “si los precios de pico del día siguiente superan cierto umbral, los clientes son notificados ya sea por teléfono, fax o email”.

De esta forma los clientes pueden programar su consumo conforme a la variación horaria de la tarifa. Por lo general, este tipo de mecanismo de precios se utiliza para los clientes comerciales más grandes, que están mejor adaptados para responder a la variabilidad de precios tan alto.

c) **Tarifa de Pico Crítico (Critical Peak Pricing)**

El programa de Tarifa de Pico Crítico (Critical Peak Pricing - CPP) se basa en la aplicación de tarifas muy altas en ciertos periodos de hora pico considerados como críticos por el operador. Estos periodos críticos pueden deberse a contingencias o condiciones de falla en el sistema eléctrico, o bien a condiciones extraordinarias donde los costos de generación se vuelven inusualmente altos. La cantidad de días en que se aplica la tarifa CPP está limitada. Normalmente, se informa al cliente de la aplicación de esta tarifa con poco tiempo de anticipación.

De acuerdo a Federal Energy Regulatory Commission (2006), los mecanismos de Tarifas Pico Crítico no son muy comunes en EEUU, la primera aplicación tuvo lugar en el año 2000 en Florida. La compañía de electricidad Gulf Power comenzó a ofrecer un programa de este tipo en marzo de 2000, después de varios años de experimentación. Para fines de 2003 se habían incorporado al mismo alrededor de 6.000 participantes. Dentro de este programa, el componente de tarifa de pico crítico no se puede invocar más del 1 % de horas del año. La aplicación de este programa permitió a la empresa importantes ahorros en infraestructura, estimados en \$35 millones de dólares, además de \$ 2,5 millones en operación y mantenimiento.

De los programas de GDE con incentivos basados en precios, se tiene que dentro de las ventajas y desventajas de cada uno (Véase Tabla 2-1) se encuentran la facilidad de implementación al no requerirse cambios técnicos más que las señales de precios sin embargo dentro de las desventajas son mayores debido al grado de respuesta o planificación del usuario, lo que puede considerar un bajo nivel de cumplimiento.

Tabla 2-1 Ventajas y Desventajas de los Programas de GDE basado en precios

| | Ventajas | Desventajas |
|-------------------------------------|---|---|
| Tiempo de Uso (TOU) | <ul style="list-style-type: none"> • Buenas posibilidades de planificación para los clientes • Fácil de implementar. | <ul style="list-style-type: none"> • Reflexión limitada sobre la oferta/demanda. • Soporte limitado para la integración de energías renovables. |
| Tarifa en tiempo real (RTP): | <ul style="list-style-type: none"> • Buenas posibilidades de planificación para los clientes • Apoya la integración de las energías renovables • Reduce el pico de demanda | <ul style="list-style-type: none"> • Necesidad de comunicación y medición • Es difícil para los clientes planificar su consumo de electricidad. |

| | | |
|--|--|---|
| Precios máximos críticos (CPP): | <ul style="list-style-type: none"> • Reduce el pico de demanda del sistema • Niveles de precios preestablecidos. | <ul style="list-style-type: none"> • Limitado número de horas de uso • Impacto limitado en la demanda pico localmente. • No hay soporte para la integración de energías renovables |
|--|--|---|

Fuente y Elaboración Propia.

2.5.2 Guiados por el Sistema – incentivo de cantidad

De acuerdo Aalami, Moghaddam y Yousefi (2010), estos programas ofrecen a los clientes incentivos de reducción de la carga que son independientes o adicionales de su tarifa de electricidad minorista, que puede ser fija (basada en los costos promedio) o variable en el tiempo. Las reducciones de carga son necesarias y solicitadas cuando el operador de la red piensa que las condiciones de fiabilidad están comprometidas o cuando los precios son demasiado altos. El operador del sistema, o una entidad de servicio de carga o agente del mercado mayorista, señala a los clientes del lado de la demanda que existe un requerimiento de reducción o desplazamiento de carga. Éstos son a menudo programas basados en la fiabilidad donde los precios son fijados por el mercado o el operador del sistema (mercados mayoristas).

a) Control Directo de la Carga (CDC)

Se refiere a programas de manejo de la demanda en los cuales la empresa de electricidad tiene la capacidad para variar o desconectar cargas de los clientes en forma remota. El cliente recibe a cambio una compensación.

Estos programas se focalizan generalmente en equipos de acondicionamiento de aire y calefactores de agua, que la empresa puede apagarlos completamente por un periodo de tiempo dado, o modificar su ciclo de operación durante un cierto horario (por ejemplo apagarlo durante unos 15 minutos por cada hora pico). Estos planes no son 100 % confiables, ya que en la

mayoría de los casos el cliente tiene la posibilidad de anular la señal de control o corte. Por supuesto, que en ese caso no recibe la compensación, y en algunos casos incluso puede recibir penalidades.

b) **Programas de Oferta/Recompra (Demand Bidding/Buyback Programs)**

En este sistema los grandes clientes ofrecen reducir demanda a un precio determinado, recibiendo el pago correspondiente cuando se efectiviza el corte. En realidad permite a los usuarios dos alternativas diferentes: el cliente puede ofertar un precio por el cual está dispuesto a reducir su demanda, o bien puede especificar la cantidad de demanda que estaría dispuesto a cortar a los precios especificados por la empresa. En el primer caso, si la oferta del cliente es menor que el costo de suministro, la empresa puede optar por exigir la reducción de la demanda y el cliente está obligado a cortar. Este sistema resulta atractivo a grandes clientes, porque permite a los mismos mantenerse a una tarifa fija y a su vez ajustar su demanda si el precio del mercado es muy alto.

c) **Programas de Manejo de la Demanda por Confiabilidad**

Los programas de gestión de la demanda por confiabilidad tienen por objeto proveer reservas adicionales al sistema eléctrico, para soportar contingencias que producen un desbalance de generación/demanda. La reducción coordinada de la demanda en situaciones de emergencia, provee la misma capacidad de reserva que la generación. La cantidad de clientes que están dispuestos a reducir su demanda ante este tipo de situaciones, varía notablemente de un sistema a otro y de cliente a cliente dentro de un mismo sistema eléctrico.

Si bien los mecanismos de gestión de demanda por confiabilidad no representan un alivio al sistema en condiciones normales de operación, proveen una marcada reducción de las necesidades de reserva del sistema para hacer frente a condiciones de contingencia, reduciendo por tanto la necesidad de inversión en el sistema para mantener los niveles de confiabilidad.

Existen varias variantes de este tipo de mecanismos, entre ellos se mencionan los siguientes:

- Tarifas de Carga Interrumpibles (Interruptible/Curtailable Rates),
- Programas de Respuesta de Demanda de Emergencia (Emergency Demand Response Programs) y
- Programas de Servicios Complementarios (Ancillary Service Programs).

En el primer caso, “Cargas Interrumpibles”, el cliente recibe un descuento o crédito a cambio de aceptar reducir su demanda durante situaciones de contingencia. El cliente recibe una penalización si no hace efectivo el corte cuando es requerido. Generalmente se aplica a grandes clientes. Típicamente, el tiempo de notificación para que el cliente corte demanda varía entre 30 y 60 minutos. Generalmente se especifica un límite a la cantidad de veces u horas en que se puede requerir corte a un cliente en particular. La naturaleza voluntaria de este tipo de programas tiene implicancias en su uso como recurso alternativo a las ampliaciones del sistema. Dado que no hay obligación contractual de corte de demanda, el operador del sistema no puede pronosticar con certeza cuál será la respuesta de los clientes en el momento que se requiera el corte.

d) **Programas de Disponibilidad - Capacity Bidding Program (CPB)**

Los programas de capacidad son en realidad una variante de programas de confiabilidad. El cliente se compromete a reducir una cantidad especificada de demanda cuando es requerido (normalmente ante contingencias) y a cambio recibe un pago de un premio fijo.

De los programas de GDE con incentivos basados en cantidad, se tiene que dentro de las ventajas y desventajas de cada uno (Véase Tabla 2-2) dentro de las ventajas se encuentran la facilidad de implementación y cumplimiento con la planificación del usuario a requerimiento del sistema sin embargo dentro de las desventajas se basa en la capacidad requerida a gestionar debe ser previamente estudiada.

Tabla 2-2 Ventajas y Desventajas de los Programas de GDE basado en incentivos de cantidades.

| | Ventajas | Desventajas |
|---|---|--|
| Control Directo de la Carga (CDC). | <ul style="list-style-type: none"> • Fácil de implementar. • Reduce la demanda pico. | <ul style="list-style-type: none"> • Número limitado de horas de uso. • Muy poca conciencia de oferta/demanda. |
| Programas de Oferta/Recompra (Demand Bidding/Buyback Programs) | <ul style="list-style-type: none"> • Reduce la demanda pico localmente. • Buenas posibilidades de planificación para los clientes. • Puede reducir las pérdidas totales del sistema. | <ul style="list-style-type: none"> • Limitada afectación a la hora pico. • Se requiere un marco legal. |

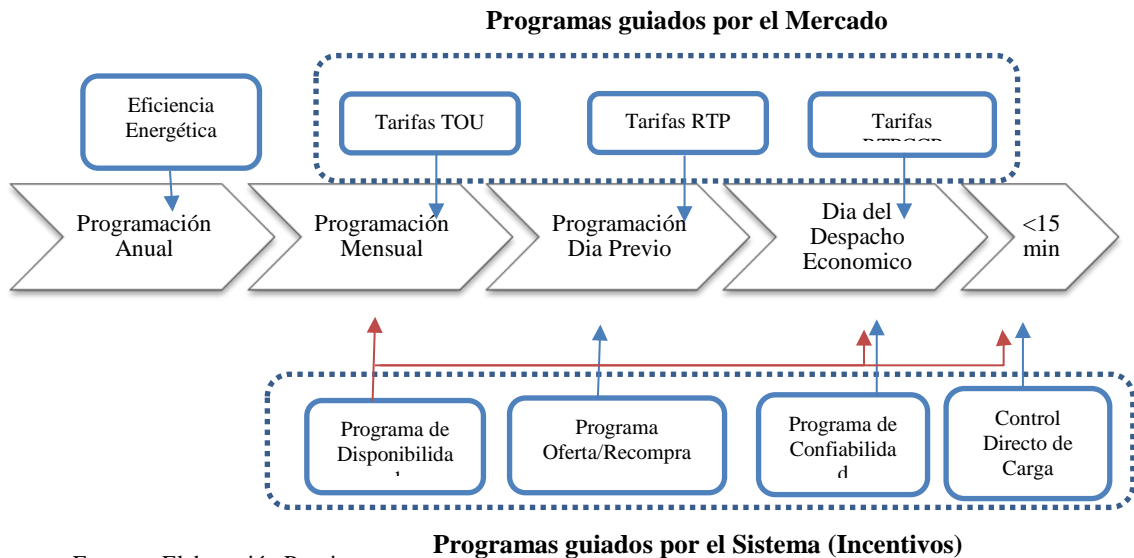
| | | |
|--|--|--|
| <p>Programas de Manejo de la Demanda por Confiabilidad</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tarifas de Carga Interrumpibles (Interruptible/Curtailable Rates), • programas de Respuesta de Demanda de Emergencia (Emergency Demand Response Programs) y • programas de Servicios Complementarios (Ancillary Service Programs). | <ul style="list-style-type: none"> • Reducir la demanda pico. • Es útil ante los requerimientos del sistema ante contingencias | <ul style="list-style-type: none"> • Número limitado de horas de uso. • Problemas para recuperar carga después de un tiempo • Su uso es incierto |
| <p>Programas de Disponibilidad (Capacity-Market Programs)</p> | <ul style="list-style-type: none"> • Reducir la demanda pico. • Es útil ante los requerimientos del sistema ante contingencias | <ul style="list-style-type: none"> • Una cantidad fija a reducir. |

Fuente y Elaboración Propia.

Los programas incentivados por el precio implican la implementación de nuevos sistemas de medición y facturación, mientras que los programas incentivados por el sistema además de los mandos remotos a la demanda requieren modificaciones normativas.

Los programas de GDE participan dentro de la escala de tiempo de la Operación de los Mercados Eléctricos según se observa en la Figura 2-9, ya forman parte de los recursos con los que cuenta el sistema para su funcionamiento. También ilustra que los clientes de uso final tienen una gama de opciones para gestionar sus necesidades y costos de servicio eléctrico: pueden invertir en eficiencia energética, administrar el momento del uso discrecional de energía o participar en una variedad de actividades de la GDE.

Figura 2-9 Participación de los Programas de GDE en la escala de tiempo de la Operación del Mercado Eléctrico



Fuente y Elaboración Propia.

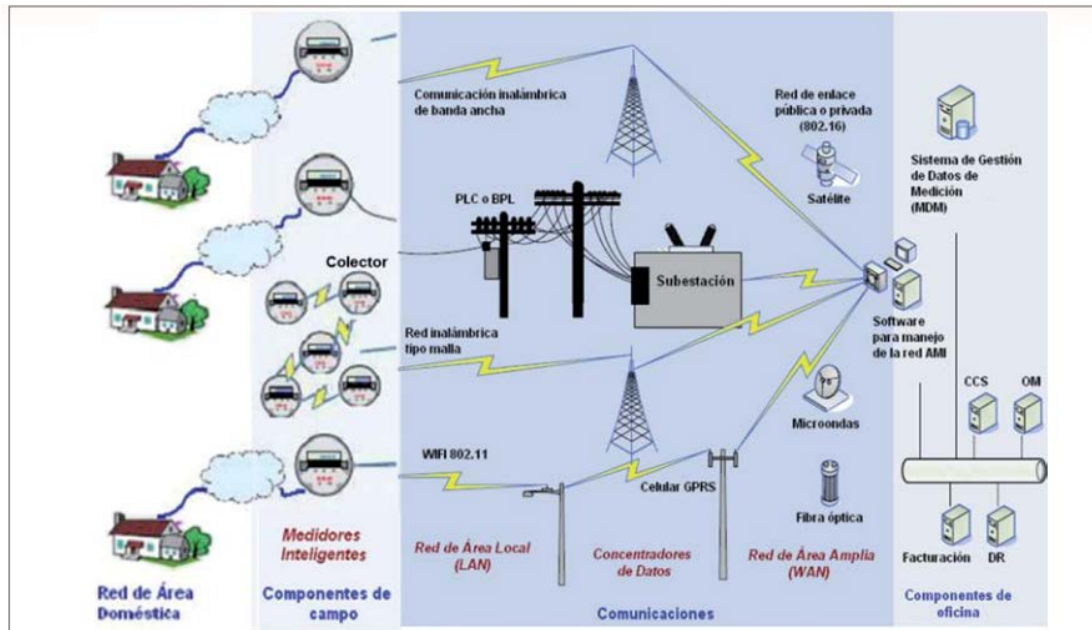
2.6 Requisitos tecnológicos necesarios para el Gestión de la Demanda

Uno de los requisitos necesarios para la implementación de la gestión de la demanda es el soporte en las tecnologías de información y de comunicación, dentro del mercado eléctrico y permitir tener un sistema de gestión con objetivo de realizar un uso eficiente de la energía. La necesidad inicial es la medición, esta no solo se refiere a contadores sino también, a sistemas integrados de recolección y transmisión de datos, lo que implica que además de medidores de consumo, se utilizan redes de comunicaciones y centrales de manejo o recolección de datos. Estos sistemas internacionalmente son conocidos como AMI (Advanced Metering Infrastructure).

El sistema AMI, (vease Figura 2-10) tiene capacidad de medir, registrar, recolectar y transferir remotamente, la información asociada al consumo, la demanda, los parámetros eléctricos y la forma de uso de la energía eléctrica, para su posterior presentación, análisis, gestión y toma de decisiones. Un sistema AMI en general se

compone de tres componentes principales: medidores inteligentes, redes de comunicaciones y el sistema de gestión de datos de medición

Figura 2-10 Arquitectura general de un sistema AMI



Fuente: Boletín IIE (2015)

La importancia de estos sistemas para la gestión de la demanda radica en la rapidez y seguridad de la información, de tal manera que se le puedan tomar decisiones en el mercado de corto plazo, por ejemplo, participar en la oferta de electricidad al hacer reducciones de consumo ante precios altos del mercado.

Los medidores de consumo tradicionales toman el consumo en kWh acorde con el período de facturación, usualmente mensual. Recientemente se ha venido presentando un cambio de los medidores tradicionales electromecánicos a medidores electrónicos, impulsado por la creciente inversión en sistemas AMI. Esta transición de mediciones manuales hacia una medición remota donde los datos se transmiten a un centro de control, se traduce en mayor eficiencia y reducción de costos, razones principales de la implementación de sistemas AMI. Así, aunque los medidores electromecánicos se pueden ajustar a los sistemas AMI a través de la instalación de un módulo de medición

electrónica, podrían haber discrepancias entre lo que los dos medidores reporten pues las mediciones son independientes. De esta manera, inicialmente se ha señalado como objetivo para la implementación, usuarios de grandes consumos que requieren de gran precisión en sus mediciones ya que desviaciones representarían potenciales errores en el desarrollo de programas de GDE.

2.7 Beneficios de los Incentivos Gestión de la Demanda Eléctrica

Cabe indicar que la aplicación de los programas de Gestión de Demanda está sujeta a condiciones del contexto energético, donde existen restricciones de oferta de generación e infraestructura. Con lo cual los beneficios resultantes de la implementación de programas de GDE en los sistemas eléctricos de potencia han sido documentados en diversos estudios de M.H. Albadi, El-Saadany (2008) y C. Su -D. Kirschen (2009). De forma general, estos beneficios dependen del propósito, diseño y eficiencia del programa implementado, así como también de las características del mercado y la tecnología disponible. De forma general, estos beneficios podrían clasificarse en cuatro:

1. Beneficios para los Participantes en el Corto Plazo.

Los beneficios de los participantes pueden ser divididos en dos categorías:

i) Beneficios Económicos:

Los participantes en programas de GDE obtienen beneficios económicos básicamente de dos formas:

- **Cuando logran reducciones** en el valor a pagar por sus facturas. Estas reducciones las adquieren al disminuir su consumo en periodos donde los precios son altos.
- **Cuando reciben pagos** por ofrecer la posibilidad de disminuir su demanda. En este caso no es necesario que el participante modifique sus hábitos de consumo, sin embargo, debe estar en capacidad de reducir su consumo cuando se lo requiera.

ii) Beneficios en la Confiabilidad:

Los participantes obtienen un aumento en la confiabilidad del suministro, esto es, los usuarios reducen el riesgo de exponerse a cortes involuntarios en el abastecimiento de energía, reduciendo así, los costos financieros y los inconvenientes que puedan presentar tales imprevistos para los usuarios. Adicionalmente, los usuarios que no participan en programas de GDE también percibirían algunos beneficios. Desde el punto de vista económico, una reducción de la demanda en periodos pico y en algunos nodos, podría disminuir el precio de la energía en todo el sistema. Por otro lado, un aumento en la confiabilidad podría notarse en todo el sistema, dado que, éste presentaría menos estrés en periodos pico de demanda.

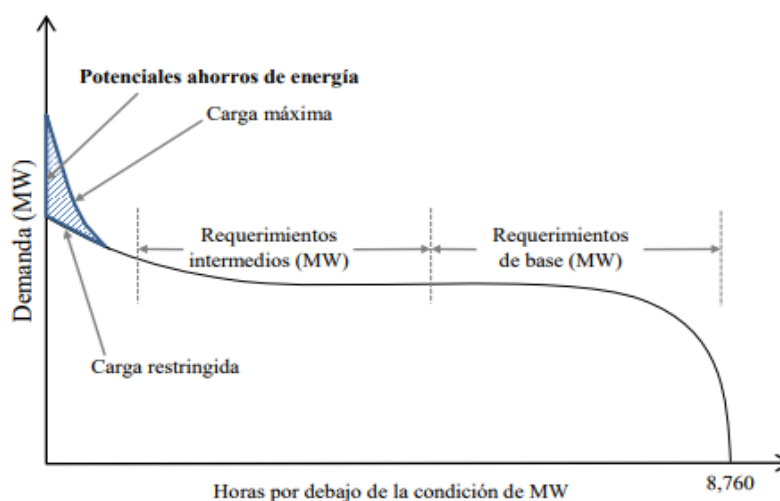
2. Beneficios para el Mercado

Los beneficios para el mercado pueden ser divididos en dos categorías:

i) Beneficios de Corto Plazo:

Los beneficios a corto plazo que se obtienen al implementar programas de GDE, están relacionados con la reducción en los costos de generación (Véase Figura 2-11), transporte y distribución de energía eléctrica, derivados de un uso más eficiente de la infraestructura existente. Por ejemplo, la reducción de la demanda pico, podría ocasionar que una unidad de generación costosa no saliera programada en el despacho, obteniéndose así una reducción en el precio de la energía. Con la implementación de programas de GDE también es posible obtener un incremento en la eficiencia del mercado, basada en una mejora de la utilización de los recursos, disminución del poder de mercado y una expresión de las preferencias de los consumidores. Finalmente, es posible lograr una reducción en la volatilidad de los precios (disminución del riesgo) y un aumento en la competencia.

Figura 2-11 Beneficio de Ahorro de Energía en Horas Punta



Fuente: EPRI (2008)

3. Beneficios para el Sistema

Entre los beneficios obtenidos por la implementación de programas de GDE para el sistema, esto tendrá mayor incidencia de acuerdo a la composición de parque generador o la matriz energética del país. Para países que tengan oferta con alto componente hidroeléctrico, el beneficio de la Gestión de la Demanda se haría solo necesario en un ciclo de sequía, mientras que para países con una oferta de mix hidro-termico, los beneficios de la gestión de la demanda se dan ante contingencias o fallas en la infraestructura de generación o transmisión. Cabe indicar que los beneficios para el sistema serán del tipo de respaldo a las contingencias de la oferta. De manera general podemos indicar que los beneficios de la Gestión de la Demanda son:

- **Aumento de la confiabilidad y seguridad del sistema.** Dado que la implementación de programas de GDE permite que el sistema existente opere de forma holgada ante condiciones de máxima demanda, se disminuye la probabilidad de exceder los límites técnicos de operación de los

elementos del sistema. Por otro lado, el operador del sistema cuenta con recursos adicionales que le permiten mantener al sistema operando de forma segura.

- **Mayor eficiencia.** Un aplanamiento de la curva de demanda, podría traducirse en un menor flujo de potencia por los sistemas de transmisión y distribución, con lo cual podría alcanzarse una reducción en las pérdidas.
- **Mejor uso de los recursos de generación y transporte.** La reducción de la demanda en horas de consumo pico, disminuye la congestión en la red de transmisión y por lo tanto podría obtenerse un mayor aprovechamiento de los energéticos primarios empleados en la generación.
- **Ayuda al balance entre generación y demanda.** Con la implementación de programas de GDE el operador de red cuenta con un recurso adicional para mantener este balance, lo cual es de especial importancia cuando se cuenta con fuentes de generación intermitentes, como por ejemplo generadores eólicos y solares.
- **Disminución de congestiones en la red.** Si se reduce la demanda en horas pico es posible disminuir el flujo de potencia por los elementos de transmisión y por lo tanto, evitar congestiones en la red.
- **Aumenta la penetración de generación distribuida.** La aspiración de los usuarios a obtener beneficios económicos y una mayor participación en el mercado incentiva la construcción de nuevos proyectos de generación en sitio.

4. Beneficios Adicionales

Otros beneficios, más difíciles de cuantificar pueden ser mencionados, como por ejemplo:

- La GDE promueve y crea opciones adicionales en el mercado minorista que podrían estimular la innovación.
- Permite a los usuarios programar sus costos por consumo de electricidad.
- La GDE puede ayudar a la disminución de las emisiones debidas a plantas de generación en periodos de alto consumo a través de la reducción de demanda o de generación en sitio.
- Podría ofrecer a sus participantes distintas opciones de compra de energía.

2.8 Limitaciones de la Gestión de Demanda Eléctrica

En la literatura especializada (Marulanda García, 2014) se identifican los elementos que actúan como **trabas u obstáculos** para un uso más amplio de la Respuesta de la Demanda como recurso de capacidad de los sistemas eléctricos. Entre estos obstáculos se incluyen los siguientes:

1. Limitaciones de índole técnica

i) Dificultad de implementación:

Generalmente el desarrollo e implementación de programas de Gestión de Demanda es llevado a cabo por un departamento especializado dentro de la empresa, relacionados con el servicio al cliente y marketing, mientras que las soluciones tradicionales basadas en ampliaciones de las redes, son manejadas por el sector de planificación, y en la etapas de implementación por los sectores técnicos. La consideración de opciones de GDE como alternativas de ampliación requiere de una comunicación fluida y traspaso de flujo de información entre estos sectores.

ii) Dificultad de cumplimiento:

La experiencia ha demostrado que es necesario en muchos casos, incluir en la oferta de programas de GDE de tipo voluntario, con el objeto de incrementar la participación de los usuarios. Esto no resulta llamativo. En

efecto, el costo de la energía es un factor muy importante para el usuario y este puede responder a señales de precio, sin embargo no es el único factor que influye en las decisiones de consumo del usuario. Los consumidores en muchos casos no están dispuestos a aceptar compromisos de reducción de demanda obligatorios, dado que temen que puedan existir eventos o circunstancias que les impidan cumplir con ese compromiso. La aceptación de este tipo de compromiso, dependerá de la certeza con la cual el usuario pueda estimar el riesgo de tener que enfrentar ese tipo de situaciones y del grado de aversión al riesgo que el mismo manifieste.

Para pequeños clientes el hecho de tener que interactuar en forma permanente con el mercado, implica dificultades operativas que los mismos y no están dispuestos a asumir o no tienen capacidad para hacerlo. Muchos clientes prefieren adoptar un compromiso de manejo de la demanda estable en el tiempo, que no les demande recursos especiales para administrarlos. En algunos mecanismos de GDE incluso, el cliente tiene la posibilidad de revertir la acción de reducción de demanda implementada por la empresa. Claramente mientras mayor sea el grado de flexibilidad que disponga el cliente para eludir la reducción de demanda cuando sea requerido, mayor será la incertidumbre en cuanto a la capacidad que provee la GDE para aliviar la carga del sistema. Por otro lado, la mayor flexibilidad para el usuario aumenta el grado de participación de los clientes. El resultado es que mientras mayor sea la cantidad de cliente subscriptos al programa, mayor será la capacidad estadística del recurso. Esto es, aunque algunos clientes decidan rechazar la reducción de demanda solicitada en algún momento determinado, el efecto se ve superado por la cantidad de clientes que aceptan la reducción, y el resultado neto es que se logra el objetivo esperado.

iii) Sistemas de Comunicaciones:

Los sistemas de comunicación son parte esencial de los programas GDE. Su utilización, dependiendo del tipo de programa, incluye el envío de señales de control (en los mecanismos de control directo de la carga), envío de información y requerimiento de reducción de demanda a los clientes, envío de información de precios al cliente, monitoreo de la respuesta de los clientes, servicio al cliente, etc. La experiencia demuestra que sin el uso de sistemas de comunicación y medición avanzados, el despliegue de programas GDE es limitado. Claramente, el uso masivo de sistemas avanzados de comunicación incrementa significativamente los costos de inversión, operación y mantenimiento de un programa, y también puede aumentar los tiempos de instalación e implementación.

iv) Tiempo asociado con la implementación:

No es en general una respuesta factible para solucionar un problema de corto plazo, ya que la implementación, despliegue y puesta en marcha de un programa GDE demanda un tiempo considerable.

2. Limitaciones de índole regulatorias

i) Limitación a la Respuesta de la Demanda:

Ocurre en algunos sistemas que el regulador impone ciertas restricciones a la demanda, con el objeto de limitar posibles abusos por parte de la empresa. Por ejemplo, se limita la cantidad de veces en que se puede requerir corte o reducción de la carga en un periodo de tiempo determinado (semana, mes, temporada, etc.). Esto sin duda representa una acción muy loable por parte del regulador, en cuanto que intenta protegerlo de una posible acción indebida de la empresa, pero en algunos casos puede limitar un desarrollo más intenso de programas de GDE.

ii) Recuperación de costos:

En los sistemas eléctricos desregulados los programas de GDE son considerados como componentes del mercado competitivo en lugar de componentes una actividad regulada lo cual dificulta la recuperación de los costos por parte de la empresa que implementa los planes. Asimismo, se dificulta la comparación de alternativas GDE respecto de alternativas tradicionales de ampliación de redes. Esto limita la recuperación de los costos del programa en el tiempo, y por lo tanto se deben diseñar mecanismos apropiados de recuperación de costos, que ayudan a promover el uso de los programas de GDE como recurso.

3. CAPÍTULO III: ANALISIS DE LA GESTIÓN DE LA DEMANDA ELECTRICA EN OTROS PAISES

De lo revisado en la literatura existente respecto a las numerosas experiencias acerca sobre los programas de gestión de demanda (Ver Anexo I), algunos de los cuales iniciaron en la décadas de los 80, como ha sido el caso de Estados Unidos y Canadá, se tiene que en sus primeras etapas con la tecnología existente consideraron exponer al consumidor a tarifas por bloque horario. Posteriormente con el avance tecnológico, los consumidores tuvieron acceso a dispositivos automáticos que le otorgaron mayores facilidades de modificar su consumo y sensibles a los precios críticos y al de tiempo real. (Véase Tabla 3-1)

Tabla 3-1 Experiencia internacional de la implementación de los programas de GDE

| | Programas incentivados por Precios | | | Programas Guiados incentivados por Cantidades | | | | Otros |
|----------------|------------------------------------|-----|-----|---|---|----------------------------|----------------------|----------------------------------|
| | TOU | RTP | CPP | Control Directo de Carga | Compra – Venta de Demanda a interrumpir | Programas de Confiabilidad | Mercado de Capacidad | Medidas de Eficiencia Energética |
| Estados Unidos | X | X | X | X | X | X | X | X |
| Canadá | X | X | X | | | | | X |
| Gran Bretaña | X | | X | X | | | | X |
| Francia | X | | X | X | | | | X |
| Nueva Zelanda | | | | X | | | | X |
| Finlandia | X | | | | | X | | X |
| Australia | X | | X | | | | | X |
| Brasil | X | | | | | | | X |

Fuente: Elaboración Propia.

En Europa, se puede observar que la implementación de programas de GDE es menor a la de EEUU, sin embargo Francia se ha constituido en uno de los países con mayor empuje, dado que combina mecanismos como las tarifas de precio en bloque horario con los precios críticos. Otros países incluido Brasil en América Latina solo consideran precios horarios.

Como resultado de la experiencia internacional revisada, se tiene que los programas por incentivos de precios han sido implementados con mayor frecuencia por varios países respecto a la gestión de la demanda eléctrica como son los de Tarifación Horaria (TOU y CPP), mientras que el programa basado en incentivos de cantidad como los programas de Control de Carga (CDC) y confiabilidad, tal como se resume en la Tabla 3-1.

A continuación se expone en detalle las dos experiencias más resaltantes respecto a los programas de gestión de demanda, como es el caso de PJM en Estados Unidos, donde los programas implementados se basan en incentivos de cantidad en casos de emergencia, y el caso de Francia donde el programa de gestión implementado basado en precios consiste en la tarifación horaria y crítica.

