

**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO
FACULTAD DE INGENIERIA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**“DESARROLLO DE PROYECTOS INMOBILIARIOS EN EL PERÚ E
INCORPORACIÓN DE LA FIGURA DEL COMERCIALIZADOR COMO PARTE
DE LA ESTRUCTURA DEL MERCADO ELÉCTRICO”**

Tesis para Optar el Título de Ingeniero Electricista

Presentado por:

Bach. Edison Alberto Olivera Espinoza

Asesor: Dr. Ing. Juan Herbert Grados Gamarra

Callao – Perú

2018

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO
FACULTAD DE INGENIERIA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**“DESARROLLO DE PROYECTOS INMOBILIARIOS EN EL PERÚ E INCORPORACIÓN
DE LA FIGURA DEL COMERCIALIZADOR COMO PARTE DE LA ESTRUCTURA DEL
MERCADO ELÉCTRICO”**

TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE INGENIERO ELECTRICISTA

Autor (es): BACH. EDISON ALBERTO OLIVERA ESPINOZA
Asesor: DR. ING. JUAN HERBERT GRADOS GAMARRA
CALIFICACIÓN: 14 (CATORCE)

Mg. Ing. Jorge Alberto Montaña Pisfil
Presidente

Ing. Jesús Vara Sánchez
Secretario

Ing. Roberto Enrique Solís Farfán
Vocal

Ing. Ernesto Ramos Torres
Suplente

DEDICATORIA

*A todas las personas que se
esfuerzan por cumplir sus sueños.*

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a cada uno de los docentes de la Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Nacional del Callao, por los conocimientos compartidos y por toda la enseñanza brindada a lo largo del proceso de formación profesional; quedo muy agradecido por su paciencia, abnegación y valiosa contribución en la formación profesional de quien ahora aspira a optar el título de ingeniero.

Al Dr. Juan Herbert Grados Gamarra, quien a pesar de las diversas ocupaciones que desarrolla como profesor principal de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional del Callao, acepto la designación como asesor de la presente tesis. Gracias por coadyuvar la planificación y desarrollo de la presente investigación, por brindar sus acertadas observaciones y por contribuir a que la presente investigación se revista de mayor rigurosidad.

Al Ingeniero-Investigador Carlos Juan Astuvilca Huayta, por su apoyo en la planificación y estructuración de la investigación. Gracias por su asesoría en la estructuración y desarrollo de la presente investigación, así como, la consultoría en tópicos específicos de la misma.

A todos aquellos que de manera directa o indirecta contribuyeron a que tanto la planificación, como la ejecución de la presente investigación, pudiera ser culminada con éxito.

Bach. Edison Alberto Olivera Espinoza

ÍNDICE

	Pág.
Agradecimientos.	ii
Índice.	iii
Resumen.	vii
Abstract.	ix
I. Planteamiento de la Investigación.	11
1.1. Identificación del Problema.	11
1.2. Formulación del Problema.	12
1.3. Objetivos de la Investigación	13
1.3.1. Objetivo general	13
1.3.2. Objetivos específicos	13
1.4. Justificación.	13
1.5. Importancia.	14
II. Marco Teórico.	15
2.1. Antecedentes del Estudio.	15
2.2. Bases Teóricas.	18
2.2.1. Mercado Eléctrico.	18
2.2.1.1. El monopolio natural.	21
2.2.1.2. Regulación de mercados eléctricos.	21
2.2.1.3. Estructura de los mercados eléctricos.	23
2.2.2. Comercialización de Energía Eléctrica.	24
2.2.2.1. El comercializador de energía eléctrica.	24
2.2.2.2. El consumidor o usuario final de energía eléctrica.	26
2.2.2.3. Deberes y derechos del usuario final de energía eléctrica.	26
2.2.3. Mercado Eléctrico Peruano.	28
2.2.3.1. Características.	28
2.2.3.2. Tipos de clientes.	30
2.2.3.2.1. Clientes regulados.	30
2.2.3.2.2. Clientes libres.	31

2.2.3.3. Sistema de tarificación de la energía eléctrica.	32
2.2.3.3.1. Tarifas para clientes regulados.	33
2.2.3.3.2. Tarifas para clientes libres.	34
2.2.3.4. Venta de energía.	39
2.2.3.4.1. Venta de energía por tipo de mercado.	39
2.2.3.4.2. Venta de energía por empresa.	39
2.2.3.4.3. Venta de energía por interconexión.	40
2.2.3.4.4. Venta de energía por nivel de tensión.	41
2.2.3.4.5. Venta de energía por tipo de uso.	41
2.2.3.4.6. Venta de energía por departamento.	42
2.2.4. Proyectos Inmobiliarios en el Perú.	43
2.2.4.1. Proyectos inmobiliarios habitacionales.	43
2.2.4.2. Proyectos inmobiliarios comerciales.	44
2.3. Marco Contextual.	44
2.3.1. Conjuntos habitacionales en Lima Norte.	46
2.3.2. Centros comerciales en Lima Norte.	48
2.3.3. Concesionaria de electricidad en Lima Norte.	49
2.4. Definición de Términos.	50
III. Variables e Hipótesis.	52
3.1. Variables de la Investigación.	52
3.2. Operacionalización de Variables.	52
3.3. Hipótesis.	53
3.3.1. Hipótesis general.	53
3.3.1. Hipótesis específicas.	53
IV. Metodología.	54
4.1. Tipo de Investigación.	54
4.2. Diseño de la Investigación.	54
4.3. Población y Muestra.	54
4.4. Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos.	55
4.5. Procedimiento de Recolección de Datos.	56
4.6. Procesamiento Estadístico y Análisis de Datos.	57
V. Resultados.	58
5.1. Proyectos Inmobiliarios Desarrollados en Lima Norte.	58

5.1.1. Características generales.	58
5.1.2. Distribución espacial.	60
5.2. Proyectos Inmobiliarios Comerciales Desarrollados en Lima Norte.	61
5.2.1. Características.	61
5.2.2. Distribución espacial.	62
5.3. Características Energéticas de los Proyectos Inmobiliarios Desarrollados en Lima Norte.	63
5.3.1. Consideraciones preliminares.	63
5.3.2. Demanda de energía eléctrica en el apartamento patrón.	65
5.3.2.1. Equipos consumidores de energía eléctrica.	65
5.3.2.2. Demanda de energía eléctrica en los equipos.	65
5.3.2.3. Demanda adicional de energía eléctrica.	68
5.3.2.4. Demanda máxima de energía eléctrica en el apartamento patrón.	68
5.3.3. Demanda de Energía Eléctrica en la Tienda Patrón.	68
5.3.3.1. Equipos consumidores de energía eléctrica.	69
5.3.3.2. Demanda de energía eléctrica en los equipos.	69
5.3.3.3. Demanda adicional de energía eléctrica.	72
5.3.3.4. Demanda máxima de energía eléctrica en la tienda patrón.	72
5.4. Demanda de Energía Eléctrica en Proyectos Inmobiliarios de Lima Norte.	72
5.4.1. Demanda máxima en proyectos inmobiliarios habitacionales.	72
5.4.2. Demanda máxima en proyectos inmobiliarios comerciales.	74
VI. Discusión de Resultados.	75
6.1. Consideraciones Generales.	75
6.2. Demanda Máxima en Proyectos Inmobiliarios de Lima Norte.	77
6.2.1. Proyectos Inmobiliarios Habitacionales.	77
6.2.1.1. Proyectos con demanda máxima inferior a 200 kW.	77
6.2.1.2. Proyectos con demanda máxima entre 200 y 2500 kW.	78
6.2.1.3. Proyectos con demanda superior a 200 kW.	78
6.2.2. Proyectos Inmobiliarios Comerciales.	79
6.2.2.1. Proyectos con demanda máxima inferior a 200 kW.	79
6.2.2.2. Proyectos con demanda máxima entre 200 y 2500 kW.	79
6.2.2.3. Proyectos con demanda superior a 2500 kW.	79

6.3. Costos de Energía Eléctrica.	80
6.3.1. Costo de energía eléctrica para el cliente regulado.	80
6.3.2. Costo de energía eléctrica para el cliente libre.	82
6.3.3. Comparación de costos.	83
6.4. La Figura del Comercializador en el Mercado Eléctrico Peruano.	85
6.4.1. Justificación técnica de su incorporación.	85
6.4.2. Justificación económica de su incorporación.	88
Conclusiones.	89
Recomendaciones.	91
Bibliografía.	92
Anexos.	97
A.1. Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad.	97
A.2. Ley de Concesiones Eléctricas.	102
A.3. Opciones Tarifarias para Clientes de Baja Tensión.	107
A.4. Centros Comerciales de Lima.	108
A.5. Consumo de Energía Eléctrica por Sectores Típicos.	112
A.6. Recibo de Energía Eléctrica de Clientes Residenciales.	115
A.7. Pliego Tarifario - Noviembre 2011.	117
A.8. Información Económica de las Empresas de Electricidad.	118
A.9. Matriz de consistencia.	121

RESUMEN

En la presente investigación se aborda una problemática actual, relacionada con el hecho que los Clientes Libres tienen capacidad de negociación para pactar un nivel de precios de generación en forma directa con su suministrador, es decir con la empresa distribuidora o empresa generadora perteneciente al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN); mientras que los clientes regulados no cuentan con esa opción. Por otro lado, en el Perú actual, el desarrollo de proyectos inmobiliarios expresados en términos de construcción de proyectos inmobiliarios habitacionales (Condominios o conjuntos residenciales) y proyectos inmobiliarios comerciales (Supermercados), reúnen las condiciones de máxima demanda de energía requerida para ser clientes libres.

En el contexto descrito en el párrafo anterior y teniendo como objetivo justificar la incorporación de la figura del comercializador de energía eléctrica como parte del mercado eléctrico peruano, se ejecutó la presente investigación en la cual se logró demostrar que técnica y económicamente es factible la incorporación del comercializador dentro de la estructura del mercado eléctrico peruano; en ese sentido, la presente investigación siguió el esquema de desarrollo que se detalla a continuación.

En la primera parte se recogió aspectos metodológicos relacionados con la identificación y formulación del problema, los objetivos, y, la justificación e importancia de la Investigación (Ver: «I. Planteamiento de la Investigación»).

En la segunda parte se presenta la información teórica recolectada y agrupada en los siguientes subcapítulos: Antecedentes del estudio, bases teóricas, marco contextual y la definición de términos (Ver: «II. Marco Teórico»). Por su parte, las bases teóricas fueron estructuradas teniendo en cuenta los siguientes ejes temáticos: Mercado eléctrico, comercialización de energía eléctrica, mercado eléctrico peruano y proyectos inmobiliarios en el Perú.

En la tercera parte se recoge aspectos metodológicos específicos a las variables e hipótesis (Ver: «III. Variables e Hipótesis»).

En la cuarta parte se consideró la metodología seguida en la investigación, en ese sentido en dicho capítulo se señala el tipo de investigación, el diseño de la

investigación, la población y muestra, las técnicas e instrumentos de recolección de la información, el procedimiento de los datos recolectados, y, el procesamiento estadístico y análisis de datos (Ver: «IV. Metodología»).

En la quinta parte se presenta los resultados obtenidos luego de procesar la información recolectada en términos de los proyectos inmobiliarios desarrollados en Lima Norte y la caracterización energética de dichos proyectos (Ver: «V. Resultados»).

En la sexta parte se analiza los datos procesados teniendo en cuenta la demanda máxima en los proyectos inmobiliarios de Lima Norte y los costos de la energía eléctrica; y se interpreta los resultados en términos de justificar desde una perspectiva técnica y económica, la factibilidad de incorporar al comercializador como parte de la estructura del mercado eléctrico Peruano (Ver: «VI. Discusión de Resultados»).

Los demás apartados de la presente investigación contienen las conclusiones, recomendaciones y bibliografía consultada; así como aspectos complementarios a la investigación condensado en los anexos.

ABSTRACT

The following research present a current issue related to the fact that free customers from the electric power, have bargaining power vis-à-vis to agree a price level generation directly with their supplier, eg with the distribution company or generating company belonging to Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN); while regulated clients do not have this option. Another side, today's peruvian reality, the development expressed in terms of construction of residential projects (residential complexes or condo) and commercial projects (Supermarkets), qualify peak demand of energy required to be free customers.

In the context described in the preceding paragraph and aiming to justify the incorporation of the figure of the marketer of electricity as part of the Peruvian electricity market, this research in which it was possible to show that technique is executed and economically incorporation is feasible marketer within the structure of the Peruvian electricity market; in that sense, this research followed the development scheme detailed below.

In the first part methodological aspects related to the identification and formulation of the problem, objectives was collected, and the rationale and importance of the Research (See: «I. Planteamiento de la Investigación»).

In the second part is presented the background to the study, the theoretical bases, the contextual reality and the definition of terms (See: «II. Marco Teórico»). The theoretical bases were structured considering the following topics: electricity market, sale of electricity, Peruvian electricity market and real estate projects in Peru.

The third part includes specific methodological aspects to the variables and assumptions (See: «III. Variables e Hipótesis»).

In the fourth part the methodology used in the investigation was considered, in that sense in that chapter on the type of research, research design, population and sample, techniques and tools for data collection noted, the procedure the collected data, and the statistical processing and data analysis (See: «IV. Metodología»).

In the fifth of the results obtained after processing the information collected in terms of real estate projects in North Lima and energy characterization of these projects it is presented - Electricity Market (See: «V. Resultados»).

In the sixth processed data given the high demand in North Lima real estate projects and the costs of electricity is analyzed; and the results are interpreted in terms of justification from a technical and economic perspective, the feasibility of incorporating the Promoter as part of the structure of the Peruvian electricity market (See: «VI. Discusión de Resultados»).

In the fourth chapter the energy characteristics of the units of analysis is discussed in terms of the Maximum Demand of Energy (DM), in the context of residential and commercial projects developed in Lima Norte.

I. PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN

1.1. Identificación del Problema.

La legislación eléctrica peruana considera dos tipos de clientes, los libres y los regulados. Se denomina usuarios no regulados o clientes libres a aquellos consumidores finales que, estando situados en cualquier punto de la red, tienen potencias conectadas mayores a 1 MW o exceden el 20% de la demanda máxima de la zona de concesión de distribución.

Diversas investigaciones, señalan que el desarrollo del mercado de clientes no sujetos a regulación de precios es fundamental para el crecimiento de la industria eléctrica en general y que la figura del comercializador minorista recogida en otras legislaciones del ámbito internacional, contribuirá al desarrollo de competencia en el mercado de clientes libres. En respecto de lo acabado de señalar, ya en el año 2000, el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI) en su investigación titulada «Barreras a la Entrada en la Industria Eléctrica: Efectos de la Ley N° 27239», concluye que:

El desarrollo del mercado de clientes no sujetos a regulación de precios es fundamental para el crecimiento de la industria eléctrica en general [...]. Persiste sin embargo, un vacío legal en torno a la comercialización minorista de energía. [... luego], la figura del comercializador minorista recogida en otras legislaciones del ámbito internacional, contribuirá al desarrollo de competencia en el mercado de clientes libres. En cualquier caso, la introducción de comercializadores debe ir acompañada de la ampliación del mercado de clientes libres vía una reducción programada de los límites de demanda para acceder a dicho mercado. (INDECOPI, 2000, pp. 14 – 15).

Asimismo, en el año 2003, mediante procedimiento 091-2003-OS/CD aprobó el «Procedimiento para fijar las condiciones de uso y acceso libre a los Sistemas de Transmisión y Distribución Eléctrica», en el cual se establecen las condiciones de uso y los procedimientos que garantizan el libre acceso a las redes de transmisión y distribución de acuerdo a lo establecido en los artículos 33°, 34° inciso d) de la Ley de Concesiones Eléctricas; la cual fue establecido como una obligación para las empresas de Transmisión y de Distribución, respectivamente.

Dado que se considera que los Clientes Libres tienen capacidad de negociación para pactar un nivel de precios de generación en forma directa con su suministrador, es decir con la empresa distribuidora o empresa generadora perteneciente al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN); y que en el Perú actual, el desarrollo de proyectos inmobiliarios expresados en términos de construcción de proyectos inmobiliarios habitacionales (Condominios o conjuntos residenciales) y proyectos inmobiliarios comerciales (Supermercados), reúnen las condiciones de potencia contratada requerida para ser clientes libres; la posibilidad de incorporar la figura del comercializador como parte del mercado eléctrico, adquiere nuevas matices.

En cualquier caso, además del caso de los proyectos inmobiliarios, la introducción del comercializador en el mercado eléctrico peruano debe ir acompañado de la ampliación del mercado de clientes libres vía una reducción programada de los límites de demanda para acceder a dicho mercado, que en el caso peruano es de 1 MW.

1.2. Formulación del Problema.

¿De qué manera, tomando como base el desarrollo de proyectos inmobiliarios en Lima Norte, se puede justificar la incorporación de la figura del comercializador como parte de la estructura del mercado eléctrico?

La respuesta a la pregunta general acabada de formular, se conseguirá dar respuesta a través de la sistematización de las siguientes interrogantes específicas:

- PE₁.** ¿Cuáles son las condiciones favorables relacionadas con la demanda de energía eléctrica que ofrecen los proyectos inmobiliarios habitacionales desarrollados en Lima Norte, para poder justificar la incorporación de la figura del comercializador como parte de la estructura del mercado eléctrico?
- PE₂.** ¿Cuáles son las condiciones favorables relacionadas con la demanda de energía eléctrica que ofrecen los proyectos inmobiliarios comerciales desarrollados en Lima Norte, para poder justificar la incorporación de la figura del comercializador como parte de la estructura del mercado eléctrico?

1.3. Objetivos de la Investigación.

1.3.1. Objetivo general.

Justificar la incorporación de la figura del comercializador como parte de la estructura del mercado eléctrico peruano, tomando como base la demanda de energía eléctrica de los proyectos inmobiliarios desarrollados en Lima Norte.

1.3.2. Objetivos específicos.

OE₁: Realizar un análisis situacional de la demanda de energía eléctrica por parte de los proyectos inmobiliarios habitacionales desarrollados en Lima Norte en los últimos diez años, para poder justificar en base a dicha demanda, la incorporación de la figura del comercializador como parte de la estructura del mercado eléctrico.

OE₂: Realizar un análisis situacional de la demanda de energía eléctrica por parte de los proyectos inmobiliarios comerciales desarrollados en Lima Norte en los últimos diez años, para poder justificar en base a dicha demanda, la incorporación de la figura del comercializador como parte de la estructura del mercado eléctrico.