3.1 Experiencia de la Gestión de la Demanda en los Estados Unidos: PJM

En los Estados Unidos, el Operador del Sistema (SO) es una organización que controla, coordina y monitorea el funcionamiento de la red eléctrica en una determinada región geográfica o área. Cuando un SO funciona en un solo estado, se denomina Operador de Sistema Independiente (ISO), mientras que los SO que operan en más de un estado se denominan Operadores de Transmisión Regionales (RTO). (Véase Tabla 3-2)

Estados Unidos tiene siete áreas (Véase Figura 3-1), que actúan como un mercado mayorista de energía (especialmente desde el proceso de desregulación del mercado de la electricidad llevado a cabo en los años noventa), hay otros tres mercados para las

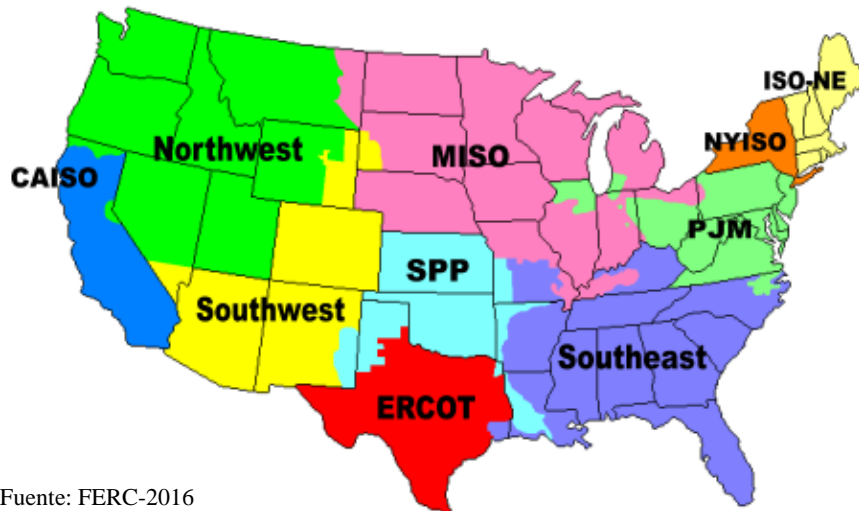
regiones donde no hay ISO o RTO, estos son los mercados del noroeste, sudeste y suroeste.

Tabla 3-2 Operadores del Sistema Eléctrico de Estados Unidos

| Type | System Operator | States where it operates |
|------|--|--|
| ISO | New York Independent System Operator | New York |
| | Electric Reliability Council of Texas | Texas |
| | California Independent System Operator | California |
| RTO | Independent System Operator - New England ⁴ | Connecticut, Maine, Massachusetts, New Hampshire, Rhode Island and Vermont |
| | PJM Interconnection LLC | Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia and the District of Columbia |
| | Southwest Power Pool | Arkansas, Kansas, Louisiana, Missouri, Nebraska, New Mexico, Oklahoma, and Texas |
| | Midwest Independent Transmission System Operator | Illinois, Indiana, Iowa, Kentucky, Michigan, Minnesota, Missouri, Montana, North Dakota, Ohio, South Dakota, Pennsylvania, Wisconsin, and Manitoba (Canada) |

Fuente: FERC-2016

Figura 3-1 Operadores del Sistema Eléctrico de Estados Unidos



Fuente: FERC-2016

PJM fue fundada en 1927 como tres empresas de generación que atendían a clientes en Pennsylvania y New Jersey. En 1956, con la adición de dos servicios públicos de Maryland, se convirtió en la Interconexión Pennsylvania-New Jersey-Maryland, o PJM. PJM se convirtió en una ISO en pleno funcionamiento en 1996 y, en 1997, introdujo mercados con precios basados en ofertas y precios de mercado local (LMP, por sus siglas en inglés). PJM fue designado como RTO en 2001.

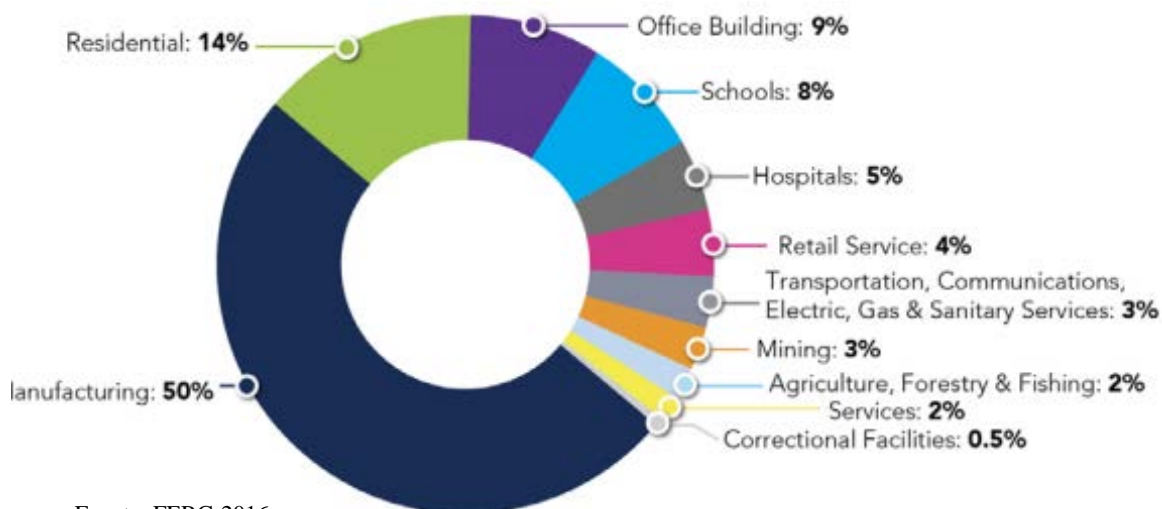
De acuerdo a los reportes de la FERC (<https://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-electric/pjm.asp>), PJM opera un mercado competitivo de electricidad al por mayor y gestiona la fiabilidad de su red de transmisión. PJM proporciona acceso abierto a la transmisión y realiza una planificación a largo plazo. En la gestión de la red, PJM despacha centralmente la generación y coordina todo o parte de 13 estados (Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, Nueva Jersey, Carolina del Norte, Ohio, Pensilvania, Tennessee, West Virginia) y el Distrito de Columbia. Los mercados de PJM incluyen energía (día a día y en tiempo real), capacidad y servicios auxiliares. Asimismo posee a la fecha una máxima demanda de 165,492 MW.

Su oferta es 50.7% gas, 33.47% seguido por generación como la eólica, petróleo y uranio.

PJM y la Gestión de la Demanda

Para PJM, los mercados requieren tanto un lado de la oferta como un lado de la demanda para funcionar eficazmente. El lado de la demanda de los mercados mayoristas de electricidad está subdesarrollado. Los mayores participantes de la gestión de la demanda provienen del sector económico de la manufactura, seguido por los usuarios residenciales. (Véase Figura 3-2)

Figura 3-2 Participación por sector económico en la Gestión de la Demanda PJM



Fuente: FERC-2016

PJM ofrece a sus clientes la posibilidad de participar en tres programas basados guiados por el Sistema: Emergency Load Response, Full Emergency Load Management y Economic Load Response Programs. Los primeros dos programas se activan cuando ocurre una emergencia, y difieren entre sí con respecto a los requisitos de los participantes. Además, la respuesta de carga de emergencia es un programa de energía sólo, mientras que la emergencia completa permite a los clientes ofrecer capacidad también. Los programas de respuesta a la carga económica se dividen en cuatro tipos y ofrecen a los clientes la oportunidad de participar en el mercado de energía en tiempo real, ya sea mediante programación directa o indirecta

Emergency Load Response

Este programa se basa en reducciones voluntarias del consumo durante las condiciones de emergencia. Los clientes reciben pagos por reducciones de energía, pero no por capacidad. Deben reducir un mínimo de 100 kW, con un máximo de dos horas de anticipación. El pago que reciben los clientes por la reducción de la carga se basa en el precio marginal real de la energía, más un ajuste por pérdidas.

Full Emergency Load Management

Los participantes reciben una compensación tanto en concepto de energía como de capacidad. Al igual que en el programa Emergency Load Response, los clientes que necesiten interrumpir la carga deben reducir un mínimo de 100 kW, con un máximo de dos horas de anticipación, hasta un máximo de 10 veces durante los meses de verano. El pago que reciben los clientes por la reducción de la carga se basa en el precio marginal real de la energía más un ajuste por pérdidas.

Economic Load Response Programs

Los clientes que participan en este programa reciben un pago por reducir su consumo de electricidad cuando los precios marginales PJM son altos. Los participantes tienen la posibilidad de participar en programas del día a día o en tiempo real.

En la opción de día a día, los clientes ofrecen reducciones voluntarias antes de las operaciones en tiempo real. Si el Operador del Sistema acepta estas ofertas, recibirá un pago basado en los precios marginales diarios. En la opción en tiempo real, los clientes ofrecen reducciones voluntarias del consumo cuando los precios son altos, por lo que reciben pagos basados en precios marginales en tiempo real.

Asimismo, se debe indicar que en Estados Unidos existe empresas encargadas de gestionar la demanda “Agregadores” En el caso especial de PJM sus programas de Gestión de demanda no requieren equipos de telemetría y la capacidad mínima de participación es 100 kW y su uso es para confiabilidad (véase Tabla 3-2).

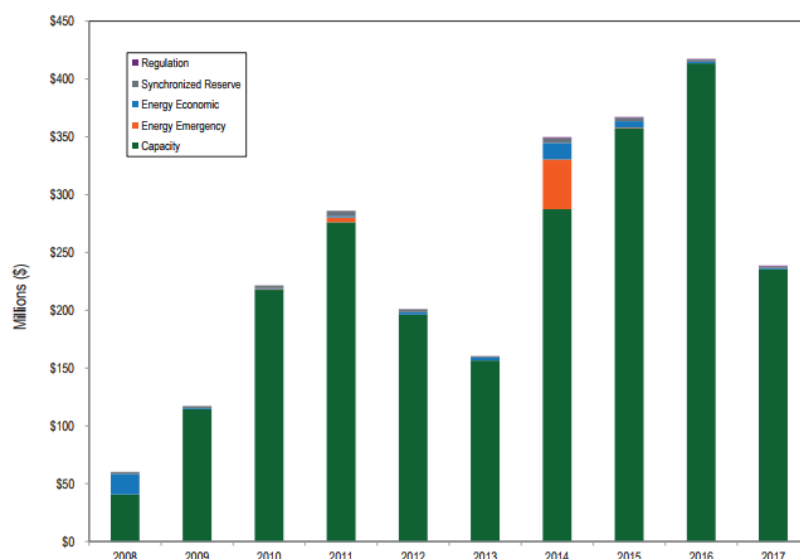
Tabla 3-2 Programas de Gestión de Demanda PJM

| Name | <i>Economic Load Response (I)</i> | <i>Economic Load Response (II)</i> | <i>Economic Load Response (III)</i> | <i>Economic Load Response (IV)</i> | <i>Emergency Load Response - Energy Only</i> | <i>Full Emergency Load Response (Capacity Component)</i> | <i>Full Emergency Load Response (Energy Component)</i> |
|------------------------------|-----------------------------------|------------------------------------|-------------------------------------|------------------------------------|--|--|--|
| | DAY-AHEAD PROGRAMS | | REAL-TIME PROGRAMS | | | | |
| Primary Driver | Economic | Reliability | Reliability | Reliability | Reliability | Reliability | Reliability |
| Type of Service | Energy | Reserve | Reserve | Regulation | Energy | Capacity | Energy |
| Minimum size | 100 kW | 1 MW (0.5 MW proposed) | 1 MW (0.5 MW proposed) | 1 MW | 100 kW | 100 kW | 100 kW |
| Aggregation allowed | Yes | Yes | Yes | No | Yes | Yes | Yes |
| Participation | Voluntary | Voluntary | Voluntary | Voluntary | Voluntary | Voluntary | Voluntary |
| Response Required | Voluntary | Mandatory | Mandatory | Mandatory | Voluntary | Mandatory | Mandatory |
| Advance Notification | Day-Ahead Clearing (~4:00) | Day-Ahead Clearing (~4:00) | 1 Hour | None | 2 Hours (Maximum) | 2 Hours (Maximum) | 2 Hours (Maximum) |
| Ramp Period | Resource Specific | 30 Minutes | 10 Minutes | Effectively Instantaneous | 1 Hour or 2 Hours (Participant Selected) | 1 Hour or 2 Hours (Participant Selected) | 1 Hour or 2 Hours (Participant Selected) |
| Duration | As Scheduled / Dispatched | As Scheduled / Dispatched | As Scheduled / Dispatched | As Scheduled / Dispatched | As Scheduled / Dispatched | As Scheduled / Dispatched | As Scheduled / Dispatched |
| Telemetry Requirement | No | No | No | Yes | No | No | No |

Source: North American Wholesale Electricity DR Program Comparison, 2001

En los primeros seis meses de 2017, el programa de emergencia representó el 98,7 % de todos los ingresos recibidos por los proveedores de Gestión de Demanda, el programa económico de 0,4 %, la reserva sincronizada del 0,6 % y el mercado de regulación de 0,3% (Véase Figura 3-3).

Figura 3-3 Ingresos de gestión de la demanda: de enero a junio de 2008 hasta 2017



Fuente: FERC-2016

3.2 Experiencia de la Gestión de la Demanda en Europa: Francia

El mercado energético europeo se puede dividir en ocho mercados regionales, que están físicamente interconectados, con diferentes normas regulatorias y técnicas:

- Centro Europa Occidental, incluyendo Alemania, Países Bajos, Francia, Bélgica, Suiza y Austria
- Europa del Norte, que incluye a Suecia, Finlandia, Dinamarca y Noruega
- Península Apenina (Italia)
- Península Ibérica, incluyendo España y Portugal
- Europa Central y Oriental, integrada por Polonia, la República Checa, Hungría y Eslovaquia
- Islas Británicas, formada por el Reino Unido e Irlanda
- Europa Sudoriental, incluida Eslovenia, Grecia, Bulgaria, Rumania, Croacia, Serbia, Albania, Macedonia y Montenegro
- Bálticos, compuesto por Estonia, Lituania y Letonia.

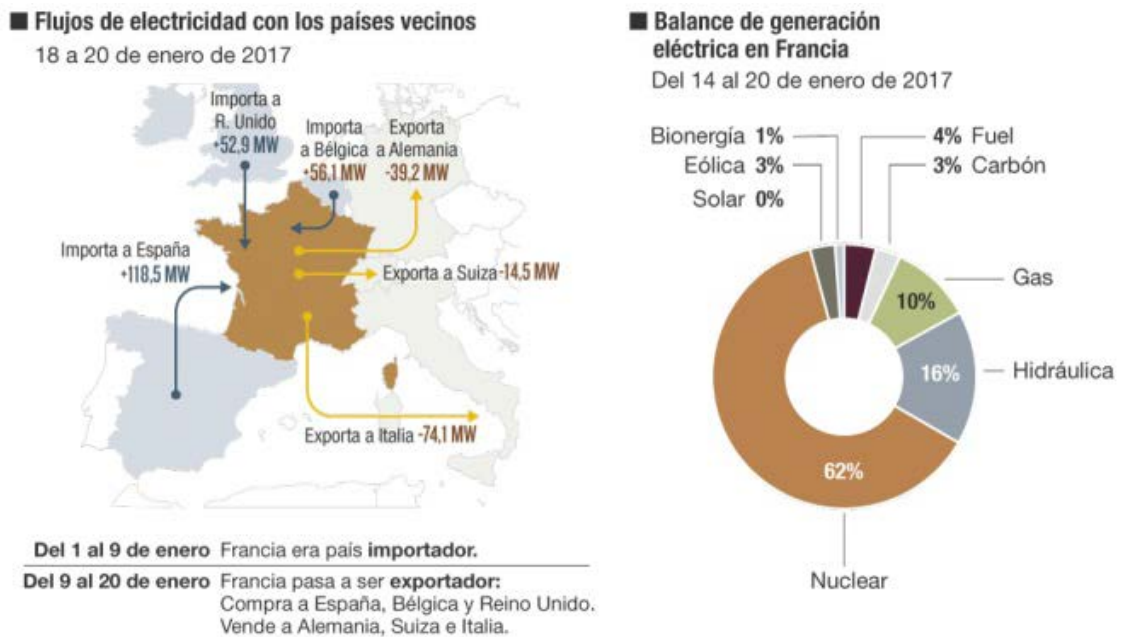
En la Directiva 96/92/CE, publicada en diciembre de 2006, las actividades de generación, transmisión, distribución y comercio de energía han sido separadas. La competencia ha en generación y comercio, mientras que las actividades relacionadas con la propiedad y gestión de la red (transmisión y distribución) están regulados y funcionan como monopolios.

Debido a la inexistencia de un mercado único europeo de la energía, no se ha diseñado un plan conjunto de respecto a la Gestión de Demanda para Europa. Por lo tanto, los programas desarrollados dentro de los Estados miembros de la UE dependen fuertemente de la iniciativa de cada país y de su regulación particular. Sin embargo, en los últimos años ha aumentado la preocupación por las cuestiones de participación en la demanda y se han llevado a cabo diversas iniciativas.

Francia y la Gestión de la Demanda

Es el único estado miembro de Europa que ha abierto tanto los mercados de servicios auxiliares como el mercado mayorista a la respuesta a la demanda ya los agregadores independientes. Esto se hace posible porque la relación entre agregadores y minoristas ha sido regulada en 2013 y se establece un marco estandarizado. También es uno de los tres únicos Estados miembros (Finlandia, Reino Unido y Francia) en los que también participan los consumidores residenciales. Sin embargo, el alto costo obligatorio de los costos de abastecimiento del minorista continuará bloqueando el crecimiento del mercado dentro de los mercados mayoristas, ya que casi todos los ingresos obtenidos deben ser devueltos al minorista por el agregador y los consumidores. Desde 2003, grandes clientes industriales han participado y a partir de 2007, los primeros pilotos fueron ejecutados con el fin de introducir la carga residencial al mecanismo.

Figura 3-4 Generación Eléctrica Francia 2017



Fuente: EDF-2017

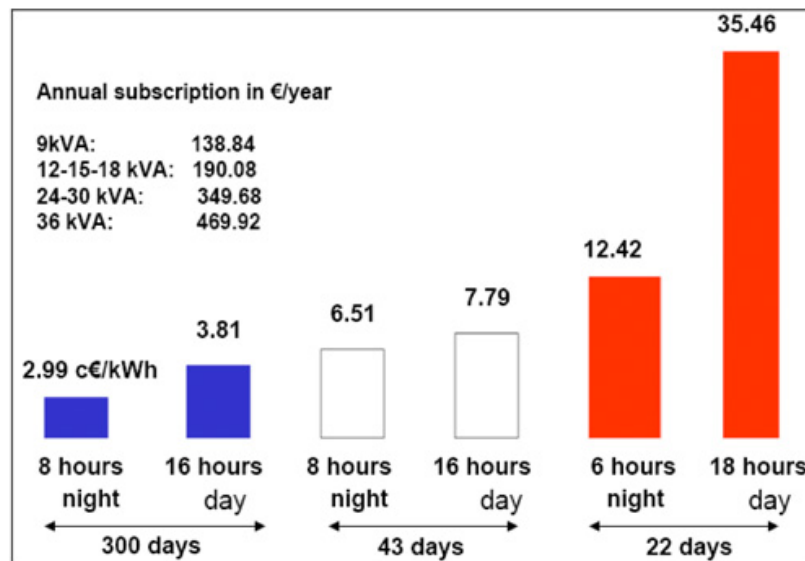
Francia tiene una historia de los programas de gestión de demanda llevados por Électricité de France - EDF, el operador histórico francés. Su parque generador tiene un componente nuclear del 62% e hidráulica del 16%, así mismo es importador como exportador de electricidad, como se puede observar en la Figura 3-4.

Los programas se basaban en regímenes variables de precios al por menor, y EDF gestiona tanto programas de gestión de cargas residenciales como industriales. La respuesta a la demanda residencial se encuentra mediante el control de la carga directa y la fijación de precios dinámicos como los precios críticos de pico y precios de tiempo de uso para los clientes que se asignan a la tarifa Tempo. Ya en 2010, EDF tenía alrededor de 350.000 clientes residenciales y más de 100.000 clientes de pequeñas empresas utilizando la tarifa Tempo (Torriti et al., 2010).

Dentro de este esquema tarifario, los días se identifican anualmente de acuerdo con un sistema de color que refleja el precio de la electricidad (Véase Figura 3-5). Los clientes pueden ajustar su consumo de forma manual o seleccionando un programa para

la conexión y desconexión automática de circuitos separados de agua y calefacción. Se ha estimado que para la casa francesa media de 1 kW, la tarifa de Tempo provocó una reducción del consumo del 15% en los días "blancos" y del 45% en los días "rojos". Esto significa que los clientes ahorraron un 10% en promedio en sus facturas de electricidad (Torriti et al., 2010).

Figura 3-5 Tarifas Tempo Francia 2015



Fuente: EDF-2015

EJP es otra tarifa del EDF basado en los principios de TOU y CPP. La principal característica de este arancel (desde enero de 2007) es que divide a Francia en cuatro zonas geográficas, permitiendo definir jornadas de precios elevados de acuerdo con las necesidades regionales.

De acuerdo a la publicación de Réseau de transport d'électricité SA (RTE, 2014), indica que Francia para seguir construyendo su mercado interior y afrontar los desafíos relacionados con la transición energética y la seguridad del suministro, se debe permitir que la respuesta a la demanda desempeñe un papel más importante en los mercados energéticos. En este ámbito se han hecho grandes progresos en Francia, que ha adoptado un enfoque proactivo para desarrollar la gestión de la demanda: como resultado de un

programa de cuatro años, todos los mercados (energía, capacidad, reservas y servicios del sistema) a partir del 1 de julio de 2014. La Comisión ha expresado su preocupación por que los Estados miembros no están aprovechando suficientemente el potencial de la demanda, que podría representar 60 GW de capacidad máxima (o el 10% de la demanda máxima en Europa).

El potencial de la demanda en los mercados está actualmente subutilizado. Los consumidores tradicionalmente han sido considerados usuarios pasivos, en lugar de una parte influyente del mercado de la energía. Los cambios en el lado de la oferta, en particular los aumentos de la generación de energía eólica o fotovoltaica "variable", requieren más flexibilidad en las redes de energía. Los cambios en los patrones de consumo, procedentes de la eficiencia energética, las fuentes de energía locales y las soluciones de respuesta a la demanda, pueden proporcionar esa flexibilidad y serán cruciales para equiparar la oferta con la demanda en el futuro.

En Francia, el informe Poinant-Sido propuso una serie de cambios para permitir que la demanda participe en todos los mercados, en todos los plazos. Estos cambios se están aplicando en el mercado francés para garantizar que la respuesta a la demanda puede participar y que las recomendaciones de la Comisión Europea se cumplen al pie de la letra. Por lo cual los mecanismos específicos de la gestión de la demanda en servicios auxiliares es uno de los pilares de su diseño de mercado (subastas de demanda-respuesta e interrumpibilidad en el 2014).

3.3 El papel del Agregador en la Gestión de la Demanda

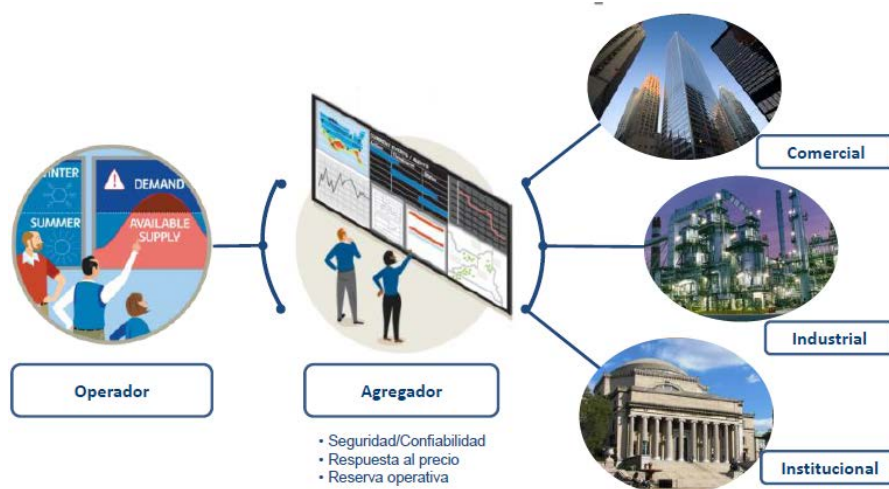
Asimismo, la experiencia internacional indica que pesar de que el Operador del sistema puede directamente enfrentar a los clientes, recoger la respuesta de demanda y ejercer un control teórico directo sobre la operación del sistema, esto puede ser de una escala inmanejable considerando la gran cantidad de pequeños y medianos consumidores. Para manejar estos problemas eficientemente, los comercializadores o

llamados “agregadores” son introducidos como un nuevo ente, el cual actúa como el intermediario entre el operador del sistema y los consumidores (Ramírez, 2012).

El papel del agregador consiste en aglomerar a un conjunto de clientes y representarlos en una eventual negociación con los suministradores (generadores en especial) y ofreciendo opciones de respuesta de la demanda para el operador del sistema facilitando los requisitos técnicos necesarios para su participación en los mercados de energía y servicios complementarios.

Generalmente, los clientes libres e industriales son los que cuentan con diferentes mecanismos de respuesta de demanda y usualmente son llamados por el operador ante la ocurrencia de contingencias, no obstante, en el caso de los clientes residenciales (regulados) la situación es diferente debido a que la afectación de pequeñas cargas no genera mayor impacto en la operación del sistema, por lo cual el rol del agregador puede significar un cambio notable en la reducción de costos de operación totales para gestionar cargas menores como la de los medianos y pequeños usuarios. Su labor también considera el negociar tarifas, establecer términos y contratos, los cuales le permitan controlar el consumo de la demanda (Véase Figura 3-6).

Figura 3-6 El papel del Agregador en la gestión de la demanda.



Fuente: XM-Colombia, 2016

3.4 Respuesta a la Gestión de la Demanda por el tipo de consumidor

Los agregadores de gestión de demanda como EnerNOC (NSDQ: ENOC), CPower, EnergyConnect y Constelación NewEnergy han acumulado en cientos de clientes industriales y considerables demandas en megavatios. Pero algunos agregadores como Comverge (NSDQ: COMV) y Cooper Power Systems han estado ayudando a las empresas de servicios públicos a gestionar la demanda residencial en Estados Unidos.

La respuesta a la demanda residencial es un tipo de negocio diferente, uno de los cuales involucra a millones, de clientes, cada uno de los cuales utiliza mucho menos energía individualmente que las grandes instalaciones comerciales e industriales.

Echelon director de tecnología de Echelon Corporation (NSDQ: ELON) con gran presencia en la tecnología de automatización de edificios comerciales, así como experiencia en el mayor despliegue de "medidores inteligentes" en el mundo a 30 millones de hogares por la empresa italiana Enel (experimento nacional Smart Grid y Echelon Beefs Up LonWorks) y Gary Fromer, CEO de CPower, considera que la gestión de la demanda para uso residencial es un negocio a largo plazo que se basará en la cantidad de usuarios que puedan gestionar.

En cambio, los grandes clientes poseen capacidad de generación pueden monitorear, cambiar y balancear la carga de manera que les permite ahorrar carga máxima y no sólo ahorrar en kWh y kW/mes, pero también ser capaces de comerciar lo que han ahorrado en el mercado de energía.

En comparación con las cargas comerciales y residenciales, las cargas industriales tienen las siguientes ventajas: la magnitud del consumo de energía de una planta de fabricación industrial y el cambio de potencia que puede proporcionar son generalmente muy grandes; además, las plantas industriales suelen contar ya con las infraestructuras de control, comunicación y participación de mercado, lo que permite atender la

demanda; además, algunas plantas industriales como la fundición son capaces de ofrecer ajustes rápidos y precisos en su consumo de energía. Por ejemplo, la Operación Alcoa Warrick (Productor de Aluminio de Estados Unidos), con una estructura de costos, el 40% está dado por el consumo eléctrico, está participando en Midwest ISO Energy Market como un recurso calificado de la gestión de la demanda. De acuerdo Brian Helms, Power Markets Coordinator at the Warrick Generating Station en el 2010, indico que el costo de inversión fue \$700,000 recuperables en 4 meses.

En la publicación de Alcoa Warrick en el 2009, concluyó que la planta demostró que el proceso puede suministrar una regulación rápida y precisa, incluso con equipos de suministro de energía existentes. El retraso en el inicio del mercado de servicios auxiliares de Midwest ISO ha retrasado necesariamente la evaluación completa del costo de suministrar la regulación de Warrick. Si bien los impactos del proceso son aparentemente modestos, no se puede realizar una evaluación completa hasta que se gane la experiencia con la ISO del Medio Oeste funcionando como un área de equilibrio de forma continua y regulando la compra de forma continua.

Considerando lo descrito anteriormente y la experiencia internacional, son los grandes usuarios y los usuarios libres, de acuerdo a su poder de inversión, los que poseen mayor capacidad de respuesta a los programas de gestión de demanda, por lo cual se considera en la presente tesis que estos son los agentes a lo que se debe incentivar en la gestión de la demanda.

4. CAPÍTULO IV: PROBLEMÁTICA DE LA GESTIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA EN EL PERÚ EN EL CORTO PLAZO

En este capítulo se abordará un análisis del funcionamiento del mercado eléctrico peruano, se describirá brevemente la normativa relativa al sector generación en el país. Asimismo explicaremos el papel de la demanda eléctrica así como su evolución y participación en el mercado eléctrico donde podremos apreciar que no existe una participación por parte de la demanda, concluyendo en la necesidad de dar posibilidades a su participación activa a través de la GDE.

4.1 Funcionamiento del Mercado eléctrico peruano

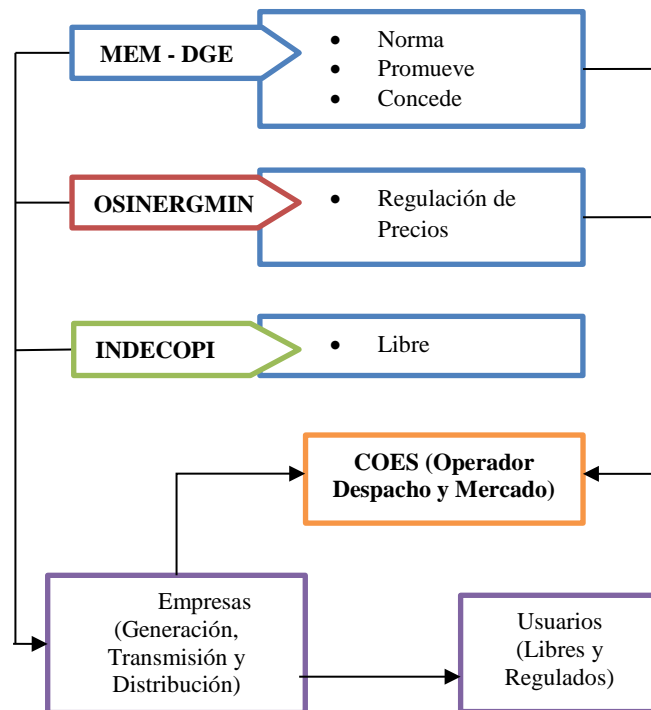
Con la promulgación de la ley de Concesiones Eléctricas LCE (Congreso de la Republica, 2004) se estableció como la separación de las actividades del sector eléctrico en: generación, transmisión y distribución. Mientras que la comercialización se consideró como una actividad transversal a las otras actividades, que puede efectuarse a nivel mayorista y minorista. La comercialización a nivel mayorista se realiza entre generadores - distribuidores o distribuidores – usuarios libre o generadores - usuarios libres, mediante contratos. La comercialización minorista es la empresa distribuidora con los usuarios regulados. La normativa establece las condiciones para la clasificación de los usuarios. Uno de los puntos más importantes de este marco legal fue el diseño de un esquema de regulación tarifaria, que buscaba emplear mecanismos de mercado para la asignación eficiente de los recursos en donde sea posible o, en su defecto, replicar las condiciones de un mercado competitivo en condiciones en donde éste no podría existir.

Como se puede observar en la Figura 4-1, la LCE determina la existencia de cinco actores principales del Sector Eléctrico Peruano:

- Los clientes o usuarios, que están divididos en dos categorías: usuarios “libres” y usuarios “regulados”.
- Las empresas eléctricas, que pueden ser generadoras, transmisoras o distribuidoras, que operan en forma independiente.

- El Comité de Operación Económica del Sistema (COES), organismo de carácter técnico que coordina la operación del sistema al mínimo costo, garantizando la seguridad en el abastecimiento de electricidad.
- El Sistema Supervisor de la Inversión en Energía y Minas OSINERGMIN, encargado de la supervisión y la regulación del sector eléctrico e integrado por la Subdirección de Regulación Tarifaria (GART).
- y el Instituto de Defensa de la Libre Competencia y la Propiedad Intelectual (Indecopi) el cual vela por la aplicación de normas de libre competencia, así como otras normas de su competencia.

Figura 4-1 Organización del Sector Eléctrico Peruano.



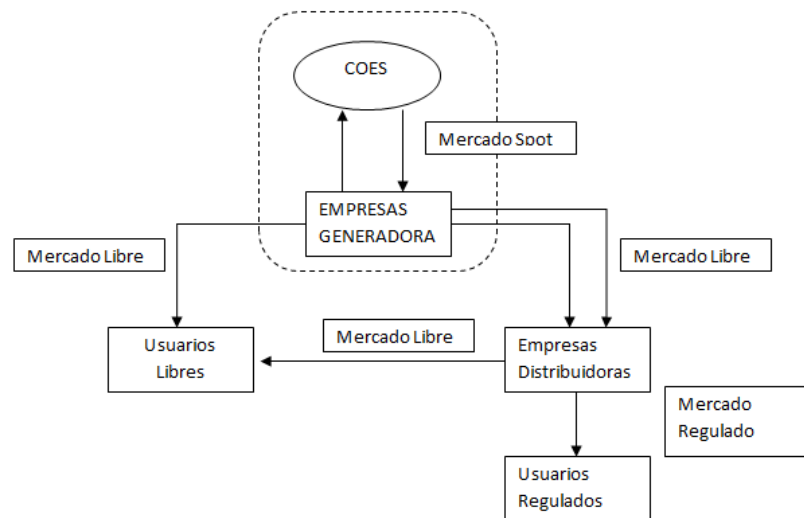
Fuente: Elaboración Propia.

Con este nuevo marco regulatorio introdujo el fomento de la participación del sector privado a través de concesiones o autorizaciones otorgadas por el Ministerio de Energía y Minas. Así como la fijación administrada de precios máximos en el segmento de

generación, donde el OSINERGMIN estableció los precios de potencia y energía de manera separada. Por lo cual debemos ser específicos al decir que en el mercado los productos que se tranzan son: energía y potencia y que debido a su naturaleza se pagan de manera distinta.

Dentro de la competencia del mercado mayorista se pueden distinguir el mercado libre, el mercado spot y el mercado regulado:

Figura 4-2 Funcionamiento del Mercado Eléctrico Peruano.



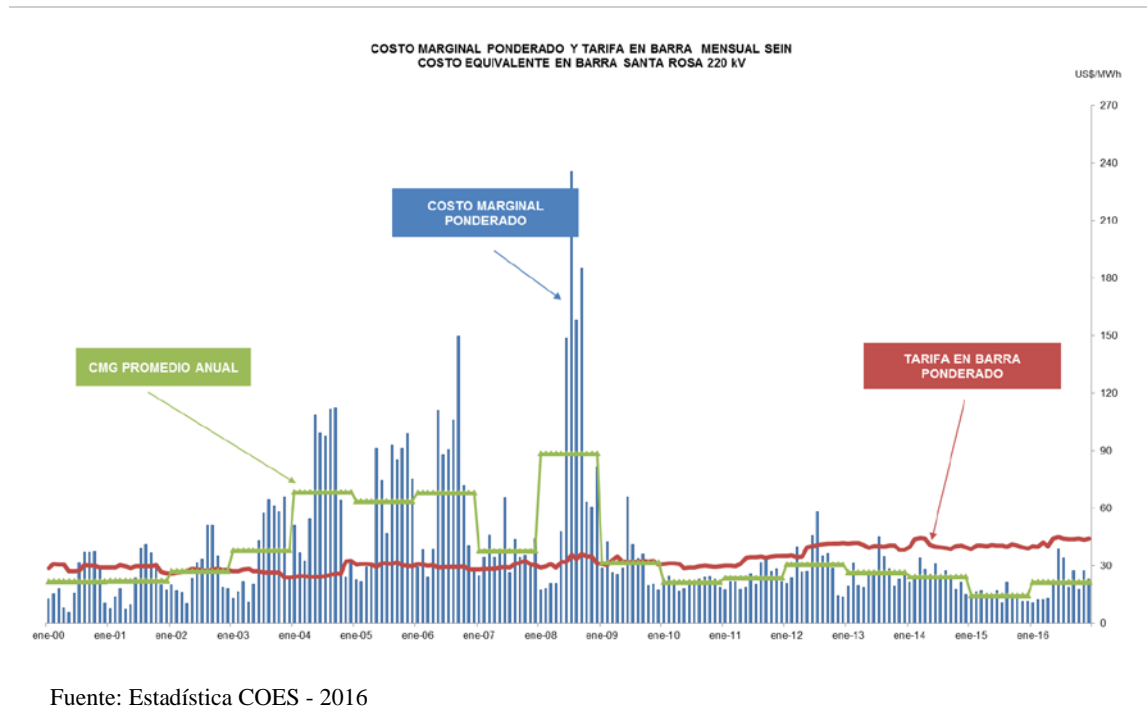
Fuente y elaboración Propia.

4.1.1 Mercado Spot:

Las empresas generadoras realizan transacciones entre sí a fin de compensar las diferencias entre la **energía** que se han comprometido a despachar a sus clientes y la energía realmente producida. El Comité de Operación Económica del Sistema (COES) como operador del sistema eléctrico ordena el despacho ordenado de la generación de electricidad dando prioridad a las plantas más eficientes. El mercado spot debe ser entendido como un lugar de compensación y liquidación automática entre generadoras.

El precio al cual se transfiere la energía en el “mercado spot” es a “costo marginal¹”, este precio es registrado cada 15 minutos por el COES.

Figura 4-3 Costo Marginal y Tarifa en Barra Mensual Periodo 2000-2010.



Como se puede observar en la Figura 4-3, los costos marginales en el mercado eléctrico suelen ser bastante volátiles y, en algunos casos pueden representar una porción importante de los ingresos de la empresa. A medida que la demanda de electricidad sea mayor a la prevista, los precios en este mercado tienden a ser mayores.

El Costo Marginal se establece para intervalos de 15 minutos considerando el costo variable de la unidad más costosa que opera en dicho intervalo de tiempo. Los costos variables de las unidades termoeléctricas son auditados, excepto en el caso de centrales que utilicen gas natural, en cuyo caso el precio del combustible es declarado una vez al

¹ Costo marginal: Costo de producir una unidad adicional de electricidad en cualquier barra del sistema de generación-transporte. Éste varía por barra o nodo.

año. Asimismo se espera que el comportamiento de los costos marginales constituya una poderosa señal para que los productores decidan retrasar o precipitar el incremento de las plantas disponibles o modificar la tecnología de las existentes

4.1.2 Mercado Libre

Los precios del Mercado de Clientes Libres se consignan en los contratos bilaterales de cada cliente con su suministrador, los precios de la energía y de la potencia se negocian libremente entre las partes. Los precios son pactados en los contratos con precios a futuro que tienen como referencia al Precio del Mercado Spot, que es administrado por el COES. Cuando una empresa generadora de energía eléctrica (productor de energía eléctrica) tiene un contrato de suministro con un Cliente Libre, su costo de oportunidad será el Precio Spot, ya que a ese precio podría vender su energía en caso de no realizar el contrato con el cliente, o en todo caso, a ese precio tendría que comprar la energía para venderla a un cliente en caso de no poder producir esa energía.

Los usuarios con demandas mayores a 200 kW y menos a 2 500 kW pueden elegir entre ser usuarios libres o regulados. Los suministros de electricidad con demandas mayores a 2 500 kW son clientes libres, para los que la Ley establece un Régimen de Libertad de Precios en contratos pactados con los generadores. A su vez, de acuerdo con la Ley 28832 (Congreso de la República, 2006), aquellos clientes libres o agrupación de clientes libres cuya potencia contratada total sea igual o superior a 10 MW, son denominados Grandes Usuarios. Con el Decreto Supremo N° 017-2000-EM (Consejo de Ministros, 2000), aprobó cambios en el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas de forma tal que las tarifas y compensaciones que los clientes libres deben pagar por el uso de los sistemas de transmisión y distribución, son precios regulados por el OSINERGMIN

Tabla 4-1 Clasificación del Usuario Libre y el Usuario Regulado

| | Usuario regulado | Usuario que puede elegir entre el régimen libre o régimen regulado*2 | Usuario libre |
|--|-------------------------------|--|-------------------------------|
| Máxima demanda anual | < 200 kW | 200 kW <= 2500 kW | > 2500 kW |
| Poder de negociación | Bajo | Los usuarios pueden elegir el régimen | Alto |
| Condición para acceder al régimen | Nivel de demanda máxima anual | Avisar al proveedor actual y futuro con mínimo de un año de anticipación y permanecer en dicho régimen por un plazo no menor a tres años. En el caso de no realizar acción alguna, los usuarios ubicados en este rango se mantienen en el régimen en el cual se encontraban. | Nivel de demanda máxima anual |

Fuente: Decreto Supremo N° 022-2009-EM

Los usuarios libres del sector eléctrico peruano con mayor participación tienen su actividad mayoritariamente en la minera, mientras que las demás actividades económicas no superan la capacidad de los 100 MW, como se puede observar en la tabla 4-2 y la Figura 4-4:

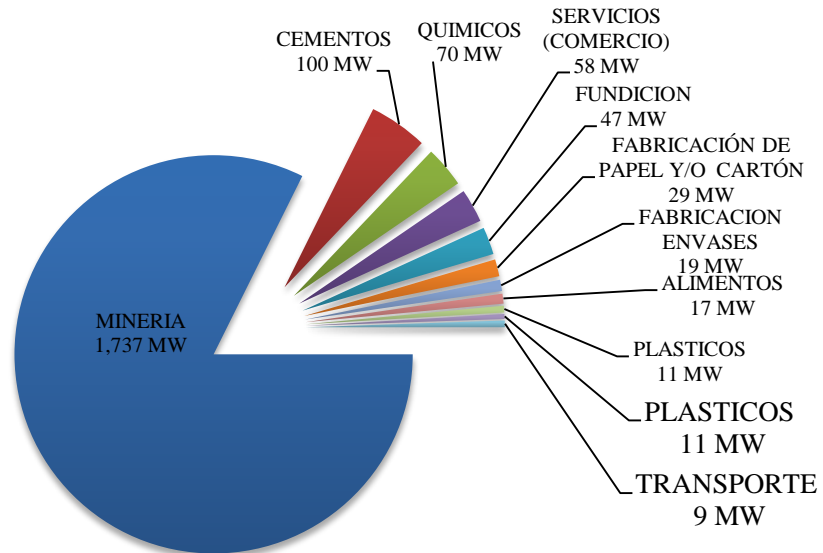
Tabla 4-2 Participación de la potencia coincidente en horas punta de los principales grandes usuarios libres del SEIN por actividad económica

| ACTIVIDAD ECONÓMICA | MÁXIMA DEMANDA DE POTENCIA EN HORAS PUNTA (MW) | Participación (%) | N° DE USUARIOS LIBRES |
|---------------------------------|--|-------------------|-----------------------|
| MINERIA | 1 737.2 | 82.3% | 29 |
| CEMENTOS | 100.4 | 4.8% | 3 |
| QUIMICOS | 70.4 | 3.3% | 2 |
| SERVICIOS (COMERCIO) | 57.6 | 2.7% | 4 |
| FUNDICION | 47.1 | 2.2% | 3 |
| FABRICACIÓN DE PAPEL Y/O CARTÓN | 29.2 | 1.4% | 3 |
| FABRICACION ENVASES | 19.3 | 0.9% | 2 |
| ALIMENTOS | 17.0 | 0.8% | 1 |
| PLASTICOS | 11.5 | 0.5% | 1 |
| TRANSPORTE | 8.5 | 0.4% | 1 |
| OTROS | 11.4 | 0.5% | 1 |
| TOTAL | 2 109.6 | 100.0% | 50 |

Fuente: Estadística COES – 2016 (Máxima demanda 20/12/2016 hora: 21:45)

Figura 4-4 Participación de los Grandes Usuarios en la Máxima Demanda 2016

**PARTICIPACIÓN DE LA POTENCIA COINCIDENTE EN HORAS PUNTA DE
LOS PRINCIPALES GRANDES USUARIOS DEL SEIN POR ACTIVIDAD
ECONÓMICA**



Fuente: Estadística COES - 2016

El comportamiento de la demanda coincidente de potencia de los principales grandes usuarios del SEIN tuvo una participación de 1 861,79 MW en horas fuera de punta y 1 788,16 MW en horas punta lo que representa el 28,7% y 27,5% de participación respecto a la máxima demanda anual de potencia del COES en el año 2016.

4.1.3 Mercado regulado

En este mercado, las tarifas son determinadas por el OSINERGMIN y no hay lugar para competir en relación por los mismos. El precio en el mercado regulado, esta es determinada tomando en cuenta los costos marginales de los participantes en el mercado, lo que simula un entorno de competencia. En este sentido, los precios son determinados en el punto de corte entre la demanda y la oferta estimada para los

próximos cuatro años, por lo que los proyectos de inversión que se espera concluir durante dicho plazo afectan las tarifas que reciben las empresas actualmente.

Asimismo, el pago por potencia también favorece la competencia, ya que reconoce la anualidad de los costos de desarrollar la central generadora más económica para suministrar potencia adicional en horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico.

La Ley N° 28832 (2006), establece que las ventas de los generadores a los distribuidores, destinadas al servicio público de electricidad, se efectúan mediante:

- **Contratos Sin Licitación:** cuyos precios no pueden ser superiores a los Precios de Barra a que se refiere el artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas (Precios Regulados).
- **Contratos Resultantes de Licitaciones:** contratos derivados de licitaciones convocadas por los Distribuidores las cuales se realizan de acuerdo a lo establecido en la Ley N° 28832.

Las empresas concesionarias de distribución están obligadas a tener contratos vigentes con empresas generadoras que le garanticen su requerimiento total de potencia y energía por los siguientes veinticuatro meses como mínimo. Los precios de compraventa en los contratos producto de licitaciones no pueden ser superiores a un precio máximo de reserva fijado por el regulador, el OSINERGMIN, el cual debe ser suficiente para incentivar inversiones eficientes en generación. El precio máximo es fijado y mantenido en reserva por OSINERGMIN para cada proceso de licitación. Dicho valor se hace público únicamente si la Licitación no cubre la totalidad de la demanda subastada por haberse ofrecido precios superiores al precio máximo.

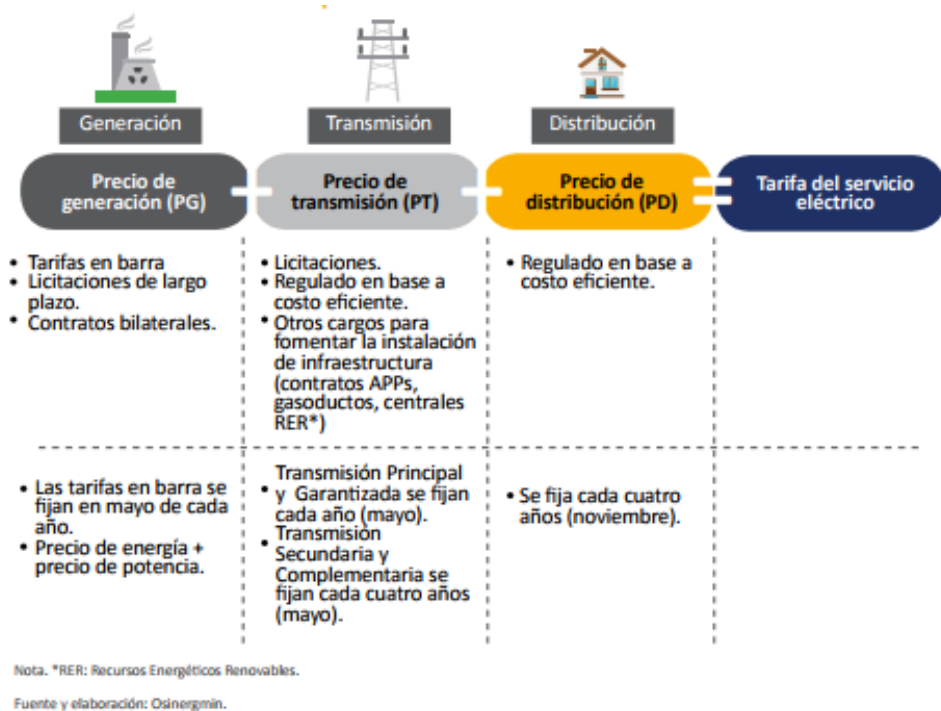
Además, la Ley N° 28832 establece un régimen de incentivos para promover la convocatoria anticipada de Licitaciones destinadas a la cobertura de la demanda del servicio público de electricidad. Este régimen incentiva al distribuidor a suscribir contratos con más de tres años de anticipación, autorizándolo a la incorporación de un cargo en los precios a sus usuarios regulados, adicional al que sería necesario para

cubrir su compra de energía del generador. Dicho cargo resulta directamente proporcional al número de años de anticipación de la convocatoria según lo que establece el reglamento, y no puede ser superior al tres por ciento del precio de energía resultante de la licitación.

4.1.4 Estructura Tarifaria de la Electricidad en el Perú

De acuerdo con la Ley de Concesiones Eléctricas, las tarifas máximas que pagan los usuarios regulados de electricidad están conformadas por tres componentes. En la Figura 4-5 se observa, cada uno de estos componentes remunera respectivamente a las actividades que conforman el subsector eléctrico (generación, transmisión y distribución).

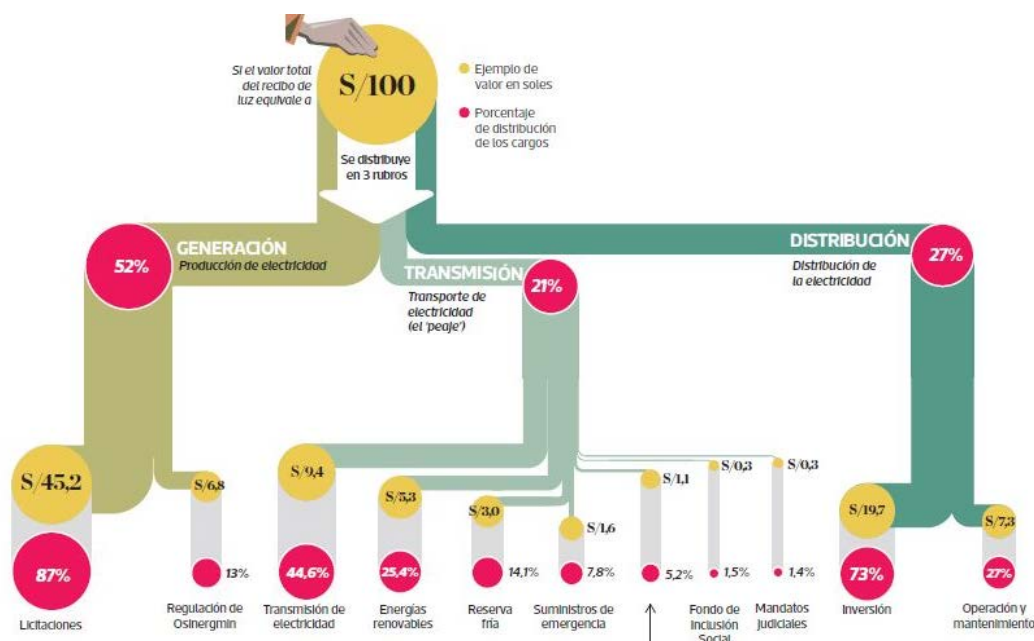
Figura 4-5 Formación de los Precios de Electricidad



La participación de los costos de generación en la tarifa es del 52%, transmisión 21% y la distribución 27%, como se puede observar en la figura 4-6.

- **Los Precios a Nivel Generación**, es uno de los tres componentes principales de la tarifa que se aplica los consumidores finales de electricidad conectados al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, SEIN, y que son sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen. El PNG es calculado como el promedio ponderado de los precios de los Contratos sin Licitación y los de Contratos resultantes de las Licitaciones de suministro eléctrico.
- **Los peajes unitarios de los sistemas de transmisión** correspondientes, considera la anualidad de la inversión y los costos estándares de operación y mantenimiento del Sistema Económicamente Adaptado. A través de este costo los principales generadores conectados al sistema principal abonan a la empresa Transmisora una compensación mensual en forma de ingreso tarifario (el cual depende de la tarifa en barra) y de peaje por conexión (diferencia entre el Costo Total de Transmisión y el Ingreso Tarifario). Sin embargo actualmente, ha servido para la recaudación de la inversión en energías renovables, reserva fría, suministros de emergencia, gaseoducto, poliductos, Fondo de Inclusión Social de Energía FISE, nodo energético del sur y mandatos judiciales)
- **El Valor Agregado de Distribución**. Según lo estipulado en la Ley de Concesiones Eléctricas el VAD representa el costo total en el que se incurre para poner a disposición del cliente la potencia y energía. El VAD se basa en una empresa modelo eficiente. El VAD tiene un factor de corrección determinado por ventas de potencia en horas fuera de punta y en horas punta de la empresa de distribución.

Figura 4-6 Composición de la tarifa eléctrica para el usuario regulado en el Perú.



Fuente: Osinergmin - 2016

Las tarifas de acuerdo con el marco legal del sector son reajustadas periódicamente de acuerdo con las variaciones de parámetros como el Tipo de Cambio, el IPM, Precios del Cobre, Precios del gas, entre otros. Además, para aquellos usuarios residenciales con consumos menores de 30 kWh existe un subsidio cruzado denominado FOSE que es pagado por todos los usuarios que consumen más de 100 kWh.

En el 2015, de acuerdo (Ernst & Young), el Perú tuvo la segunda tarifa eléctrica para la industria más baja de la región, después de Paraguay, y sin contar a Venezuela y Argentina quienes ocupan los primeros puestos subsidiando sus tarifas de energía. De esta forma, el costo de la energía para la industria en el Perú es de 7.75 centavos de dólar por kilovatio/hora (KWh), mientras que en Paraguay es de 3.25 centavos de dólar por KWh. Las bajas tarifas se deben a que el Precio que componen los pagos de generación son promedios de precios de fijos de contratos de licitación y los bilaterales, la tarifa en barra que considera el despacho en el mediano plazo.

Los precios de energía son bajos desde el decreto Mediante Decreto de Urgencia N°049-2008 (Consejo de Ministros, 2008), debido a que el costo marginal de corto plazo de la energía en el SEIN, no considera que existe restricción alguna en la producción, en el transporte de gas natural ni en la transmisión de electricidad. Asimismo, dicho concepto contempla que el costo marginal ideal CmgI no podrá ser superior a un valor límite que definido por el Ministerio de Energía y Minas (MEM). De igual manera, la diferencia entre los costos variables de operación que incurran las centrales que operan con costos variables superiores a los CmgI serán cubiertos por la demanda a nivel nacional, mediante un cargo adicional en el Peaje de Conexión al Sistema Principal de Transmisión.

Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de Usuario Regulado

El sistema tarifario peruano está normado y regulado por el Osinergmin, quien mejora y revisa las condiciones de aplicación cada 4 años y define las condiciones generales, donde se establece lo siguiente: El usuario tiene derecho a elegir la opción tarifaria que más se adecue a sus requerimientos, la empresa distribuidora está obligada a aceptar la elección tarifaria seleccionada por el usuario, la cual tiene vigencia de 2 años, vencido el plazo el cliente puede solicitar el cambio de opción tarifaria y puede variar la potencia contratada.

Se cuenta con opciones tarifarias en baja y media tensión la elección de cada una de éstas dependerá del nivel de tensión a la que se encuentre conectado el suministro. Las tarifas en baja tensión (BT2, BT3, BT4, BT5A, BT6, BT7) se aplican para potencias contratadas menores a 100 kW, superior a esta potencia se podrá optar por una tarifa en media tensión (MT2, MT3, MT4). Para el caso de las pequeñas empresas y microempresa (potencia contratada inferior a 60 kW) son aplicables las tarifas BT5A, BT2, BT3 y BT4. Estas opciones tarifarias sólo se diferencian entre sí por el nivel de tensión y el sistema de medida.

Estas opciones tarifarias consideran precios diferentes para la facturación de potencia y energía en horas de punta o en horas fuera de punta. Para la facturación de

los consumos de energía activa en horas de punta, se exceptúa los días domingos, los días feriados nacionales del calendario nacional y los feriados extraordinarios programados en días hábiles.

4.2 Problemática del Sector Eléctrico Peruano

Desde agosto de 2004 con la puesta en marcha del proyecto del gas natural de Camisea, se dio un cambio fundamental en la matriz energética del país. El crecimiento actual de la generación eléctrica ha tomado impulso a través del uso del gas de Camisea, y por la iniciativa de inversión por parte de las empresas generadoras en la implementación de centrales. Las inversiones en dichas centrales térmicas se vieron incentivadas no sólo por el bajo costo del gas natural del yacimiento de Camisea, sino también por una serie de incentivos otorgados por el gobierno para promover la utilización del gas como fuente de generación. La nueva composición de la matriz energética, donde las termoeléctricas a veces logran contribuir hasta el 50% de la generación, depende del abastecimiento a través de un único sistema de transporte de gas natural que se encuentra a su máxima capacidad y que presenta retrasos en la ampliación del mismo por no existir las garantías necesarias de seguridad, tal como sucedió el mes de abril de 2012 por problemas sociales.

Adicionalmente, la ampliación del ducto de Camisea se encuentra retrasada por las dificultades propias de la zona selvática donde se desarrollan las obras. Así, según cálculos del COES, la interrupción en el transporte de gas natural por el ducto de Camisea podría generar un racionamiento eléctrico entre 500 MW a 1,600 MW dependiendo del momento en que pueda suscitarse una contingencia. Motivo por el cual la dependencia de gran parte de la generación de energía eléctrica en un solo sistema de transporte de gas natural eleva el nivel de riesgo de abastecimiento y la confiabilidad del SEIN. Adicionalmente, la otra gran fuente de generación es la hídrica que como sabemos es cíclica a virtud de las lluvias en la sierra del país.

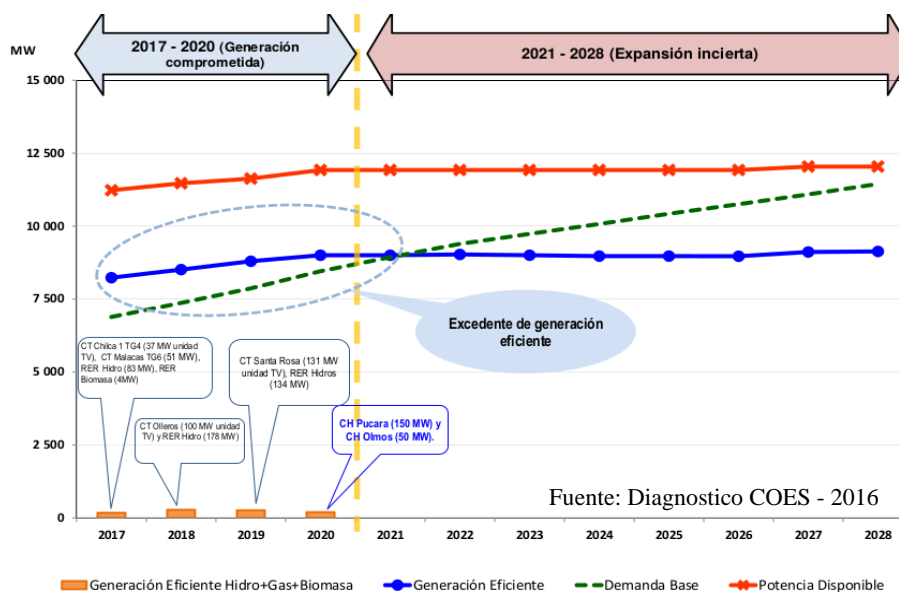
Asimismo, se observa una considerable concentración de generación de energía (más del 40%) de las centrales térmicas principalmente, que se han ubicado cercanas al paso del ducto de gas TGP en el departamento de Lima – Chilca.

Con respecto a la infraestructura de la red de transmisión, si bien se cuenta con una cartera de proyectos para acompañar el crecimiento del sistema de transmisión, se hace necesaria la implementación de políticas y acciones que faciliten la obtención de servidumbres con el objetivo de acortar los plazos de obtención de permisos y licencias, toda vez que en el largo plazo las líneas de transmisión presentarán sobrecargas según lo señalado por el COES. Asimismo, se debe contar con la labor fundamental del Estado para mitigar los conflictos sociales que puedan surgir en la implementación de los diferentes proyectos.

En el último informe elaborado por el COES “Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN 2019 – 2028”, en un escenario medio de alta probabilidad se observa en la Figura 4-7, si no se considera la disponibilidad del Gaseoducto del Área Sur GSP en el sistema, sólo se contaría con “generación eficiente” hasta el año 2021. Para el periodo 2022 – 2028 se estima que existirá déficit de “generación eficiente” creciente en el tiempo, que sería suplido por la operación de la generación existente en base a carbón y combustibles líquidos, para atender la demanda.

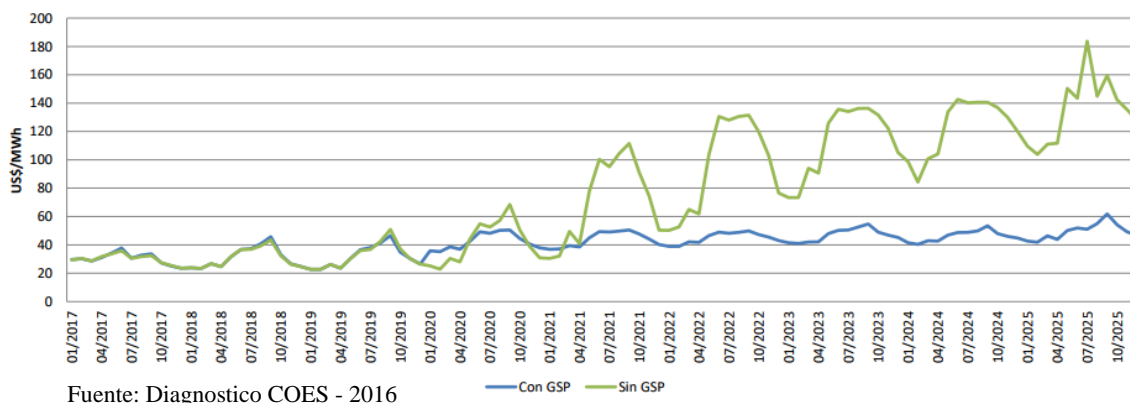
En el periodo 2020 – 2028 se estima que para el Caso Base y Caso Retraso GSP, el costo marginal promedio mensual mínimo en 22 US\$/MWh, en periodo de avenida del año 2020, mientras que el máximo se estima en 62 US\$/MWh para el Caso Base, y 284 US\$/MWh para el Caso Retraso GSP, costos que se presentarían en el estiaje del año 2028. Cabe indicar que para el Caso Retraso GSP, en el año 2028 se estiman ligeros racionamientos (menores a 50 MW) en caso no se desarrollen nuevos proyectos de generación en el sistema (véase Figura 4-8).