1.4. Justificación.

Desde el punto de vista práctico, la presente investigación es necesaria porque busca proponer la reestructuración del actual mercado eléctrico peruano; para tal efecto, teniendo en cuenta el actual contexto económico, social y de desarrollo por la que está atravesando el Perú, busca proponer la incorporación del comercializador como parte del mercado eléctrico peruano remitiéndose a las experiencias y logros obtenidos en otros mercados desregularizados (por ejemplo: el mercado eléctrico Colombiano y el mercado eléctrico Chileno) como elementos de soporte para el análisis.

Desde el punto de vista teórico, el presente trabajo de investigación busca contribuir con la sistematización del proceso a seguir para dividir el actual mercado eléctrico peruano en su etapa de distribución, para dar paso comercializador final de energía eléctrica; además, la presente investigación servirá como referencia de

futuras investigaciones enfocadas a sustentar la necesidad de incorporar al comercializador como elemento autónomo del mercado eléctrico peruano a través de la disminución del límite mínimo de potencia para ser considerado como cliente libre.

1.5. Importancia.

La presente investigación es importante porque está orientada a sustentar la necesidad de disminuir el límite mínimo de potencia contratada, 1 MW en la actualidad, para ser considerado cliente libre, esta disminución del mínimo de potencia demandada debe ser gradual; es decir en una primera etapa se podría reducir a 0,5 MW, con lo cual algunas industrias, inmobiliarias y centros comerciales podrían pasar a ser clientes libres; luego en una segunda etapa se sustentaría la necesidad de que el mínimo de potencia sea por decir 200 KW, con lo cual el mercado libre crecería aún más, trayendo como lógica consecuencia la disminución en el tamaño del mercado regulado. Este proceso continuaría hasta demostrar que un mercado regulado no es necesario dentro del mercado eléctrico Peruano.

II. MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes del Estudio.

Algunas investigaciones relacionadas con el problema objeto de estudio de la presente investigación son las siguientes:

«Propuesta de Implementación de un Mercado Minorista de Energía en el Sector Eléctrico Chileno». En esta investigación, Flores (2003) tiene en cuenta que a nivel mundial se observa un claro cambio de paradigma en el sector energético caracterizado por la introducción de la competencia y una descentralización progresiva del proceso de toma de decisiones y que para los sistemas de distribución eléctrica; y que, este cambio estructural ha llevado -en mayor o menor grado- a una separación de las actividades de operación y comercialización. En efecto, como consecuencia de lo anterior, los actores de mercado, en especial los consumidores, toman un rol cada vez más activo en el negocio eléctrico. La investigación en cuestión, se plantea en términos de contribuir a una posible creación de un Mercado Minorista en el sector eléctrico chileno; para tal efecto el autor realiza una revisión del estado del arte a nivel internacional y de los elementos que definen la realidad del sector eléctrico chileno, a fin de conceptualizar alternativas de implementación de un mercado minorista y poder evaluarlas con criterios técnicos y económicos.

«Simulación Dinámica de Escenarios Futuros de Colombia y del Sector Eléctrico Colombiano». En esta investigación, Gómez (2002) presenta brevemente el trabajo realizado en la definición de los escenarios posibles para el sector eléctrico colombiano; en dicha definición se utilizaron de manera complementaria dos metodologías: la primera vinculada al ejercicio de prospectiva, que exploró las áreas temáticas y actores clave para el desarrollo de la asociación del sector eléctrico colombiano dedicada a impulsar y fomentar el desarrollo de las empresas del sector mediante la investigación realizada por la Corporación Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico del Sector Eléctrico - CIDET; y la segunda, que es la de los ejes de escenarios, por medio de los cuales se estimularon discusiones, conversatorios y reflexiones alrededor de la configuración de dos ejes definidos desde dos fuerzas impulsoras que conforman el futuro deseado.

La Función del Comercializador en el Negocio Eléctrico y su Aplicación en Chile. En este trabajo, Reyes (1999) realiza un estudio de la función del comercializador en el negocio eléctrico y su aplicación en Chile, analizando sus características principales y se hace una descripción de la función del comercializador en el negocio eléctrico en particular. Se incide particularmente en el análisis de la figura del comercializador en el mercado de las materias primas y en algunos mercados eléctricos minoristas, para ver la posible aplicación de ésta figura en el mercado eléctrico minorista chileno a través del análisis de las regulaciones existentes en los demás países y de las funciones de ésta. Los propósitos de la presente investigación referencial, entre otros, estuvieron relacionados con lograr los siguientes objetivos: Analizar las características generales del comercializador y las características globales del comercializador en el negocio eléctrico; analizar cómo se realiza la actividad de comercialización en alguna materia prima en particular, estudiando para ello la función que cumple el comercializador, los mercados en los cuales actúa, los instrumentos que utiliza para llevar a cabo sus labores y los agentes involucrados; estudiar la función del comercializador en los mercados eléctricos de distintos países y como se logró introducir la figura del comercializador en ellos; estudiar la actual metodología de comercialización de la electricidad en Chile y quiénes son los agentes que en ella participan; y, proponer una forma de separar en Chile la actividad de distribución de aquella de comercialización. De acuerdo a los objetivos planteados, y luego de analizar las características generales del comercializador, las características del comercializador de petróleo y realizar una descripción de las características globales del comercializador en el negocio eléctrico: las conclusiones a las que llego el autor de la tesis –memoria- referencial, entre otras fueron las siguientes:

- El comercializador en el negocio eléctrico tiene como función principal la compra de energía eléctrica y su posterior venta a los usuarios finales tanto regulados como libres, vale decir la misma función que tienen los comercializadores en los mercados en general. En algunos países se pudo observar que esta función principal del comercializador eléctrico era complementada con otras funciones dependiendo de los marcos regulatorios que rigen en cada país.

- Se debe de incorporar una nueva figura al negocio eléctrico, la figura del comercializador, distinguiendo claramente entre comercializador y distribuidor. Esta proposición se realiza tomando en cuenta ciertos conceptos y principios que son básicamente: Promoción de la competencia en comercialización, promoción de la eficiencia, acceso libre y no discriminatorio a las redes de distribución, y, asegurar el servicio a todos los usuarios por parte de los comercializadores.
- La actividad de comercialización podrá ser desarrollada por agentes que realicen ya sea actividades tales como generación o distribución de energía eléctrica o por cualquier otro agente ya sea persona natural o jurídica que cumpla con las disposiciones impuestas por la ley. Habrá un lapso de transición hacia el mercado competitivo en el cual se incorporará un precio techo cuya finalidad será la de proteger a los usuarios mientras las condiciones de libre competencia no estén aseguradas y las posibilidades de elección entre los oferentes no sean las suficientes.

Barreras a la Entrada en la Industria Eléctrica: Efectos de la Ley N° 27239. En esta investigación, INDECOPI (2000), teniendo en cuenta que el considerar a las actividades de transmisión y distribución de energía eléctrica como monopolios naturales en los que el desarrollo de competencia no es socialmente deseable; que el marco legal vigente hasta el año 1998, privilegiaba el ingreso de nueva oferta de generación eléctrica; que la Ley de Concesiones Eléctricas, en la cual se define como mercado de clientes libres al compuesto por usuarios con demandas superiores a 1 MW de potencia; que para la fijación de Tarifas en Barra, cada COES efectuará los cálculos correspondientes, entre otros factores; en el documento de trabajo que tomamos como referencia se llega a las siguientes conclusiones: Un sistema eléctrico competitivo y confiable se logra a través del ingreso de nuevos operadores de generación; el desarrollo del mercado de clientes no sujetos a regulación de precios es fundamental para el crecimiento de la industria eléctrica en general; persiste sin embargo, un vacío legal en torno a la comercialización minorista de energía; la figura del comercializador minorista recogida en otras legislaciones del ámbito internacional, contribuirá al desarrollo de competencia en el mercado de clientes libres; y, en cualquier caso, la introducción

de comercializadores debe ir acompañada de la ampliación del mercado de clientes libres vía una reducción programada de los límites de demanda para acceder a dicho mercado.

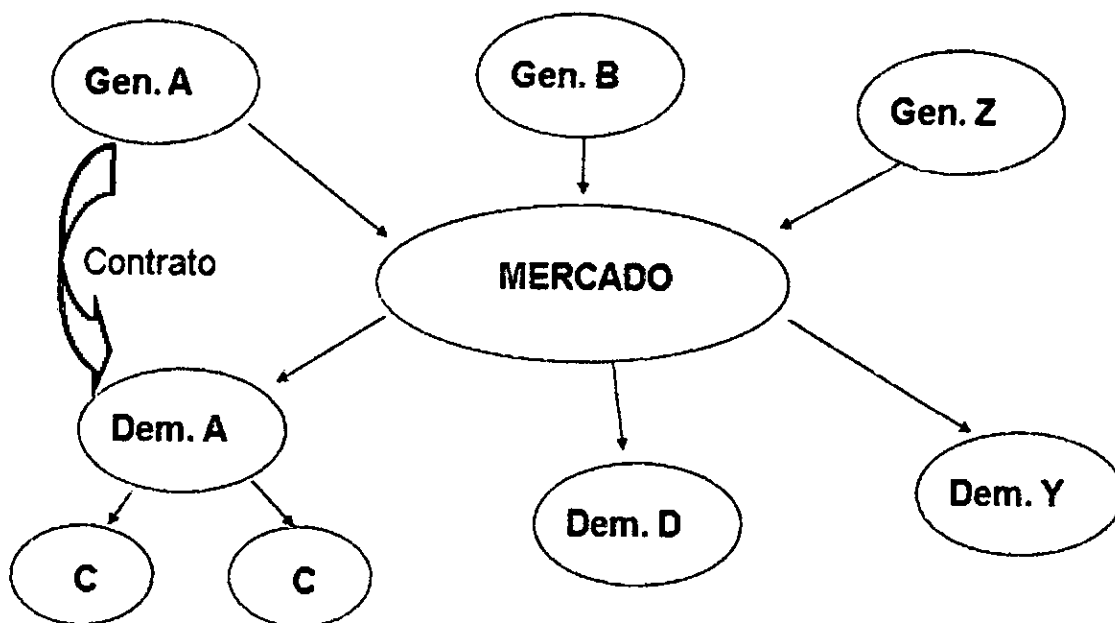
Propuesta de un mercado de capacidad vía contratos de cobertura como mecanismo para mejorar el manejo de riesgos y la confiabilidad en el suministro de electricidad. En esta investigación, García (2008), teniendo en cuenta que la electricidad es un bien que no se puede almacenar, característica que, unida al patrón variable de demanda y la existencia de incertidumbre en la oferta (como la asociada a la dependencia de la hidrología, la existencia de indisponibilidades y problemas de congestión), genera que el costo de producción sea muy volátil a lo largo del tiempo; el investigador del OSINERGMIN sostiene que estas peculiaridades generaron que el sector se organice tradicionalmente bajo un modelo de empresa estatal verticalmente integrada, donde se tomaban decisiones de inversión y fijación de precios que buscaban mantener la confiabilidad del sistema y la eficiencia en costos de forma centralizada. Sin embargo, con los procesos de reestructuración del sector eléctrico, el diseño de los nuevos mercados eléctricos ha tenido que buscar otros instrumentos para garantizar la confiabilidad del suministro y reducir la exposición de los clientes a la volatilidad de precios. El problema de la confiabilidad y eficiencia del suministro en el caso peruano ha sido enfrentado mediante diferentes instrumentos, particularmente mediante: La creación de un pool obligatorio donde los generadores son despachados de acuerdo con el objetivo de minimizar los costos de abastecimiento; la regulación de precios en las ventas de generador a distribuidor a través de la fijación de precios estabilizados basados en proyecciones de la oferta y la demanda; y, la fijación de un precio por capacidad basado en el costo de expansión del sistema fijado por el regulador y repartido de acuerdo a la potencia disponible de las centrales.

2.2. Bases Teóricas.

2.2.1. Mercado eléctrico.

El mercado eléctrico funciona casi de igual forma que todos los mercados que funcionan equilibrando la oferta y la demanda, pero a diferencia de estos el mercado eléctrico tiene unas características de funcionamiento que hacen de este un mercado más complicado; por ejemplo: No se puede almacenar stocks para

venderlos más adelante —cuando la demanda sea baja—, se debe abastecer de continuo —24 horas los 365 días del año—, se atiende a millones de clientes simultáneamente y se debe contar con una garantía de suministro de electricidad. Otras diferencias entre el mercado convencional y el mercado eléctrico son: En el mercado eléctrico los productores y consumidores están vinculados a través de una red, necesitan balance instantáneo entre oferta y demanda, una discontinuidad en el funcionamiento del mercado es intolerable, por lo general no puede operar sin un control centralizado y frente a una variación de precio, la cantidad demandada varía menos que el precio —demanda inelástica — (Vignolo y Zeballos, 2002).



Gráfica 1. Esquema básico de funcionamiento de un mercado eléctrico.

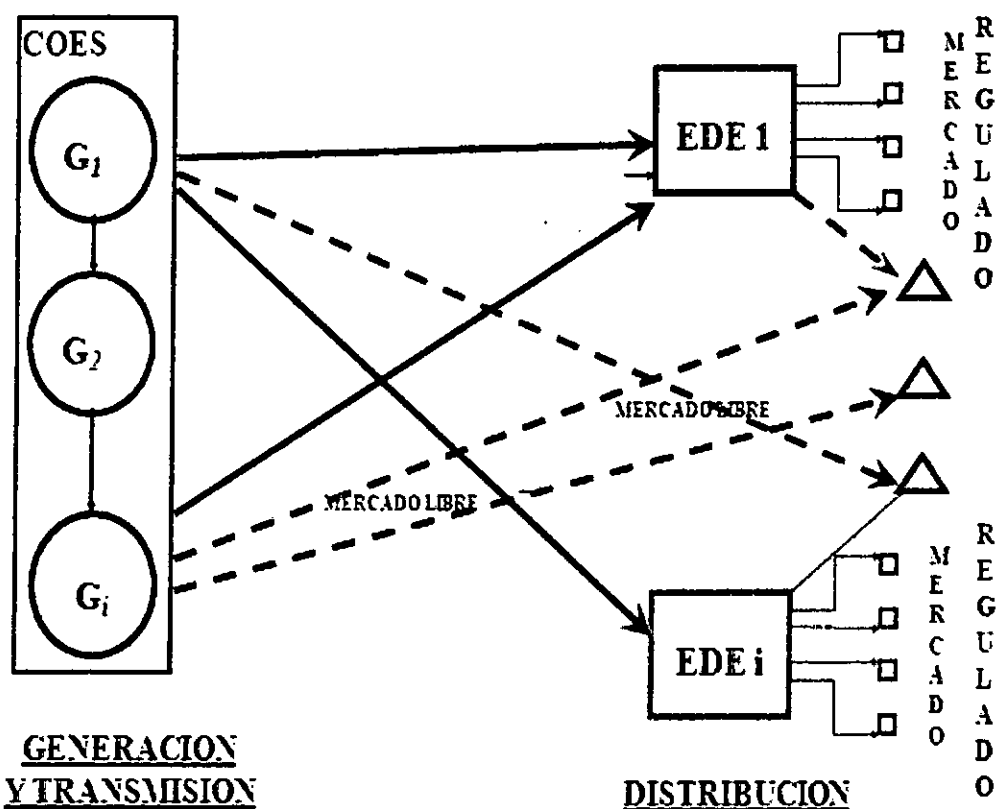
Fuente: Elaboración propia.

La tendencia del modelo actual de mercado eléctrico es basarse en la competencia entre las empresas, teniendo como objetivos: incrementar la calidad del suministro, mejorar el medio ambiente y hacer que los precios se autorregulen en un mercado libre. Esta autorregulación implica que muchas decisiones que antes se tomaban por la administración (como la autorización de construcción de nuevas centrales) ahora se dejan a criterio de las empresas, sin más limitaciones que las que establece la ley para cualquier instalación industrial. Dentro del contexto descrito, hay una tendencia a dar libertad a los consumidores para elegir la empresa suministradora que deseen, en función de la calidad de suministro y el precio que ofrezcan.

El mercado de energía eléctrica actualmente ha entrado en un periodo donde se presencian los más profundos cambios vistos en las últimas décadas.

Los cambios están afectando la manera en que se vende la energía y como son proporcionados los servicios. En algunos mercados, y en otros ya se anticipa, que el camino lleva a una desregulación y a una completa reestructuración del sector energético. Es prácticamente una certeza en el sector que los consumidores comprarán energía eléctrica [...] a través de agentes de mercado (brokers) y comercializadores. (Jiménez y Mocárquer, 2001, p. 3).

En la actualidad el funcionamiento del mercado eléctrico peruano se debe a la interacción de productores, transmisores y distribuidores tanto del ámbito público como privado; además, existen dos tipos de sistemas, el interconectado y el aislado, siendo en este último donde se puede ver un esquema municipal de generación eléctrica. Como complemento de la estructura de mercado acabado de reseñar, existe un mercado de subasta de energía regida por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES).



Gráfica 2. Esquema de funcionamiento del mercado eléctrico peruano.

Fuente: Elaboración propia.

2.2.1.1. El Monopolio natural.

Se llama monopolio natural al estado o situación de mercado que se produce cuando las actividades productivas o de servicio exigen que el comercio sea realizado exclusivamente por una empresa; el monopolio natural es un caso particular de monopolio, que tiene la característica de que una empresa puede producir toda la producción del mercado con un costo menor que si hubiera varias empresas compitiendo. Por lo general, el monopolio natural está relacionado con la disponibilidad de infraestructura propia y de uso exclusivo por cada una de las empresas competidoras. Según Baumol, Panzar y Willig (1982), Citado por José Gallardo en Documento de Trabajo 164.

Se dice que existe un monopolio natural cuando la provisión de determinadas cantidades de un conjunto de bienes o servicios cuesta menos cuando éstas son producidas por una sola firma que cuando son producidas por dos o más firmas. Este es el concepto de subaditividad de costos (Gallardo, 1999, p.6).