Figura 4-7 Generación Eficiente en el SEIN Caso Retraso GSP.



En consecuencia, el retraso del Gaseoducto del Sur tiene como consecuencia problemas de abastecimiento y altos costos, especialmente en el área Sur que no posee capacidad de generación como la posee el área centro del país.

Figura 4-8 Costos marginales promedio del SEIN con y sin GSP



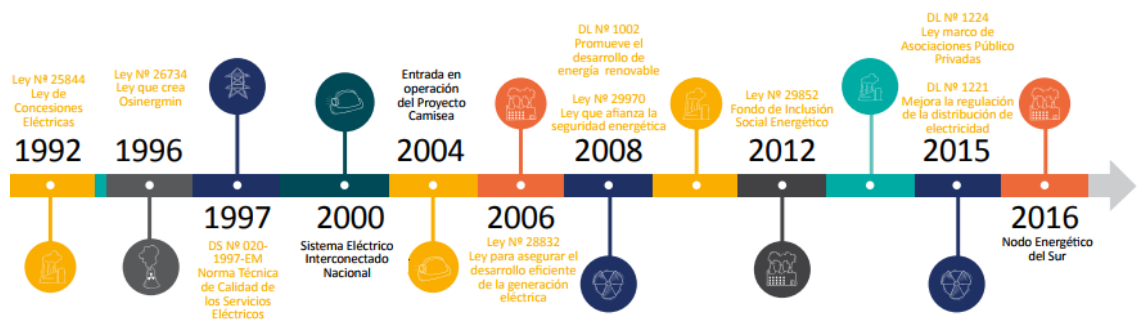
Dentro de los escenarios contemplados por el COES los costos marginales promedios ponderados calculados en la Barra de Santa Rosa (220 kV) se ubicarían en ambos casos alrededor de 284 US\$/MW.h en gran parte del 2028. Siendo dichos niveles muy superiores a los observados en el 2008 cuando el costo marginal llegó a situarse

cercano a los 250 US\$/MW.h, como consecuencia de la saturación de la capacidad del sistema de transporte de gas natural de Camisea y los menores recursos hídricos de un año seco. Por lo expuesto es necesario que siempre el estado otorgue el marco normativo específico que siempre planifique la oferta de la generación y la red, considerando siempre escenarios a largo plazo para la toma de decisiones políticas, sin perjudicar la competencia.

4.3 Problemática del marco normativo

En el Perú, con la Ley de Concesiones Eléctricas (Congreso de la República, 1992), se instituyó el modelo de mercado que rige actualmente en el Perú y posterior a ella se dieron modificaciones para la mejora de la competencia y en búsqueda de asegurar el suministro, medidas para favorecer a los proyectos hidroeléctricos, además se dieron Leyes específicas para el desarrollo de los recursos energéticos renovables, subsidios, muchos (más de 300) disposiciones legales y decretos de urgencia ante las contingencias como la congestión del ducto (véase Figura 4-9).

Figura 4-9 Línea de tiempo del marco regulatorio 1992-2016



Fuente: Osinergmin - 2016

Uno de estos de decretos de urgencia, el D.U. 049-2008, como se señaló anteriormente, origina la existencia del costo marginal idealizado con un tope al costo marginal de corto plazo, determinado por el Ministerio de Energía y Minas, al cual se transarían las diferentes operaciones en el mercado *spot*. Asimismo, en caso los costos variables de los diferentes generadores sean superiores al costo marginal idealizado, la

demanda asumirá dicho recargo mediante el incremento en la peaje de transmisión. Es decir, el mayor costo producto de una inadecuada visión de largo plazo será asumido por los diferentes usuarios del SEIN.

Sin embargo, las principales empresas dedicadas a la generación de energía cuentan con la solvencia financiera para mantener adecuadamente la operatividad de sus respectivas centrales de generación, así como el *know how* y recursos para incrementar sus capacidades vía construcción de nuevos proyectos.

El ajuste más importante debería darse en el marco normativo para contar con un mecanismo de planificación efectiva, que identifique los recursos que deben ser explotados y los proyectos a ser ejecutados, para luego ser entregados en concesión de construcción y explotación a las empresas privadas.

Respecto a la regulación en los usuarios finales regulados, en todos aquellos casos en que la opción tarifaria no distingue entre horarios fuera de punta y dentro de punta, las empresas de distribución asignan un precio promedio en función de esta segmentación. Así, estas opciones tarifarias consideran cargos promedios de energía y potencia según una tipología promedio de consumo. Entonces, si existe una sola opción técnica y económicamente eficiente ¿por qué existen varias opciones? El actual sistema tarifario fue establecido en el año 1993. La razón por la cual la CTE decidió considerar las demás opciones tarifarias es que en esa época la tecnología para la medición de las opciones MT2 y BT2 era escasa y por lo tanto de alto costo. Por ello la CTE decidió establecer esta diversidad de opciones tarifarias acordes con la tecnología de medición disponible en ese momento. No obstante, en la actualidad estos inconvenientes se han superado.

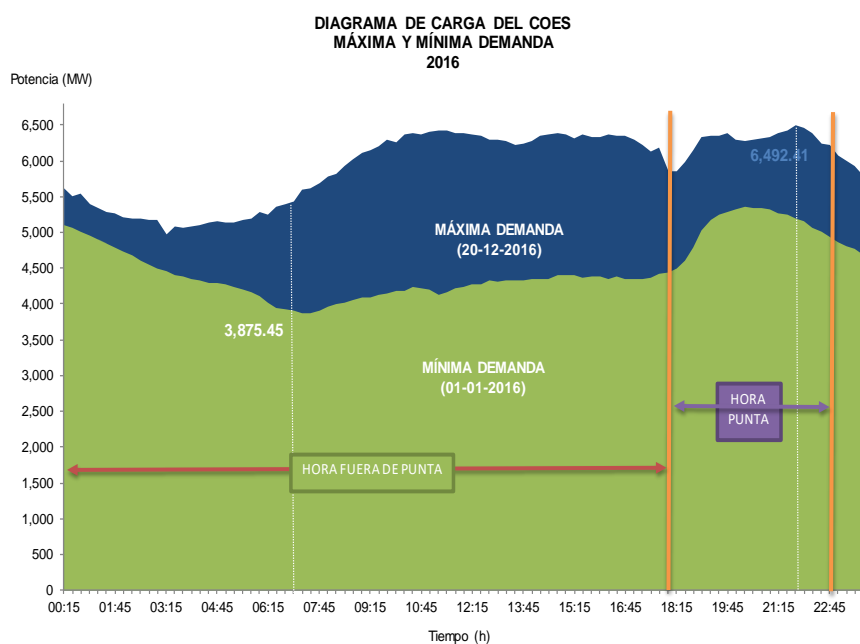
Respecto a los usuarios libres y distribuidores, con la entrada en vigencia del nuevo Reglamento del Mercado de Corto Plazo (2017), estos conseguirán efectuar transacciones de compra en este mercado, pudiendo contratar libremente para cubrir sus desbalances de energía y potencia; ello otorgará mayor flexibilidad a la demanda. Al respecto, debemos comentar que si se implementara la posibilidad de vender en el spot

sus excesos de contratación, se imprimiría mayores incentivos competitivos y elasticidad a la demanda; sin embargo, esto requeriría una modificación legislativa.

4.4 Problemática de la Demanda Eléctrica en el Mercado Eléctrico Peruano

La demanda eléctrica como tal se caracteriza por registrar un comportamiento variable durante el día. En la Figura 4-10 se muestra esta particularidad se le denomina diagrama de carga, el cual permite identificar los periodos de mayor o menor demanda denominados horas punta y horas fuera de punta, respectivamente.

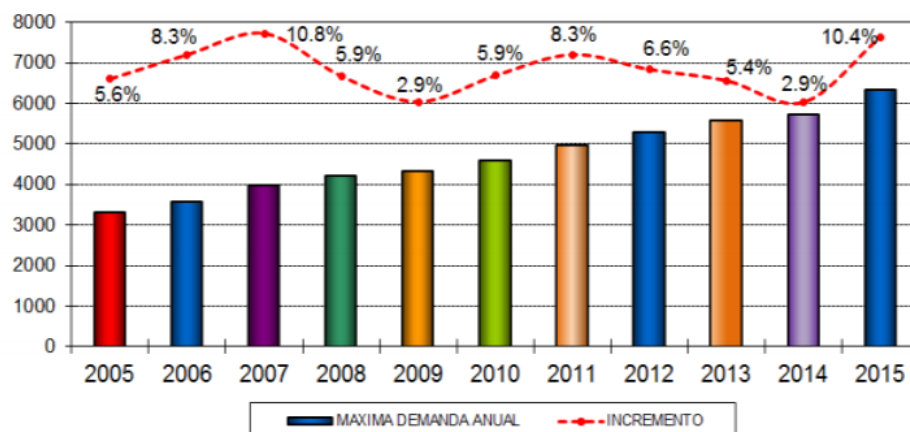
Figura 4-10 Diagrama de Carga del SEIN 2016



Fuente: Estadística COES - 2016

En los diez últimos años de la máxima demanda anual, como se puede observar en la Figura 4-11 ha tenido un incremento promedio de 6.6 %

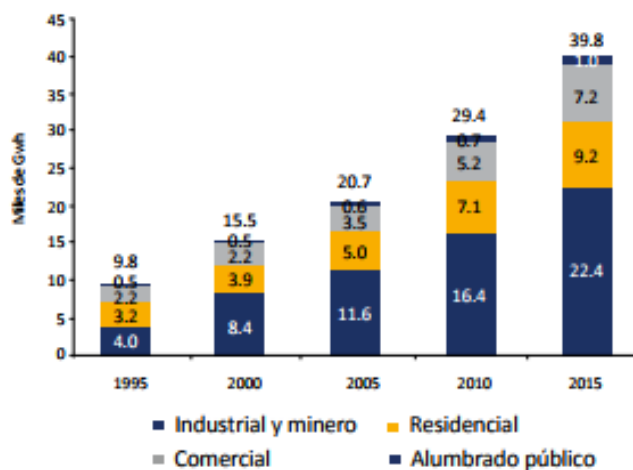
Figura 4-11 Evolución de la Máxima Demanda Anual 2005-2015 (MW)



Fuente: Estadística MINEM - 2016

La demanda de electricidad, tanto de los consumidores residenciales como industriales y mineros, en los últimos 10 años, se ha incrementado considerablemente según se observa en la Figura 4-12, siendo los clientes mineros los que poseen el mayor consumo.

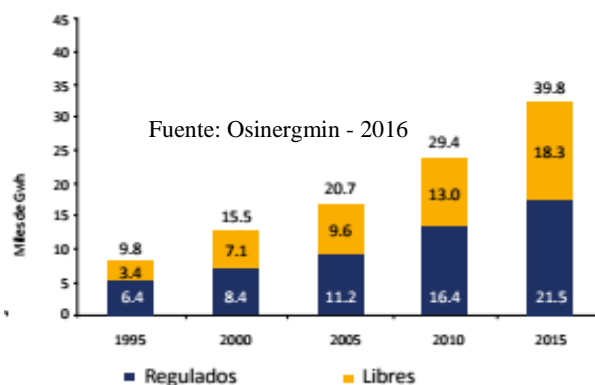
Figura 4-12 Evolución del consumo de electricidad por tipo de uso.



Fuente: Osinergmin - 2016

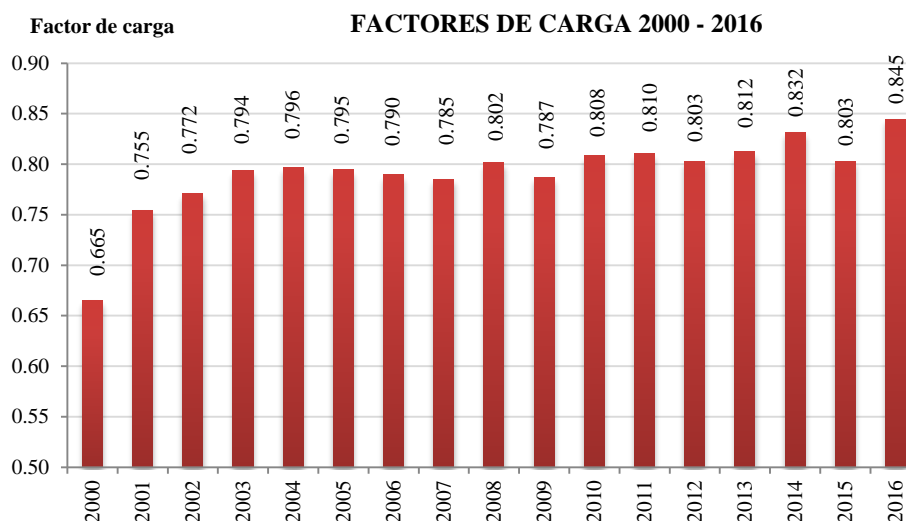
Considerando los consumos electricidad por el tipo de usuario, se tiene que el consumo de los usuarios libres y regulados se ha incrementado en similar proporción según se observa en la Figura 4-13.

Figura 4-13 Evolución del consumo de electricidad por tipo de cliente.



Adicionalmente, el factor de carga, también se ha incrementado en los últimos diez años, según se observa en la Figura 4-14.

Figura 4-14 Factor de Carga de los últimos 10 años



Fuente: Estadística COES - 2016

Un alto valor del factor de carga obedece a un manejo eficiente de la carga del sistema eléctrico, debido sobre todo a un desplazamiento de la demanda de los usuarios libres de horas punta a fuera de punta, condicionado por la diferencia de las tarifas de energía en ambos bloques horarios, así como para evitar el pago de los peajes de transmisión que se aplican sólo a la máxima demanda en horas punta.

4.3 Participación de la Demanda en los mercados eléctricos

Actualmente, a nivel operativo, el COES, tiene la tarea del balance oferta – demanda, con el despacho de las unidades de generación considerando el mínimo costo, sin embargo, por casos de déficit de potencia activa y/o reactiva, sobrecargas o problemas de tensión, origina que la demanda se vea afectada con rechazos manuales y/o automáticos, a fin de salvaguardar la seguridad y confiabilidad del sistema. Por lo cual el COES, a través del procedimiento técnico “Rechazos Manuales de Carga” PR16, establece los criterios y metodología para determinar, ejecutar y evaluar los Rechazos de Carga, durante la programación y ejecución de la operación a ser ejecutados por los Usuarios Libres y Distribuidores; así como, establecer las responsabilidades tanto del COES como de los Agentes del SEIN y las coordinaciones operativas necesarias para su adecuado cumplimiento.

En el siguiente caso del Rechazo Manual de Carga debido a la sobrecarga del transformador T113-261 de 30/30/10 MVA en la S.E. Paramonga Nueva con fecha: 30.03.2017

Tabla 4-3 Cumplimiento del Rechazo Manual de Carga

| Usuario | Suministrador | Fecha | Coordinado | | | Potencia Promedio (previo al RMC) | | | Evaluación Promedio Potencia Ejecutado | | | EVALUACIÓN DE RMC EN ENERGÍA |
|--|-------------------|-------|-----------------------|----------|----------|-----------------------------------|-----------------------|--------|--|-----------------------|--------|------------------------------|
| | | | Rechazo de carga (MW) | Hora | | Potencia (MW) | Intervalo de Medición | | Potencia (MW) | Intervalo de Medición | | |
| | | | | Inicial | Final | | Hora | Hora | | Hora | Hora | |
| | | | | (hh:m m) | (hh:m m) | | hh:m m | hh:m m | | hh:m m | hh:m m | |
| AGRO-GUAYABITO (DROCASA) | ENEL DISTRIBUCIÓN | 30/03 | 1,88 | 09:47 | 11:14 | S/D | S/D | S/D | S/D | S/D | S/D | S/D |
| | | 30/03 | 2,50 | 11:14 | 12:22 | | | | S/D | S/D | S/D | |
| REDONDOS HUALMAY 1 Y 2 | | 30/03 | 1,13 | 09:47 | 11:14 | S/D | S/D | S/D | S/D | S/D | S/D | |
| | | 30/03 | 1,50 | 11:14 | 12:22 | | | | S/D | S/D | S/D | |
| REDONDOS SUPE | | 30/03 | 0,38 | 09:47 | 11:14 | S/D | S/D | S/D | S/D | S/D | S/D | |
| | | 30/03 | 0,50 | 11:14 | 12:22 | | | | S/D | S/D | S/D | |
| PESQUERA DIAMANTE (SUPE) | | 30/03 | 0,11 | 09:47 | 11:14 | S/D | S/D | S/D | S/D | S/D | S/D | |
| | | 30/03 | 0,15 | 11:14 | 12:22 | | | | S/D | S/D | S/D | |
| USUARIOS REGULADOS | | 30/03 | 3,00 | 11:52 | 11:57 | S/D | S/D | S/D | S/D | S/D | S/D | |
| | | 30/03 | 5,00 | 11:57 | 12:22 | | | | S/D | S/D | S/D | |
| ANTAMINA | MINERA ANTAMINA | 30/03 | 1,44 | 09:57 | 11:14 | 2,15 | 07:57 | 09:57 | 1,44 | 10:04 | 11:17 | Si Cumplió (100% > 95%) |
| | 30/03 | 1,92 | 11:14 | 12:22 | 1,92 | | | | 11:17 | 12:50 | | |
| TECNOLÓGICA DE ALIMENTOS (TASA HUACHO) | SAN GABÁN | 30/03 | 0,06 | 09:50 | 11:16 | 0,04 | 07:50 | 09:50 | 0,00 | 10:30 | 11:50 | No Cumplió (9,66% < 95%) |
| | 30/03 | 0,08 | 11:16 | 12:22 | 0,00 | | | | 11:50 | 12:40 | | |

S/D: Sin Datos.

Fuente: COES - 2016

Figura 4-15 Registros de Perfil de Carga

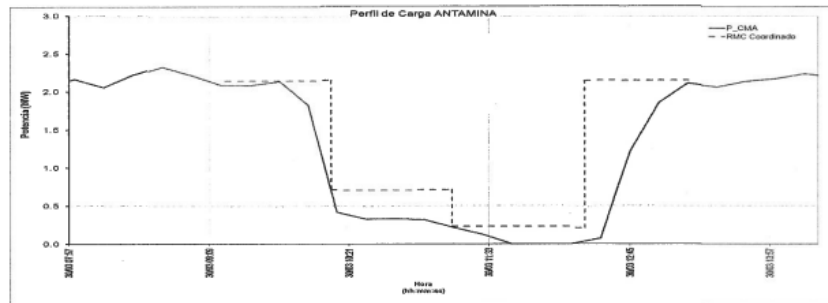


Figura 6. Registro de potencia activa de Minera Antamina (Fuente: ANTAMINA)

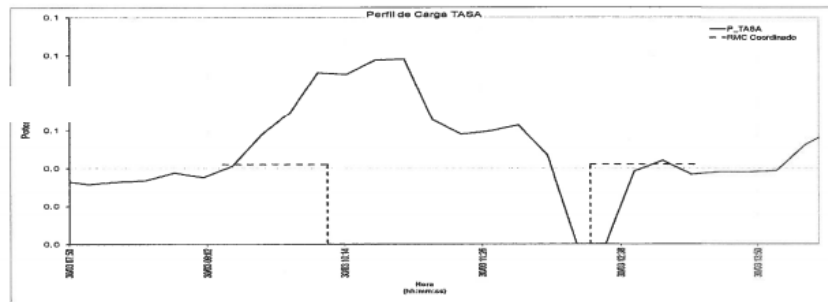


Figura 7. Registro de potencia activa de TECNOLÓGICA DE ALIMENTOS (SAN GABÁN) en

Fuente: COES - 2016

Como se puede observar en la Figura 4-15, el rechazo manual solicitado a las empresas de la zona con sobrecarga o congestión, la mayoría no respondió a la coordinación del COES o no reportaron su cumplimiento. Solo la empresa Antamina ejecutó lo solicitada.

Los usuarios libres mencionados no se sienten incentivados a modificar sus consumos, ya que las órdenes que dan el COES son de carácter únicamente mandatorio. Además lo único que el COES puede hacer ante los incumplimientos es reportar un posible desacato al ente regulador Osinergmin. Es así que el bajo cumplimiento de rechazos de carga por parte de la demanda, origina que la calidad y seguridad del suministro se vea afectado. Si la demanda tuviera información a través de medidores y señales de precios sería más participativa y se lograría como resultado un sistema más eficiente y confiable.

Adicionalmente, el COES ha establecido esquemas de rechazo automático de cargas y de generación a través de estudios que consideran esquemas de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia y Tensión (ERACMF y ERAMT) así como la desconexión de la generación por sobre frecuencia (EDAGSF) a fin de evitar colapsos totales del sistema eléctrico peruano, ante la ocurrencia de contingencias. El cumplimiento de la implementación por parte de las empresas también es de carácter obligatorio, ya que considera la seguridad y confiabilidad del sistema. De acuerdo al último estudio de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia y Tensión 2017, del total de las 18 empresas distribuidoras y de los 104 usuarios libres se tiene 1065 MW y 961 MW teóricos de rechazo respectivamente.

Por otro lado, de acuerdo a lo indicado por Fabra (2010) en la mayoría de los mercados eléctricos, la demanda no responde significativamente ante cambios en el precio de la energía debido a que no tienen ni los incentivos ni los medios para responder debido a que nunca enfrentan las señales de corto plazo del precio de mercado, ya que pagan un precio que representa un valor promedio a lo largo del tiempo y cualquier señal de escasez o de abundancia de los recursos es filtrada o bloqueada en el camino.

En el Libro Blanco del Proyecto de Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica Ley 28832, se explica que la manera de tener una respuesta de la demanda a los precios es permitir el acceso de la demanda al mercado de corto plazo. Asimismo, se debe permitir la participación tanto de distribuidores como de clientes libres, a fin que los mismos puedan efectuar la liquidación de sus desbalances que se originarían por sus compromisos de compra de energía. Para que puedan darse las transacciones de compra y venta en el mercado de corto plazo es importante que los contratos puedan ser del tipo precio-cantidad horaria en donde el demandante se compromete a tomar una determinada cantidad de energía en un momento especificado y si llegado el momento no tomara exactamente la energía contratada, los desbalances, es decir, las diferencias entre lo contratado y lo efectivamente consumido, serían liquidados a precios spot.

La participación de distribuidores con sus Usuarios Libres o Agrupaciones de Clientes libres en el mercado de corto plazo en el mecanismo existente de transferencias sería implementado de acuerdo a lo establecido en el Decreto Supremo N° 026-2016-EM, que aprueba el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (se espera entre en funcionamiento a finales del año 2017), esto solo da señales en referencia al Costo de Oportunidad por los Precios en el Mercado Spot solo por una participación de estos agentes que considera un porcentaje del 10% del promedio histórico de su consumo no contratado. Ello no es un incentivo para modificar el consumo o para mejorar la eficiencia sino un mecanismo adicional para la competencia en la contratación para el suministro.

Para los usuarios libres, por ejemplo en el caso de la empresa minera Milpo cuya estructura de costos del año 2016 se puede observar en la Figura 4-16, se tiene que el costo de energía eléctrica que realizan es alto dado que representa un porcentaje de alrededor del 38% por lo cual cualquier incentivo importante en el precio o la cantidad que le represente un ahorro o ganancia se verá reflejado de manera significativa en sus estados financieros.

Figura 4-16 Estructura de costos de la empresa minera Milpo

COSTO DE VENTAS

A continuación, se presenta la determinación del rubro:

| <u>Descripción</u> | Por el periodo acumulado del 1 de enero al 31 de diciembre | |
|---|--|-------------------|
| | 2016 US\$(000) | 2015 US\$(000) |
| Inventario inicial de concentrados | 19,335 | 24,789 |
| Inventario inicial de materia prima (mineral extraído) | 28,726 | 31,466 |
| Costo de producción: | | |
| Mano de obra | 56,604 | 63,713 |
| Servicios de terceros, energía y otros | 220,681 | 237,037 |
| Suministros utilizados | 103,430 | 111,224 |
| Depreciación | 69,538 | 81,802 |
| Amortización | 47,202 | 73,465 |
| Otros menores | 63,042 | 3,482 |
| Compra de concentrados | 458 | 80,611 |
| Participación de los trabajadores | 7,333 | 3,673 |
| Menos - inventario final de concentrados | (8,046) | (19,335) |
| Menos - inventario final de materia prima (mineral extraído) | (27,079) | (28,725) |
| | ----- | ----- |
| | 581,224 | 663,202 |
| | ===== | ===== |

Fuente: Estados Financieros MILPO

Respecto a los usuarios regulados, actualmente la fijación tarifaria introduce varias limitaciones, dado que el precio pagado por el distribuidor es regulado e igual a un valor promedio, denominado Precio a Nivel de Generación, por lo cual no existen medios para que la demanda pueda responder a las señales de precios del mercado. En el sistema actual al distribuidor le es indiferente adquirir más energía en horas en que el precio spot está por debajo del precio regulado porque no puede acceder a esa información del mercado de corto plazo. Igualmente, tampoco le es útil consumir menos energía, cuando el sistema tenga precios del mercado spot sean altos, porque no tiene la posibilidad de vender al mercado de corto plazo lo que economice con relación a lo contratado, y por tanto no obtendrá ningún beneficio especial con ello.

No hay incentivos para racionalizar el consumo de los usuarios finales, ya que los precios que pagan no están directamente relacionados a los precios spot, generando las condiciones para un crecimiento ineficiente de la demanda. Estos incentivos podrían dirigirse a los grandes consumidores que cuenten con medición horaria completa de su

consumo y que tuvieran flexibilidad para modular su consumo en función de los precios. Asimismo, las opciones tarifarias, definidas por el Regulador, y ofrecidas por el distribuidor a sus clientes, no contienen señales de escasez de corto plazo que puedan incentivar a un manejo más racional del consumo.

Los usuarios regulados ya sean residenciales o industriales, en primer lugar que conozcan sus demandas de potencia y energía, así como su distribución dentro de los horarios de punta y fuera de punta de acuerdo a la Curva de Carga Típica con que cuenta cada cliente. De ella se puede obtener la estadística de consumo de potencia (demanda máxima) y de energía (energía efectivamente consumida) mensual. La opción a contratar con la empresa distribuidora es aquella que permite minimizar la facturación anual por compra de energía del cliente, a partir del pliego tarifario correspondiente. Sin embargo a la actualidad no hay cambios de clientes de sus opciones tarifarias porque no tienen el incentivo debido a la desinformación y pocas medidas políticas de eficiencia.

Por lo tanto a pesar de que los usuarios tienen las opciones tarifarias correspondientes, que discrimina la presencia en hora punta, es un incentivo de precio que no es aprovechado como tal porque la empresa debido a la falta de tecnología que ha originado tantas opciones que hacen engorroso su elección y que la variación de precios entre unas y otras no cambian mucho solo si se cambia el nivel de tensión. Estas opciones no son aprovechadas por los usuarios por desconocimiento y la falta del comercializador que pugne ante el poder de las empresas distribuidoras y generadoras.

4.4 Figura del Comercializador en el mercado eléctrico

La comercialización en el Perú es una actividad que se desarrolla implícitamente en la generación (libre competencia) y en la distribución (que está aún en su fase monopólica). El mercado de distribución está constituido por las empresas de distribución que son monopolio regulado y los clientes regulados o de servicio público de electricidad. Los concesionarios de distribución están obligados a dar servicio a quien lo solicite entro de su zona de concesión o a aquellos que lleguen a dicha zona con sus propias líneas, en un plazo no mayor de un año, asimismo están obligadas a

tener contratos vigentes con empresas generadoras que le garanticen su requerimiento de potencia y energía por los siguientes veinticuatro meses como mínimo.

De acuerdo a lo indicado por Okomura (2016), la introducción de la figura del comercializador mayorista en el Perú –desvinculada de la generación y distribución–, pues imprimiría mayor dinamismo y competencia a este segmento de mercado. Un comercializador adquiriría grandes bloques de energía en el mercado mayorista para luego revenderla, especializándose en dicha materia de forma tal que logre economías de escala que le permitan competir en este mercado con los generadores; inclusive podría generar productos ad hoc para cierto perfil de cliente, por ejemplo, para pequeños consumidores que no son atractivos para los grandes generadores.

La existencia de comercializadores competitivos puede producir reducción de costos en todos los eslabones de la cadena de abastecimiento, variar significativamente los costos por comercialización e influir además en la fiscalización de la eficiencia de los todos los eslabones de la cadena de abastecimiento. Además, los comercializadores competitivos tienen incentivos para realizar de forma más eficiente que las compañías reguladas, todos los servicios asociados al suministro energético e impulsar contratos de largo plazo, pues eliminan la volatilidad de los precios Spot lo que tiene directa relación con las inversiones en capacidad.

También con la figura del Comercializador podría agregar nuevos productos y servicios asociados, tales como:

- Suministro diferenciado de confiabilidad y calidad (programas asociados a la gestión de la demanda).
- Protección ante riesgo por inestabilidad de precios de energía. Tecnologías avanzadas de medición.
- Asociar el suministro de electricidad al suministro de otros servicios básicos (gas, agua, teléfono, servicios de Internet).
- Venta diferenciada de tecnologías: ofrecer suministro de energías verdes, incentivando el desarrollo de tecnologías limpias.

Según Oyanguren (2007), el agente comercializador tanto a nivel mayorista como a nivel minorista, es un agente que introduce competencia y que se puede implementar en los mercados eléctricos, mejorando el manejo de los recursos disponibles, generando bienestar a la sociedad por la disminución de los precios, e incentivando la inversión privada, sugiriendo ahorros a 12 % según la elasticidad de precios.

De acuerdo a lo expuesto anteriormente, es la figura del comercializador en el Perú como un ente separado de la generación y el distribuidor a fin de impulsar la competencia y sería necesario en la implementación de programas de la gestión de la demanda.

5. CAPÍTULO V: ANÁLISIS ESTRATÉGICO DE LA PROPUESTA DE INCENTIVOS DE LA GESTIÓN DE LA DEMANDA EN EL CORTO PLAZO

A continuación, se realizará el análisis necesario que considera la participación de los agentes del sistema. En ese sentido, considerando la revisión del marco teórico y la experiencia internacional respecto a la respuesta de la demanda a los programas del GDE, se ha considera que la propuesta se encuentra dirigido a los usuarios libres del SEIN. La metodología de investigación utilizada es cualitativa considerando el análisis del modelo prospectivo y el modelo para la Administración del Riesgo.