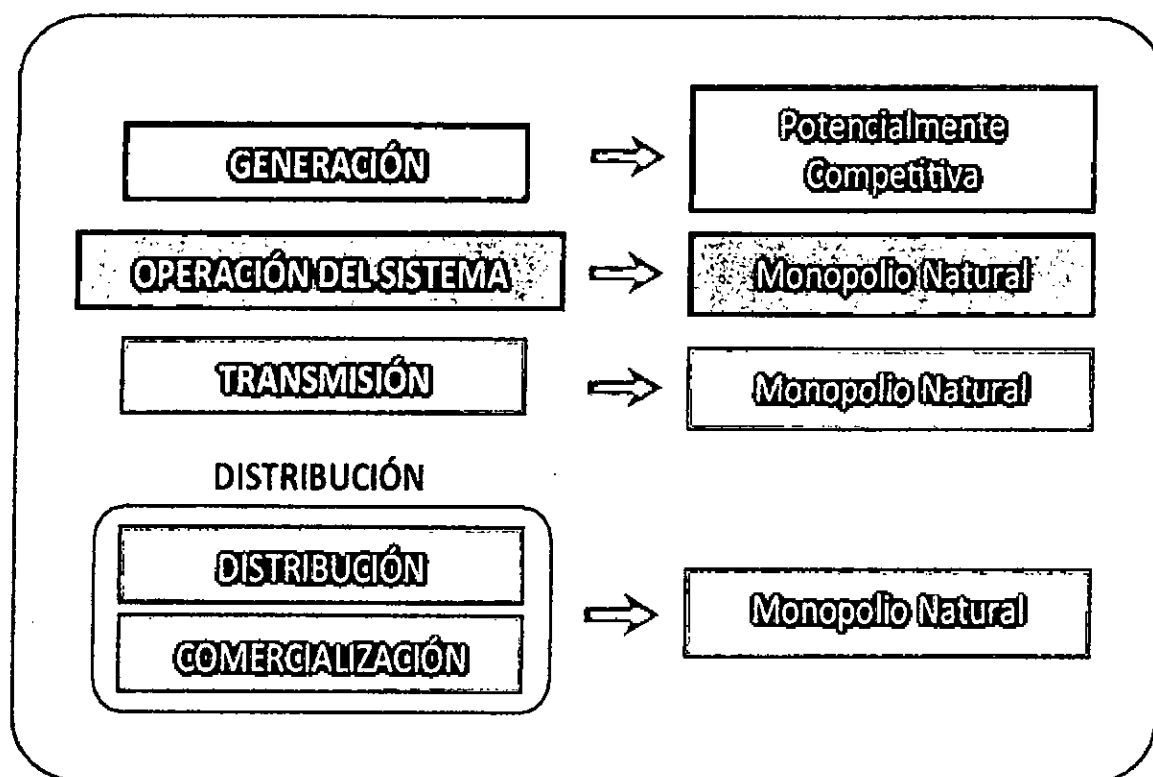
El monopolio natural usualmente ocurre en mercados donde las firmas tienen que realizar una altísima inversión inicial para ingresar (economías de escala). Los incentivos para que otras firmas ingresen son nulos y, por otro lado, también sería ineficiente, es decir, resulta más eficiente que sólo haya una empresa en el sector puesto que los costos medios tienden a cero según aumentamos la cantidad haciendo el negocio más rentable y ayudando al monopolista a bajar el precio. El monopolio natural -al igual que todo tipo de monopolio- tiene cautivos a sus consumidores. En algunos casos, tener un monopolio natural, a diferencia de uno clásico, es socialmente eficiente; un ejemplo de ello es la distribución de agua potable en las ciudades. Durante años el concepto de monopolio natural ha venido en desuso, ya que hace casi un siglo se consideraba como tales al servicio de distribución de energía eléctrica como a la telefonía fija, sectores que hoy en día se encuentran en transición hacia un esquema distinto. (Garrido, 2010).

2.2.1.2. Regulación de mercados eléctricos.

Una de las formas en las que el Estado puede intervenir en la economía cuando se presenta una falla de mercado es la regulación; dicha regulación consiste en la definición de un marco de actuación a los agentes económicos, tanto a los consumidores como a las empresas reguladas, ya sea a través del control de

precios o la definición de un conjunto de normas de cumplimiento obligatorio (restricciones) en el ejercicio de ciertas actividades económicas que presentan algunos de los fallos del sistema de mercado. Lo que se busca mediante la regulación es corregir las imperfecciones del mercado incentivando a las empresas a lograr la eficiencia en la producción de los bienes o servicios regulados y garantizar un precio competitivo para los consumidores. (Hernández, Sánchez y Calderón, 2005).

La regulación como forma de intervención en donde se imponen restricciones a las decisiones de los agentes económicos se justifica solo en los mercados donde exista falla de la teoría del bienestar en la que se apoya la defensa de los mercados como mecanismos de asignación de recursos. Otra forma de intervenir —normativamente— en los mercados donde falla la teoría del bienestar, es la implementación de subastas que otorguen la concesión de la industria a la firma que ofrezca el menor precio de venta del bien o servicio en cuestión.



Gráfica 3. Separación de actividades en el sector eléctrico peruano y su actual configuración regulatoria.

Fuente: Fundamentos técnicos y económicos del sector eléctrico peruano., p. 72.

2.2.1.3. Estructura de los mercados eléctricos.

La estructura de los mercados eléctricos se establece como consecuencia de la relación: Estructura de propiedad de los activos de la industria y variables como el poder de mercado o la inversión.

Esta estructura está basado en el enfoque estructura-conducta-desempeño (Enfoque ECD); es decir, el enfoque que por un lado busca tener como meta el establecimiento de vínculos entre la estructura de mercado, y por el otro busca determinar la conducta de las empresas en el mercado. El enfoque, con respecto a la conducta presupone que esta determinaría el probable resultado o desempeño del mercado en cuanto a la eficiencia económica o bienestar social general se refiere. Además, supone que si el resultado de una industria particular fuera suficientemente malo, dada la estructura de tal industria, se justificaría la acción legal, ya sea para cambiar la conducta que genera la estructura o, si fuera necesario, para cambiar la estructura misma. (Pepall, Richards y Norman, 2006, p.9).

Dada la particularidad que tiene el sector eléctrico de contar con actividades propicias para realizarse bajo el esquema de monopolio natural; se considera como elementos estructurales del mercado eléctrico, a los siguientes:

El operador del mercado: Quien se encarga de la elaboración del programa diario de funcionamiento del sistema, casando las ofertas y las demandas que le llegan. El operador del mercado eléctrico, suele estar supervisado por una comisión de representantes de las empresas productoras o generadoras, las empresas transmisoras, las distribuidoras, las empresas comercializadoras –en mercados totalmente liberalizados– y los consumidores cualificados o clientes libres –en mercados eléctricos no regulados-. El operador del mercado, como responsable de la gestión económica del sistema asume la gestión del sistema de ofertas y compra y venta de energía eléctrica para el mercado diario e intradiario; correspondiéndole también el desarrollo y operación de los sistemas informáticos necesarios para un correcto funcionamiento del mercado. En el Perú, la operación del mercado se da en la bolsa de energía o mercado mayoristas de electricidad, a través del Comité de Operación Económica del Sistema (COES) que es una entidad privada, con personería de derecho público.

El operador del sistema: Es el encargado de garantizar la continuidad y la seguridad del suministro. El operador del sistema es el encargado de realizar las coordinaciones con los que generan, transmiten y distribuyen la energía en todo el sistema interconectado y en tiempo real. En el Perú, la operación del sistema la realizan todos los agentes del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN); el COES es el operador principal del sistema eléctrico y en la actualidad agrupa a 16 empresas generadores, 7 empresas transmisoras, 10 empresas distribuidoras y 36 Usuarios Libres.

El Organismo Regulador: Entidad pública que tiene como función verificar el cumplimiento de las obligaciones legales, contractuales o técnicas por parte de las entidades o actividades supervisadas; fijar las tarifas de los servicios bajo su ámbito; establecer los reglamentos, normas de carácter general y mandatos u otras normas de carácter particular referidas a intereses, obligaciones o derechos de las entidades o actividades supervisadas o de los usuarios; fiscalizar y sancionar dentro de su ámbito de competencia, el incumplimiento de obligaciones derivadas de normas legales o técnicas; conciliar intereses contrapuestos entre entidades o empresas bajo su ámbito de competencia, entre éstas y sus usuarios o de resolver los conflictos suscitados entre los mismos; y, dar solución a los reclamos de los usuarios de energía eléctrica regulados.

El Estado: Es otro elemento del mercado eléctrico, esto debido a que el Estado, a través de directivas y normativas legales, establece el marco general en la cual se desarrolla el sistema eléctrico y el mercado eléctrico.

2.2.2. Comercialización de energía eléctrica.

2.2.2.1. El comercializador de energía eléctrica.

Los comercializadores son agentes económicos cuyo principal objetivo es comprar un bien determinado en el mercado mayorista (*commodities*) y venderlo a consumidores finales. Estos pueden ser los productores del bien que se transa o sólo intermediarios que tienen acceso al bien transado; en éste último caso, el comercializador, para competir, buscará acceder a mejores precios y agregar valor al producto, de modo que sea una alternativa atractiva para los clientes.

Las empresas comercializadoras de energía eléctrica son aquellas sociedades mercantiles que adquieren un bloque de energía eléctrica, acceden a las instalaciones eléctricas propiedad de terceros y lo venden a los consumidores finales o a otras comercializadoras. A diferencia de lo que sucede con las empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras de electricidad; las comercializadoras se caracterizan por ser no regulada, por no ser totalmente afectadas por las previsiones legales, por desarrollarse en un mercado liberalizado y por carecer de activos.

Según Jimenez y Mocárquer (2001), en la comercialización de energía eléctrica intervienen diversos agentes comercializadores factibles de ser agrupados funcionalmente; consecuentemente en la comercialización de energía eléctrica es posible distinguir los siguientes tipos principales de agentes comercializadores:

Productores: Este tipo de comercializador se caracteriza porque además de ser el productor del bien, también lo transa a través de una red de agentes o de distribuidores directamente con sus consumidores finales. Con esto el productor busca tener una ventaja competitiva creando lealtad del cliente, lo que otorga estabilidad a largo plazo.

Comerciantes de energía: Son agentes de ventas de energía eléctrica, típicamente no son parte de una compañía de servicios; sino que actúan como intermediarias entre vendedores y compradores. A diferencia de los corredores mejor conocidos como "Brokers" los comerciantes de energía toman control de toda la energía con la que realizan transacciones.

Traders: En términos generales, «Los Traders» son intermediarios que mueven productos físicos de un lugar a otro; es decir, un Trader es toda persona o entidad que compra o vende instrumentos financieros (acciones, bonos, materias primas, derivados financieros, etc.). El Trader, una vez que compra el producto ya fabricado, diversifica este bien en distintos tipos (calidad, forma, etc.) de modo tal que alcanza un mayor número de mercados, adaptándose a las distintas necesidades y preferencias de los clientes. En el mercado eléctrico, los Traders serían los compradores directos de las empresas generadoras y los vendedores a la entrada del mercado donde se encuentra el consumidor final.

Broker: Juega un rol secundario de apoyo a la actividad comercializadora, al concederle instrumentos financieros. Lo que hace es comprar y vender los distintos contratos de un productor en distintas bolsas de comercio.

2.2.2.2. El consumidor o usuario final de energía eléctrica.

Por lo general, se llama consumidor o usuario final de energía eléctrica, a los clientes residenciales y comerciales quienes usan la electricidad que compran para su consumo, en ese sentido, también se les conoce como consumidores finales. La tendencia actual es que los consumidores finales pueden comprar electricidad directamente de cualquier proveedor o en el mercado competitivo de energía en volumen¹, en lugar de hacerlo de una compañía local de distribución que por lo general se encuentra regulada².

Para fines de la presente investigación, se llama usuario o consumidor final de electricidad a toda persona natural o jurídica que recibe el servicio de electricidad como cliente regulado y que de darse la desregularización, pueda llegar a ser cliente libre y poder negociar con las nuevas empresas comercializadoras. En la estructura actual del mercado eléctrico peruano, los consumidores que se encuentran dentro de las áreas de concesión de las empresas distribuidoras son los llamados usuarios o consumidores finales –quienes también pueden ser denominados clientes cautivos-. En el contexto acabado de citar, se llama usuario final a aquellos clientes del servicio de electricidad que son abastecidos en forma exclusiva por las empresas distribuidoras concesionarias y que, según la normativa actual vigente, tienen pocas posibilidades de negociar contratos de suministro de energía con otras empresas distintas a la concesionaria.

2.2.2.3. Deberes y derechos del usuario final de energía eléctrica.

El consumidor final de electricidad, al igual que todo usuario de un determinado servicio prestado, adquiere derechos y obligaciones derivados de la

¹ También conocido como mercado de menudeo -Un mercado en el cual la electricidad y otros servicios de energía se venden directamente a los consumidores finales-.

² Por décadas, los estados y las ciudades han regulado a las compañías de servicios eléctricos a través de un contrato regulador, mediante el cual, a las compañías se les otorgaban territorios de servicios sobre los que han tenido el derecho exclusivo de servir a clientes minoristas. Esto significaba que las compañías debían asegurarse que hubiera instalaciones/sistemas de generación, transmisión y distribución suficientes para atender a los clientes actuales y futuros en ese territorio.

relación contractual que conlleva la prestación del servicio. En el caso peruano, es la Junta de Apelaciones y Reclamos de Usuarios (JARU) del OSINERGMIN; la encargada de promover una predisposición por parte de los usuarios a cumplir con los deberes de estos frente al servicio recibido, además de velar por los derechos que adquieren los mismos al momento de optar por el uso de energía eléctrica como medio de apoyo para la realización de sus actividades diarias. En ese sentido, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (2013), estableció los deberes y derechos que conlleva el ser usuario del servicio eléctrico en el Perú, los cuales son:

Deberes:

- Evitar conductas y actos que pongan en riesgo su vida y su salud o la de otros.
- Utilizar la electricidad con autorización de la empresa de electricidad.
- No manipular el medidor ni permitir que otros lo hagan dando aviso a la empresa de electricidad.
- Comunicar a la empresa de electricidad cualquier irregularidad en el uso del servicio de energía eléctrica.
- No revender energía.
- Actuar con responsabilidad en el uso del servicio.

Derechos:

- A contar con un medidor de energía eléctrica y a recibirlo en buenas condiciones.
- A elegir libremente su tarifa.
- A la aplicación de las tarifas publicadas.
- Al cobro de acuerdo a la lectura mensual del medidor.
- A recibir factura todos los meses.
- A no tener cortes del servicio por el primer mes de deuda, salvo que haya suscrito un convenio.
- A ser compensado en caso de sufrir interrupciones del servicio.
- A ser informado antes de los cortes programados.
- A presentar reclamos.
- A ser notificado previamente antes de la intervención del medidor.

- A exigir el cumplimiento de las normas de seguridad.
- A estar informado sobre situaciones de riesgo y las medidas para prevenir accidentes en el uso de electricidad.
- A solicitar la anulación de instalaciones peligrosas.
- A que sus reclamos sea transmitidos de acuerdo al procedimiento establecido.
- A las contribuciones reembolsables por extensión de red o ampliación de potencia contratada, en caso de que haya aportado.
- A solicitar la contrastación de su medidor por terceros.

2.2.3. Mercado eléctrico peruano.

La legislación peruana distingue dos segmentos de mercado para las transacciones de energía eléctrica, el mercado libre y el regulado. El mercado libre comprende las transacciones entre grandes clientes, definidos como aquellos cuyos consumos de potencia son superiores a 1 MW, y las empresas proveedoras del servicio, las cuales pueden ser generadoras o distribuidoras siempre que estas transacciones no se destinen al Servicio Público de Electricidad. El mercado regulado, comprende las transacciones entre los consumidores, usuarios que tienen consumos inferiores a 1 MW, y los ofertantes, empresas de distribución que brindan el Servicio Público de Electricidad.

En el mercado regulado, los precios (tarifas) son fijados por el organismo regulador de precios en el sector, es decir el OSINERGMIN. En el mercado libre, sólo el precio correspondiente al segmento de generación se establece libremente por la acción de oferta y demanda; mientras que, los precios que cubren los costos de la transmisión y la distribución son regulados por el OSINERGMIN. Por otro lado, la Ley de Concesiones Eléctricas ha establecido que los precios regulados no pueden diferir en más o menos del 10% de los precios establecidos en el mercado libre.

2.2.3.1. Características.

Las actividades del sector privado se desarrollan habitualmente a través de mercados. Siempre que se cumplan determinadas condiciones, la búsqueda del beneficio propio y las presiones derivadas de la competencia, resultan en un

suministro a mínimo coste, en las condiciones de calidad que desean los consumidores. De este modo, lo entendieron los gobernantes peruanos quienes sentaron las bases del actual mercado eléctrico peruano, cuyos inicios nos remonta a la reforma³ que tuvo lugar en el sector eléctrico a principios de la década del noventa, la cual inició un proceso de promoción de la inversión privada a fin de aprovechar la experiencia de operadores internacionales y atraer inversiones al sector; para lo cual se hizo la separación de las actividades de generación, transmisión y distribución.