5.1 Metodología de la Prospectiva

La prospectiva es una disciplina con visión global, sistémica, dinámica y abierta que explica los posibles futuros, no solo por los datos del pasado sino, fundamentalmente, teniendo en cuenta las evoluciones futuras de las variables (cuantitativas y sobre todo cualitativas), así como los comportamientos de los actores implicados, de manera que reduce la incertidumbre, ilumina la acción presente y aporta mecanismos que conducen al futuro aceptable, conveniente o deseado. (Instituto de Prospectiva España, 2000)

El pensamiento prospectivo surge gracias a la publicación del artículo “la actitud prospectiva” en el año 1957 en la revista *Revue Prospective* por Gaston Berger; en dicho artículo el autor expone las bases de lo que hoy es la Prospectiva. Contrariamente a lo que se pueda pensar, la prospectiva no busca predecir, ni mucho menos brindar fechas exactas sobre un hecho futuro sino más bien se interesa en las situaciones (Berger 1957); es muy importante considerar este punto, ya que no se debe olvidar que la prospectiva pretende formular varios escenarios posibles o como Bertrand de Jouvenel llamó futuribles, para luego elegir el escenario apuesta, en otras palabras, construir el futuro. Las técnicas que utiliza la prospectiva se basan especialmente en opiniones de los denominados “expertos”, es decir personas que conocen o viven en una determinada realidad a investigar, con esto se busca no solo recoger un conjunto de

información valiosa para la construcción de los futuribles, sino también darle el carácter dinámico y humano que tiene la realidad a la investigación prospectiva, de tal forma que no sólo se trate de un equilibrio de números y formulas (Berger 1957).

Desde 1998 en América Latina, se implementó Programas Nacionales de Prospectiva que contaron con el apoyo de las Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (ONUDI), países como Brasil, Argentina, Venezuela, Colombia, Uruguay, Ecuador, Chile y México participaron ejecutando proyectos con éxito.

5.1.1 Metodología de la Encuesta

El análisis e interpretación de los resultados obtenidos fueron digitalizados e ingresados en los softwares especializados de prospectiva (Lipsor, 2015), para su tratamiento estadístico-matemático, y su posterior presentación en formato comprensible y significativo.

La encuesta de opinión se realizó a los principales actores del sector de electricidad y a su entorno institucional. El análisis realizado considera cada pregunta el cuestionario que se detalla en el Anexo II, clasificado de acuerdo al objetivo que mide cada una de estas.

Considerando la Metodología Delphi se consideraron los siguientes pasos:

- Definir un grupo de preguntas o respuestas posibles.
- Eliminar ambigüedad de las preguntas.
- Remitir las encuestas a los expertos.
- Los expertos no deben interactuar entre si directamente durante la encuesta.
- Analizar los resultados.
- Analizar si se necesita más preguntas.
- Evaluar los resultados finales.

El Método de la Encuesta a un Panel de expertos tiene como finalidad de obtener ideas o planteamientos debido a la experiencia de personas con un gran bagaje

profesional en el tema en cuestión asegurando así la validez de los resultados. (Scott, 2001).

Esta técnica está basada en la utilización sistemática e interactiva de juicios de opiniones de un grupo de expertos hasta llegar a un acuerdo. Para ello se establecen diálogos anónimos entre los entrevistados individualmente mediante cuestionarios a través de un facilitador.

5.1.2 Objetivo de la Encuesta de Opinión

Conocer la opinión profesional de expertos respecto a los incentivos que debe recibir la demanda para su participación en el mercado eléctrico.

5.1.3 Análisis de las Encuestas

Los expertos elegidos que respondieron la encuesta fueron 7 personas. Estos fueron elegidos en función de su impacto en la gestión de la demanda, por lo cual se consideraron sólo a generadores, usuarios libres y distribuidores (en calidad de suministradores y suministrados) como se puede observar en la Tabla 5-1:

Tabla 5-1 Lista de Expertos

| Nombres y Apellidos | Empresa | Tipo de Encuestado |
|-----------------------|-------------------|---------------------------|
| Elias Ferroa | KALLPA | Generador |
| Paula Buenalaya | STATKRAFT | Generador |
| Carlos Túpac Yupanqui | CELEPSA | Generador |
| Adrian Maldonado | UNACEM | Usuario Libre – Cemento |
| Germain Salazar | CERRO VERDE | Usuario Libre – Minero |
| Eduardo Salinas | GLORIA | Usuario Libre - Alimentos |
| Simón Castrejón | ENEL DISTRIBUCIÓN | Distribuidor |

Encuesta sobre la Gestión de la Demanda hacia Usuarios Libres

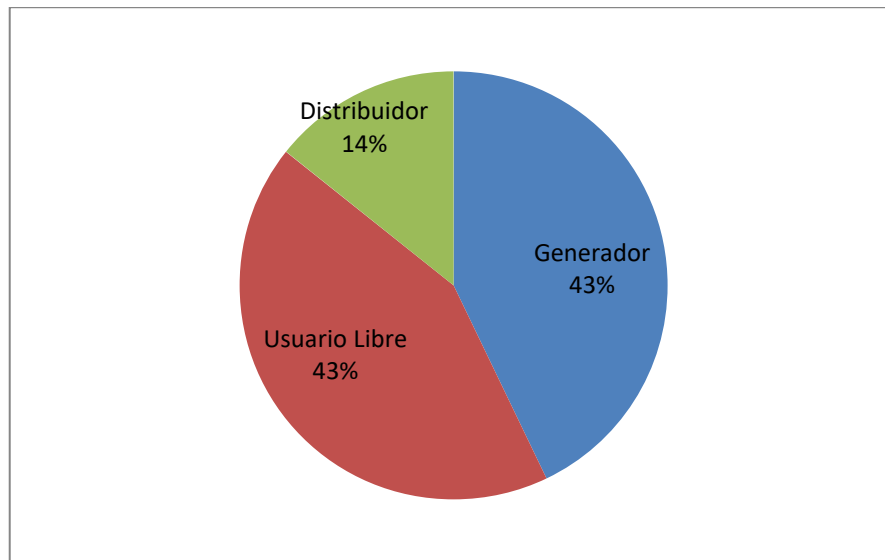
La Gestión de la Demanda es una herramienta útil en la operación del sistema eléctrico y genera competencia en el mercado eléctrico. Siempre y cuando la demanda se vea incentivada a través de los programas de gestión de demanda ya sea incentivado por el mercado o por el sistema. La siguiente encuesta tiene como objetivo conocer si los Usuarios Libres se encuentran interesados en la Gestión de la Demanda.

1. ¿A qué actividad económica se dedica su empresa?

Marca solo un óvalo.

- Generación
- Usuario Libre
- Distribuidor

Grafica 1 Actividades de los encuestados



2. (si es usuario libre) ¿Con que frecuencia realiza su empresa rechazos de carga ?

Marca solo un óvalo.

- Siempre
- Casi siempre
- Muy poco
- Nunca

3. (si es generador o distribuidor) ¿Con que frecuencia realiza rechazos de carga sobre sus usuarios libres?

Marca solo un óvalo.

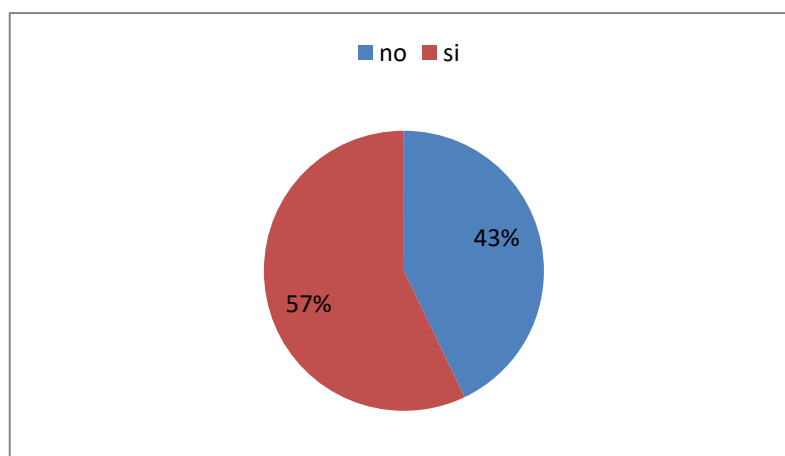
- Siempre
- Casi siempre
- Muy poco
- Nunca

Grafica 2 Frecuencia de Rechazos de Carga



Las respuestas a la pregunta sobre la frecuencia de rechazos de carga, la mayoría de encuestados, indicaron que en los últimos años el rechazo es menor y depende de la situación del sistema ante contingencias.

Grafica 3 Necesidad de cambio normativo necesario



Las respuestas a la pregunta sobre la necesidad del cambio regulatorio que fomente la participación de los usuarios libres de manera directa en el mercado eléctrico, son los generadores quienes no lo consideraron necesario ya que contraviene contra su misión de suministrador.

4. **¿Considera conveniente cambios regulatorios para que la demanda participe en el mercado eléctrico?**

Marca solo un óvalo.

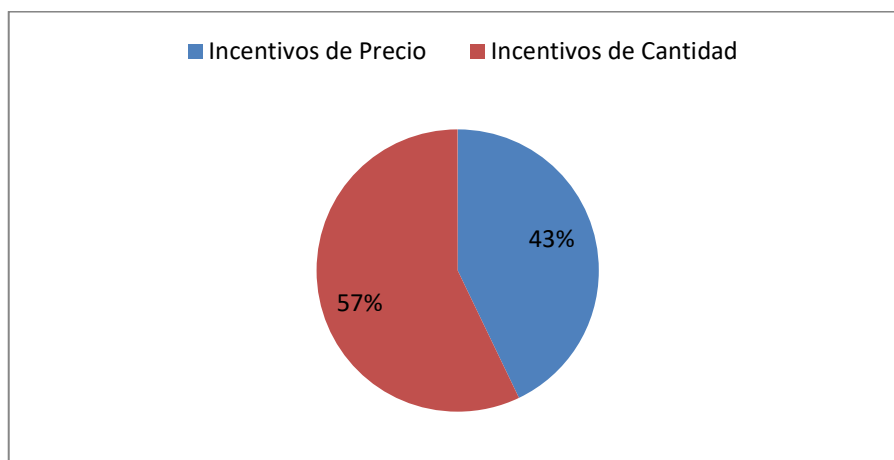
- Sí
 No

5. **¿Cual de los siguientes incentivos cree Ud que la demanda sería el adecuado?**

Marca solo un óvalo.

- Incentivos de Cantidad: Subastas de Suministro Interrumpible
 Incentivos de Tarifas Variables, (críticos o en tiempo real)

Grafica 4 Incentivos adecuados para la demanda



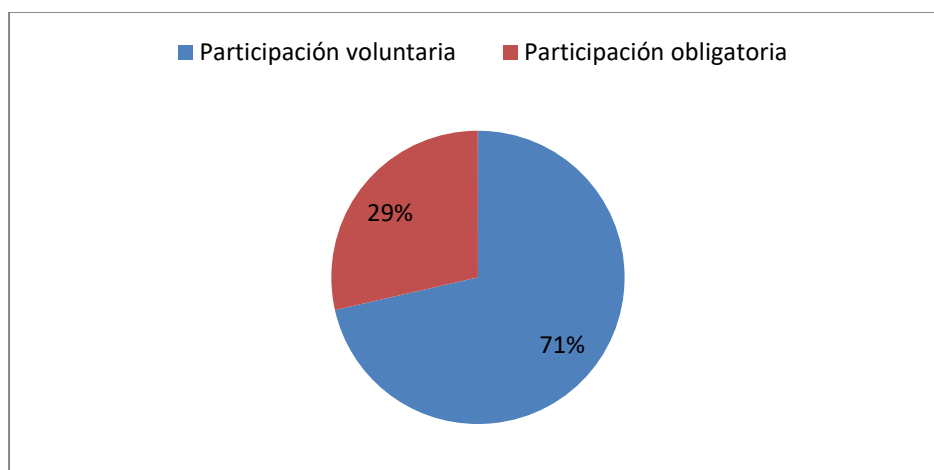
Las respuestas a la pregunta sobre el tipo de incentivo con el cual la demanda podría participar, el 57% indicó que es la medida de incentivo de cantidad la que tendría mayor impacto en el usuario libre.

6. **¿Como debe participar la demanda en la operación del sistema?**

Marca solo un óvalo.

- Voluntariamente
 Obligatoriamente

Grafica 5 Participación de la Demanda



Las respuestas a la pregunta sobre el tipo de participación de la, el 71% indicó que los usuarios libres deberían de participar de manera voluntaria.

7. Que tan influyentes son los siguientes actores

Selecciona todos los que correspondan.

| | Distribuidor | Generador | Usuario Libre |
|-----------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|
| Si ud es generador | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| Si ud es distribuidor | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| Si ud es usuario | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |

| | Generador | Usuario Libre | Distribuidor |
|---------------|-----------|---------------|--------------|
| Generador | 0 | 3 | 2 |
| Usuario Libre | 2 | 0 | 2 |
| Distribuidor | 2 | 3 | 0 |

Las respuestas de valoración de influencia entre agentes (valoración de 1 a 4) dieron como resultado que el usuario libre se encuentra dominado en su calidad de cliente por parte de los suministradores.

8. Que tan influyentes son los siguientes incentivos

Selecciona todos los que correspondan.

| | Incentivo de Precios | Incentivos por Cantidad | participación voluntaria de la demanda | participacion obligatoria |
|-----------------------|--------------------------|--------------------------|--|---------------------------|
| Si ud es generador | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| Si ud es distribuidor | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| Si ud es usuario | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |

| | Incentivo de Precio | Incentivo de Cantidad | Participación Voluntaria | Participación Obligatoria |
|---------------|---------------------|-----------------------|--------------------------|---------------------------|
| Generador | 0 | 2 | 2 | 0 |
| Usuario Libre | 3 | 3 | 2 | 3 |
| Distribuidor | 0 | 2 | 2 | 0 |

Las respuestas de valoración de influencia entre agentes e incentivos (valoración de la 4) dieron como resultado que el incentivo de cantidad es el que tiene mayor influencia.

9. (si es usuario libre) Que riesgos tendria la demanda para participar en la gestión de la demanda e indique su valoración.

Las respuestas a la pregunta sobre los obstáculos o riesgos a la gestión de la demanda, de acuerdo a la respuesta escrita de los encuestados dio como resultado la siguiente Tabla 5-2.

Tabla 5-2 Riesgos asociados a la gestión de demanda

| Riesgos | Valor del Riesgo |
|--|------------------|
| Imprecisiones en la normativa | Alto |
| Imprecisiones en los procedimientos técnicos | Extremo |
| Falta de capacidad de adecuación a cambios normativos | Moderado |
| Falta del conocimiento especializado | Extremo |
| Error humano | Alto |
| Indisponibilidad de personal | Alto |
| Fallas en la tecnología de información (hardware, software y telecomunicaciones) | Alto |
| Inadecuada tecnología de información (hardware, software y telecomunicaciones) | Extremo |
| Inadecuada información de entrada | Extremo |
| Deficiencias en infraestructura | Extremo |
| Inadecuado CCO Centro de Control | Extremo |
| Inadecuado sistema de telecomunicaciones de terceros hacia el COES | Extremo |
| Desastres naturales | Bajo |
| Presupuesto insuficiente | Extremo |

5.2 Método Mactor o Juego de Actores

Fue creado y puesto en marcha por Michel Godet en 1989. El cual busca valorar las relaciones de fuerza entre los actores y estudiar sus convergencias y divergencias con respecto a un cierto número de posturas y de objetivos asociados.

Análisis de actores/MACTOR es una técnica de planeación estratégica que tiene en cuenta intereses y fortalezas de los actores, con el propósito de identificar objetivos clave en un sistema y reconocer potenciales alianzas, conflictos y estrategias. Estos métodos son muy comunes en el mundo de los negocios y la política.

En la planeación de futuros hay técnicas como MACTOR que toman sistemáticamente consideran si los actores están a favor o en contra de un objetivo particular, y representan la situación en términos de matrices que pueden ser analizadas formalmente. Tal información con frecuencia es usada para construir escenarios, acciones de plan estratégico y determinar estrategias de los actores. Idealmente el método requiere información confiable sobre los intereses de los actores y de la fortaleza de sus actitudes.

5.2.1 Metodología del método MACTOR®.

La metodología comprende las siguientes fases:

Fase 1: Identificar los actores que controlan o influyen sobre las variables clave del análisis estructural

Esta fase permite conocer e identificar aquellos actores que pueden tener alguna influencia sobre el desarrollo futuro del sistema. El objetivo es obtener un listado de actores, pero que por razones de operatividad y claridad en el análisis de acuerdo al MACTOR conviene que no supere los 12-15 actores.

Para el caso de análisis los actores serían:

| Actor | Abreviatura | Descripción |
|-------------------------|-------------|---|
| Usuarios Libres | USL | Parte de la demanda que posee consumos mayores a 2500 kW |
| Empresas Generadoras | GEN | Empresas suministradoras de electricidad en régimen de competencia. |
| Empresas Distribuidoras | DIS | Empresas que suministran electricidad usuarios libres o regulados dentro de su área de concesión. |

Fase 2: Identificar los objetivos estratégicos

En relación a las variables clave del sistema los actores persiguen proyectos u objetivos múltiples y variados. El objetivo de esta fase sería obtener un listado de los objetivos que persiguen los actores con relación a las variables o factores clave identificados en el

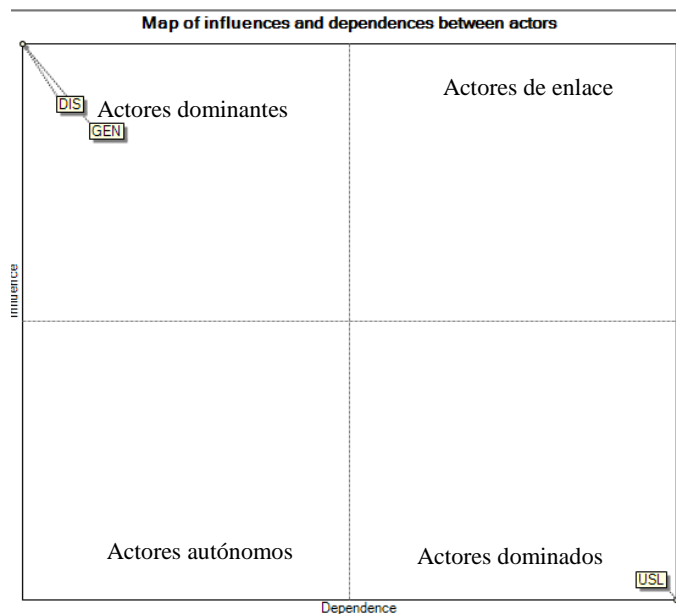
análisis estructural. Para el caso el caso de análisis los objetivos estratégicos se centran en la creación de una propuesta que incentive la participación de la gestión de la demanda en el mercado eléctrico.

| N° | Objetivos considerados | Abreviatura |
|----|---|-------------|
| 1 | Incentivos de Precios – Tarifas variables | TAR |
| 2 | Incentivos de Cantidad - Subastas | GCI |
| 3 | Participación Voluntaria | VOL |
| 4 | Participación Obligatoria | OBL |

Fase 3: Evaluar las influencias directas entre los actores

El peso o fuerza de los actores del sistema puede ser diferente. Algunos de los actores poseerán una importante influencia sobre el resto de actores y sobre el sistema en sí, mientras que la influencia de otros será más limitada. El objetivo de esta fase es conocer el grado de influencia de cada uno de ellos y jerarquizarlos en función de dicha influencia (véase Figura 5-1).

Figura 5-1 Plano de Influencia -dependencia de actores



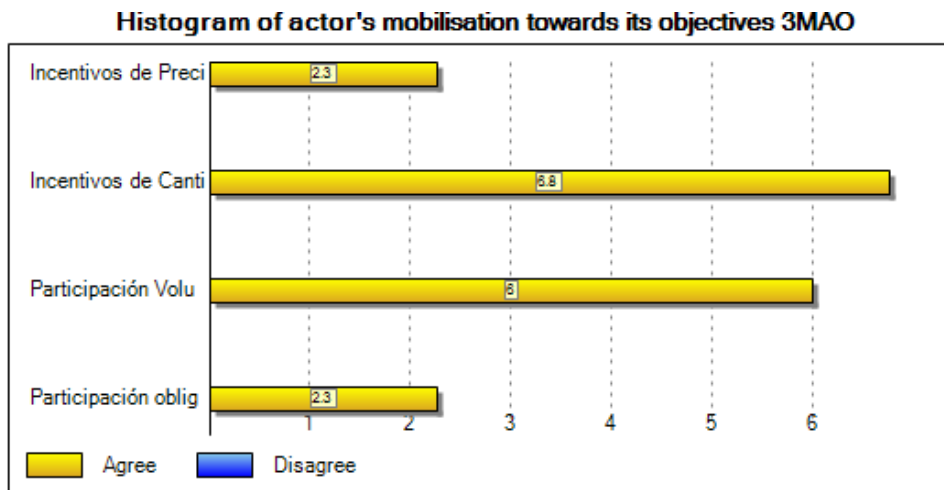
Como se puede observar en la figura anterior: Los actores dominantes son los suministradores: generadores y distribuidores. Mientras los actores dominados son los usuarios libres.

Fase 4: Conocer el posicionamiento de los actores respecto a los objetivos

Una vez completo el cuadro de influencias entre actores y cerrada la lista de los objetivos estratégicos, se trata de describir la actitud actual de cada actor respecto a cada objetivo (opuesto, neutro, indiferente o favorable).

En la práctica se trataría de conocer en primer lugar si el actor es favorable o desfavorable al objetivo y, en segundo término, de determinar la intensidad del posicionamiento de un actor sobre el objetivo, es decir, caracterizar el grado de prioridad del objetivo (en su realización o no realización) y de conocer la intensidad del desacuerdo o del acuerdo: indicador función del grado de prioridad del objetivo para ambas partes (véase Figura 5-2).

Figura 5-2 Implicación de los actores con los objetivos



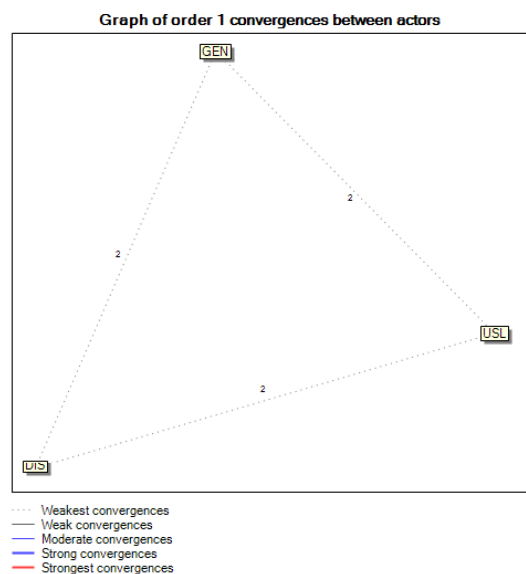
Fase 5: Conocer el grado de convergencia y de divergencia entre los actores

De esta manera, cada actor puede verse conducido al conflicto o a la alianza con los otros para llevar a bien su proyecto. Es posible así conocer a fondo los retos estratégicos descubiertos en múltiples lugares de debate o campos de batalla posibles, en los cuales los actores se encuentran en alianza o en conflicto con otros o son neutros entre sí. En este punto estaremos en condiciones de determinar la posible política de alianzas o confrontaciones para cada uno de los actores con respecto al sistema.

Las posibilidades de evolución de las relaciones entre actores, ligadas o no al juego de estos actores, condicionan el futuro del sistema y los futuros posibles. Antes de retener las hipótesis y construir los escenarios es preciso plantearse un cierto número de cuestiones-clave. Este conjunto de factores conduce a la detección de los atisbos de cambio en las relaciones de fuerza entre los actores; ello permite localizar las reglas de juego posibles en el futuro.

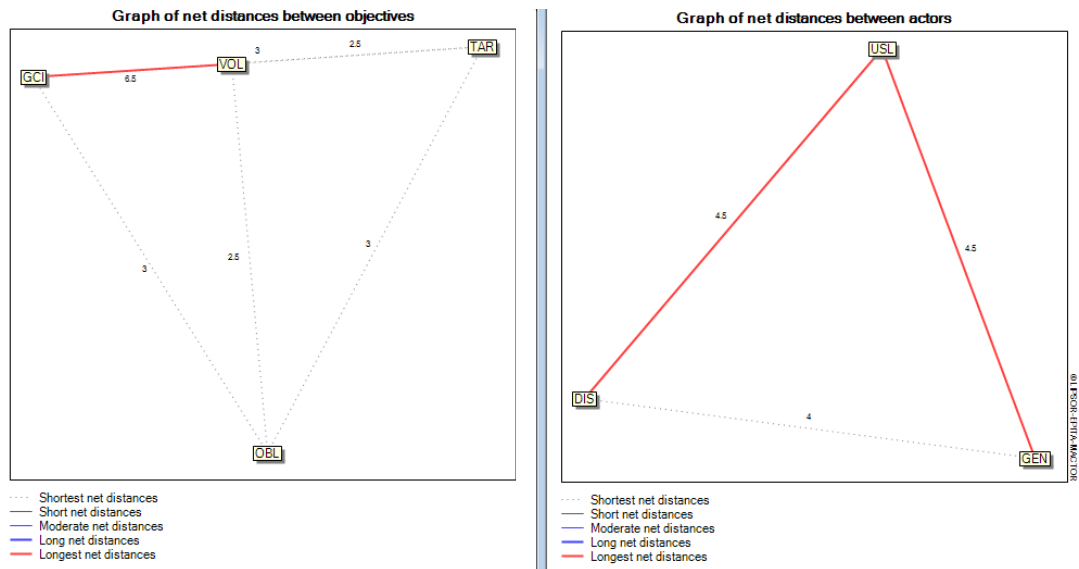
Como se puede observar en el primer gráfico de convergencia existe una débil convergencia entre los actores, debido a sus actividades de suministradores y suministrado.

Figura 5-3 Primer gráfico completo de convergencias



El método MACTOR® aporta un valor añadido real al análisis del juego de actores por medio de herramientas que continúan siendo sencillas, múltiples en sus aplicaciones y que son capaces de tener en cuenta datos complejos. El método posee otro mérito: en gran parte cubre el déficit metodológico entre la construcción del cuadro de estrategia de los actores, su explotación, y la elaboración de los escenarios pertinentes.

Figura 5-4 Distancias netas entre actores y objetivos



5.2.2 Resultados del Análisis Prospectivo

Teniendo en cuenta los resultados del método MACTOR, se buscan alianzas entre generadores y distribuidores por sus actividades de suministradores.

Asimismo, se debe considerar la agrupación de los objetivos (GCI y VOL) para la creación de la propuesta de incentivos para la participación de demanda en el mercado eléctrico. Son estos objetivos sobre los cuales se deberá concentrar la propuesta de acuerdo a la valoración otorgada por los actores.

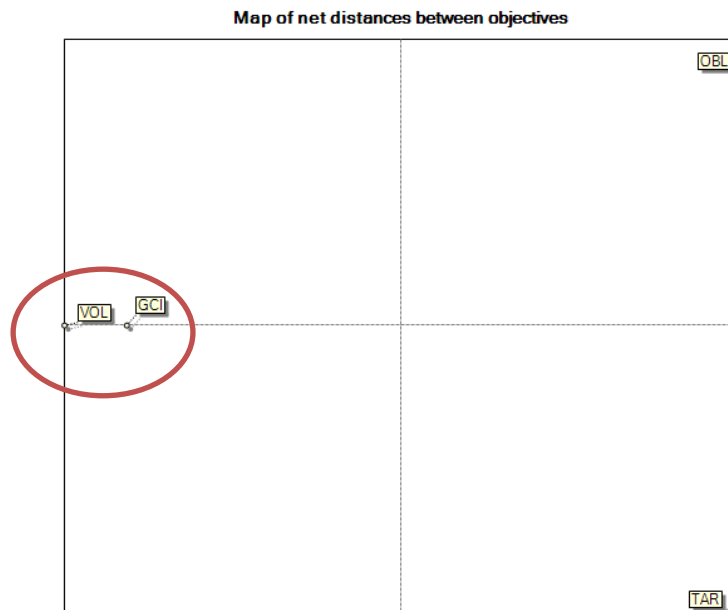


Figura 5-5 Mapa de distancia entre objetivos

| | |
|--------------------------|-----|
| Incentivos cantidad | GCI |
| Participación Voluntaria | VOL |

Los actores pusieron sus estrategias a favor de los incentivos de carga interrumpible a usuarios libres y estos últimos a su vez indicaron que la participación debería ser de manera voluntaria. Considerando ambos objetivos se considera que **la propuesta debe ser en favor de la Gestión de Demanda basados en incentivos de cantidad requeridos por el sistema de manera voluntaria**

5.3 Metodología de la Administración del Riesgo

Los modelos de administración de riesgos y mapa de riesgos son instrumentos que se identifican, valoran y jerarquizan a los riesgos y que, de materializarse, pueden afectar el logro de metas y objetivos.

Los Riesgos siempre deben asociarse a los objetivos o estrategias de la empresa, objetivos de procesos o proyectos. Es por ello que un requisito indispensable para trabajar en la identificación de Riesgos consiste en el entendimiento uniforme y completo de los objetivos y estrategias que se establezcan.

El Proceso y contexto de la **administración de Riesgos** se debe basar en la **identificación, valoración, tratamiento, control y reporte** de éstos.

Figura 5-6 Procesos de Administración de riesgos

| <i>Fuente de Información</i> | <i>Proceso de Administración de Riesgos</i> |
|---|--|
| <i>Estudio sobre la "Gestión empresarial de riesgo: un marco integral" (2004)</i> | <ol style="list-style-type: none"> 1. Analizar el entorno interno 2. Definir los objetivos 3. Identificar eventos. 4. Evaluar los riesgos. 5. Responder a los riesgos. 6. Controlar las actividades. 7. Reunir Información 8. Intercambiar comunicación. |
| <i>Séptimo sondeo Global CEO, Pricewaterhouse Coopers.</i> | <ol style="list-style-type: none"> 1. Identificación del riesgo. 2. Evaluación del riesgo. 3. Modelos acordados de respuesta. 4. Actividades de control de riesgo. 5. Actividades de vigilancia del riesgo. 6. Procesos de cumplimiento de las regulaciones. |
| <i>Jorg Greitenmeyer, economista alemán</i> | <ol style="list-style-type: none"> 1. Identificación 2. Análisis 3. Comunicación 4. Control 5. Documentación. |
| Fuente: Estudios realizados por García Suárez, A. Procedimiento para la Gestión de Riesgos Financieros en el sector hotelero de la Tesis de Maestría en Administración de Negocios, 2006 | |

De acuerdo a la Guía Metodológica de Administración de Riesgos (CGE, 2013) se hace necesario la clasificación de los riesgos a través del mapa de riesgos, lo que nos permite traducir estos problemas en acciones concretas para lo cual se elaboran

cuadrantes asignados: en el eje vertical la probabilidad de ocurrencia y en el eje horizontal el grado de impacto (véase Figura 5-7).

Figura 5-7 Mapa de Riesgo

| | | | | |
|---------|-------|-----------------------------|-----------------------------|----------------------|
| Impacto | Alto | Considerar | Planificar Respuesta | Planificar Respuesta |
| | Medio | Desatender pero monitorizar | Considerar | Planificar Respuesta |
| | Bajo | Desatender pero monitorizar | Desatender pero monitorizar | Considerar |
| | | Baja | Media | Alta |
| | | Probabilidad | | |

Los beneficios del modelo de administración de riesgos son:

- El Modelo y el Mapa de Riesgos vinculan el grado de impacto y la probabilidad de ocurrencia en forma clara y efectiva, permitiendo comparar en un solo gráfico la totalidad de los riesgos detectados.
- Los riesgos son medidos por su impacto total sobre los objetivos de la dependencia o entidad y, por lo tanto, pueden ser administrados en la misma forma.
- El Modelo de Administración de Riesgos es una herramienta útil para hacer una adecuada planeación y asegurar mediante la evaluación correspondiente.

Para la presente investigación se eligió como metodología de identificación de Riesgos lo siguiente:

- Lluvia de ideas para identificación de Riesgos con los entrevistados
- Revisión de los objetivos de la Propuesta de Gestión de la Demanda
- Documentación de Riesgos – Literatura

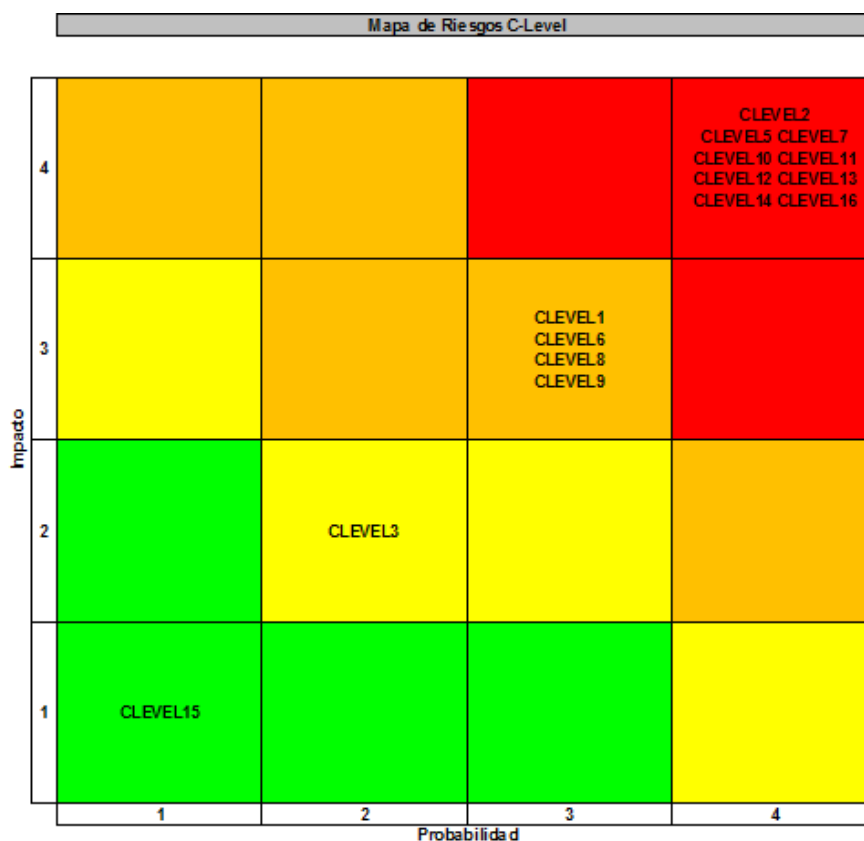
- Valoración de Riesgos identificados sobre la Gestión de la Demanda (a través de la encuesta- Anexo II)

De acuerdo a la Probabilidad e Impacto de los Riesgos se construyen los Mapas. Los Mapas tienen zonas de colores diferentes; estas zonas permiten agrupar los Riesgos por su nivel de severidad, las zonas definidas para los Mapas de Riesgos del Proyecto son las siguientes:

Tabla 5-3 Riesgos asociados a la Gestión de la Demanda

| Código | Riesgos | Valor del Riesgo |
|---------------|--|-------------------------|
| CLEVEL1 | Imprecisiones en la normativa | Alto |
| CLEVEL2 | Imprecisiones en los procedimientos técnicos | Extremo |
| CLEVEL3 | Falta de capacidad de adecuación a cambios normativos | Moderado |
| CLEVEL5 | Falta del conocimiento especializado | Extremo |
| CLEVEL6 | Error humano | Alto |
| CLEVEL8 | Indisponibilidad de personal | Alto |
| CLEVEL9 | Fallas en la tecnología de información (hardware, software y telecomunicaciones) | Alto |
| CLEVEL10 | Inadecuada tecnología de información (hardware, software y telecomunicaciones) | Extremo |
| CLEVEL11 | Inadecuada información de entrada | Extremo |
| CLEVEL12 | Deficiencias en infraestructura | Extremo |
| CLEVEL13 | InadecuadoCCO Centro de Control | Extremo |
| CLEVEL14 | Inadecuado sistema de telecomunicaciones de terceros hacia el COES | Extremo |
| CLEVEL15 | Desastres naturales | Bajo |
| CLEVEL16 | Presupuesto insuficiente | Extremo |

Figura 5-8 Mapa de Riesgos asociados a la Gestión de Demanda



Del mapa de riesgo se pueden deducir las acciones a tomar de acuerdo a la valoración de los riesgos, los cuales están dados en su extremo por el lado de la inadecuación de entrada, imprecisiones normativas, la falta de conocimientos y las deficiencias tecnológicas, sobre lo cual los usuarios libres deberán acciones de mitigación o traslado de riesgo.

Las recomendaciones que deberían ser implementadas como primera prioridad son aquellas que requieren un bajo nivel de esfuerzo y son de alta criticidad ("quick wins"), por lo cual la medida a tomar sería reducir imprecisiones en la normativa a través de reglas claras que otorguen beneficios, considerando que la gestión de la demanda es una medida de corto plazo que siempre deberá ser revisada en función a los requerimientos del sistema.

De acuerdo a lo mencionado en el marco teórico (Capítulo II) con relación a las variaciones del ciclo económico, se tiene que en una economía cada vez más globalizada, los cambios en el ámbito regulatorio deben formar parte integral de la gestión sistémica de riesgo y de la planeación de políticas públicas de corto o largo plazo.

Con frecuencia, la regulación se desarrolla como una medida para responder a un riesgo que se ha detectado. En ese caso, el diseño de soluciones en materia regulatoria debe partir de una evaluación del riesgo que se van a enfrentar.

La propuesta en el cambio del marco normativo para la creación de incentivos se examinó en razón de sus compensaciones como riesgo potencial. La evaluación, gestión y comunicación de riesgos son parte del ciclo de una regulación sensible a los riesgos.

Asimismo, el riesgo encontrado como la inadecuada información de entrada, se encuentra referido a los precios del mercado eléctrico y los precios de su producción, Sin embargo, a fin de mitigar este riesgo el Programa de Gestión de Demanda Interrumpible dirigido a Usuarios Libres obedece a medidas de corto plazo que se pueden prever dentro de un “ciclo económico de recesión o depreciación” sin que esto restrinja medidas políticas de inversión en el largo plazo. En este punto, la revisión de los ciclos económicos que afectan al sector son de suma importancia para la implementación de medidas políticas regulatorias.

Respecto al riesgo deficiencias tecnológicas, no se consideró como parte de la propuesta debido a que el usuario libre puede trasladar dicho riesgo o recuperar el costo incurrido cuando se presente para participar voluntariamente en el Programa de Gestión de Demanda Interrumpible a través del mecanismo de la subasta.

6. CAPÍTULO VI: PROPUESTA PARA LA CREACIÓN DE LA GESTIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA EN EL PERÚ EN EL CORTO PLAZO.

De acuerdo a los objetivos planteados en la tesis, se ha revisado el concepto de la Gestión de la Demanda, en el sentido que es una herramienta útil en la operación del sistema eléctrico y genera competencia en el mercado eléctrico. Los incentivos de precio y cantidad son válidos para la demanda y funcionan juntos en muchos casos.

En base a lo analizado, la demanda a gestionar por su mayor impacto y operación son los usuarios libres, quienes si tienen libertad de contratación, son mucho más conscientes sobre la modificación de su consumo respecto al precio y tiene mayor poder de negociación a través de los suministradores: generadores y distribuidores.

Asimismo, dentro de los programas de Gestión de demanda, para dar una respuesta rápida y eficiente a las necesidades del sistema eléctrico peruano en situaciones de emergencia en el corto plazo. Se ha concluido que se requiere una Gestión de demanda basada en incentivos de cantidad a ser requeridos por el operador del sistema, el cual actuaría como el ente que gestiona de la demanda de los usuarios libres.

Con lo expuesto anteriormente, se considera que una propuesta de incentivos es necesaria en pro de la mejora de la competencia y la confiabilidad de la operación del SEIN, por lo tanto a continuación se expone como propuesta los cambios necesarios para la Gestión de Demanda en el sector eléctrico peruano en el corto plazo.

6.1 Cambio en el marco normativo

De acuerdo a la publicación de la CTE (1998) la regulación debe reunir ciertas condiciones de eficiencia y equidad que permitan la adecuada operación de las actividades del sector, como los siguientes tres principios:

- **Neutralidad:** Implica que cada cliente debe pagar lo más exactamente posible el costo que él ocasiona en el sistema eléctrico.

- **Equidad:** Stricto sensu, consiste en evitar discriminaciones injustificadas. Todos los clientes con las mismas características de utilización pagarán el mismo precio o, en el caso de sistemas tarifarios con opciones, a todos se les ofrecerá las mismas oportunidades.
- **Eficacia:** Se refiere a la virtud de las tarifas para contribuir al objetivo de eficiencia económica, es decir, para orientar a los usuarios en la utilización racional de la energía eléctrica y lograr a través de ello una eficiente asignación de recursos tanto al interior del sector eléctrico como en el resto de la economía

Dado que la demanda por energía no es constante, y que la infraestructura no puede construirse ni expandir su capacidad de manera inmediata, la inversión debe planearse para cubrir los niveles máximos de demanda a largo plazo. Por tanto, el diseño de tarifas debe ser tal que estimule tanto el desarrollo de la inversión necesaria para mantener la atención confiable de la demanda en todo momento a lo largo del tiempo, como la utilización eficiente de la infraestructura disponible en el corto plazo. Así las cosas, la estructura tarifaria debe diseñarse de manera que las señales a la demanda mantengan niveles óptimos de utilización y garanticen además que la inversión se desarrolle a los niveles adecuados de capacidad y confiabilidad, al menor costo posible. Deben cubrirse tanto los costos fijos de inversión de largo plazo como los costos de operación, de manera simultánea y en forma eficiente, para garantizar que se cumpla con los principios de eficacia.

La propuesta considera un cambio en el marco normativo, para que la gestión de la demanda sea una medida de corto plazo que busque la confiabilidad del sistema, el uso eficiente de la infraestructura y la generación. De acuerdo al análisis realizado, se tiene que el programa de gestión de la demanda de mayor interés es el de incentivo de cantidad de demanda interrumpible y de carácter voluntario, por lo cual el mecanismo propuesto es la subasta para asegurar que las empresas compitan por este derecho o exclusividad y prevalezca el agente que ofrezca las mejores condiciones.

Por ejemplo, el mercado de capacidad de Nueva Inglaterra permite la participación de programas de respuesta de la demanda en las subastas de capacidad del FCM (Forward Capacity Market), bajo un procedimiento previo de calificación y verificación de la posibilidad de reducción de la demanda en los períodos requeridos por el sistema. Estos recursos pueden ser activos, es decir, recursos despachables que responden a las órdenes del despacho diario, o pasivos, que pueden proveer reducciones de demanda durante períodos horarios específicos establecidos con suficiente anticipación.

De acuerdo a lo expuesto anteriormente y los resultados de la metodología de análisis implementada, la propuesta considera los siguientes cambios en el marco regulatorio:

a) Implementación de la gestión de demanda interrumpible a través de subastas – dirigido a usuarios libres

Este programa de gestión de la demanda tiene como objetivo dar una respuesta rápida y eficiente a las necesidades del sistema eléctrico en situaciones de emergencia. Básicamente, consiste en reducir la potencia activa demandada por el usuario libre hasta el valor de potencia requerida. Este servicio se activa en respuesta a una orden de reducción de potencia dada por el Operador través del Sistema, que es quien lo gestiona, a los consumidores que sean proveedores de este servicio. Asimismo, para prestar el servicio deberá contar como mínimo con los siguientes requisitos:

- Estar conectado en el nivel de alta tensión
- Valor mínimo y máximo interrumpible en MW
- Tener los equipos necesarios para su desconexión, control y monitoreo
- No tener una actividad que incluya servicios básicos (por ejemplo, salud)
- Tiempo de respuesta desde instantánea a pre aviso
- Duración de interrupción de la demanda – máximo de horas al año.
- Retribución de pago cargo fijo de potencia y variable de energía, de acuerdo a los precios de la subasta
- Penalidades de incumplimiento con multas del 20% de lo que hubiera percibido.

Asimismo, cabe recalcar que la gestión de demanda interrumpible se aplicara para casos de contingencia previstos de déficit y congestión y no de fallas fortuitas del sistema.

b) Retribución del servicio

La retribución del servicio de Gestión de Demanda Interrumpible estará constituida por dos términos, uno fijo asociado a la disponibilidad de potencia y otro variable asociado a la ejecución efectiva de la orden de reducción de potencia. El usuario libre recibirá una retribución mensual asociada a la disponibilidad de potencia correspondiente a una doceava parte de la cantidad resultante de multiplicar la cantidad de potencia expresada en MW adjudicada en la subasta, por el precio resultante de la misma en S//MW. Y cuando se ejecute su retribución estará asociada a la ejecución de la potencia reducida de demanda y el precio indexado.

A continuación en la Tabla 6-1, se presenta un cálculo grueso del beneficio que le produciría al participante de la Gestión de Demanda Interrumpible, considerando el costo de la unidad marginal (Unidad Turbo gas) que hubiera sido cubierto por la cantidad reducida. Este beneficio en energía aumentará si la reducción es por un tiempo mayor a una hora.

Tabla 6-1 Cálculo de beneficio por Gestión de Demanda Interrumpida

| CENTRAL TERMOELECTRICA | TASA aprox | Moneda Extranjera Miles USD | Moneda Nacional Miles USD | TOTAL Miles USD |
|---|------------|-----------------------------------|---------------------------------|--------------------|
| Precio aproximado de central Turbo gas - considerando revista GTWH | | 50 000.00 | | 50 000.00 |
| Repuestos iniciales | 2.50% | 1 250.00 | | 1 250.00 |
| Transporte y Seguro Marítimo | 4.00% | 2 000.00 | | 2 000.00 |
| Gastos de desaduanaje | 0.80% | | 8.80 | 8.80 |
| Transporte local | | | 200.00 | 200.00 |
| Montaje electromecánico | | 600.00 | 900.00 | 1 500.00 |
| Pruebas y puesta en marcha | | | 400.00 | 400.00 |
| Supervisión | | 300.00 | 400.00 | 700.00 |
| Adquisición de terreno (incluye sub estación) | | | 200.00 | 200.00 |
| Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación) | | | 100.00 | 100.00 |
| Obras civiles | | | 1 500.00 | 1 500.00 |
| Gastos Generales | | | 1 200.00 | 1 200.00 |
| Intereses | | | 350.00 | 350.00 |
| Costo Total de Inversión de la Central Termoelectrónica (CT _{CT}) | | 54 150.00 | 5 258.80 | 59 408.80 |

| CONEXIÓN ELECTRICA | TASA | Moneda Extranjera Miles USD | Moneda Nacional Miles USD | TOTAL Miles USD |
|---|-------|-----------------------------------|---------------------------------|--------------------|
| Costos de inversión en suministros | | 2 300.00 | | 2 300.00 |
| Transporte y Seguro Marítimo | 4.00% | 92.00 | | 92.00 |
| Gastos de desaduanaje | 0.80% | | 19.14 | 19.14 |
| Transporte local | | | 20.00 | 20.00 |
| Obras civiles | | | 40.00 | 40.00 |
| Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local | | | 140.00 | 140.00 |
| Supervisión | | | 50.00 | 50.00 |
| Gastos Generales | | | 25.00 | 25.00 |
| Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CT _{CE}) | | 2 392.00 | 294.14 | 2 686.14 |

| ANUALIDAD DE LA INVERSION | | | | |
|---|--------|-----------------|-----------------|-----------------|
| CENTRAL TERMOELECTRICA | | Miles USD / año | Miles USD / año | Miles USD / año |
| Vida Útil (años) | 20 | | | |
| Factor de Recupero de Capital | 13.39% | | | |
| Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Central Térmica | | 7 249.54 | 704.04 | 7 953.58 |

| CONEXIÓN ELECTRICA | | Miles USD / año | Miles USD / año | Miles USD / año |
|--|--------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Vida Útil (años) | 30 | | | |
| Factor de Recupero de Capital | 12.41% | | | |
| Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Conexión Eléctrica | | 296.95 | 36.52 | 333.47 |

| Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento | | | | |
|---|--|-----------------|-----------------|-----------------|
| Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento | | Miles USD / año | Miles USD / año | Miles USD / año |
| Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento | | 10.50 | USD / kW-año | |

| Anualidad de la Inversión de la Unidad de Punta | | | | |
|---|-----------------|---------------|--------------|--|
| Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar | | 51.07 | USD / kW-año | |
| Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Efectiva | | 51.07 | USD / kW-año | |
| Precio por Potencia | | 64.03 | USD / kW-año | |
| Precio Potencia en soles | | 222.26 | S/ / kW-año | |
| Capacidad de la unidad de Punta | | 204.27 | MW | |
| Potencia Efectiva (P _{EF}) | | 204.3 | MW | |
| Factor de Ubicación | | 1.0000 | | |
| Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema (MRFO) | | 21.00% | | |
| una TG | | 3.50% | | |
| Maxima Demanda anual 2016 | | 6809 MW | | |
| % de la maxima demanda a interrumpir al año | | 3% | | |
| Costo Energía Maximo | | 60 S/MWh | | |
| factor mensual | | 0.0791 | | |
| | | 17.22 | S/kW-mes | |
| Para una empresa que subasto 100MW en 1 mes | | | | |
| Interrupción 1 hora en el mes | Beneficio poder | 1,721,569.92 | soles | |
| | Beneficio ener | 20,400.00 | soles | |
| | | 1,741,969.92 | | |
| tc= 3.40 | | | | |
| | al año | 20,903,639.09 | soles | |

Ley de Concesiones Eléctricas (Art 70)
Tasa de actualizac 12%
Reglamento de la Ley de Concesiones (Art 126)
Vida Útil Generado 20
Vida Útil Conexión 30

10% de los trabajos

c) Determinación del Universo de Usuarios Libres

Para determinar el universo de Usuarios Libres para la gestión de la demanda elegido se ha realizado una evaluación de diferentes alternativas de cantidad y su magnitud de demanda de los Usuarios Libres. Para este cálculo se ha tomado como muestra la información disponible del número de Usuarios Libres al mes de enero de 2010, donde se observa que se tenía en el SEIN una cantidad de 213 Usuarios Libres, cuyo listado se muestra en el Anexo IV.

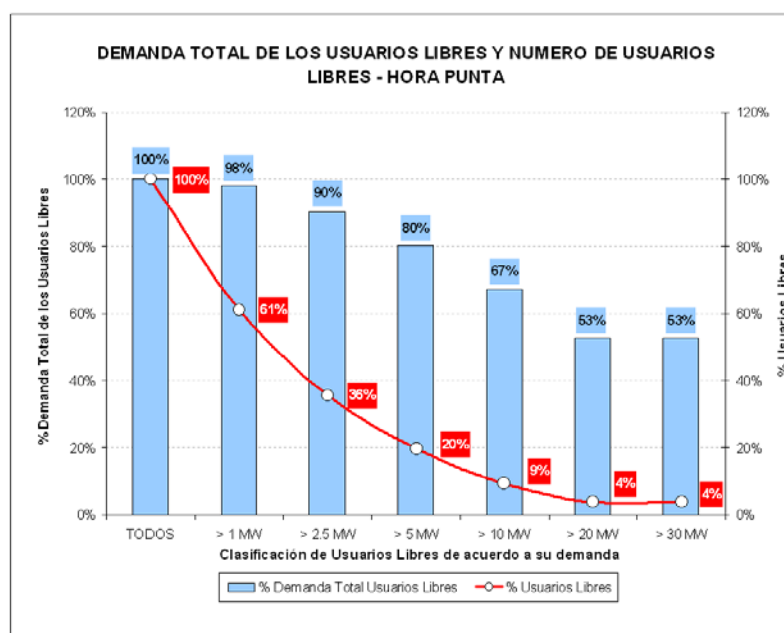
Sobre la base de esa información (véase Tabla 6-2) se determinó la magnitud y porcentaje de demanda total de los Usuarios Libres con carga mayor a 1 MW, 2.5 MW, 5 MW, 10 MW, 20 MW y 30 MW. Estos cálculos se realizaron para periodos de Hora Punta y Hora Fuera Punta y se obtuvo los siguientes resultados:

Tabla 6-2 Usuarios Libres en el SEIN

| Usuario Libres (UL) | HORA PUNTA | | | | | | |
|-----------------------|------------|--------|----------|--------|---------|---------|---------|
| | TODOS | > 1 MW | > 2.5 MW | > 5 MW | > 10 MW | > 20 MW | > 30 MW |
| Número UL | 213 | 130 | 76 | 42 | 20 | 8 | 8 |
| Demanda Total UL (MW) | 1201 | 1175.7 | 1084 | 963.9 | 805.7 | 632.6 | 632.6 |
| % Número UL | 100.0% | 61.0% | 35.7% | 19.7% | 9.4% | 3.8% | 3.8% |
| % Demanda Total de UL | 100.0% | 97.9% | 90.3% | 80.2% | 67.1% | 52.7% | 52.7% |

| Usuario Libres (UL) | HORA FUERA PUNTA | | | | | | |
|-----------------------|------------------|--------|----------|--------|---------|---------|---------|
| | TODOS | > 1 MW | > 2.5 MW | > 5 MW | > 10 MW | > 20 MW | > 30 MW |
| Número UL | 213 | 157 | 94 | 52 | 22 | 11 | 9 |
| Demanda Total UL (MW) | 1420.3 | 1401.0 | 1298.2 | 1152 | 951.5 | 783 | 737.5 |
| % Número UL | 100.0% | 73.7% | 44.1% | 24.4% | 10.3% | 5.2% | 4.2% |
| % Demanda Total de UL | 100.0% | 98.6% | 91.4% | 81.1% | 67.0% | 55.2% | 51.9% |

Figura 6-1 Demanda Total y Número de Usuarios Libres



Fuente: COE y Elaboración propia

Para establecer el universo de Usuarios Libres, en lo posible, se debe considerar el menor número de Usuarios Libres, lo que permitirá una mejor coordinación de parte del Coordinador del SEIN con los usuarios. Una cantidad numerosa de estos usuarios, podría originar que no sea posible monitorearlos o que el Coordinador desatienda sus otras funciones.

Sin embargo, considerar el criterio anterior originará que se obtenga una menor magnitud de la carga disponible a racionar de los Usuarios Libres, es decir a menor número de Usuarios Libres considerados, menor será la carga disponible a racionar. Por este motivo, el número de Usuarios Libres seleccionados deberá ser un valor que represente la menor cantidad de Usuarios Libres y que no origine una disminución grande de la magnitud de carga disponible a ser interrumpida.

También, se debe tener en cuenta que si seleccionamos a los Usuarios Libres cuya demanda sea muy pequeña, implicará que se obtenga valores mucho más pequeños de la carga a racionar, los que podría no ser significativo con respecto al déficit total del

SEIN. Por este motivo un criterio adicional para determinar el universo de usuarios, es que la demanda del Usuario Libre no debe ser muy pequeña.

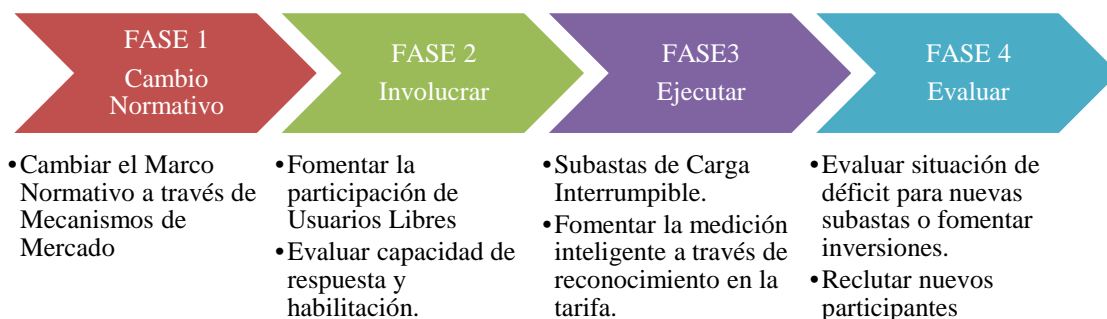
Por otro lado, el racionamiento que se presente en el tiempo real será originado principalmente por eventos fortuitos o fallas en el SEIN, lo que no permitirá disponer de mucho tiempo para que el Coordinador del SEIN y los suministradores, realicen las coordinaciones respectivas con los Usuarios Libres. Esto implica que para establecer en tiempo real se debe considerar el menor número posible de Usuarios Libres. Con estas consideraciones y con las alternativas planteadas se determina lo siguiente:

- Usuarios libres mayor o igual a 2.5 MW.
- En la Reprogramación de la Operación del Sistema y el Tiempo Real se seleccione sólo a aquellos Usuarios Libres cuya demanda registrada sea mayor o igual a 10 MW.

6.2 Esquema de Implementación de la Propuesta

El esquema de implementación de la Propuesta considera las siguientes fases que se observan en la figura 6-2, que consideran el cambio normativo requerido, el involucramiento del usuario libre y la posterior evaluación del funcionamiento de lo propuesto.

Figura 6-2 Esquema de Implementación de la Propuesta



Fuente y elaboración propia.

La propuesta recoge que la implementación del Programa de Gestión de Demanda Interrumpible será adecuada como una medida de corto plazo a ser ejecutado por los usuarios libres ante déficit de la generación y congestión de las redes de transmisión.

Cabe mencionar que el alcance de la tesis no incluye la implementación del programa de gestión de demanda elegido.

7. CAPÍTULO VII: CONCLUSIONES

- La tesis concluye en una propuesta de creación de incentivos para la Gestión de la Demanda Eléctrica en el corto plazo basados en incentivos de cantidad, lo cual permite la participación de la demanda de los usuarios libres en el mercado eléctrico peruano para dar confiabilidad y competencia en el mercado eléctrico.
- Se analizó la situación actual de la participación de la demanda, concluyéndose que la demanda no responde a la gestión de demanda actual debido a la falta de incentivos. Las limitaciones existentes que se identificaron por la falta de cambios normativos que incentiven la participación de la demanda.
- Los programas de la Gestión de la Demanda en el corto plazo implementados en otros países se basan en incentivos de cantidad y precio varía de país a país con déficit de oferta. Sin embargo debido a la facilidad de implementación se ha observado que los programas basados en incentivos de mayor implementación son las tarifaciones horarias del programa TOU, mientras que los programas basados en incentivos basados en cantidad son el Control Directo de Carga y Oferta – Compra de demanda interrumpible.
- La Gestión de la Demanda es una herramienta útil en la operación del sistema eléctrico en el Corto Plazo y genera competencia en el mercado eléctrico, siempre y cuando la demanda se vea incentivada a través de los programas de gestión de demanda basados en incentivos de precio y cantidad.
- Asimismo, se identificó a los usuarios libres con mayor participación son del área industrial y manufacturera, dado que son los que poseen mayor capacidad de respuesta ante los incentivos de precio y cantidad que ofrece la gestión de la demanda.

- El desarrollo de la propuesta de creación de Incentivos para la Gestión de la Demanda Eléctrica en el Perú, ha considerado a los usuarios libres en alta tensión debido a su capacidad de negociación y respuesta de demanda al poseer mayor cantidad de consumo.
- De acuerdo al análisis prospectivo, se concluye que es el programa de Gestión de Demanda en base a incentivos de cantidad, así como de participación voluntaria, es el cual tendría mejor aceptación por parte de los actores involucrados en el mercado eléctrico..
- El análisis de administración del riesgo concluyó que los principales riesgos a mitigar eran las imprecisiones normativas y la inadecuada información de entrada, con lo cual las medidas de mitigación de riesgo se ven encaminadas al cambio del marco normativos para la creación de incentivos a la demanda y que esta a su vez obedece a una medida política de corto plazo ante situaciones de recesión o depreciación del ciclo económico.
- Asimismo, la propuesta de Gestión de Demanda basado en el incentivo de cantidad requiere de un cambio normativo que otorgue facilidades para la participación de los usuarios libres a través el reconocimiento de costos por participar en la gestión de demanda a través del mecanismo de subasta.

ANEXOS

ANEXO I

EXPERIENCIA INTERNACIONAL

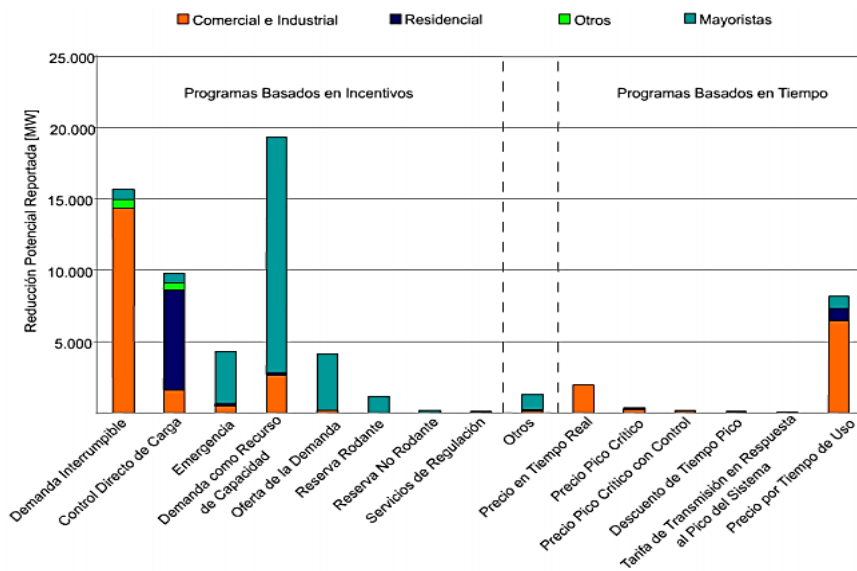
En Estados Unidos

Se implementó a mediados de los ochenta y a finales de la década de 1990, la financiación de los beneficios públicos había surgido como la más importante nueva política de apoyo a la eficiencia energética. Cada estado (18 en total) inició programas de eficiencia energética que continúan operando hasta hoy.

El nivel de financiamiento requerido a través de estos 18 estados varía de USD0.00003 a USD 0.003 por kWh. Los gastos anuales combinados superaban los USD900 millones y los ahorros anuales incrementales son casi 2.8 millones de MWh. Las estimaciones de costo-efectividad de nueve de los estados más activos muestran que los programas, en conjunto, son muy rentables con una relación mediana de costo/beneficio en el rango de 2,1 a 2,5 (Kushler. M. and York, D. 2004).

Uno de los primeros programas implementados es el de Sacramento Residential Peak Corps en California, que fue iniciado en 1979. Este programa proporciona el recorte de pico y el desplazamiento de carga a través del ciclo remoto de acondicionadores de aire centrales durante tardes de verano seleccionadas y a cambio, los miembros de Peak Corps reciben descuentos en sus facturas de electricidad de junio a septiembre. Los participantes reciben entre USD2.50 y USD5.00 descuentos en sus facturas mensuales, además reciben un ahorro adicional de hasta USD3.00 cada día que su acondicionador de aire se pone en marcha.