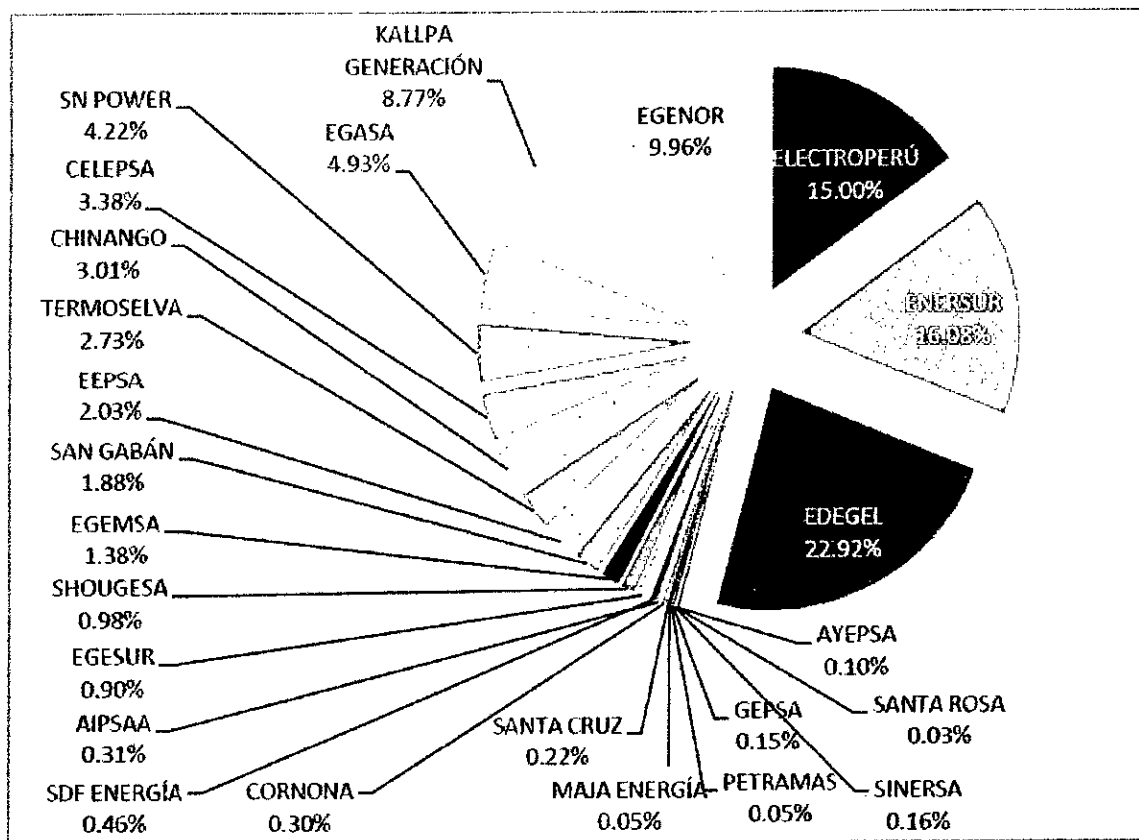
El balance de energía eléctrica elaborado por el Ministerio de Energía y Minas en el año 2006⁴, daba cuenta que en dicho año, la producción nacional o energía eléctrica total generada fue de 27 370 GW.h, de los cuales 25 614 GW.h (94%) corresponden al mercado eléctrico y 1 756 GW.h (6%) a uso propio. En cuanto a la energía generada para el mercado eléctrico, el 87,2% fue destinado al consumo final nacional, 11,4% fueron pérdidas y 1,5% correspondió a consumo propio. Con relación a la energía generada para uso propio, el 93,1% se orientó al consumo final, 4,6% fueron pérdidas y el 2,4% consumo propio. Del total de energía eléctrica generada a nivel nacional, el 87,6% se destinó al consumo final nacional, el 10,9% correspondió a pérdidas, y 1,5 % a consumo propio. Del consumo final (87,6%), 81,6% corresponde al mercado eléctrico (44,6% para clientes regulados y 37,0% para clientes libres) y el 6,4% al consumo en empresas con generación propia.

En cuanto a las características del Mercado Eléctrico Peruano en términos de potencia efectiva, Vera, Paredes y Defilippi (2013) señalan que en el año 2011, la potencia efectiva sumó 6,444.4 MW. Las principales empresas privadas que aportaron a este total fueron: Edegel (22.9%), Enersur (16.1%), Electroperú (15.0%), Egenor (9.94%), Kallpa Generación (8.8%), Egasa (4.9%) y SN Power (4.2%). La contribución estatal provino de Electroperú, Egensa, Egasa, Egesur, y Empresa de Generación y Eléctrica San Gabán; las cuales aportaron el 24.1% de

³ La reforma del sector se inició con la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844) en noviembre de 1992. En esta norma se modificaba la forma cómo estaba organizada la industria y se establecía un nuevo marco regulatorio cuyo objetivo general era crear un sistema tarifario que fomentara la eficiencia económica.

⁴ El balance muestra el flujo energético desde que se genera, transmite, y se distribuye; incluyendo las pérdidas y el consumo propio.

la potencia efectiva, mientras que el sector privado aportó el 76.0%. Con respecto a lo acabado de citar, en el Gráfico 3 se presenta la participación de las principales empresas generadoras en la potencia efectiva del país.



Gráfica 4. Potencia efectiva en el mercado eléctrico peruano.

Fuente: Mercado eléctrico en el Perú; p.11.

2.2.3.2. Tipos de clientes.

2.2.3.2.1. Clientes regulados.

La legislación eléctrica peruana considera como usuarios regulados o Clientes regulados a aquellos usuarios finales de energía eléctrica cuya máxima demanda anual sea igual o menor a 200 kW. La condición de usuario regulado se adquiere basado en el criterio de la máxima demanda anual, la cual no debe ser mayor de 200 kW; cuando la máxima demanda anual es mayor de 200 kW hasta un máximo de 2500 kW, los usuarios tienen derecho a elegir entre la condición de usuario regulado o de usuario libre. Se considera que los clientes regulados no tienen capacidad de negociación más que con la empresa concesionaria a cargo de la zona de concesión de distribución.

2.2.3.2.2. Clientes libres.

El límite de potencia para los suministros sujetos al régimen de regulación de precios es fijado en 200 kW. Aquellos usuarios cuya demanda se ubique dentro del rango de potencia establecido en el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, tienen derecho a optar entre la condición de Usuario Regulado o Usuario Libre, conforme a lo establecido en la Ley N° 28832 y en el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad. En sentido de este último: los usuarios cuya máxima demanda anual sea igual o menor a 200 kW, tienen la condición de Usuario Regulado; los usuarios cuya máxima demanda anual sea mayor de 200 kW, hasta 2500 kW, tienen derecho a elegir entre la condición de Usuario Regulado o de Usuario Libre, cumpliendo los requisitos y condiciones establecidos en el Reglamento; y, los usuarios cuya máxima demanda anual sea mayor a 2 500 kW, tienen la condición de Usuarios Libres (Artículo 3° del Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad).

Se considera que los Clientes Libres tienen capacidad de negociación para pactar un nivel de precios de generación en forma directa con su suministrador, es decir con la empresa distribuidora o empresa generadora perteneciente al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

Según OSINERGMIN, la venta de energía realizada a los clientes libres en el año 2006, se dio de la siguiente manera:

Ventas por Empresa Eléctrica: Durante el mes de julio de 2006, las empresas que vendieron al mercado libre la mayor cantidad de energía fueron Enersur y Edegel. Estas concesionarias, tienen como clientes libres a grandes empresas mineras, como son Shouthern Perú y Antamina, respectivamente; por otro lado, en cuanto a la composición de las ventas por grupos de empresas eléctricas, las generadoras registran una participación del 80,9% y las distribuidoras el 19,1%.

Ventas por Actividad Económica: Durante el mes de julio de 2006, la actividad económica del mercado libre que mostró el mayor consumo de energía fue el rubro de minería, con una participación del 49,0% del total de consumo de clientes libres, seguida de las actividades de fundición, químicos y textiles. Por otro lado, teniendo en cuenta el consumo por actividad

La tarifa eléctrica establecida en una determinada región se sustenta en distintos preceptos tomados como base para su formulación; por ejemplo: la tarifa eléctrica con discriminación horaria es un tipo de tarifa que fija el precio de la electricidad consumida en función de cómo varía esta en función de la hora en la que se realice el consumo; este tipo de tarifación basado en la discriminación horaria, tiene como objetivo evitar picos de demanda eléctrica, para tal efecto, beneficia con un precio más bajo a aquellos usuarios que traspasen su consumo de electricidad de las horas de mayor demanda hacia las horas de menor demanda.

Otro precepto que sustenta la tarifación eléctrica es el régimen de regulación a lo que están sujetos los usuarios finales; esa perspectiva preceptual establecida en el ámbito peruano dio como resultado la discriminación tarifaria basado en el hecho de ser cliente regulado o no; en ese sentido, en el Perú se establecieron dos tipos de tarifación para el consumo final de la energía eléctrica, dichas formas de tarifación son las que se describen en los apartados que prosiguen.

2.2.3.3.1. Tarifas para clientes regulados.

Las tarifas eléctricas para clientes regulados, como su nombre lo indica, constituyen aquellos precios que pagan los usuarios o consumidores finales al estado o al concesionario de energía eléctrica, a cambio de la prestación del servicio. Esta tarifa es fijada para aquellos usuarios cuya máxima demanda anual sea igual o menor a 200 kW, a quienes se les adhiere la condición de Usuario Regulado; y también, a los usuarios cuya máxima demanda anual sea mayor de 200 kW hasta 2500 kW, quienes tienen el derecho a elegir entre la condición de Usuario Regulado o de Usuario Libre. Algunas características de la formación de tarifas a clientes finales para clientes regulados, son:

- Los clientes regulados tienen a su disposición diferentes opciones tarifarias en las cuales, en base a una serie de factores que consideran sus patrones de consumo, se transfieren todos los costos de provisión del servicio.
- La elección de las opciones tarifarias dependerá del nivel de tensión, patrón de carga y equipos de medición.
- La mayor parte de los clientes regulados (91.5%) se encuentran en la opción tarifaria BT5, diseñada para los clientes residenciales, que

consiste en un cargo por energía unitario, y un cargo fijo mensual, además de los costos de alumbrado y reposición y mantenimiento de conexión.

- Los cargos tarifarios incluyen los subsidios cruzados entre consumidores (los que consumen más de 100 KWh subsidian a los que consumen menos de 100 KWh); es decir, los cargos incluyen el Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE).

2.2.3.3.2. Tarifas para clientes libres.

La tarifa eléctrica para clientes libres constituye los cargos por consumo de energía para los usuarios finales que adquieren dicha denominación ya sea porque estando situados en cualquier punto de la red tienen potencias conectadas mayores a 1 MW, porque su máxima demanda anual es mayor a 2 500 kW, o porque, teniendo una demanda anual entre 200 y 2500 kW optaron por elegir la condición de Usuario Libre.

De acuerdo a la legislación referida a la tarifación de energía para clientes libres, la Comisión de Tarifas de Energía (2001) concluye que para estos se cumple que:

- Todos los Contratos de suministro de electricidad para el mercado libre deben separar obligatoriamente dos tipos de precios; los precios de generación (precio acordado entre las partes en la Barra de Referencia de Generación - BRG), y, las tarifas reguladas de transmisión y distribución.
- El Cliente Libre puede optar por comprar la electricidad en una Barra de Referencia de Generación (BRG) o en el punto de suministro del mismo (punto de entrega al cliente). Cualquiera sea el caso, únicamente los precios de generación (Precios de Energía y Potencia referidos a una BRG, llamados también "Precios Libres") están sujetos a la libre negociación entre las partes. Las tarifas de transmisión y/o distribución por las instalaciones existentes entre la BRG y el punto de suministro son reguladas por la Comisión de Tarifas de Energía (CTE) y no son sujetos de negociación.

- Punto de suministro es la barra, subestación o lugar donde se entrega la electricidad al cliente libre.
- La BRG, es aquella subestación (Subestación Base) que se encuentre más cerca del punto de entrega al cliente, de la relación indicada de Subestaciones Base establecidos en las resoluciones de fijación de precios de la CTE.
- Todos los clientes libres y regulados deben incorporar el Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal (PCSPT) y el correspondiente Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía (CPSEE) del Sistema Secundario Común a la BRG, además de los cargos por transmisión y/o distribución de las instalaciones entre la BRG y el punto de suministro al cliente libre.

Cuadro 1. Cargos que deben asumir los clientes en función al nivel de tensión y ubicación del punto de suministro.

Suministro al Cliente Libre en:	Cargos de Transmisión a incorporar			Cargos de Distribución a incorporar
	Sistema Principal	Sistema Secundario Común	Peaje y Pérdidas Transmisión Secundaria	VAD y Pérdidas de Distribución
1.- Barra de Referencia	Si	Si	No	No
2.- MAT distinto de 1	Si	Si	Si	No
3.- AT distinto de 1	Si	Si	Si	No
4).- MT	Si	Si	Si	Si

Fuente: Aplicación de los Cargos por Transmisión y Distribución para los Clientes Libres: Determinación de compensaciones; p. 7.

Leyenda:

MAT = Muy Alta Tensión
AT = Alta Tensión
MT = Media Tensión

La Comisión de Tarifas de Energía (CTE) fija las tarifas reguladas tanto de energía como de potencia, en barras denominadas Subestaciones Base. A partir de estas subestaciones se deben expandir las tarifas hasta el punto de suministro al cliente libre (en caso sea necesario, la expansión de las tarifas se puede efectuar por partes para cada una de las barras comprendidas entre la Barra de Referencia de Generación y la Barra de Suministro al Cliente Libre). En ese sentido, la expansión de tarifas se efectúa con la finalidad de determinar las compensaciones

de transmisión y distribución. Los procedimientos seguidos en la determinación de los precios de energía y potencia en Barra Base, respectivamente, son:

Precios de la Energía en Barra Base (PEB):

$$PEBP = PEMP + CPSEE$$

$$PEBF = PEMF + CPSEE$$

Donde:

PEMP: Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta para las Subestaciones Base del Sistema, establecido en la Resolución de Generación, expresado en céntimos de S/./kWh.

PEMF: Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta para las Subestaciones Base del Sistema, establecido en la Resolución de Generación, expresado en céntimos de S/./kWh.

PEBP: Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, expresado en céntimos de S/./kWh.

PEBF: Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, establecido en la Resolución de Generación, expresado en céntimos de S/./kWh.

CPSEE: Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía, establecido en la Resolución de Transmisión, expresado en céntimos de S/./kWh.

Precios de la Potencia en Barra Base (PPB):

$$PPB = PPM + PCSPT$$

Donde:

PPM: Precio de la Potencia de Punta a Nivel Generación, establecido en la Resolución de Generación, expresado en S/./kW-mes.

PPB: Precio en Barra de la Potencia de Punta, expresado en S/./kW-mes.

PCSPT: Cargo de Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión, establecido en la Resolución de Transmisión, expresado en S/./kW-mes.

Cuadro 2. Cálculo de los precios de energía y potencia en las diferentes barras de un sistema en el que se distinguen tres tramos de red (dos de transmisión y una de distribución).

Diagrama Unifilar		Precios Regulados			
		PEBP (Ctm \$/kWh)	PEBF (Ctm \$/kWh)	PPB (\$/kW-mes)	Precio Potencia Fuera Punta (Exceso Potencia HP) (\$/kW-mes)
Transmisor 1	Barra 1 (MAT) Barra-Referencia				
	(AT) Barra 2	$PEBP_1 = PEPM1 + CPSEE1$	$PEBF_1 = PEME1 + CPSEE1$	$PPB_1 = PPM1 + PCSPT1$	
Transmisor 2	(AT) Barra 3	$PEBP_2 = (PEBP_1) * FPME_{1,2} + CBPSE_{1,2}$	$PEBF_2 = (PEBF_1) * FPME_{1,2} + CBPSE_{1,2}$	$PPB_2 = (PPB_1) * FPMP_{1,2}$	
	(MT) Barra 4	$PEBP_4 = (PEBP_2) * FPME_{2,4} + CBPSE_{2,4}$	$PEBF_4 = (PEBF_2) * FPME_{2,4} + CBPSE_{2,4}$	$PPB_4 = (PPB_2) * FPMP_{2,4}$	
Distribución	Barra 5 Punto suministro al Cliente (MT) Cliente Libre X	$PEBP_5 = (PEBP_4) * PEMT$	$PEBF_5 = (PEBF_4) * PEMT$	$PPB_5 = ((PPB_4) * PPMT + VMTTP) * FCPPMT$	$PPBF_5 = (VMTFP) * FCPPMT$

Fuente: Aplicación de los Cargos por Transmisión y Distribución para los Clientes Libres: Determinación de compensaciones; p. 12.

Leyendas:

Leyenda en Transmisión:

FPME: Factor de Pérdidas Marginales de Energía.

FPMP: Factor de Pérdidas Marginales de Potencia.

CBPSE: Cargo Base de Peaje Secundario por Transmisión en Energía, expresado en céntimos de S/./kWh.

Leyenda en Distribución:

PPBF: Precio de la Potencia Fuera de Punta (Precio por el exceso de potencia en Horas de Punta).

PEMT: Factor de expansión de pérdidas de energía en media tensión.

PPMT: Factor de expansión de pérdidas de potencia en media tensión.

VMTPP: Valor agregado de distribución en media tensión para demandas de punta (S/./kW-mes).

FCPPMT: Factor de coincidencia para demandas de punta en media tensión.

VMTFP: Valor agregado de distribución en media tensión para demandas fuera de punta (S/./kW-mes).

FCFPMT: Factor de coincidencia para demandas fuera de punta en media tensión.

Notas:

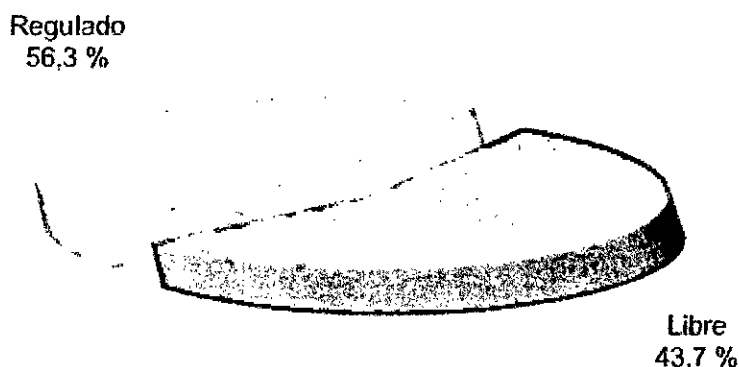
- A nivel de distribución debe adicionarse el Cargo por Energía Reactiva y el Cargo Fijo Mensual, regulados según la Resolución de Distribución.
- Los cargos de transmisión y distribución están sujetos a actualización de acuerdo a los procedimientos establecidos en las Resoluciones de Transmisión y Distribución, respectivamente.

2.2.3.4. Venta de energía.

La venta de energía es la actividad primordial del comercializador de energía eléctrica. En el mercado eléctrico peruano dicha figura de comercialización se da en el mercado mayorista de energía en el cual se pueden tipificar las ventas de acuerdo a: tipo de mercado, la empresa generadora, el sistema de interconexión, el nivel de tensión, el tipo de uso, y, de acuerdo a la zona geográfica o por departamento.

2.2.3.4.1. Venta de energía por tipo de mercado.

Según el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN, al año 2011 la venta de energía por tipo de mercado se dio de la siguiente manera: 56,3% en el mercado regulado y 43,7% en el mercado libre.



Gráfica 6. Venta de energía por tipo de mercado al año 2011.

Fuente: OSINERGMIN: Anuario Estadístico 2011, p. 56.