El Congreso de EEUU requirió a la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) que desarrolla un proceso de tres etapas que se describe "Respuesta a la Demanda del Sector Eléctrico". El proceso de tres etapas comenzó con la Evaluación Nacional, la cual fue presentada al Congreso en junio de 2009. Según un informe² presentado por la FERC (2012), la capacidad de la demanda para disminuir el pico en el consumo de energía eléctrica en Estados Unidos ha venido en aumento. De forma puntual como se observa en la Figura 3.1, en el 2012 se presentó un aumento del 25% en la capacidad de reducción de la demanda con respecto al 2010, al pasar de una disponibilidad de reducción de 53.065 MW a 66.351 MW.



Capacidad de reducción con respecto al Pico Reportada por Tipo de Usuario y Programa – EEUU-FERC

² Assessment of Demand Response and Advanced Metering, Federal Energy Regulatory Commission FERC -2013

Por otro lado, en el mismo informe se determinó que son cuatro los programas principales de participación de la demanda y abarcan más del 80% de la capacidad de reducción de demanda. Estos son: Demanda como Recurso de Capacidad, Demanda Interrumpible, Control Directo de Carga y Precio por Tiempo de Uso, aportando el 29%, 24%, 15% y 12%, respectivamente. La figura 3.1-2 presenta información de la capacidad de reducción de la demanda, con respecto al pico, según el tipo de usuario y programa.

En Canadá

En Canadá, en la provincia de Alberta, la empresa Edmonton Power ofrecía a sus clientes distintos tipos de tarifas especiales:

- Consumo en tiempo (fija): tarifa fija en horas valle y punta en función de la hora del día y del mes. Estas tarifas influyen en la demanda pico.
- Consumo en tiempo (variable): similar a la anterior, pero incluyendo una referencia al precio de tiempo real.
- Tarifa en tiempo real: refleja el precio del kWh en cada momento.

Asimismo, otro proyecto de eficiencia energética en Jasper (Alberta), lanzado por Atlanta Power, supuso un esfuerzo a nivel de la comunidad para reducir la demanda eléctrica, con la intención de evitar incrementos de capacidad. Tanto en el sector comercial como en el doméstico, se realizó una agresiva campaña de marketing, para instalar productos eléctricos eficientes (hasta en el 73% de los clientes domésticos y el 53% de los comerciales). Se superó el objetivo de reducción de 2 MW de potencia.

En Reino Unido

Por su parte, Gran Bretaña – Reino Unido, cuenta con distintos programas basados en la modalidad Precio por Tiempo de Uso, entre los cuales se destacan: Economy 7 (tarifas bajas durante 7 horas por las noches), Economy 10 (tarifas bajas durante 10 horas fuera de pico) y Dynamic Teleswitching (cortes de carga dinámicos). No obstante, un gran

número de proveedores buscan ofrecer nuevos programas basados en la modalidad Precio Pico Crítico, con los cuales conseguir una mayor participación de los usuarios residenciales, gestionada por contratos especiales hechos por Agregadores.

Los Agregadores de demanda se aseguran los compromisos de empresas de todo el país para reducir su consumo eléctrico. Las empresas agregadoras como Flexitricity, Kiwi Power u Open Energi han ganado terreno desde que el Reino Unido lanzó una campaña promocional para concienciar a las empresas sobre los beneficios comerciales de gestionar la demanda.

Más allá de esto, los esfuerzos recientes, se han centrado en la inclusión de medidores inteligentes en sus redes y en estudiar la forma en que los usuarios responden a las señales de consumo de energía. Particularmente, entre los años 2007 y 2010, se realizó un importante proyecto denominado Energy Demand Research Project (EDRP). El objetivo del proyecto era evaluar la respuesta de los consumidores ante distintas estrategias propuestas, relacionadas con la información que recibían los usuarios sobre sus hábitos de consumo y el precio de la energía, incorporándose más de 60.000 hogares y más de 18.000 medidores inteligentes en el estudio. Entre las estrategias implementadas se encontraban: mayor información sobre el consumo para los usuarios, una facturación más frecuente, consejos de eficiencia energética e instalación de medidores inteligentes. Los resultados del estudio muestran que la forma en que se presentan las señales de precio a los usuarios influye en su comportamiento.

Particularmente, se comprobó que ante la ausencia de medidores inteligentes, no se presentaron reducciones significativas en el consumo. En contraste, aquellos hogares que contaban con medidores inteligentes presentaban ahorros significativos, alcanzando porcentajes hasta del 11% de reducción en su consumo, y, desplazamientos de consumo de cerca del 10% del valor pico de demanda. Adicionalmente, los resultados del proyecto muestran que suministrar a los usuarios consejos sobre un uso eficiente de la energía, podría lograr reducciones anuales en los consumos superiores al 5%.

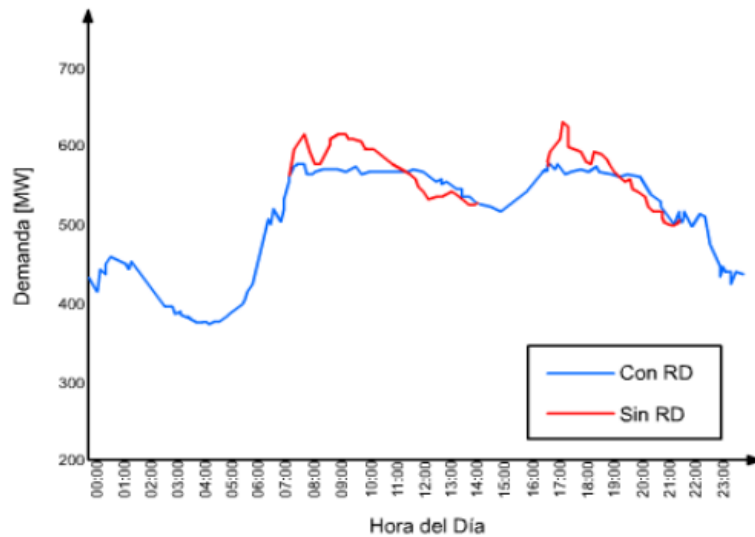
En Francia

En Francia, la compañía EDF tiene lo que actualmente es el mayor programa de precios critical-peak CPP en operación (10 millones de clientes). Bajo el concepto de “Programa Tempo”, se utilizan señales intuitivas sencillas (días rojos, blancos y azules) para comunicar los días de precio critical-peak. La experiencia de estos programas indica que doblar el precio on-peak conlleva reducciones de carga peak superiores al 20%. La elasticidad del precio ha sido medida normalmente al 30% (un incremento en el precio del 15% produce una reducción del consumo del 5%).

Existe además se realizó acuerdo ADEME-EDF (Agencia Francesa de Energía y Medioambiente y grupo Électricité de France) en 1993, que cubría siete áreas: gestión de la demanda, eficiencia energética, transporte, acciones internacionales, energías renovables, estudio de prospectiva y desarrollo de metas. El total del presupuesto para tres años era de 86 millones de euros, de los cuales 18 millones van íntegramente destinados a actividades de eficiencia energética en el lado de la demanda.

En Nueva Zelanda

El sector residencial de Nueva Zelanda consume solo el 33% de la energía eléctrica generada, y sin embargo, contribuye con cerca del 54% de la demanda presente durante las horas pico. Lo anterior, sumado a las limitaciones técnicas y el envejecimiento de las redes de transmisión, ha originado el fortalecimiento de los programas de GDE a nivel doméstico.



Efecto del Control Directo de Carga al Sur de Nueva Zelanda

Las empresas distribuidoras de energía ofrecen a sus clientes residenciales programas de Control Directo de Carga y actúan como intermediarias entre estos y el operador del sistema de transmisión. Los usuarios que participan en estos programas reciben un 11% de descuento en su factura mensual.

En China

La gestión del lado de la demanda en el sector de la electricidad se introdujo por primera vez en China a principios de los años noventa, cuando había un creciente reconocimiento de los problemas energéticos y ambientales derivados del aumento del consumo de electricidad impulsado por el rápido crecimiento económico. Actividades dirigidas a satisfacer las cargas máximas desde los años setenta. Inicialmente, la respuesta a la demanda y la gestión de la carga, en lugar de la eficiencia energética, se consideraban una forma sistemática de equilibrar el desarrollo económico, ambiental y social. En el 2010, el gobierno publicó la Guía sobre el Reglamento de Manejo de la Demanda de Electricidad y en los últimos años, se han incluido precios por tiempo de uso, con grandes diferencias entre las tarifas de hora pico y la de hora valle, sistemas de compensación por disminución del consumo durante horas pico, además de los avances en temas de almacenamiento durante las horas valle y los esfuerzos de la industria en el desplazamiento de carga.

En Finlandia

Fingrid es el operador del sistema eléctrico finlandés. Los consumidores industriales aportan servicios de **interrumpibilidad** y otros a este operador del sistema. Las cargas desconectables son utilizadas como reservas en el caso de que se produzca alguna situación de desequilibrio en la red. Los participantes eligen aquellas cargas cuya desconexión no interrumpa significativamente sus operaciones normales. La desconexión de cargas también se utiliza como un plan de protección en periodos de puntas de carga o para relajar la capacidad de producción del sistema.

También, los clientes participan en el mercado gestionado por el operador del sistema aportando **servicios automáticos de control de frecuencia** (como reserva para desequilibrios momentáneos) y **servicios de seguridad del sistema** (como reserva rápida para solución de averías). Fingrid es la responsable de mantener en todo momento una reserva de capacidad dentro de todo el sistema nórdico. Hasta el momento, el banco de reservas posee una capacidad de 700 MW, de los cuales 330 MW son cargas interrumpibles de 5 compañías industriales. El sistema está operando desde 1998, y se han obtenido buenos resultados.

Los programas de gestión de la demanda constituyen mecanismos que implementan las empresas distribuidoras y comercializadoras para desarrollar actuaciones de información al consumidor y fomentar la introducción de nuevos equipos para, o bien tratar de modificar la curva de carga, o bien obtener un ahorro de energía. Dichos programas son autorizados por la administración, y están basados en incentivos económicos o desgravaciones fiscales a empresas y consumidores, que son recabados a partir de las tarifas eléctricas, desgravaciones fiscales o subvenciones provenientes de los presupuestos generales del Estado.

En Australia

En el oeste de Australia, Western Power dispone del Smart Power, un innovador sistema de tarifas multihorarias (time-of-use) para los clientes residenciales. Inicialmente tenía una estructura de precios estacionales, con cuatro precios diferentes

de energía dentro de cada estación. Ofrecía precios para periodos de punta elevada, de punta, de llano y de valle. Actualmente, los clientes disponen de un mayor surtido de precios, y pueden controlar su recibo de electricidad modificando el uso de los electrodomésticos de sus viviendas, los sistemas de acopio de agua caliente, las bombas de las piscinas o las bombas reticulares para aprovecharse de los precios fuera de punta, más baratos, consiguiéndose un ahorro en los costes de hasta un 30%. En el mercado nacional de energía de Australia(NEM) la demanda y el suministro están siendo continuamente emparejados mediante un modelo de despacho centralizado, en definitiva los generadores cada treinta minutos actualizan el precio al cual están vendiendo la energía, en este mercado, en el cual la carga puede entrar en el NEM, son necesarios los agregadores para poder negociar contratos que protejan a los consumidores o generadores minoristas frente a las posibles alzas de precios que se puedan presentar en el mercado de energía en tiempo real.

En Brasil

En Brasil, se han aplicado tarifas por tiempo de uso (TOU) desde los años ochenta a grandes consumidores. Sin embargo, recientemente la agencia reguladora del sistema eléctrico de Brasil ANEEL, remitió la resolución N° 464 de 2011 con el ánimo de enviar señales económicas a pequeños usuarios conectados a redes de baja tensión, a través de la tarifa. Las dos principales estructuras tarifarias, relacionadas, son las denominadas White Tariff (WT) y la Tariff Flag (TF).

La WT ofrece a sus participantes tres precios distintos a lo largo del día relacionado con el nivel de consumo, esto es, se ofrecen precios elevados para las horas de mayor demanda, precios bajos en horas de bajo consumo y precios intermedios para las demás horas del día. Por su parte, la TF envía señales económicas a sus participantes con una resolución mensual, que se calculan con base en el precio de la energía en tiempo real y cargos en el servicio asociados a la seguridad del suministro. Sin embargo, la tarifa blanca sólo comenzará a valer cuando las distribuidoras sustituyan los medidores electromecánicos de energía por los electrónicos, asunto que está en estudio en ANEEL.

ANEXO II

PROTOCOLO DE ENCUESTA

Encuesta sobre la Gestión de la Demanda hacia Usuarios Libres

La Gestión de la Demanda es una herramienta útil en la operación del sistema eléctrico y genera competencia en el mercado eléctrico. Siempre y cuando la demanda se vea incentivada a través de los programas de gestión de demanda ya sea incentivado por el mercado o por el sistema. La siguiente encuesta tiene como objetivo conocer si los Usuarios Libres se encuentran interesados en la Gestión de la Demanda.

1. ¿A qué actividad económica se dedica su empresa?

Marca solo un óvalo.

- Generación
- Usuario Libre
- Distribuidor

2. (si es usuario libre) ¿Con que frecuencia realiza su empresa rechazos de carga ?

Marca solo un óvalo.

- Siempre
- Casi siempre
- Muy poco
- Nunca

3. (si es generador o distribuidor) ¿Con que frecuencia realiza rechazos de carga sobre sus usuarios libres?

Marca solo un óvalo.

- Siempre
- Casi siempre
- Muy poco
- Nunca

4. ¿Considera conveniente cambios regulatorios para que la demanda participe en el mercado eléctrico?

Marca solo un óvalo.

- Si
- No

5. ¿Cual de los siguientes incentivos cree Ud que la demanda sería el adecuado?

Marca solo un óvalo.

- Incentivos de Cantidad: Subastas de Suministro Interrumpible
- Incentivos de Tarifas Variables, (críticos o en tiempo real)

6. ¿Como debe participar la demanda en la operación del sistema?

Marca solo un óvalo.

- Voluntariamente
 Obligatoriamente

7. Que tan influyentes son los siguientes actores

Selecciona todos los que correspondan.

| | Distribuidor | Generador | Usuario Libre |
|-----------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|
| Si ud es generador | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| Si ud es distribuidor | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| Si ud es usuario | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |

8. Que tan influyentes son los siguientes incentivos

Selecciona todos los que correspondan.

| | Incentivo de Precios | Incentivos por Cantidad | participación voluntaria de la demanda | participacion obligatoria |
|-----------------------|--------------------------|--------------------------|--|---------------------------|
| Si ud es generador | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| Si ud es distribuidor | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| Si ud es usuario | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |

9. (si es usuario libre) Que riesgos tendría la demanda para participar en la gestión de la demanda e indique su valoración.

ANEXO III

CAMBIOS EN EL MERCADO ELECTRICO A RAIZ DE LA PUBLICACION DE LA LEY 28832

A continuación, consignamos un breve resumen de los principales cambios en la estructura del mercado eléctrico a raíz de la publicación de la LGE, así como sobre la normativa complementaria que debió emitirse para cubrir los vacíos y deficiencias de ésta:

Subastas o licitaciones

Mecanismo creado por la LGE, con el propósito de asegurar el abastecimiento oportuno y eficiente de energía eléctrica para el mercado regulado, a través de un mecanismo de fijación de precios que se obtiene del promedio ponderado de las licitaciones lanzadas por los propios distribuidores, que dan lugar a contratos de largo plazo (hasta 10 años) a precios firmes; y las tarifas reguladas.

Respecto a las mencionadas licitaciones, son los propios distribuidores quienes definen las condiciones comerciales, volúmenes a contratar, perfiles de carga, punto de entrega, etc; aprobando OSINERGMIN los lineamientos para la elaboración de las bases y las propias bases; y fijando un precio máximo para las dichas licitaciones.

Dado que la obligación de los distribuidores de licitar el suministro de su mercado regulado se genera con no menos de 3 años de antelación a la fecha en que requerirá la electricidad licitada, se generan oportunidades para (i) El desarrollo de nuevos proyectos de generación; (ii) Aprovechar las economías de escala; (iii) Promover la competencia por el mercado; y (iv) Asegurar el abastecimiento del mercado regulado.

Mejoras al marco de transmisión

Los cambios introducidos implicaron la que creación de un nuevo régimen para las Instalaciones de Transmisión que se ejecutaran a partir de la vigencia de la LGE, (de acuerdo a la LCE, las instalaciones de transmisión se clasificaban como instalaciones del Sistema Principal y del Sistema Secundario de Transmisión), según el cual las nuevas instalaciones se clasificarían en: (i) Instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión (SGT), compuesto por instalaciones de Muy Alta Tensión (138 kV o más) construidas mediante procesos de licitación; y, (ii) Instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión (SCT), compuesto

por instalaciones espontáneas ejecutadas vía licitación o por iniciativa de los propios agentes que sirven para un distribuidor, un generador o una demanda; y cuya remuneración es fijada por OSINERGMIN.

De otro lado, con la promulgación de la LGE se modificó la estructura remunerativa de la transmisión. Así, los precios de la nueva infraestructura del SGT es determinada en función a procesos de licitación o a costos eficientes definidos por OSINERG. (Primer Contrato tipo BOOT; Contratos posteriores tipo RAG; sólo se paga O&M + costo de reposición; mientras que los de la infraestructura del SCT se determinan sumando la Anualidad de Inversión (con 30 años de Vida Útil y la tasa de descuento de la LCE (12%)) con los costos de Operación y Mantenimiento (O&M). Los pagos de la transmisión se efectuarían sobre la base del aprovechamiento económico de la infraestructura.

Finalmente, se generó la obligación del COES de elaborar un Plan de Transmisión vinculante que sería aprobado por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), que permitiría la realización de licitaciones, promoviendo de esta manera las inversiones.

Acceso de Distribuidores y Grandes Clientes Libres al Mercado de Corto Plazo

De acuerdo a la LCE, en la cual únicamente los generadores tenían acceso al mercado de Corto plazo, la LGE permitió que las distribuidoras pueden acceder al mercado de corto plazo para atender los requerimientos de sus clientes libres; creó la categoría denominada Grandes Usuarios Libres, constituida por usuarios (clientes) libres individuales o agrupaciones de usuarios libres con más de 10 MW de potencia contratada (con obligaciones de constituir garantías).

Además de los cambios indicados en el párrafo precedente, la LGE modificó la estructura de la demanda en el mercado eléctrico. Así, tras la promulgación del Reglamento correspondiente, los usuarios tenían la opción de ser Cliente Libre si su demanda oscila entre 200 kW y 2,500 kW, sobre esta última cantidad, necesariamente es Cliente Libre, y bajo la primera, necesariamente regulado.

Normas Legales Complementarias a la Ley N° 28832

No obstante las mejoras al marco normativo del sector introducidas por la LGE, algunos fallos en el mercado evidenciaron la necesidad de efectuar modificaciones a la legislación vigente. Así, mediante el Decreto Legislativo 1041 y los Decretos de Urgencia se establecieron nuevos cargos, a ser añadidos al Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión (PCSPT). En su Resolución 053-2009-OS/CD, el OSINERGMIN aplicó esos nuevos cargos en

la Fijación Tarifaria iniciada en Mayo de 2009. A continuación, un breve resumen de las principales normas modificatorias al Régimen de la LGE:

Decreto Legislativo N° 1041:

Modificó el marco legal existente, con el propósito de corregir aspectos que no pudieron ser superados por la Ley 28832, ampliar el coeficiente de electrificación y apoyar la Electrificación Rural; incrementar la eficiencia energética del uso del gas natural en la generación, mitigar la elevación abrupta de los costos marginales eléctricos ante interrupciones en el transporte del gas natural desde Camisea; y viabilizar las inversiones en generación. Los cambios introducidos fueron los siguientes:

- En la LGE: Se modificó el artículo 8°, extendiendo los plazos de suministro en los contratos derivados de los procesos de licitación hasta veinte (20) años; el Artículo 26°: Asignada en su totalidad a la demanda (Usuarios) la compensación para remunerar las instalaciones del SGT.
- En la LCE: Se buscó asegurar la solvencia financiera de los inversionistas que obtengan una concesión definitiva para generación con Recursos Energéticos Renovables (RER), a través de un Informe Favorable emitido por una entidad Calificadora de Riesgo Calificada; y se vinculó el derecho a la remuneración mensual por Potencia Firme de las unidades termoeléctricas (a gas natural) con su seguridad en el suministro continuo y permanente de combustible.

Este Decreto dispone además, lo siguiente:

- Que en caso de congestión en el ducto principal de transporte, se prioriza el suministro de gas natural (de Camisea) hacia los generadores eléctricos, estableciendo mecanismos para la redistribución de la capacidad de transporte entre generadores y usuarios industriales, así como las compensaciones pertinentes.
 - Compensar a las unidades que cuenten con Servicio Firme de transporte de gas natural y a las unidades de generación que cuenten con capacidad dual de uso de combustible: gas natural y derivado de petróleo.
 - Incorporar en el peaje de transmisión (PCSPT22) las compensaciones y demás costos extraordinarios en que incurran las unidades generadoras para cumplir lo dispuesto por el DL 1041.

Decreto de Urgencia N° 037-2008:

Debido al crecimiento de la demanda mayor al previsto, a una previsible falta de capacidad para suministrar oportunamente gas natural para la generación eléctrica y a la necesidad de tomar medidas urgentes que evitasen o aminorasen un previsible racionamiento eléctrico, todo lo cual involucraba un incremento en los costos de generación eléctrica, dispuso las medidas a adoptar y la forma de distribuir los costos en los que se incurriese.

Estableció que las empresas generadoras con participación estatal contratasen los servicios de unidades de emergencia, a ser localizadas según estudios del COES. Dispuso que los costos totales de las unidades de emergencia, incluidos los financieros, se compensarían mediante un cargo adicional adicionado al peaje de transmisión, ponderado según tipo de consumidor final

Decreto de Urgencia N° 049-2008

Con igual finalidad a la del D.U. 037-2008, estableció complementariamente lo siguiente:

- Que los Costos Marginales de corto plazo se determinarían utilizando un sistema idealizado (Costos Marginales Idealizados), sin restricciones en el transporte de gas natural o en la transmisión eléctrica; así como un tope para los Costos Marginales, fijado por el MINEM;
- Incorporar al PCSPT los costos de operación que no pudiesen ser compensados por los Costos Marginales Idealizados, trasladando a los usuarios todo el costo que el D.L. 1041 había anteriormente establecido que serían pagados en partes iguales por la generación y la demanda (los usuarios).
- En proporción a su energía no contratada, asignar a las Generadoras los retiros sin contrato realizados por las Distribuidoras, valorizándolos a Precios en Barra de mercado regulado, disponiendo que sea en proporción a la energía firme eficiente anual menos sus ventas de energía por contratos. Los costos adicionales en que incurran las generadoras para cubrir los retiros sin contrato son trasladados al PCSPT.

Normativa sobre Energías Renovables

A partir de la promulgación del Decreto Legislativo N° 1002 (en adelante DL 1002), que promueve la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables, y su Reglamento, aprobado por el Decreto Supremo N° 050-2008-EM que aprueba el Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables, se ha buscado incentivar el desarrollo de una industria eléctrica más diversificada con la participación de Recursos Energéticos Renovables (en adelante RER), tanto a través de energías renovables convencionales (hidroelectricidad), como de no convencionales (energía solar, energía eólica, energía mini

hidráulica, energía geotérmica, biomasa, y energía mareomotriz), a efectos de lograr un cambio gradual de la matriz energética nacional.

Para tal efecto, se crearon subastas RER, concesiones tipo RER, beneficios tributarios como depreciación acelerada y recuperación anticipada del IGV, entre otros.

ANEXO IV

LISTADO DE USUARIOS LIBRES – COES (2010)

| ITEM | CLIENTES LIBRES | SUBESTACION | SUMINISTRADOR | DEMANDA HP (MW) | DEMANDA FP (MW) |
|------|--|--|---------------------|-----------------|-----------------|
| 1 | AGROINDUSTRIAS PARAMONGA (AIPSA), EMSEMSA, HUANCHAY | Paramonga Existente | CAHUA | 3.71 | 5.04 |
| 2 | COMPANIA MINERA ARGENTUM (ALPAMINA, CONCENTRADORA, COMPRESORA) | Morococha | CORONA | 5.44 | 7.90 |
| 3 | COMPANIA MINERA CAUDALOSA | Huancavelica | CORONA | 2.04 | 2.06 |
| 4 | IRL | Oroya Nueva | CORONA | 0.63 | 0.94 |
| 5 | SACOS PISCO | Independencia | CORONA | 1.13 | 1.38 |
| 6 | MINERA QUIRUVILCA | Centro | CORONA | 1.98 | 1.79 |
| 7 | CENTRO COMERCIALES DEL PERÚ (JOCKEY PLAZA) | Santa Rosa | CHINANGO | 8.36 | 8.88 |
| 8 | COMPANIA MINERA ANTAMINA, PUERTO ANTAMINA, SVC | Antamina, Puerto Antamina | EDEGEL | 72.78 | 78.65 |
| 9 | COMPANIA MINERA ARES | Callalli | SDF ENERGIA | 11.10 | 9.92 |
| 10 | COMPANIA MINERA BUENAVENTURA S.A. | Paragsha II | KALLPA | 6.37 | 8.62 |
| 11 | EQSA (INDUSTRIAS ELECTROQUIMICAS) | Chavarría - Barsi | EDEGEL | 0.77 | 0.74 |
| 12 | MOLYCOP-ADESUR | Santa Rosa | EDEGEL | 0.46 | 3.17 |
| 13 | REFINERIA DE CAJAMARQUILLA | Cajamarquilla | EDEGEL | 33.76 | 94.83 |
| 14 | SAN JACINTO | Santa Rosa | EDEGEL | 4.27 | 4.58 |
| 15 | SIDERURGICA DEL PERÚ | Chimbote 2 | EDEGEL | 11.75 | 43.43 |
| 16 | URBI PROPIEDADES, EX-INTERCORP (PROMOTORA INTERCORP) | San Juan | CHINANGO | 0.85 | 1.92 |
| 17 | GRAÑA Y MONTERO PETROLERA | Talara | EEPSA | 2.48 | 2.33 |
| 18 | REFINERIA TALARA - PETROPERU | Talara | EEPSA | 6.25 | 6.38 |
| 19 | CEMENTOS YURA | Charcani I | KALLPA | 6.15 | 18.19 |
| 20 | TECNOLOGIA DE ALIMENTOS S.A. (TASA) | Mollendo | EGASA | 0.09 | 0.11 |
| 21 | INDUSTRIAS CACHIMAYO S.A.C. | Cachimayo | EGEMSA | 1.44 | 23.50 |
| 22 | XSTRATA TINTAYA | Tintaya | ENERSUR, EGEMSA | 31.49 | 18.82 |
| 23 | BARRICK MILQUICHILCA (ALTO CHICAMA, PIERINA) | Trujillo Norte, Huallanca | EGENOR | 15.63 | 16.06 |
| 24 | CONSORCIO MINERO HORIZONTE | Huallanca | EGENOR | 4.63 | 5.66 |
| 25 | CREDITEX (TRUJILLO NORTE, HUACHIPA, ATE, PISCO) | Trujillo Norte, Santa Rosa, Independencia | EGENOR | 7.38 | 7.77 |
| 26 | KIMBERLY CLARK PERÚ (PUENTE PIEDRA, SANTA CLARA) | Chavarría - San Juan | EGENOR, COELVISAC | 8.03 | 7.38 |
| 27 | MARSA (MINERA AURIFERA RETAMAS) | Huallanca | EGENOR | 4.63 | 4.28 |
| 28 | MESSER GASES DEL PERÚ | Chimbote | EGENOR | | |
| 29 | CEMENTOS NORTE PACASMAYO | Guadalupe | EGENOR, KALLPA | 19.15 | 17.60 |
| 30 | MILPO S.A. (CERRO LINDO, MILPO) | Desierto, Derivación Milpo | EGENOR, TERMOSELVA | 9.21 | 13.93 |
| 31 | COOPER (MINERA PERÚ COOPER) | Oroya Nueva | ELECTROANDES | 0.17 | 0.13 |
| 32 | DOE RUN PERÚ | Alambrón, Mayupampa, Oroya, Planta de Zinc, Campo Armiño | ELECTROANDES, CAHUA | 11.99 | 14.38 |
| 33 | HUARÓN | Carhuamayo | ELECTROANDES | 4.87 | 5.58 |
| 34 | AATE - TREN ELÉCTRICO (AUTORIDAD AUTÓNOMA TREN ELÉCTRICO) | San Juan | ELECTROPERU | 0.15 | 0.14 |
| 35 | ACEROS AREQUIPA | Independencia | ELECTROPERU | 14.52 | 78.05 |
| 36 | CASTROVIRREYNA CIA. MIN | Huancavelica | ELECTROPERU | 1.90 | 2.11 |
| 37 | CHUNGAR | Paragsha II | ELECTROPERU | 1.02 | 4.24 |
| 38 | COMPANIA MINERA CASAPALCA | Antuquito | ELECTROPERU | 8.46 | 5.57 |
| 39 | COMPANIA MINERA SANTA LUISA | Vizcarra | ELECTROPERU | 0.45 | 1.41 |
| 40 | PRAXAIR | Independencia | ELECTROPERU | 2.96 | 5.11 |
| 41 | SAN IGNACIO DE MOROCOCHA | Condorcocha | ELECTROPERU | 0.03 | 5.30 |
| 42 | SOCIEDAD MINERA EL BROCAL | Carhuamayo | ELECTROPERU | 6.83 | 6.64 |
| 43 | VINCHOS | Paragsha II | ELECTROPERU | 0.86 | 0.99 |
| 44 | VOLCAN (OROYA NUEVA, PARAGSHA II) | Oroya Nueva, Paragsha II | ELECTROPERU | 44.45 | 22.50 |
| 45 | SOCIEDAD MINERA CERRO VERDE (MINA, OXIDOS) | Cerro Verde | ELECTROPERU, EGASA | 165.51 | 110.73 |
| 46 | CONENHUA | Huancavelica, Callalli | ELECTROPERU, EGEMSA | 10.26 | 11.01 |
| 47 | ALICORP | Chavarría - Barsi | ENERSUR | 9.98 | 4.93 |
| 48 | BANCO CONTINENTAL (SEDE CENTRAL) | San Juan | TERMOSELVA | 1.40 | 2.69 |
| 49 | RECORD (MANUFACTURAS DE METALES Y ALUMINIO RECORD) | Santa Rosa | ENERSUR | 0.04 | 0.19 |
| 50 | INDUSTRIAS DEL ESPINO | Tingo María | ENERSUR | 1.26 | 1.10 |