2.2.3.4.2. Venta de energía por empresa.

Según el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN, al año 2011, la producción en el sistema eléctrico interconectado nacional es el 98,6% de la producción nacional, mientras que el 1,4% restante se realiza en los sistemas aislados; asimismo, las empresas generadoras producen el 98,2 % del total y el resto (1,8%) es producido por las empresas distribuidoras. En ese sentido, las empresas con mayor volumen de ventas totales a clientes finales (libres y regulados) al año 2011 fueron: Luz del Sur con el 19,6%, Edelnor con el 18,9%, Enersur con el 8,5%, Edegel con el 7,9%, Kallpa con el 6,5%, Hidrandina con el 4,6%, Electroperú con el 4,2%, Electronoroeste con el 3,1%, Seal con el

2,7%, y Termoselva con el 2,3%; empresas que representan en conjunto el 78,3% de ventas finales en el país.

Cuadro 3. Producción de energía eléctrica, por interconexión y empresa, en el año 2011 (en MWh)

Empresa	Total	Hidráulica	Térmica	Participación %
Total	36 133 659	20 966 731	15 166 929	100,0
Generadores	35 483 820	20 604 728	14 879 092	98,2
Edegel	8 144 254	3 528 048	4 616 206	22,5
Electroperú	7 238 855	7 062 217	176 639	20,0
Enersur	4 675 452	889 916	3 785 536	12,9
Kallpa	3 993 653		3 993 653	11,1
Egenor	2 317 737	1 941 233	376 504	6,4
Electro Andes	1 685 144	1 685 144		4,7
Chinango	1 161 607	1 161 607		3,2
Egasa	1 328 581	997 934	330 648	3,7
Termoselva	488 663		488 663	1,4
Egamsa	743 096	743 092	4	2,1
Cèlepsa	1 224 114	1 224 114		3,4
Eepsa	703 632		703 632	1,9
San Gabán	745 108	744 220	888 162	2,1
Sudamericana de Fibras	162 210		210	0,4
Sinersa	181 588	181 588		0,5
Minera Corona	153 530	153 530		0,4
Egesur	193 826	96 474	97 352	0,5
Aipsa	84 308		84 308	0,2
Shougesa	21 660		21 660	0,1
Santa Cruz	63 475	63 475		0,2
Atocongo	38 124		38 124	0,1
Chavimochic	26 427	26 427		0,1
Gepsa	27 085	27 085		0,1
Conenhua	21 424	21 424		0,1
Eléctrica Santa Rosa	21 281	21 281		0,1
Maja	19 462	19 462		0,1
Aguas y Energía	16 460	16 460		0,0
Petramas	3 066		3 066	0,0
Distribuidoras	649 840	362 003	287 837	1,8
Electro Oriente	403 567	126 677	276 890	1,1
Electrocentro	76 215	75 154	1 061	0,2
Electro Sur Este	55 796	51 498	4 299	0,2
Hidrandina	47 687	46 155	1 533	0,1
Electronorte	21 278	20 829	449	0,1
Electro Puno	14 911	14 911		0,0
Electronoroeste	13 895	13 753	142	0,0
Seal	6 990	3 880	3 110	0,0
Electro Ucayali	4 200	3 846	354	0,0
Edelnor	5 301	5 301		0,0

Fuente: OSINERGMIN: Anuario Estadístico 2011; p. 53.

2.2.3.4.2. Venta de energía por interconexión.

Venta de energía por interconexión: Según el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN, al año 2011, en el sistema

interconectado se vendió el 99,0% y en los sistemas aislados el 1,0% de las ventas de energía a clientes finales tal como se muestra en el siguiente cuadro.

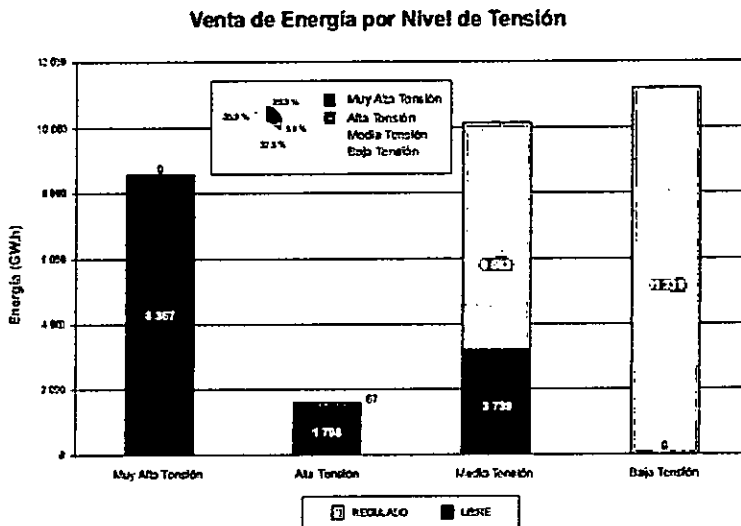
Cuadro 4. Venta de energía por sistema de interconexión.

Sistema	Total	Libre	Regulado	Participación %
TOTAL	31 792 135	13 903 971	17 888 164	100,0
Sistema Eléctrico Interconectado Nacional	31 470 937	13 903 971	17 566 966	99,0
Sistemas Aislados	321 198		321 198	1,0

Fuente: OSINERGMIN: Anuario Estadístico 2011; p. 58.

2.2.3.4.4. Venta de energía por nivel de tensión.

Según el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN, al año 2011 la energía vendida en muy alta tensión representó el 26,3%, en alta tensión el 5,9%, en media tensión el 32,5% y en baja tensión el 35,3%.



Gráfica 7. Venta de energía por tipo de tensión - Año 2011.

Fuente: OSINERGMIN: Anuario Estadístico 2011, p. 59.

2.2.3.4.5. Venta de energía por tipo de uso.

Según el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN, al año 2011 El mayor consumo de energía se registró en el sector

industrial con 53,54% de la energía vendida, seguido por el sector residencial con 23,70%, el sector comercial con 20,40% y, el servicio de alumbrado público con 2,37%.

Cuadro 5. Venta de energía por interconexión.

Tipo de Uso	Total	Libre	Regulado	Participación %
Total	31 792 135	13 903 971	17 888 164	100,00
Alumbrado Público	752 494		752 494	2,37
Comercial	6 484 824		6 484 824	20,40
Residencial	7 533 322		7 533 322	23,70
Industrial	17 021 495	13 903 971	3 117 524	53,54

Fuente: OSINERGMIN: Anuario Estadístico 2011; p. 58.

2.2.3.4.6. Venta de energía por departamento.

Según el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN, al año 2011 Los departamentos que concentran mayor consumo de energía eléctrica del país son: Lima con el 50,0%, Arequipa con 7,9%, Ica con 5,7%, Moquegua con 5,6% Ancash con 4,9%, La Libertad con 4,1%, Piura con 3,3% y Cajamarca con 2,9%.

Cuadro 6. Venta de energía por departamentos – Año 2011.

Departamento	Total	Libre	Regulado	Participación %
Total	31 792 135	13 903 971	17 888 164	100,0
Lima	15 890 671	4 799 690	11 090 982	50,0
Arequipa	2 520 484	1 721 143	799 341	7,9
Ica	1 802 862	1 019 671	783 192	5,7
Moquegua	1 773 509	1 687 003	86 506	5,6
Ancash	1 549 496	1 062 059	487 437	4,9
La Libertad	1 307 117	493 622	813 495	4,1
Piura	1 039 319	231 334	807 985	3,3
Cajamarca	906 252	733 567	172 685	2,9
Cusco	798 798	510 550	288 248	2,5
Junin	769 958	484 974	284 984	2,4
Pasco	594 588	511 223	83 365	1,9
Lambayeque	551 581	26 784	524 797	1,7
Puno	393 178	157 892	235 286	1,2
Huancavelica	359 165	323 318	35 847	1,1
Loreto	248 212		248 212	0,8
Tacna	237 502		237 502	0,7
San Martin	205 262	36 041	169 221	0,6
Ucayali	205 248		205 248	0,6
Tumbes	149 486		149 486	0,5
Huanuco	144 353	30 807	113 545	0,5
Apurimac	108 965	57 296	51 669	0,3
Ayacucho	102 486	16 997	85 489	0,3
Amazonas	83 418		83 418	0,3
Madre De Dios	50 224		50 224	0,2

Fuente: OSINERGMIN: Anuario Estadístico 2011; p. 60.

2.2.4. Proyectos inmobiliarios.

En forma general, los Proyectos Inmobiliarios (PI) son propuestas de construcción de infraestructura destinadas a servir como soporte para el desarrollo de las actividades económicas de las personas (por ejemplo: oleoductos, canales, hangares, fabricas, edificio de oficinas, puertos, aeropuertos, terminales fluviales, terminales terrestres, estaciones de tren, etc.); o como, soporte para la vida en sociedad y esparcimiento (por ejemplo: veredas, edificio de viviendas, parques, acuarios, miradores, zoológicos, etc.). Los proyectos inmobiliarios pueden ser de desarrollo horizontal o vertical. El primero no escatima en el uso del suelo y es característico en zonas rurales, de zonas urbanas de baja densidad poblacional o de zonas urbanas restringidas o destinadas a usos específicos; mientras que el segundo si escatima en el uso del suelo, es característico de zonas altamente pobladas y consecuentemente presente en zonas urbanas.

2.2.4.1. Proyectos inmobiliarios habitacionales.

Los Proyectos Inmobiliarios Habitacionales (PIH) son propuestas de construcción de infraestructura destinada a servir como viviendas. Los Proyectos Inmobiliarios Habitacionales pueden ser de dos tipos: de desarrollo horizontal y de desarrollo vertical. En el caso de los Proyectos Inmobiliarios Habitacionales, la denominación de proyecto no solo especifica su carácter prospectivo, sino que dicha denominación persiste luego de haber culminado la ejecución del proyecto basado en el planeamiento y estructuración de edificaciones.

En concordancia con la definición presentada a inicios del presente subcapítulo y las denominaciones adoptadas en el párrafo antecedente; y para efectos de la presente investigación, se conceptualiza a los Proyectos Inmobiliarios Habitacionales como aquellas obras edificatorias de desarrollo vertical constituidas por las construcciones destinadas específicamente a servir como alojamiento permanente para las familias; es decir, los Proyectos Inmobiliarios Habitacionales son aquellos edificios destinados específicamente a servir como casa, hogar, apartamento, vivienda o departamento; en ese sentido y con fines discriminatorios y de especificación con respecto a los otros proyectos inmobiliarios, los proyectos inmobiliarios habitacionales suelen ser denominados condominios, conjunto habitacional o complejo residencial.

2.2.4.2. Proyectos inmobiliarios comerciales.

Los Proyectos Inmobiliarios Comerciales (PIC) son propuestas de construcción de infraestructura destinada al comercio de productos eléctricos, electrónicos, manufacturados y transformados; así como productos alimenticios y de uso exclusivo para el hogar. Los modernos proyectos inmobiliarios combinan el desarrollo horizontal con el vertical; y a diferencia de los proyectos habitacionales, la denominación de proyecto solo especifica su carácter prospectivo, adoptando la denominación de "Plaza", "Supermercado" o "Mall"; luego de haberse culminado la ejecución del proyecto que también se sustenta en el planeamiento y estructuración de edificaciones. Para efectos de la presente investigación, se conceptualiza a los Proyectos Inmobiliarios Comerciales (PIC) como aquellas obras edificaciones destinadas al comercio de productos para el hogar y que son conocidos localmente como "Supermercados".

2.3. Marco Contextual.

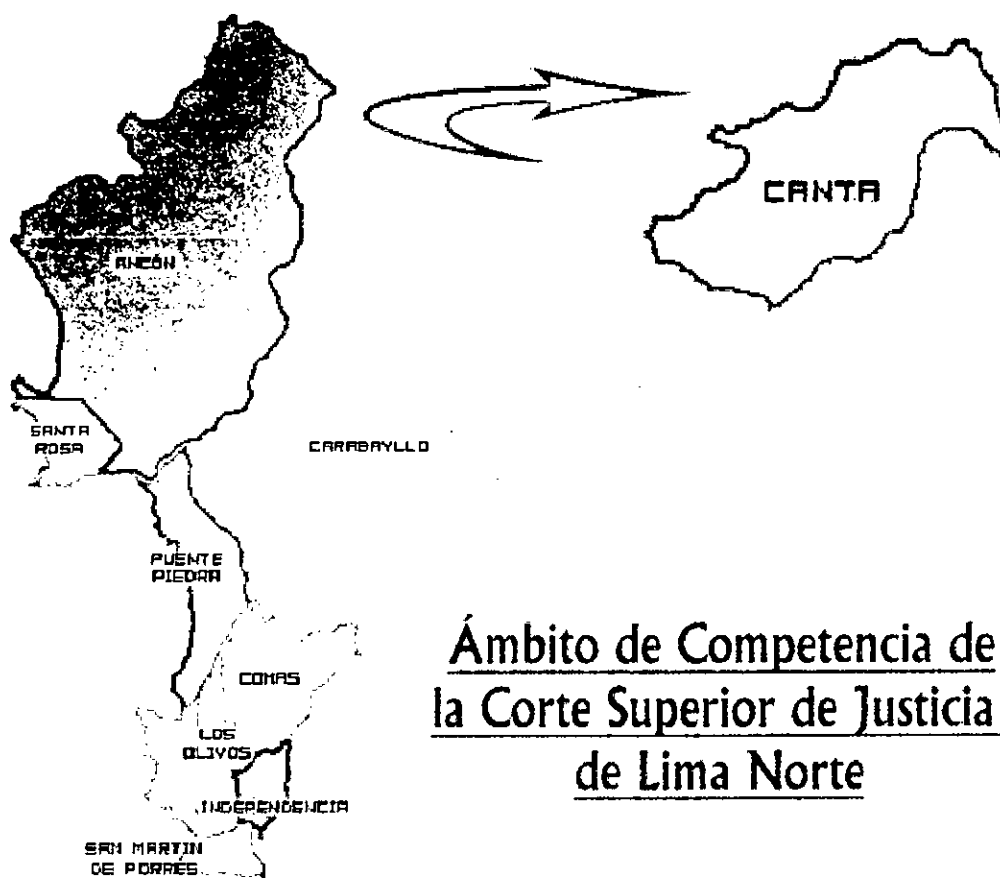
Lima Norte es una configuración geográfica, política y administrativa que se establece con fines de diferenciación de los sectores de Lima Metropolitana girando en torno al distrito central (Cercado de Lima). Dicha configuración además de permitir la diferenciación geográfica, permite la diferenciación administrativa, urbana, jurisdiccional y poblacional; en efecto, con respecto a este último, en los ocho distritos que conforman el cono norte de Lima se concentra un tercio de la población de limeña.

Desde una perspectiva geográfica, es decir, teniendo en cuenta el territorio asignado a cada uno de los distritos y de las fronteras jurisdiccionales de su competencia; se habla del cono norte de Lima cuando se quiere especificar el área geográfica ubicada al norte de la provincia de Lima y conformado por los territorios de los siguientes distritos: Puente Piedra, Santa Rosa, Ancón, Los Olivos, San Martín de Porres, Carabayillo, Comas e Independencia.

Si se tiene en cuenta una perspectiva política basada en la configuración de áreas metropolitanas del Perú, se tiene que Lima Norte es la zona norte de Lima Metropolitana (Provincias de Lima y Callao) conformada por ocho distritos de Lima y uno de Callao, los cuales son: Puente Piedra, Santa Rosa, Ancón, Los Olivos, San Martín de Porres, Carabayillo, Comas, Independencia y Ventanilla.

Desde una perspectiva desde la «Mancomunidad de Lima», la cual se sustenta en términos de gobiernos locales (Municipalidades distritales de Lima), se tiene que para efectos de gobierno municipal Lima Metropolitana está conformada por las siguientes áreas: Área Centro, área Callao, área sur, área este – San Juan de Lurigancho, área este – Carretera Central y área norte. El área norte está conformado por los distritos: Puente Piedra, Santa Rosa, Ancón, Los Olivos, San Martín de Porres, Carabayllo, Comas, Independencia y El Rímac.

Desde una perspectiva jurisdiccional, configuración basada en Distritos Judiciales, Lima Norte de acuerdo a su ámbito de competencia, está conformado por los territorios en los cuales tiene competencia la Corte Superior de Justicia de Lima Norte; dichos distritos son: Puente Piedra, Santa Rosa, Ancón, Los Olivos, San Martín de Porres, Carabayllo, Comas e Independencia (en la provincia de Lima); y, Canta, Arahua, Huamantanga, Huaros, Lachaqui, San Buenaventura y Santa Rosa de Quives (en la provincia de Canta).



Gráfica 8. Lima Norte desde una perspectiva jurisdiccional.

Fuente: Corte Superior de Justicia de Lima Norte: Nuestra historia [En línea].

Dado que la configuración geográfica, política y administrativa denominada como Lima Norte, responde a parámetros tipificadores diversos y variados; para efectos de la presente investigación la configuración asumida para Lima Norte considera a cinco distritos limeños, y, está referida a la agrupación de los siguientes distritos: Carabayllo, Comas, Los Olivos, Puente Piedra y San Martín de Porres.

2.3.1. Conjuntos habitacionales en Lima Norte.

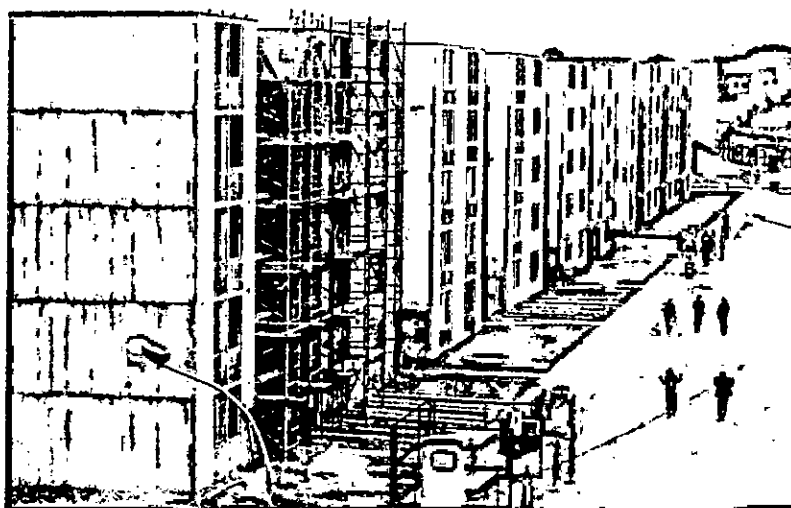
En estos últimos años, la tendencia en la demanda de apartamentos muestra una perspectiva favorable para el desarrollo inmobiliario de viviendas en el país, dirigidas principalmente a los segmentos poblacionales C y D. En ese sentido, se prevé especialmente la edificación de condominios multifamiliares por etapas, en zonas periféricas de Lima y gradualmente en provincias. En ese contexto, Lima Norte se caracteriza por ser una zona de emprendedores, lo cual ha devenido en que se convierta en una plaza apetecible tanto para los desarrolladores inmobiliarios como para las familias que aspiran tener una vivienda. Según Ministerio de Vivienda, Construcción y Saneamiento (2014), actualmente Lima Norte representa el 33% (6,385 viviendas disponibles en 29 proyectos) de la oferta de viviendas de Lima y Callao (18,957) en los rangos del Nuevo Crédito Mivivienda; así mismo, de este monto, Carabayllo ostenta la mayor oferta con 3,515 viviendas, le sigue San Martín de Porras con 1,109 unidades, Puente Piedra (886), Comas (669) y Los Olivos (206).

Según el Ministerio de Vivienda, Construcción y Saneamiento (2014), Lima Norte, con una oferta superior a las 6 mil viviendas, se ha convertido hoy en día en una plaza interesante para los desarrolladores inmobiliarios que ven en sus distritos un enorme potencial económico y comercial. Distritos como Carabayllo, Puente Piedra, San Martín de Porres o Los Olivos han experimentado en los últimos años una interesante expansión inmobiliaria. Este crecimiento se ha ido produciendo conforme los desarrolladores formales se han ido percatando de que en Lima Norte existe una población de personas con necesidad de vivienda y con el poder adquisitivo para la compra.

En concordancia con lo señalado en el párrafo precedente, se tiene que actualmente en Lima Norte, a nivel de empresas inmobiliarias, encontramos a las

más importantes del mercado inmobiliario peruano; en ese sentido, algunos proyectos inmobiliarios y las empresas adscritas al mismo, son:

- Líder Ingeniería y Construcción S.A.: Condominio Tambo Verde, Condominio San Diego de Alcalá, Condominio Los Sauces de Shangri-Lá.
- Viva GyM: Los Parques de San Martín y Los Parques de Carabaylo.
- Wescon: Condominio El Olivar y El Encanto de San Diego.
- Livit: Paseo Tomás Valle.
- Enacorp: Condominio Residencial Valle Alto y Condominio Residencial Casas del Valle.
- Paz Centenario S.A.: Condominio Ciudad Verde.
- Paz Centenario Global S.A.: Villa Club.
- Urbana: Portal de Santa María.
- Cissac: Condominio La Pradera Club Puente Piedra.
- JJC Edificaciones: Condominio Real.
- Consorcio DHMont: Ciudad Sol de Collique.
- Inversiones Padova: Lomas de Carabaylo.



Los proyectos inmobiliarios habitacionales de Lima Norte se caracterizan por ser de desarrollo vertical y ofertar apartamentos de reducida área.

Imagen 1. Lima Norte: Proyecto Inmobiliario "".

Fuente: Fotografiado propio.

2.3.2. Centros comerciales en Lima Norte.

En los últimos años, la tendencia por la venta de productos al por menor y al detalle (*retail*) presenta un crecimiento favorable para el desarrollo inmobiliario de centros comerciales y supermercados, dirigidas principalmente a los segmentos poblacionales C y D. En ese sentido, la Asociación de Centros Comerciales y Entretenimiento del Perú (2013), señalaba que si se compara al Perú con una muestra de países de la región, se pueden vislumbrar que aún existen oportunidades de crecimiento en la industria; en efecto, el número de centros comerciales por millón de habitantes a 2012 era de 1,7, frente a un promedio de 3,1, que agrupa además a Argentina, Brasil, Colombia, Chile y México; por otro lado:

Según el reporte elaborado por el Ministerio de la Producción sobre la evolución de las ventas de los formatos minoristas modernos en el año 2015, dichas ventas superaron los 10 mil millones de dólares, registrando un crecimiento de casi 50% respecto del nivel de ventas del 2010. Nuevamente, los supermercados y las tiendas por departamentos lideraron el sector con el 57.5% del total de las ventas, seguido del rubro equipos para el hogar con 22,2%. Es decir, los segmentos atendidos habitualmente por las anclas de los centros comerciales participan del 80% del comercio minorista moderno. (p. 12).

En concordancia con lo señalado en el párrafo precedente, se tiene que actualmente en Lima Norte, a nivel de centros comerciales, encontramos que los distritos de Independencia y San Martín de Porres, son los únicos distritos que cuentan con centros comerciales; pero, existe un creciente número de tiendas anclas o supermercados en cada uno de los distritos considerados; así tenemos la presencia de los siguientes supermercados:

- Real Plaza Pro (San Martín de Porres).
- TOTTUS Puente Piedra, TOTTUS Los Olivos, TOTTUS Canta Central (San Martín de Porres).
- Metro: La Pascana y Universitaria (Comas), Metro Independencia.
- Plaza Vea Comas, Plaza Vea Izaguirre (Independencia), Plaza Vea Universitaria (Los Olivos), Plaza Vea Puente Piedra, Plaza Vea Pro (San Martín de Porres).

- Maestro Trapiche (Comas), Maestro Independencia, Maestro Naranjal (Los Olivos), Maestro Puente Piedra.



Los proyectos inmobiliarios comerciales de Lima Norte se caracterizan por agrupar franquicias internacionales y empresas especializadas en la comercialización masiva de productos o servicios uniformes a grandes cantidades (Venta al detalle o retail en inglés).

Imagen 2. Lima Norte: Centro Comercial Mega Plaza.

Fuente: Fotografiado propio.

2.3.3. Concesionaria de electricidad en Lima Norte.

La Empresa de Distribución Eléctrica Lima Norte S.A. (EDELNOR) es una empresa concesionaria de electricidad dedicada a la distribución y comercialización de energía eléctrica que forma parte del Grupo Endesa, empresa líder en el mercado eléctrico español y la primera compañía eléctrica privada de Iberoamérica, a su vez, Endesa integra el Grupo ENEL, la segunda empresa eléctrica listada en Europa con mayor capacidad instalada, con operaciones en 40 países en cuatro continentes. EDELNOR realiza sus actividades en la zona norte de Lima, en la

provincia constitucional del Callao; y, en las provincias limeñas de Huaura, Huaral, Barranca y Oyón. La zona de concesión de EDELNOR abarca un total de 2,440 km², de los cuales 1,838 km² corresponden a la parte norte de Lima y Callao; además, atiende a 52 distritos de forma exclusiva y comparte cinco distritos adicionales con la empresa distribuidora de la zona sur de Lima. EDELNOR distribuye energía a más de un millón de clientes, es decir, cubre la demanda de más de la mitad de pobladores de Lima Metropolitana. (EDELNOR, 2012).

2.4. Definición de Términos.

Generación: En esta etapa la energía eléctrica es producida por compañías privadas o estatales y la venta de dicha energía por lo general se da dentro de un mercado eléctrico competitivo y liberalizado.

Transmisión: En esta etapa las empresas tienen la función de transportar la energía eléctrica por la red interconectada con el fin de suministrar a las distribuidoras y consumidores finales. Por lo general la actividad de transmisión es considerada como monopolio regulado.

Distribución: La distribución es realizada por las empresas eléctricas que son las encargadas de distribuir la electricidad a sus consumidores finales a través de sus redes eléctricas con el objeto de abastecer la demanda en condiciones de calidad y confiabilidad.

Comercialización: Actividad que consiste en la venta, facturación y atención al cliente final o usuario final de energía eléctrica. En cuanto a dicha actividad, se tiene que en mercados liberalizados, se ha separado de la generación y distribución y en otros mercados centralizados es realizada por las empresas distribuidoras. La comercialización como actividad separada en la que actúan agentes comercializadores (brokers de energía) se viene realizando en países como Inglaterra, Colombia, España.

Productores: Este tipo de comercializador se caracteriza porque además de ser el productor del bien, también lo transa a través de una red de agentes o de distribuidores directamente con sus consumidores finales. Con esto el productor busca tener una ventaja competitiva creando lealtad del cliente, lo que otorga estabilidad a largo plazo.

Comerciantes de energía: Son agentes de ventas de energía eléctrica, típicamente no son parte de una compañía de servicios; sino que actúan como intermediarias entre vendedores y compradores. A diferencia de los corredores mejor conocidos como "brokers" los comerciantes de energía toman control de toda la energía con la que realizan transacciones.

Traders: En términos generales, «Los Traders» son intermediarios que mueven productos físicos de un lugar a otro. El trader, una vez que compra el producto ya fabricado, diversifica este bien en distintos tipos (calidad, forma, etc.) de modo tal que alcanza un mayor número de mercados, adaptándose a las distintas necesidades y preferencias de los clientes. En el mercado eléctrico, los traders serían los compradores directos de las empresas generadoras y los vendedores a la entrada del mercado donde se encuentra el consumidor final.

Broker: Juega un rol secundario de apoyo a la actividad comercializadora, al concederle instrumentos financieros. Lo que hace es comprar y vender los distintos contratos de un productor en distintas bolsas de comercio.

III. VARIABLES E HIPÓTESIS

3.1. Variables de la Investigación.

Variable independiente: «Demanda de energía eléctrica por parte de los proyectos inmobiliarios desarrollados en Lima Norte».

Variable dependiente: «Justificación de la incorporación de la figura del comercializador como parte de la estructura del mercado eléctrico peruano».

3.2. Operacionalización de Variables.

Con fines didácticos denominamos a la variable independiente «Demanda de energía eléctrica por parte de los proyectos inmobiliarios desarrollados en Lima Norte», como «Variable X»; luego, los indicadores considerados para dicha «Variable X» fueron los siguientes:

Variable X:

- X₁:** Proyectos inmobiliarios habitacionales con demanda máxima anual superior a 2500 KW.
- X₂:** Proyectos inmobiliarios habitacionales con demanda máxima entre 200 y 2500 KW.
- X₃:** Proyectos inmobiliarios habitacionales con demanda máxima anual inferior a 200 KW.
- X₄:** Proyectos inmobiliarios comerciales con demanda máxima anual superior a 2500 KW.
- X₅:** Proyectos inmobiliarios comerciales con demanda máxima entre 200 y 2500 KW.
- X₆:** Proyectos inmobiliarios comerciales con demanda máxima anual inferior a 200 KW.

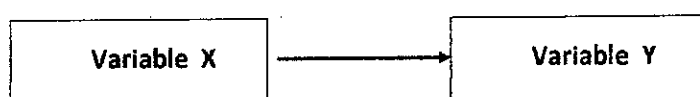
De igual forma que para la variable anterior, con fines didácticos denominamos a la variable dependiente «Justificación de la incorporación de la figura del comercializador como parte de la estructura del mercado eléctrico peruano» como «Variable Y»; en ese sentido, los indicadores considerados para dicha «Variable Y» fueron los siguientes:

Variable Y:

Y₁: Justificación técnica de la incorporación de la figura del comercializador como parte de la estructura del mercado eléctrico peruano.

Y₂: Justificación económica de la incorporación de la figura del comercializador como parte de la estructura del mercado eléctrico peruano.

La relación establecida para las denominadas «Variable X» y «Variable Y» se esquematizan en la figura 1; en dicha figura, el símbolo “→” debe leerse como “justifica a”.



Gráfica 9. Relación entre las variables de investigación

Fuente: Elaboración propia.

3.3. Hipótesis.

3.3.1. Hipótesis general.

El análisis situacional de la demanda de energía eléctrica por parte de los proyectos inmobiliarios habitacionales y los proyectos inmobiliarios comerciales desarrollados Lima Norte en los últimos diez años, permite justificar la incorporación de la figura del comercializador como parte del mercado eléctrico peruano.

3.3.2. Hipótesis específicas.

HE₁: El análisis situacional de la demanda de energía eléctrica por parte de los proyectos inmobiliarios habitacionales desarrollados en Lima Norte en los últimos diez años, permite justificar la incorporación de la figura del comercializador como parte de la estructura del mercado eléctrico peruano.

HE₂: El análisis situacional de la demanda de energía eléctrica por parte de los proyectos inmobiliarios comerciales desarrollados en Lima Norte en los últimos diez años, permite justificar la incorporación de la figura del comercializador como parte de la estructura del mercado eléctrico peruano.

IV. METODOLOGÍA

4.1. Tipo de Investigación.

Teniendo en cuenta la tipificación de las investigaciones según Bunge (2000), la presente investigación es del tipo aplicada. Por otro lado, si tenemos en cuenta el carácter de la hipótesis y los alcances de la investigación, la presente investigación es descriptiva con alcances explicativos, ya que busca la justificación de incorporar la figura del comercializador como parte de la estructura del mercado eléctrico, basado en el actual boom de proyectos inmobiliarios en el Perú (Hernández, Fernández y Baptista, 2003).

4.2. Diseño de la Investigación.

Según Hernández y otros (2003), el diseño apropiado para la presente investigación es el no experimental cuyo diseño transeccional es el correlacional / causal.

4.3. Población y Muestra.

La población para la presente investigación lo conforman los proyectos inmobiliarios (habitacionales y comerciales) desarrollados en el Perú.

La muestra referencial fue tomada de forma no probabilística y estuvo constituida por los proyectos inmobiliarios desarrollados en Lima Metropolitana (Zona Lima – Norte); específicamente los proyectos desarrollados en los distritos de Carabaylo, San Martín de Porres, Puente Piedra y Los Olivos. En número los proyectos inmobiliarios fueron 29 habitacionales y 12 comerciales, distribuidos espacialmente de la siguiente manera:

Cuadro 7. Proyectos Inmobiliarios considerados en la muestra.

Nº	Distrito	Habitacionales	Comerciales	Total
01	Carabaylo	15	0	15
02	Comas	3	3	6
03	Independencia	0	1	1
04	Los Olivos	2	2	4
05	Puente Piedra	5	2	7
06	San Martín de Porres	4	4	8

4.4. Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos.

Se justificó lo necesario que resulta incorporar la figura del comercializador como parte de la estructura del mercado eléctrico peruano, basado en la determinación de las ventajas técnicas y económicas que resulta para el usuario, migrar de un sistema regulado a un sistema de tarificación de energía no regulado o libre; en ese sentido, el análisis situacional de la demanda de energía eléctrica por parte de los proyectos inmobiliarios se pudo llevar a cabo como consecuencia del análisis de contenido y el análisis documental de los proyectos que sirvieron de línea de base para la ejecución y desarrollo de dichos proyectos.

El instrumento usado para de recolectar información acerca de los proyectos inmobiliarios habitacionales (PIH) fue la ficha para el análisis documental, la cual fue previamente codificada como sigue:

Cuadro 8. Ficha de Recolección de la Información para los Proyectos Inmobiliarios Habitacionales (PIH).

Código	Distrito	N° de Departamentos	Área Mínima (M ²)	Área Máxima (M ²)
PIH-01				
PIH-02				
PIH-03				
PIH-04				
PIH-05				
PIH-06				
PIH-07				
PIH-08				
PIH-09				
PIH-10				
PIH-11				
PIH-12				
PIH-13				
PIH-14				
PIH-15				
PIH-16				
PIH-17				
PIH-18				
PIH-19				

PIH-20				
PIH-21				
PIH-22				
PIH-23				
PIH-24				
PIH-25				
PIH-26				
PIH-27				
PIH-28				
PIH-29				

El instrumento usado para de recolectar información acerca de los proyectos inmobiliarios comerciales (PIC) fue la ficha para el análisis documentario, la cual fue previamente codificada como sigue:

Cuadro 9. Ficha de Recolección de la Información para los Proyectos Inmobiliarios Comerciales (PIC).

Código	Distrito	Área Arrendable (M²)	N° Tiendas
PIC-01			
PIC-02			
PIC-05			
PIC-06			
PIC-07			
PIC-09			
PIC-10			
PIC-12			

4.5. Procedimiento de Recolección de Datos.

El análisis documentario permitió obtener información relacionada con las dimensiones y equipamiento estándar de los conjuntos habitacionales y los centros comerciales. Para cada caso específico se tuvo en cuenta registrar su circunscripción distrital, la conformación estructural del proyecto inmobiliario, el área y equipamiento general, consideraciones específicas tanto para la configuración del denominado apartamento patrón (proyectos inmobiliarios habitacionales) como para el caso de la denominada tienda patrón (proyectos

inmobiliarios comerciales); para tal efecto se usaron las fichas de recolección de la información respectivas, presentadas anteriormente.

4.6. Procesamiento Estadístico y Análisis de Datos.

Las técnicas estadísticas usadas en la presente investigación se circunscribieron a la estadística descriptiva, la cual fue utilizada principalmente para realizar el análisis situacional (Diagnóstico de la situación actual de los proyectos inmobiliarios) y como herramienta de análisis previo a la justificación de la incorporación de la figura del comercializador como parte de la estructura del mercado eléctrico peruano, se realizará un análisis situacional de las bondades que ofrece, desde la perspectiva del usuario, la contemplación del comercializador de energía eléctrica; esto se llevará a cabo mediante el análisis de casos de otras realidades.

V. RESULTADOS

5.1. Proyectos Inmobiliarios Habitacionales Desarrollados en Lima Norte.

Tradicionalmente, el desarrollo inmobiliario habitacional en Lima Norte se había caracterizado por estructurarse en base a asociaciones de viviendas, conjuntos habitacionales y pueblos jóvenes; todos ellos de estructuración unifamiliar y de desarrollo horizontal; pero, la constante migración hacia dicha zona, principalmente desde el campo a la ciudad.

5.1.1. Características generales.

Desde la década pasada una gran parte de las viviendas se convirtieron en multifamiliares y al mismo tiempo, dado la creciente demanda de vivienda han surgido proyectos inmobiliarios habitacionales (PIH) que buscan cubrir la demanda de vivienda mediante proyectos que presentan las siguientes características:

- Los conjuntos habitacionales son de desarrollo vertical.
- La estructuración de los proyectos está orientada a ofertar apartamentos de relativa área pequeña (34 – 131 m²); esto en razón de la escasa área libre para vivienda de los distritos que conforman la denominada zona Lima Norte.
- Para la conformación y construcción de los proyectos se utiliza, principalmente, el concreto armado y los armazones de fierro.
- Para la conformación y construcción de los proyectos se utiliza, principalmente, el concreto armado y los armazones de fierro.
- Los conjuntos habitacionales son de desarrollo vertical.