| ITEM | CLIENTES LIBRES | SUBESTACION | SUMINISTRADOR | DEMANDA HP (MW) | DEMANDA FP (MW) |
|------|---|--|-----------------------|-----------------|-----------------|
| 51 | MINERA BATEAS | Callalli | ENERSUR | 2.46 | 2.55 |
| 52 | MINERA SAN JUAN (HUANCHOR, SANTA ROSA) | Huanchor, Santa Rosa | ENERSUR | 0.40 | 0.19 |
| 53 | MIYASATO | Santa Rosa | KALLPA | 0.18 | 2.21 |
| 54 | PANASA (PAPELERA NACIONAL) | Paramonga Existente | ENERSUR | 7.77 | 5.48 |
| 55 | PERUBAR | Rosaura | ENERSUR | 0.29 | 0.33 |
| 56 | QUIMICA DEL PACIFICO- QUIMPAC (SEPAEX, OQUENDO) | Paramonga Existente, Chavarría | ENERSUR | 16.91 | 16.36 |
| 57 | SPCC - SOUTHERN PERÚ (MINA, FUNDICIÓN, REFINERIA) | Ilo1 | ENERSUR | 179.61 | 186.29 |
| 58 | TEXTIL PIURA | Piura Oeste | ENERSUR | 0.95 | 0.17 |
| 59 | TORRE WIESE | San Juan | ENERSUR | 0.52 | 0.69 |
| 60 | UNIVERSAL TEXTIL | Chavarría - Barsi | ENERSUR | 2.90 | 0.17 |
| 61 | UNIVERSIDAD DE LIMA | Santa Rosa | ENERSUR | 1.67 | 1.74 |
| 62 | VENA PERÚ (MINERA AZURE) | Azulcocha | ENERSUR | 0.04 | 0.05 |
| 63 | YAULIYACU, ISCAYCRUZ - LOS QUENUALES (UCHUCCHACUA, SAN MATEO, ANTUQUITO, CARLOS FRANCISCO, CASAPALCA NORTE) | Paragsha II, San Mateo, Antuquito, Carlos Francisco, Casapalca Norte | ENERSUR | 8.08 | 8.21 |
| 64 | MINERA RAURA | Paragsha II | ENERSUR, KALLPA | 2.00 | 3.24 |
| 65 | AGROINDUSTRIAL CASAGRANDE | Trujillo Norte 138 | KALLPA | 2.34 | 2.54 |
| 66 | ARASI | Ayaviri | KALLPA | 2.19 | 1.69 |
| 67 | CEMENTO ANDINO | Condorcocha | KALLPA, ELECTROCENTRO | 15.14 | 7.40 |
| 68 | GLORIA | Santa Rosa | KALLPA | 8.82 | 7.60 |
| 69 | GOLD FIELDS LA CIMA S.A. | Trujillo Norte 138 | KALLPA | 18.00 | 17.46 |
| 70 | METALURGIA PERUANA (MEPSA) | Santa Rosa | KALLPA | 1.68 | 9.15 |
| 71 | MINERA CORONA | Oroya Nueva | KALLPA | 4.41 | 4.63 |
| 72 | OWENS ILLINOIS PERU S.A. (PRADERA) | San Juan | KALLPA | 4.42 | 4.18 |
| 73 | PAPELERA DEL SUR | Independencia | KALLPA | 3.34 | 3.53 |
| 74 | PROTISA (PRODUCTOS TISSUE DEL PERÚ S.A.) | Santa Rosa | KALLPA | 4.38 | 4.16 |
| 75 | TRUPAL (SANTA ROSA, TRUJILLO NORTE) | Santa Rosa, Trujillo Norte | KALLPA | 4.94 | 0.48 |
| 76 | ARUNTANI | Puno | KALLPA | 3.37 | 2.80 |
| 77 | MANUFACTURAS DEL SUR | Socabaya | SAN GABAN | 1.26 | 0.76 |
| 78 | SHOUGANG HIERRO PERÚ | San Nicolás, Jahuay, Mina | SHOUGESA | 38.88 | 44.67 |
| 79 | ATACOCCHA | Paragsha I | TERMOSELVA | 2.79 | 4.73 |
| 80 | CEMENTOS LIMA | San Juan | EGENOR | 16.11 | 38.16 |
| 81 | SOCIEDAD MINERA AUSTRIA DUVAZ | Austria Duvaz | TERMOSELVA | 2.00 | 1.89 |
| 82 | TEJIDOS PISCO (COTTONSUR) | Independencia | TERMOSELVA | 2.54 | 2.50 |
| 83 | YANACOCCHA | Trujillo, Guadalupe | TERMOSELVA | 66.12 | 62.64 |
| 84 | CEMENTO SUR | Juliaca | KALLPA | 4.64 | 6.13 |
| 85 | MINSUR | San Rafael | SAN GABAN | 12.59 | 12.96 |
| 86 | WESTERN COTTON | Cantera | EDECANETE | 1.37 | 1.19 |
| 87 | PEN | Santa Rosa | EDELNOR | 0.20 | 0.83 |
| 88 | LIMA AIRPORT PARTNERS (TOMAS VALLE) | Santa Rosa | EDELNOR | 3.42 | 3.40 |
| 89 | NACIONAL DE PUERTOS (ENAPU) | Santa Rosa | EDELNOR | 2.83 | 2.41 |
| 90 | REFINERIA LA PAMPILLA | Chillón | EDELNOR | | 4.08 |
| 91 | SERVICIOS INDUSTRIALES DE LA MARINA (SIMA) | Chavarría - Barsi | EDELNOR | 3.11 | 4.71 |
| 92 | AGA | Chavarría - Barsi | EDELNOR | 2.47 | 2.44 |
| 93 | AGRO-GUAYABITO | Paramonga Nueva | EDELNOR | 0.52 | 1.33 |
| 94 | AJINOMOTO DEL PERÚ | Chavarría - Barsi | EDELNOR | 3.25 | 3.16 |
| 95 | ALEXANDRA S.A.C. | Santa Rosa | EDELNOR | 0.10 | 1.14 |
| 96 | ALICORP 6 | Chavarría - Barsi | EDELNOR | 0.12 | 2.75 |
| 97 | AMERAL (NACIONAL DE ALIMENTOS EX CINOLSA) | Santa Rosa | EDELNOR | 0.29 | 0.46 |
| 98 | BANCO CENTRAL DE RESERVA DEL PERÚ | Santa Rosa | EDELNOR | 1.29 | 1.27 |
| 99 | CERÁMICA LIMA S.A. | Santa Rosa - Chavarría | EDELNOR | 5.26 | 5.56 |
| 100 | CERÁMICOS PERUANOS | Chavarría - Barsi | EDELNOR | 1.43 | 1.89 |
| 101 | CERVECERA GRUPO TORVISCO | Santa Rosa | EDELNOR | 0.01 | 0.06 |
| 102 | COGORNO (EX MOLINO EXCELSIOR) | Chavarría - Barsi | EDELNOR | 0.06 | 1.40 |
| 103 | CONDUCTORES ELÉCTRICOS PERUANOS (CEPER) | Chavarría - Barsi | EDELNOR | 0.72 | 1.11 |
| 104 | CONSORCIO AGUA AZUL | Chavarría - Barsi | EDELNOR | 1.33 | 1.38 |
| 105 | CONSORCIO METALÚRGICO | Santa Rosa | EDELNOR | 0.08 | 1.80 |
| 106 | CREDIS-TRUTEX (EX HILANDERÍA PIMAFINE) | Santa Rosa | EDELNOR | 1.40 | 1.50 |
| 107 | DUCTOS PERUANOS S.A.C. | Santa Rosa | EDELNOR | 0.12 | 0.71 |
| 108 | EMBOTELLADORA LATINOAMERICANA | Santa Rosa | EDELNOR | 2.00 | 2.22 |
| 109 | FABRICA DE TEJIDOS LA BELLOTA | Chavarría - Barsi | EDELNOR | 0.25 | 0.28 |
| 110 | FABRICA NACIONAL TEXTIL EL AMAZONAS | Santa Rosa | EDELNOR | 1.71 | 1.99 |
| 111 | FABRICA PERUANA DE ETERNIT | Santa Rosa | EDELNOR | 1.43 | 1.84 |
| 112 | FIJESA | Santa Rosa | EDELNOR | 0.48 | 1.36 |
| 113 | FILAMENTOS INDUSTRIALES | Chavarría - Barsi | EDELNOR | 6.61 | 6.79 |
| 114 | FUNDICIÓN CALLAO | Chavarría - Barsi | EDELNOR | 0.70 | 5.67 |
| 115 | FUNDICIÓN VENTANILLA | Chillón | EDELNOR | 0.10 | 1.54 |
| 116 | GOOD YEAR DEL PERÚ | Chavarría - Barsi | EDELNOR | 0.90 | 3.94 |

| ITEM | CLIENTES LIBRES | SUBESTACION | SUMINISTRADOR | DEMANDA HP (MW) | DEMANDA FP (MW) |
|------|--|----------------------------------|--------------------------|-----------------|-----------------|
| 117 | GRUPO DE NEGOCIOS PAITA | Santa Rosa | EDELNOR | 0.10 | 1.12 |
| 118 | GRUPO REYES (EX TECNOLOGÍA PAPELERA) | Santa Rosa | EDELNOR | 0.54 | 1.00 |
| 119 | GRUPO SINDICATO PESQUERO DEL PERÚ | Huacho - Oquendo - Independencia | EDELNOR, ELECTROSURMEDIO | 0.08 | 0.05 |
| 120 | HILANDERÍA DE ALGODÓN PERUANO | Santa Rosa | EDELNOR | 1.58 | 4.99 |
| 121 | DIESA ARTÍCULOS PLÁSTICOS | Santa Rosa | EDELNOR | 0.67 | 0.95 |
| 122 | INDECO | Chavarría - Barsi | EDELNOR | 2.90 | 3.26 |
| 123 | INDUSTRIAL NUEVO MUNDO | Chavarría - Barsi | EDELNOR | 3.95 | 4.08 |
| 124 | INDUSTRIAS DEL ENVASE | Santa Rosa | EDELNOR | 2.09 | 2.22 |
| 125 | INDUSTRIAS FULL COTTON | Santa Rosa | EDELNOR | 1.01 | 1.07 |
| 126 | INMOBILIARIA E INVERSIONES SAN FERNANDO | Santa Rosa | EDELNOR | 0.48 | 1.71 |
| 127 | INMOBILIARIA GUZMÁN BLANCO | Santa Rosa | EDELNOR | 0.27 | 0.28 |
| 128 | JEAN EXPORT CORPORATION SAC | Santa Rosa | EDELNOR | 0.41 | 0.45 |
| 129 | METALPACK | Santa Rosa | EDELNOR | 0.65 | 0.58 |
| 130 | MINERA AGREGADOS CALCÁREOS | Chavarría - Barsi | EDELNOR | 1.94 | 3.26 |
| 131 | MINERA COLQUISIRI | Chavarría - Barsi | EDELNOR | 2.44 | 2.67 |
| 132 | MOLINO ITALIA | Chavarría - Barsi | EDELNOR | 2.68 | 2.81 |
| 133 | NESTLE PERÚ (EX DONOFRIO) | Chavarría - Barsi | EDELNOR | 2.96 | 3.18 |
| 134 | OLVICSA | Santa Rosa | EDELNOR | 0.03 | 0.58 |
| 135 | PERÚ PIMA | Santa Rosa | EDELNOR | 2.53 | 2.71 |
| 136 | PERUANA DE MOLDEADOS | Santa Rosa | EDELNOR | 2.22 | 2.51 |
| 137 | PESQUERA AUSTRAL GROUP (CHANCAY) | Chavarría - Barsi | EDELNOR | 0.08 | 2.15 |
| 138 | PESQUERA CAMPRICORNIO S.A. | Chavarría - Barsi | EDELNOR | 1.43 | 1.41 |
| 139 | PESQUERA DIAMANTE | Chavarría - Barsi | EDELNOR, ELECTROSURMEDIO | 0.04 | 0.03 |
| 140 | PESQUERA HAYDUCK (HUACHO) | Paramonga Nueva | EDELNOR | 2.45 | 2.95 |
| 141 | PESQUERA SAN FERMIN | Paramonga Nueva | EDELNOR | 0.08 | 1.86 |
| 142 | PHILP PERÚ | Santa Rosa | EDELNOR | 1.02 | 1.12 |
| 143 | PRAXAIR PERÚ (EX LIQUID CARBÓNICO DEL PERÚ) | Santa Rosa | EDELNOR | 0.52 | 0.55 |
| 144 | PROCTER & GAMBLE DEL PERÚ | Santa Rosa | EDELNOR | 0.57 | 1.14 |
| 145 | PRODUCTO DE ACERO CASSADO (PRODAC) | Chavarría - Barsi | EDELNOR | 2.28 | 2.52 |
| 146 | REX | Chavarría - Barsi | EDELNOR | 0.29 | 1.15 |
| 147 | SAGA FALABELLA (SAN MIGUEL) | Chavarría - Barsi | EDELNOR | 1.46 | 1.35 |
| 148 | SAN FERNANDO | Santa Rosa | EDELNOR | 0.60 | 1.42 |
| 149 | SAN JORGE INDUSTRIAL | Santa Rosa | EDELNOR | 0.02 | 1.15 |
| 150 | SAN MIGUEL INDUSTRIAL | Santa Rosa | EDELNOR | 6.87 | 7.40 |
| 151 | SEDAPAL (C.R. 67) | Santa Rosa | EDELNOR | 1.24 | 1.62 |
| 152 | SUDAMERICANA DE FIBRAS | Chillón | SDF ENERGIA | 1.40 | 1.07 |
| 153 | TECNOFIL | Santa Rosa | EDELNOR | 1.91 | 3.36 |
| 154 | TECNOLOGÍA TEXTIL 1 (EX POWELL) (13) | Santa Rosa | EDELNOR | 0.67 | 3.62 |
| 155 | TECNOLOGÍA DE ALIMENTOS (8) | Chillón | EDELNOR | 3.47 | 5.78 |
| 156 | TEKNOQUIMICA | Santa Rosa | EDELNOR | 0.48 | 1.10 |
| 157 | TEXTIL ALGODONERA | Santa Rosa | EDELNOR | 1.07 | 1.20 |
| 158 | SEDA CUSCO | Quencoro | ELECTRO SUR ESTE | 0.05 | 2.40 |
| 159 | CATALINA HUANCA SOCIEDAD MINERA | Abancay | ELECTRO SUR ESTE | 1.79 | 1.78 |
| 160 | CERVESUR (CUSCO) | Dolorespata | ELECTRO SUR ESTE | 1.10 | 1.20 |
| 161 | COMPANÍA MINERA ARES (ISCAHUACA) | Abancay | ELECTRO SUR ESTE | 4.17 | 4.25 |
| 162 | AUSTRAL GROUP (ICA) | Independencia | ELECTRO SUR MEDIO | 0.07 | 0.14 |
| 163 | CENTINELA | Independencia | ELECTRO SUR MEDIO | 0.04 | 0.02 |
| 164 | CONSORCIO ENERGÉTICO HUANCARELICA | Independencia | ELECTRO SUR MEDIO | 1.36 | 1.87 |
| 165 | EPESCA | Independencia | ELECTRO SUR MEDIO | 0.02 | 0.01 |
| 166 | TECNOLOGÍA DE ALIMENTOS 2 | Independencia | ELECTRO SUR MEDIO | 0.04 | 0.03 |
| 167 | CERVECERIA SAN JUAN | Pucallpa | ELECTRO UCAYALI | 1.20 | 1.21 |
| 168 | TECNOLOGICA DE ALIMENTOS (SULLANA) | Piura Oeste | ELECTRONOROESTE | 0.07 | 0.03 |
| 169 | CORPORACION PESQUERA INCA (ex DEL MAR) | Piura Oeste | ELECTRONOROESTE | 0.74 | 0.73 |
| 170 | AGRÍCOLA E INVERSIONES JEXEP | Chiclayo Oeste | ELECTRONORTE | 0.00 | 0.01 |
| 171 | AGRÍCOLA MOCHICA | Chiclayo Oeste | ELECTRONORTE | 0.00 | 0.05 |
| 172 | AGRÍCOLA UCUBE | Chiclayo Oeste | ELECTRONORTE | 0.00 | 0.01 |
| 173 | AGROINDUSTRIAL DON RUMENOS | Chiclayo Oeste | ELECTRONORTE | 0.01 | 0.03 |
| 174 | AGROINDUSTRIAS BACKUS | Chiclayo Oeste | ELECTRONORTE | 0.14 | 0.16 |
| 175 | ASOC. AGRICULTORES DE AGUAS SUBTERRÁNEAS | Chiclayo Oeste | ELECTRONORTE | 0.01 | 0.25 |
| 176 | ASOC. ELECTRIFICACIÓN POZOS TUBULARES DE SALAS | Chiclayo Oeste | ELECTRONORTE | 0.00 | 0.00 |
| 177 | CERVECERÍAS BACKUS Y JOHNSTON (MOTUPE) | Chiclayo Oeste | ELECTRONORTE | 0.72 | 0.62 |
| 178 | FUNDO SAN PEDRO | Chiclayo Oeste | ELECTRONORTE | 0.00 | 0.04 |
| 179 | PROCESADORA FRUTÍCOLA | Chiclayo Oeste | ELECTRONORTE | 0.00 | 0.00 |
| 180 | PRONATUR | Chiclayo Oeste | ELECTRONORTE | 0.01 | 0.03 |
| 181 | SAN MATEO | Chiclayo Oeste | ELECTRONORTE | 0.02 | 0.02 |
| 182 | CAMPOSOL | Trujillo Norte 138 | HIDRANDINA | 1.01 | 0.92 |
| 183 | COMPANÍA MINERA PODEROSA | Guadalupe | HIDRANDINA | 2.53 | 3.12 |
| 184 | EJERCITO PERUANO - DILOGE - FAME | Santa Rosa | LUZ DEL SUR | 0.15 | 0.46 |

| ITEM | CLIENTES LIBRES | SUBESTACION | SUMINISTRADOR | DEMANDA HP (MW) | DEMANDA FP (MW) |
|------|---|-------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 185 | INDUSTRIAL PAPELERA ATLAS | Santa Rosa | LUZ DEL SUR | 2.33 | 2.79 |
| 186 | AJEPER (INDUSTRIAS ANANOS) | Santa Rosa | LUZ DEL SUR | 2.81 | 2.94 |
| 187 | AJEPER (SANTA ANITA) | Santa Rosa | LUZ DEL SUR | 2.57 | 2.78 |
| 188 | ANITA FOOD | Santa Rosa | LUZ DEL SUR | 2.05 | 2.22 |
| 189 | CERÁMICA SAN LORENZO | Santa Rosa | KALLPA | 2.86 | 3.62 |
| 190 | CERVECERIAS BACKUS Y JOHNSTON (VITARTE) | Santa Rosa | LUZ DEL SUR | 5.24 | 5.91 |
| 191 | CMDO. ADM. CUARTEL GENERAL DEL EJERCITO | Santa Rosa | LUZ DEL SUR | 0.95 | 1.21 |
| 192 | COMPANÍA CERVECERA AMBEV PERÚ | Santa Rosa | LUZ DEL SUR | 4.19 | 3.93 |
| 193 | EMBAJADA DE EE.UU | Santa Rosa | LUZ DEL SUR | 0.62 | 1.00 |
| 194 | EMPRESA MUNICIPAL INMOBILIARIA DE LIMA | Santa Rosa | LUZ DEL SUR | 1.43 | 1.46 |
| 195 | EXSA | Santa Rosa | LUZ DEL SUR | 0.48 | 2.04 |
| 196 | HIPERMERCADOS METRO | Santa Rosa | LUZ DEL SUR | 2.22 | 2.30 |
| 197 | HORNOS ELÉCTRICOS PERUANOS | Santa Rosa | LUZ DEL SUR | 0.62 | 0.64 |
| 198 | HOSPITAL EDGARDO REBAGLIATI - ESSALUD | Santa Rosa | LUZ DEL SUR | 1.29 | 1.54 |
| 199 | LOGÍSTICA Y DISTRIBUCIÓN | Santa Rosa | LUZ DEL SUR | 2.19 | 1.78 |
| 200 | METROCOLOR | Santa Rosa | LUZ DEL SUR | 0.95 | 1.01 |
| 201 | OPP FILM | Santa Rosa | LUZ DEL SUR | 6.19 | 6.57 |
| 202 | PRODUCTOS TISSUE DEL PERÚ | Santa Rosa | LUZ DEL SUR | 5.38 | 5.69 |
| 203 | SAGA FALABELLA (SAN ISIDRO) | Balnearios | LUZ DEL SUR | 2.67 | 2.83 |
| 204 | SEDAPAL - CR 192 OVNIS (LA ATARJEJA) | Santa Rosa | LUZ DEL SUR | 4.71 | 5.12 |
| 205 | TEJIDOS SAN JACINTO | Santa Rosa | LUZ DEL SUR | 5.71 | 6.03 |
| 206 | ALICORP (AREQUIPA) | Socabaya | SEAL | 0.59 | 1.44 |
| 207 | CERVESUR (AREQUIPA) | Socabaya | SEAL | 1.31 | 1.49 |
| 208 | CORPORACIÓN ACEROS AREQUIPA (AREQUIPA) | Socabaya | SEAL | 0.33 | 0.74 |
| 209 | POLYSIUS DEL PERU | Mollendo | SEAL | 0.03 | 0.05 |
| 210 | TERMINAL INTERNACIONAL DEL SUR | Socabaya | SEAL | 0.31 | 0.22 |
| 211 | CORPORACIÓN JOSE R. LINDLEY | Socabaya | SEAL | 0.56 | 0.29 |
| 212 | CÍA. MINERA CONDESTABLE S.A. | Chilca | COELVISAC | 9.79 | 11.32 |
| 213 | AGRICOLA LA CHIRA | Piura Oeste | ELECTRONOROESTE | 2.00 | 2.00 |
| 214 | LUZ DEL SUR (*) | Centro | TODOS | 836.26 | 831.09 |
| 215 | EDELNOR (*) | Centro | TODOS | 879.71 | 768.00 |
| 216 | HIDRANDINA | Norte | TODOS | 226.35 | 205.99 |
| 217 | SEAL | Sur | TODOS | 136.56 | 94.97 |
| 218 | ELECTROCENTRO | Centro | TODOS | 114.64 | 59.00 |
| 219 | ELECTROSURMEDIO | Centro | TODOS | 93.13 | 86.67 |
| 220 | ENOSA | Norte | TODOS | 101.51 | 93.75 |
| 221 | ENSA | Norte | TODOS | 85.21 | 65.88 |
| 222 | ELECTROSURESTE | Sur | TODOS | 83.74 | 47.12 |
| 223 | ELECTROSUR | Sur | TODOS | 48.92 | 37.97 |
| 224 | ELECTROPUNO | Sur | TODOS | 51.03 | 37.70 |
| 225 | ELECTROUCAYALI | Centro | TODOS | 33.41 | 27.47 |
| 226 | EDECANETE | Centro | TODOS | 10.95 | 13.50 |
| 227 | ELECTROTOCACHE | Centro | TODOS | 2.68 | 1.67 |
| 228 | COELVISAC (**) | Centro | TODOS | 4.25 | 4.38 |

BIBLIOGRAFÍA

- Aigner, D. y Hausman, J. (1980). Correcting for truncation bias in the analysis of experiments in time-of-day pricing of electricity. *Journal of Economics*.
- Albadi M. H. y El-Saadany E. F. (2008). A Summary of Demand Response in Electricity Markets. *Electric Power System Research*, vol. 78, pp. 1989-1996.
- Bendezú Medina (2010). Estimacion de la Demanda Residencial de Electricidad en el Peru, Chile.
- Braithwait, S, Eakin, K. (2002). The role of demand response in electric power market design. Edison Electric Institute.
- http://www.eei.org/about_EEI/advocacy_activities/U.S._Department_of_Energy/051122DOE-DR-Comments-v4.pdf
- Boletín IIE - Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (2015) Aplicación de tecnologías de medición avanzada (AMI) como instrumento para reducción de pérdidas.
- Borenstein Severin (2002) *Dynamic Pricing, Advanced Metering and Demand Response in Electricity Markets*, Berkeley, California. Estados Unidos.
- Calero Analía, Quiroga Lucila y Mira Pablo. (2015). *Ciclo, Crecimiento y Productividad: Una revisión teórica*. Secretaría de Política Económica y Planificación del Desarrollo.
- Creswell, J. (2009) *Research Design. Qualitative, Quantitative and Mixed Methods Approaches*. 3rd edition. SAGE Publications. California. Estados Unidos.
- Chang, H y Y. Hsing (1991). *Changes in Elasticities of Residential Electricity Demand*.
- COES a (2017) *Estadística de Operaciones 2016*. Lima, Peru: COES
- COES b (2017) *Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN – Periodo 2018-2028*.
- Cherrelle Eid. (2015). *Demand Response in Europe's Electricity Sector: Market barriers and outstanding issues*. Paris.

- Conchado Adela, Linares Pedro. (2010). Estimación de los beneficios de la gestión activa de la demanda. Revisión del estado del arte y propuestas. España.
- Congreso de los Estados Unidos. (2016). Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for achieving them.
- Council on Large Electric Systems - CIGRE. (2011). Demand Side Integration WG C6.09.
- Crossley David. (2005). International Experience in Demand Management and Energy Efficiency. Australia.
- CTE – Comisión de Tarifas Eléctricas (1998). Situación Tarifaria en el Sector Eléctrico Peruano.
- Departamento Administrativo de la Función Pública. (2011). Guía para la Administración del Riesgo. Cuarta Edición. Bogotá.
- Del Rosso y Ghia. (2010). Análisis de respuesta de la demanda para mejorar la eficiencia de los sistemas eléctricos. FODECO. Buenos Aires. Argentina.
- Del Roso, Alberto. (2009). Análisis de respuesta de la demanda para mejorar la eficiencia de sistemas eléctricos noviembre.
- Dubin, J. and D. McFadden (1984). An Econometric Analysis of Residential Electric Appliance Holdings and Consumption: Econometrica.
- Escobar, L. (2008). Simulación de ganancias en bienestar derivadas de la implementación de programas de demanda participativa basados en precios para la carga no regulada en Colombia. Tesis de Maestría en Regulación, Universidad de los Andes, Bogotá, Colombia.
- Federal Energy Regulatory Commission. (2012). Assessment of demand response and advance metering - Staff Report. <http://www.ferc.gov/legal/staff-reports/demand-response.pdf>
- Federal Energy Regulatory Commission. (2006). Assessment of Demand Response & Advanced Metering.

- Fundación para la Sostenibilidad Energética y Ambiental – FUNSEAM. (2016). Principales Conclusiones del World Energy Outlook 2016.
- Gálvez-Toro. (2010). Evaluación regulatoria, tecnológica y económica de la participación de agregadores en la respuesta de demanda como SS.CC. y sus diferentes implicancias.
- Galetovic, Alexander y Muñoz, Cristián M.. (2010). La elasticidad de la demanda por electricidad y la política energética. El trimestre económico
- Gellings C.W, Chamberlin J.H. (1993). Demand-Side Management Planning. Fairmont Press. Liburn, Estados Unidos.
- Gellings Talukdar. (1987) Load Management - IEEE Press, New York.
- Godet, M. (2010). La prospectiva. Obtenido de <http://es.lapropective.fr/Metodos-de-prospectiva/>
- Godet, M. (2010). Programa Mactor. Obtenido de <http://es.lapropective.fr/Metodos-de-prospectiva/Los-programas/68-Mactor.html>
- Giraldo, Iván Mario. (2014). Estructuras Tarifarias y Respuesta de la Demanda Análisis y Propuestas Regulatorias - Informe Final ASOCODIS - Asociación Colombiana de Distribuidores de Energía Eléctrica.
- Goldman Charles, Heffner Grayson y Kintner-Meyer Michael. (2002). Do "Enabling Technologies" Affect Customer Performance in Price-Responsive Load Programs?
- Harris Chris. (2006). Electricity Markets, Pricing, Structures and Economics.
- H.A. Aalami, M. Parsa Moghaddam, G.R. Yousefi (2010). Demand response modeling considering Interruptible/Curtailable load and capacity market programs, Applied Energy, Volume 87, Issue 1.
- Hernández, R., Fernández, C. y Baptista, P. (2010) Metodología de la Investigación. 5ta ed. México: Mc Graw Hill.
- Hirst, Eric. (2001). Price-Responsive Demand in Wholesale Markets: Why Is So Little Happening? The Electricity Journal Volume 14.
- Hunt, Sally. (2002) Making Competition Work in electricity

- International Energy Agency. (2016). World Energy Outlook 2016. Francia.
- Joskow, Paul. (2003). Electricity Sector Restructuring and Competition: Lesson Learned. MIT, Center for Energy and Environmental Policy Research. En Cuadernos de Economía, nro. 121, pp. 548-558. 2003.
- Labein Tecnalía. Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid. (2007). Guía Básica de la Gestión de la Demanda Eléctrica. España.
- Laverde. (2015). Tutorial Mic Mac. Obtenido de <https://sites.google.com/site/prospectivacajicafsi2015/tutorial-micmac-jlaverde>
- Laverde. (2015). Tutorial Smic- Expert. Obtenido de <https://sites.google.com/site/prospectivacajicafsi2015/tutorial-smic-prob-expert>
- Marinko Škare1, Saša Stjepanović1. (2015). Measuring Business Cycles: A Review.
- McFadden, D., C. Puig y D. Kirschner. (1977). Determinants of the Long-Run Demand for Electricity. Proceedings of the American Statistical Association.
- Ortegón, Medina, J. (2006). Manual de Prospectiva y Decisión Estratégica: Bases Teórica e instrumentos para América Latina y el Caribe, 2006, disponible en línea: <http://www.degerencia.com/articulo/que-es-prospectiva>
- Okumura Suzuki, Pablo Arturo. (2016). El Mercado Mayorista de Electricidad en el Perú, Revista de Derecho Themis.
- Parti, M y C. Parti (1980). The total and appliance-specific conditional demand for electricity in the household sector". The Bell Journal of Economics.
- Parkin Michael, Bade Robin. (2010). Fundamentos de Economía. 7th Edition.
- Pérez Arriaga, José Ignacio. (2005). La gestión de la demanda de electricidad. Fundación Alternativas. España.
- Ramírez Escobar Carlos Arturo. (2012). Los Precios del Mercado Mayorista De Electricidad Como Expresión de la Participación Activa de la Demanda: Aplicación de la Economía Experimental.

- Resico Marcelo F. (2010) Introducción a la Economía Social de Mercado Edición latinoamericana. <http://www.empoderamiento.info/biblioteca/files/original/51447449defb08069e576ba68133c7a8.pdf>
- Reiss, P., White M. (2001). "Household Electricity Demand: Revisited". NBER Working Paper N° 8687.
- Rocky Mountain Institute -RMI (2006). Demand response: an introduction - Overview of lessons, technologies, and lessons learned.
- Ruff, L. (2002). Economic principles of demand response in electricity. Edison Electric Institute. http://ksgwww.harvard.edu/hepg/Papers/Ruff_economic_principles_demand_response_eei_10-02.pdf
- Spiegel, Shari. (2007). Políticas Macroeconómicas y de Crecimiento, Estrategias Nacionales de Desarrollo, Naciones Unidas
- Torriti, J., Hassan, M. G., & Leach. (2010). Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation.
- Universidad de los Andes (2006). Informe final asesoría para el diseño de un mecanismo de mercado para la participación y remuneración de la demanda eléctrica desconectada. Bogotá.
- Vásquez Cordano, Tamayo Pacheco, Vilches Cevallos, Chávez Huamán. (2016). La Regulación del Sector de Energía. Gerencia de Políticas y Análisis Económico - Osinergmin. Perú.
- Wei-Yu Chiu; Hongjian Sun. (2013). Gestión del desequilibrio energético utilizando un esquema robusto de precios. Transacciones IEEE en Smart Grid.
- World Economic Forum in collaboration with Bain & Company. (2017). The Future of Electricity New Technologies Transforming the Grid Edge.