Desde una perspectiva general, los conjuntos habitacionales desarrollados en Lima Norte presentan características propias referidas a estructuración, conformación y construcción; pero, también presentan características estructurales específicas y condiciones particulares relacionadas con la ubicación y costos de los mismos. Para efectos de la presente investigación la estructura física es más relevante que los costos, no obstante es bueno tener una idea de estos últimos; en ese sentido, dichas características referidas a los PIH que contaban con oferta de apartamentos al primer trimestre del año 2014 en Lima Norte, fue:

Cuadro 10. Características de los proyectos inmobiliarios para viviendas de Lima Norte.

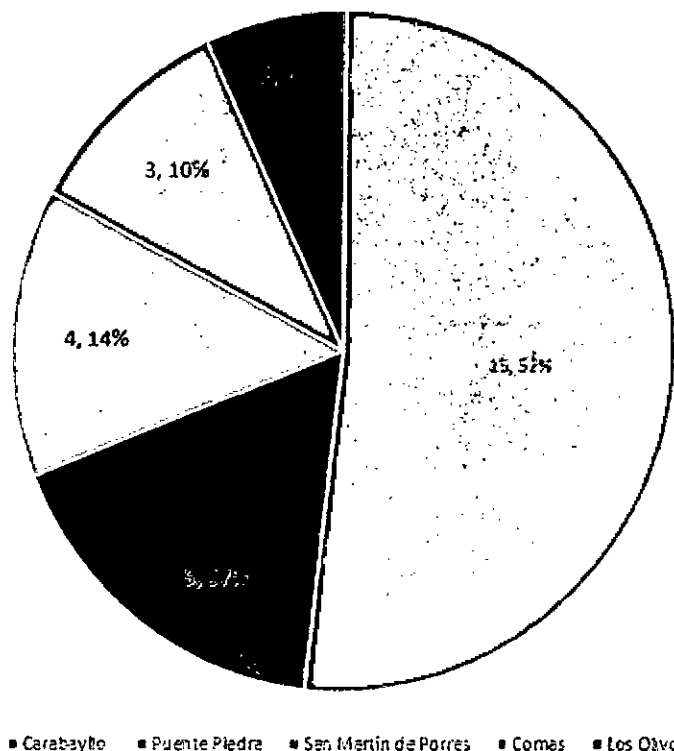
PROMOTOR	Nombre del Proyecto	Dirección	Distrito	Zona	Oferta	Vendido	Disponibles	Área Cons. Min (m ²)	Área Cons. Max (m ²)	Precio Min (S/)	Precio Max (S/)
LÍDER INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN S.A.	Condominio Tambo Verde	Av. San Juan S/N	Carabayllo	Lima Norte	940	130	810	62.51	85.31	94,000	130,000
INVERSIONES PADOVA SAC	Lomas de Carabayllo	Lt. 1 De la Mz. A Ex Fundo Caudivilla Huayoc y Punchauca. Unidad Catastral 10384	Carabayllo	Lima Norte	720	2	718	50.67	95.03	117,313	208,655
CONSORCIO DHMONT	Ciudad Sol de Collique	Av. Manuel Gonzales S/N (Ex Aerodromo de Collique)	Comas	Lima Norte	1,640	1,000	640	68.00	110.00	80,000	129,500
	Condominio Proyecto Chacra Grande Parcela		Carabayllo	Lima	640	17	623	74.50	74.50	100,000	100,000
ORCHAL PROMOTORA CONSTRUCTORA SAC	Residencial Julia I	Calle Los Ficus S/N Mz. 110 Lt. 97 - Urb. Santa María Elape 3	Carabayllo	Lima Norte	4	0	4	84.00	84.00	147,150	166,725
ORCHAL PROMOTORA CONSTRUCTORA SAC	Residencial Valenlina	Calle Los Mofes Mz. Z4 - Lt. 09 - Urb. San Antonio de Carabayllo 2	Carabayllo	Lima Norte	4	2	2	81.00	90.00	127,000	129,000
INMOBILIARIA VIVIENDA PROPIA SAC	Residencial Alameda del Norte	Av. Perimétrica S/N Ex Fundo San Lorenzo del Valle de Carabayllo	Carabayllo	Lima Norte	352	350	2	60.00	60.00	142,000	170,000
ORCHAL PROMOTORA CONSTRUCTORA SAC	Residencial Julia II	Jr. Las Magnolias Mz. H4 Lt. 49 - Urb. San Antonio de Carabayllo 2	Carabayllo	Lima Norte	4	3	1	82.00	82.00	143,100	157,000

Fuente: MIMENDA: La revista inmobiliaria del Perú; 10(75); p. 12.

5.1.2. Distribución espacial.

La distribución espacial de los proyectos inmobiliarios habitacionales fue considerado con fines de especificación de la presencia de los elementos de análisis en las unidades territoriales de análisis que comprende el área sujeta a evaluación; en ese sentido, la incidencia que tiene el desarrollo de proyectos inmobiliarios habitacionales en la zona de evaluación teniendo como referencia las unidades geográfica, política y administrativamente definidas, es decir, los proyectos desarrollados por distritos.

Teniendo en cuenta las consideraciones esbozadas en el párrafo anterior; se tiene que la distribución espacial de los proyectos inmobiliarios habitacionales en el marco referencial o contexto del área evaluada, presenta al distrito de Carabaylo como el distrito con mayores proyectos inmobiliarios con apartamentos ofertados al primer trimestre del año 2014 y al distrito de los olivos como el distrito con el menor número de proyectos que ofertaban apartamentos en el trimestre en cuestión; en la gráfica que prosigue se presenta la distribución de los proyectos inmobiliarios por distritos.



Gráfica 10. Proyectos inmobiliarios habitacionales en Lima Norte.

Fuente: Elaboración propia con datos presentados en Cuadro 7.

5.2. Proyectos Inmobiliarios Comerciales Desarrollados en Lima Norte.

El desarrollo inmobiliario comercial en Lima se caracterizaba por ejecutarse en distritos céntricos y de clase económica alta; pero en los últimos años, la tendencia ha sido expandirse hacia los conos de la ciudad, entre ellos, Lima Norte.

5.2.1. Características.

Los centros comerciales se caracterizan por estar orientados a satisfacer las demandas de materiales e insumos de uso doméstico o para la implementación y construcción de viviendas. Las tiendas acantonadas en dichos centros comerciales, se caracterizan por ser tiendas de ventas del tipo “*retail*”, es decir, por realizar venta al detalle (en inglés *retail*); luego, dichas unidades comerciales, engloban a las empresas especializadas en la comercialización masiva de productos o servicios uniformes a grandes cantidades de clientes, entre las que destacan las tiendas ancla, las franquicias internacionales, los bancos y las tiendas nacionales de reconocido prestigio o prestigio adjudicado. En el cuadro que prosigue se presenta el panorama de centros comerciales en Lima Metropolitana, concordante con la definición acabada de esbozar.

Cuadro 11. Características de los Centros Comerciales de Lima Metropolitana.

N°	Administradora	N° de Tiendas	Área Arrendable (M ²)	Inicio de Operaciones	Distrito
01	Jockey Plaza	425	156 106	1997	Surco
02	Mega Plaza	615	192 000	2002	Independencia
03	Plaza Lima Sur	242	88 000	2005	Chorrillos
04	La Rambla	200	73 000	2012	San Borja
05	Mall Aventura Plaza	621	274 746	2008	Bellavista
06	Minka	1 138	135 095	1999	Callao
07	Open Plaza	537	291 008	2005	Surquillo
08	Parque Agustino	100	20 000	2011	El Agustino
09	Larcomar	257	65 000	2006	Miraflores
10	Plaza Norte	430	127 350	2009	Independencia
11	Plaza San Miguel	230	85 504	1976	San Miguel
12	Real Plaza	1 293	613 537	2005	San Isidro

Fuente: Elaboración propia con datos expuestos en: Los Centros Comerciales en el Perú: Oportunidades de inversión en un país en crecimiento.

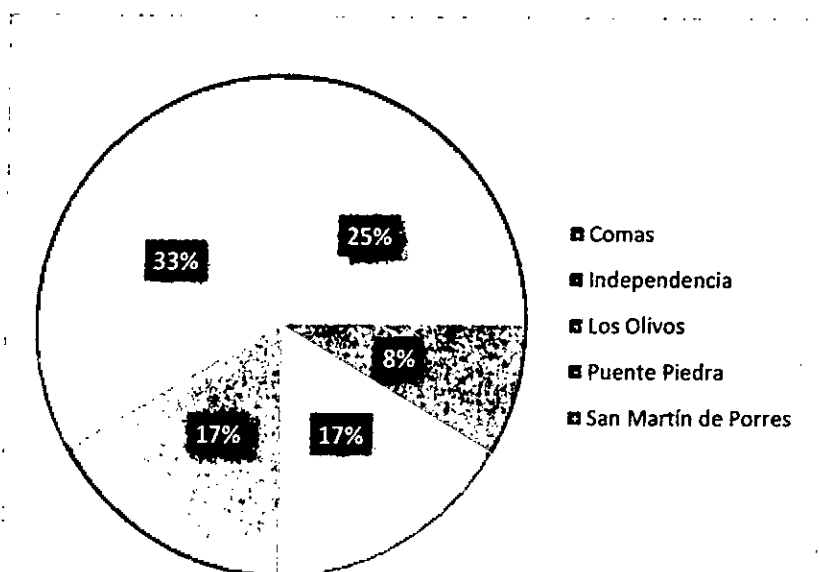
5.2.2. Distribución espacial.

En Lima Metropolitana, la actividad de los operadores de centros comerciales ha sido creciente. Real Plaza, del Grupo Interbank, y Open Plaza, del Grupo Falabella, son los operadores que más centros comerciales manejan. Los centros comerciales establecidos en Lima Norte además de las tiendas específicas, presentan una o más tiendas ancla; en ese sentido, fue el distrito de Independencia quien inició la expansión de los centros comerciales en el cono norte. Por otro lado, en un contexto de tiendas ancla o tiendas principales de un centro comercial que puede establecerse independientemente de este y adoptar la misma denominación, al año 2013, la presencia de Tiendas o supermercados en Lima Norte, presentaba el panorama que se presenta en el cuadro que prosigue.

Cuadro 12. Supermercados en Lima Norte.

N°	Distrito	Real Plaza	TOTTUS	Metro	Plaza Vea	Total
01	Carabayllo					0
02	Comas			2	1	3
03	Independencia			1		1
04	Los Olivos		1		1	2
05	Puente Piedra		1		1	2
06	San Martín de Porres	1	1	1	1	4

Fuente: Elaboración propia.



Gráfica 11. Distribución de los proyectos inmobiliarios comerciales en Lima Norte.

Fuente: Elaboración propia con datos presentados en Cuadro 9.

En concordancia con el Cuadro 9, en el gráfico 5 se representa la distribución espacial de los supermercados establecidos en Lima Norte, en un contexto de distrito, siendo San Martín de Porres, el distrito de Lima Norte que más centros comerciales alberga.

5.3. Características Energéticas de los Proyectos Inmobiliarios Desarrollados en Lima Norte.

La caracterización energética de los proyectos inmobiliarios objeto de estudio, es decir, aquellos desarrollados en Lima Norte durante los últimos 10 años; se realizó en términos de establecer la demanda de energía eléctrica tanto en el apartamento patrón, como en la tienda patrón; para tal cometido, se sentaron las bases de cálculo sustentadas en las consideraciones preliminares que prosiguen.

5.3.1. Consideraciones preliminares.

Para la caracterización energética de los proyectos inmobiliarios desarrollados en Lima Norte, se asumieron las siguientes premisas:

- La Demanda Máxima de Energía (MD) hace referencia a la potencia nominal correspondiente al consumo de energía eléctrica de un usuario residencial.
- Para el cálculo de la demanda máxima de energía en los apartamentos de los proyectos inmobiliarios habitacionales y las tiendas de los proyectos inmobiliarios comerciales, se tomó como referencia el apartamento patrón (AP) y tienda patrón (TP), dependiendo de si el proyecto inmobiliario es habitacional o comercial; en ese sentido, se entiende el termino patrón, como la demanda máxima de energía por apartamento y/o tienda.
- La demanda máxima de energía en los apartamentos y tiendas de los proyectos inmobiliarios, se determinara por suma de cargas de los equipos consumidores de energía eléctrica expresada inicialmente en Vatios (W) y transformada a kilovatios (kW) para fines de cálculo del consumo mensual y su posterior cuantificación de los costos de energía.

- Para el cálculo de la demanda adicional de energía de los servicios generales de los proyectos inmobiliarios, se tomara como referencia el patrón de servicios generales en proyectos habitacionales (SGH) y el patrón de servicios generales en proyectos comerciales (SGC), dependiendo de si el proyecto inmobiliario es habitacional o comercial; en ambos casos se asumirá un 20% de las cargas mínimas de alumbrado general establecido en el Código Nacional de Electricidad.
- Las cargas mínimas de alumbrado general para cada uno de los establecimientos se presenta en el cuadro siguiente:

Cuadro 13. Cargas mínimas de alumbrado.

Tipo de Local	Carga Unitaria W/m ²
Auditorios	10
Bancos	25
Barberías, peluquerías y salones de belleza	25
Asociaciones o casinos	18
Locales de depósito y almacenamiento	2.5
Edificaciones comerciales e industriales	20
Edificaciones para oficinas	25
Escuelas	25
Garajes comerciales	5
Hospitales	20
Hospedajes	13
Hoteles, moteles, incluyendo apartamentos sin cocina (*)	20
Iglesias	8
Unidad(es) de vivienda (*)	25
Restaurantes	18
Tiendas	25
Salas de audiencia	18
En cualquiera de locales mencionados con excepción de las viviendas unifamiliares y apartamentos individuales de viviendas multifamiliares, se aplicara lo siguiente:	
Espacios para almacenamiento	2.5
Recibos, corredores y roperos	5
Salas de reuniones y auditorios	10

Fuente: Código Nacional de Electricidad (Tomo V: Sistema de Utilización); p. 57.

- Los equipos domésticos consumidores de energía eléctrica varían en su demanda de potencia nominal (P_n) y en la frecuencia de su uso por día y por mes.

5.3.2. Demanda de energía eléctrica en el apartamento patrón.

La Demanda Máxima de Energía (DM) representa la potencia eléctrica necesaria para poder cubrir las solicitudes de energía eléctrica y está en función a la disponibilidad de elementos consumidores de energía eléctrica y la potencia nominal de funcionamiento de dichos elementos. Para el cálculo de la demanda máxima de energía en los apartamentos, se tomara como referencia el apartamento patrón (AP); dicho apartamento patrón cuenta con sala, comedor, dos dormitorios, un baño y cocina. En los apartados que prosiguen se describe los equipos consumidores de energía eléctrica más comunes de un apartamento, las demandas de energía eléctrica de dichos equipos y las demandas adicionales prorrateadas.

5.3.2.1. Equipos consumidores de energía eléctrica.

Los equipos domésticos de uso más frecuente, se pueden agrupar de la siguiente manera: Artefactos eléctricos de cocina, artefactos eléctricos de lavandería, artefactos eléctricos de entretenimiento, artefactos eléctricos de iluminación, artefactos eléctricos de cómputo y otros artefactos eléctricos. El consumo de energía eléctrica de dichos equipos es el que aparece en las placas descriptoras de cada uno de ellos; teniendo en cuenta dichos valores de potencia, en el cuadro que prosigue se presenta la potencia de cada uno de los equipos que se asume son de uso más frecuente en un apartamento; y consiguientemente, forman parte de la implementación del apartamento patrón. (Ver: Cuadro 13).

5.3.2.2. Demanda de los equipos.

La demanda de energía eléctrica (DE) de los equipos del apartamento patrón, representa la potencia nominal de los equipos eléctricos y cuyo consumo de energía se da según los hábitos de uso de los que habitan el apartamento referencial; en ese sentido, en el cuadro que prosigue se presenta la demanda de energía estimada para un mes estándar de 30 días; en dicho cuadro, es de destacar que la Potencia Nominal (P_n) o la Demanda de Energía Eléctrica (DE) del Apartamento Patrón (AP) asciende a: **DE (AP) = 10.69 kW.** (Ver: Cuadro 15).

Cuadro 14. Equipos consumidores de energía del apartamento patrón (usuario residencial con un departamento de 85 m²).

Equipos	Potencia del Equipo (W)	Potencia Nominal (kW)
Cocina		
Refrigeradora	300	0.30
Horno microonda	1 000	1.00
Olla arrocera	200	0.20
Licuadaora	150	0.15
Campana extractora	80	0.08
Lavandería		
Lavadora - secadora	2200	2.20
Lavadora - centrifugadora	800	0.80
Entretenimiento		
Televisión	80	0.08
Equipo estereofónico	60	0.06
Equipo DVD	60	0.06
Nintendo	50	0.05
Focos Ahorradores	20	0.02
Fluorescentes	30	0.03
Fluorescentes de 40 W	50	0.05
Focos	100	0.10
Computo		
Computadora	250	0.25
Impresora	400	0.40
Otros		
Plancha eléctrica	1 000	1.00
Secadora de cabello	1 000	1.00
Terma eléctrica (termostato)	1 500	1.50
Aspiradora	500	0.50
Lustradora	800	0.80
Ventilador	60	0.60

Fuente: Guía de Orientación del Uso Eficiente de la Energía y de Diagnóstico Energético: Sector residencial; p. 7 (Adaptación).

Nota:

- Incluye 10 W de consumo del reactor de cada fluorescente.
- El costo de la energía equivale a S/. 0,3317 por kWh.

Cuadro 15. Demanda máxima y consumo de energía eléctrica de los equipos domésticos.

Equipos	Pn (kW)	Horas/día	Días/mes	Energía/mes (kWh)
Cocina				
Refrigeradora	0.30	5	30	45.0
Horno microonda	1.00	0.25	26	6.5
Olla arrocera	0.20	0.5	26	2.6
Licuadaora	0.15	0.25	8	0.3
Campana extractora	0.08	2	26	4.2
Lavandería				
Lavadora - secadora	2.20	2	4	17.6
Lavadora - centrifugadora	0.80	2	4	6.4
Entretenimiento				
Televisión	0.08	4	30	9.6
Equipo estereofónico	0.06	4	26	6.2
Equipo DVD	0.06	2	26	3.1
Nintendo	0.05	2	8	0.8
Iluminación				
Focos Ahorradores	0.02	5	30	3.3
Fluorescentes	0.03	5	30	3.8
Fluorescentes de 40 W	0.05	5	30	6.9
Focos	0.10	5	30	15.0
Computo				
Computadora	0.25	4	22	22.0
Impresora	0.40	0.5	8	1.6
Otros				
Plancha eléctrica	1.00	2	8	16.0
Secadora de cabello	1.00	0.12	10	1.2
Terma eléctrica (termostato)	1.50	4	26	156.0
Aspiradora	0.50	0.5	4	1.0
Lustradora	0.80	0.5	4	1.6
Ventilador	0.06	6	22	7.9
Total	10.69			338.6

Fuente: Elaboración propia con datos presentados en cuadro 14.

5.3.2.3. Demanda adicional de energía eléctrica.

Para el cálculo de la demanda de energía eléctrica adicional (DA), la cual está referida a la energía eléctrica demandada por los servicios generales de los proyectos inmobiliarios habitacionales (SGH); en ese sentido, se asumió un 20% de las cargas mínimas de alumbrado general establecido en el Código Nacional de Electricidad. Teniendo en cuenta lo acabado de señalar, la demanda adicional de energía eléctrica (DA) para el apartamento patrón (AP) está dado por:

$$DA (AP) = 20\% \text{ de } (Carga \text{ Unitaria} * \text{Área del Apartamento})$$

$$DA (AP) = 0,2 * 25 \text{ W/m}^2 * 85 \text{ m}^2$$

$$DA (AP) = 425 \text{ W} = 0,425 \text{ kW}$$

5.3.2.4. Demanda máxima de energía eléctrica en el apartamento patrón.

La demanda máxima de energía eléctrica (DM) expresa el consumo de electricidad en un apartamento considerado como estándar para fines de cálculo y que representa el promedio inferior (peor de los casos) del consumo en un apartamento; en ese sentido, la DM del apartamento patrón (AP), es:

$$DM (AP) = DE (AP) + DA (AP)$$

$$DM (AP) = 10.69 \text{ kW} + 0.425 \text{ kW}$$

$$DM (AP) = 11.115 \text{ kW}$$

5.3.3. Demanda de energía eléctrica en la tienda patrón.

Uno de los requisitos esenciales para el funcionamiento de los modernos establecimientos comerciales es el suministro continuo y seguro de energía eléctrica. La demanda de energía eléctrica en los centros comerciales se caracteriza por requerir de energía para la oferta diaria de un amplio surtido de artículos y de productos frescos, al igual que la creación de entornos atractivos para el comprador; en efecto:

En promedio, las tres cuartas partes de la demanda energética total de un establecimiento comercial corresponden al consumo de electricidad, utilizada principalmente para iluminación, climatización y refrigeración de los alimentos. A esto hay que añadir la energía requerida para la calefacción de las superficies comerciales y para la producción de agua caliente. (European Commission, 2009, p. 1).

5.3.3.1. Equipos consumidores de energía eléctrica.

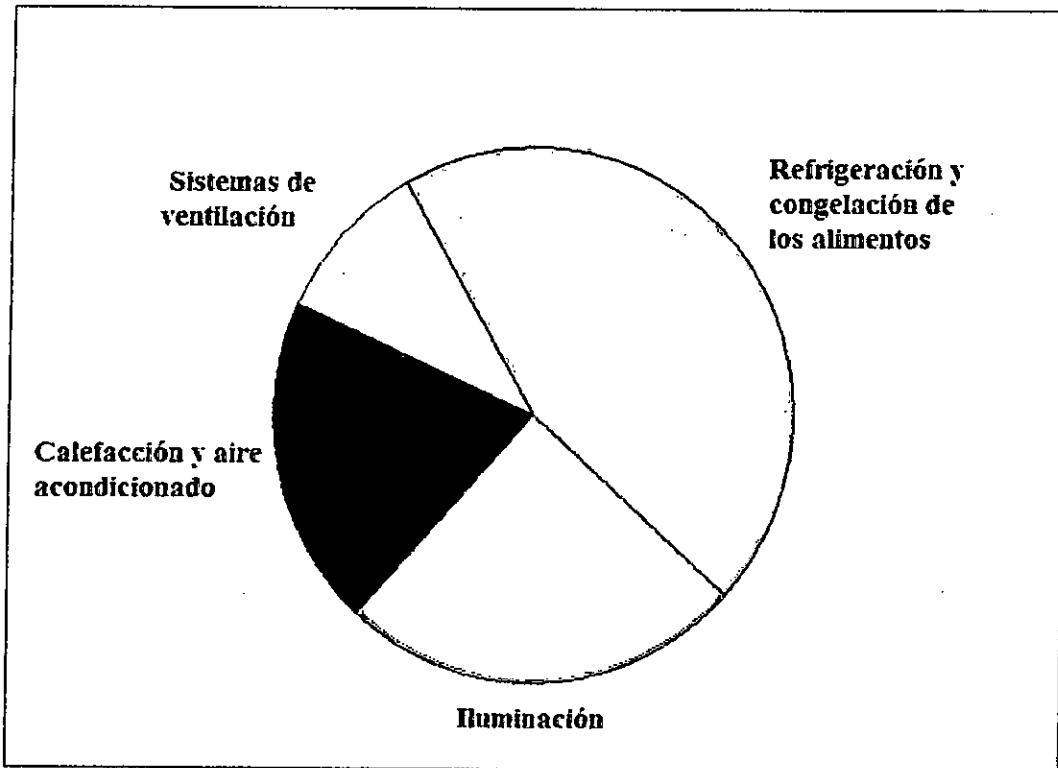
En los centros comerciales, los equipos consumidores de energía eléctrica pueden agruparse según su propósito, de la siguiente manera: equipos destinados a la iluminación, equipos destinados a los sistemas de ventilación, equipos destinados a la calefacción y aire acondicionado, y, los equipos destinados a la refrigeración y congelación de los alimentos.

5.3.3.2. Demanda de energía eléctrica en los equipos.

Según la European Commission para el sector *retail* (2009), el comercio minorista de alimentos registra el mayor consumo específico de energía eléctrica, debido al elevado gasto en electricidad que requiere la refrigeración de los alimentos y su presentación en la zona destinada a los productos frescos; en ese contexto, debido al menor tamaño de sus zonas refrigeradas y a una iluminación menos compleja, los mercados de alimentación de tipo mayorista consumen algo menos de electricidad que los establecimientos minoristas. Por otro lado, el consumo eléctrico más bajo lo encontramos en los establecimientos que no venden alimentos, como son los comercios de bricolaje o de mobiliario. Asimismo, la distribución interna de la demanda de energía varía ampliamente entre los distintos formatos de tienda.

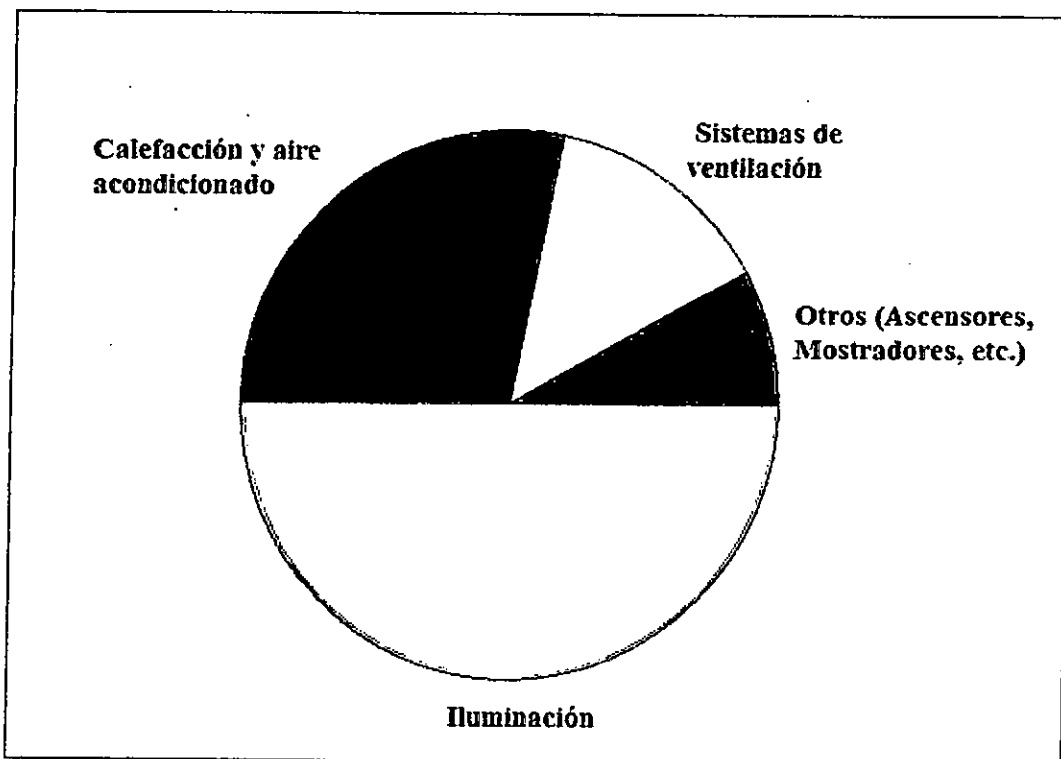
De acuerdo al documento Temático sobre la Eficiencia Energética en los Establecimientos Comerciales de la European Commission (2009); para un formato de tienda dedicados principalmente a la alimentación (Formato: *Food – Driven*), se estima el siguiente consumo de energía eléctrica: iluminación: 25%, sistemas de ventilación: 10%, calefacción y aire acondicionado: 20% y refrigeración y congelación de los alimentos: 45%. En la Gráfica 12 se ilustra el consumo de energía en un hipermercado formato (*Food – Driven*).

Por otro lado, el Documento Temático citado (*supra*), señala que para un formato de tienda dedicados principalmente a la alimentación (Formato: *Nonfood*), se estima el siguiente consumo de energía eléctrica: iluminación: 50%, sistemas de ventilación: 27%, calefacción y aire acondicionado: 14%, y refrigeración y congelación de los alimentos: 9%. En la Gráfica 13 se presenta esquemáticamente el consumo de energía en un hipermercado formato (*Nonfood*).



Gráfica 12. Consumo de energía en un hipermercado formato (Food – Driven).

Fuente: Documento Temático sobre la Eficiencia Energética en los Establecimientos Comerciales; p. 2 (Adaptación).



Gráfica 13. Consumo de energía en un hipermercado formato (Nonfood).

Fuente: Documento Temático sobre la Eficiencia Energética en los Establecimientos Comerciales; p. 2 (Adaptación).

La demanda de energía eléctrica (DE) de los equipos de la tienda patrón (TP), representa la potencia nominal de los equipos eléctricos de iluminación, ventilación, calefacción y aire acondicionado, y, refrigeración y congelación de los alimentos. Tomando como referencia el peor de los casos para la tienda patrón, es decir una tienda cuya área promedio es: 118.71 m² (Ver: Cuadro 16); y, teniendo en cuenta el consumo de energía eléctrica en un hipermercado formato Food – Driven (Ver: Grafica 12), así como la carga unitaria para alumbrado de centros comerciales e industriales establecido en el Código Nacional de Electricidad (Tomo V), que es de 20 W/m² (Ver: Cuadro 13); se tiene que:

$$\text{Carga para iluminación} = 20 \text{ W/m}^2 * 118.71 \text{ m}^2$$

$$\text{Carga para iluminación} = 2\,374.20 \text{ W}$$

Cuadro 16. Área promedio de las tiendas.

	Área Arrendable (m ²)	N° de Tiendas	Área Promedio (m ²)
PIC-01	156106	425	367.31
PIC-02	192000	615	312.20
PIC-03	88000	242	363.64
PIC-04	73000	200	365.00
PIC-05	274746	621	442.43
PIC-06	135095	1138	118.71
PIC-07	291008	537	541.91
PIC-08	20000	100	200.00
PIC-09	65000	257	252.92
PIC-10	127350	430	296.16
PIC-11	85504	230	371.76
PIC-12	613537	1293	474.51

Fuente: Elaboración propia con datos presentados en cuadro 11.

Finalmente, como el consumo de los equipos de iluminación representa el 25% de la demanda total, dicha demanda total de energía eléctrica es cuatro veces mayor, luego:

$$\text{DE (TP)} = 4 * \text{Carga para iluminación}$$

$$\text{DE (TP)} = 4 * 2\,374.20 \text{ W}$$

$$\text{DE (TP)} = 9\,496.80 \text{ W} = 9.497 \text{ kW}$$

5.3.3.3. Demanda adicional de energía eléctrica.

Para el cálculo de la demanda de energía eléctrica adicional (DA), la cual está referida a la energía eléctrica demandada por los servicios generales de los proyectos inmobiliarios comerciales (SGC), se asumió un 20% de las cargas mínimas de alumbrado general establecido en el Código Nacional de Electricidad.

$$\text{DA (TP)} = 20\% \text{ de (Carga Unitaria * Área de la Tienda Patrón)}$$

$$\text{DA (TP)} = 0,2 * 20 \text{ W/m}^2 * 118.71 \text{ m}^2$$

$$\text{DA (TP)} = 474.84 \text{ W} = 0,475 \text{ kW}$$

5.3.3.4. Demanda máxima de energía eléctrica en la tienda patrón.

La demanda máxima de energía eléctrica (DM) expresa el consumo de electricidad en una tienda considerada como estándar para fines de cálculo, y que, representa el promedio inferior (peor de los casos) del consumo en una tienda; en ese sentido, la DM de la tienda patrón (TP), es:

$$\text{DM (TP)} = \text{DE (TP)} + \text{DA (TP)}$$

$$\text{DM (TP)} = 9.497 \text{ kW} + 0.475 \text{ kW}$$

$$\text{DM (TP)} = 9.972 \text{ kW}$$

5.4. Demanda de Energía Eléctrica en Proyectos Inmobiliarios de Lima Norte.

La demanda de energía eléctrica en proyectos inmobiliarios habitacionales y comerciales de Lima Norte quedo configurado como una relación directa entre el número de apartamentos y la demanda máxima de energía eléctrica (DM) del apartamento patrón (AP), y, el número de tiendas y la demanda máxima de energía eléctrica (DM) de la tienda patrón (AP); respectivamente.

5.4.1. Demanda máxima en proyectos inmobiliarios habitacionales.

De acuerdo a la relación directa establecida (*supra*), para el cálculo de la Demanda Máxima (DM) en los Proyectos Inmobiliarios Habitacionales (PIH), se multiplica la Demanda Máxima de Energía Eléctrica en el Apartamento Patrón (DM (AP)) por el número de apartamentos que contiene el proyecto inmobiliario; luego:

$$\text{DM (PIH)} = \text{DM (AP)} * \text{N}^\circ \text{ de Apartamentos}$$

Finalmente, teniendo en cuenta la formula presentada, se calculó la demanda máxima de los proyectos inmobiliarios habitacionales.

Cuadro 17. Demanda máxima en los proyectos inmobiliarios habitacionales.

Código	Distrito	Apartamentos	Demanda Máxima (kW)
PIH-01	Carabaylo	940	10 448.10
PIH-02	Carabaylo	720	8 002.80
PIH-03	Comas	1 640	18 228.60
PIH-04	Carabaylo	648	7 202.52
PIH-05	San Martin de Porres	1 016	11 292.84
PIH-06	Carabaylo	680	7 558.20
PIH-07	Puente Piedra	540	6 002.10
PIH-08	Carabaylo	262	2 912.13
PIH-09	San Martin de Porres	580	6 446.70
PIH-10	Puente Piedra	440	4 890.60
PIH-11	Los Olivos	261	2 901.02
PIH-12	San Martin de Porres	200	2 223.00
PIH-13	Carabaylo	193	2 145.20
PIH-14	San Martin de Porres	328	3 645.72
PIH-15	Carabaylo	640	7 113.60
PIH-16	Puente Piedra	895	9 947.93
PIH-17	Carabaylo	346	3 845.79
PIH-18	Carabaylo	3 000	33 345.00
PIH-19	Puente Piedra	158	1 756.17
PIH-20	Puente Piedra	199	2 211.89
PIH-21	Comas	27	300.11
PIH-22	Carabaylo	190	2 111.85
PIH-23	Carabaylo	17	188.96
PIH-24	Los Olivos	268	2 978.82
PIH-25	Comas	10	111.15
PIH-26	Carabaylo	4	44.46
PIH-27	Carabaylo	4	44.46
PIH-28	Carabaylo	362	4 023.63
PIH-29	Carabaylo	4	44.46

Fuente: Elaboración propia.

5.4.2. Demanda máxima en proyectos inmobiliarios comerciales.

De forma similar que en el caso de proyectos inmobiliarios habitacionales, para el cálculo de la Demanda Máxima en los Proyectos Inmobiliarios Comerciales (PIC), se confeccionó la siguiente fórmula:

$$DM (PIC) = DM (TP) * N^{\circ} \text{ de Tiendas}$$

Finalmente, teniendo en cuenta la formula acabada de presentar, se calculó la demanda máxima de los proyectos inmobiliarios comerciales.

Cuadro 18. Demanda máxima en los proyectos inmobiliarios comerciales.

Código	Área Arrendable (M ²)	N° Tiendas	Demanda Máxima (kW)
PIC-01	156 106	425	4 238.10
PIC-02	192 000	615	6 132.78
PIC-03	88 000	242	2 413.22
PIC-04	73 000	200	1 994.40
PIC-05	274 746	621	6 192.61
PIC-06	135 095	1 138	11 348.14
PIC-07	291 008	537	5 354.96
PIC-08	20 000	100	997.20
PIC-09	65 000	257	2 562.80
PIC-10	127 350	430	4 287.96
PIC-11	85 504	230	2 293.56
PIC-12	613 537	1 293	12 893.80

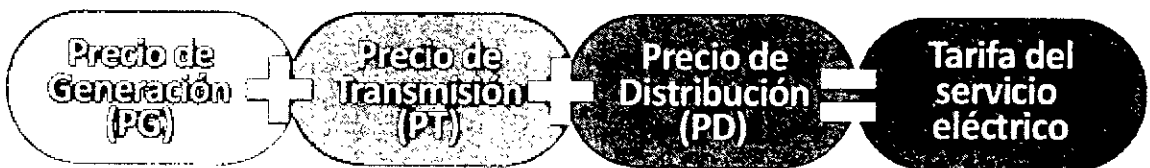
Fuente: Elaboración propia.

VI. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

6.1. Consideraciones Generales.

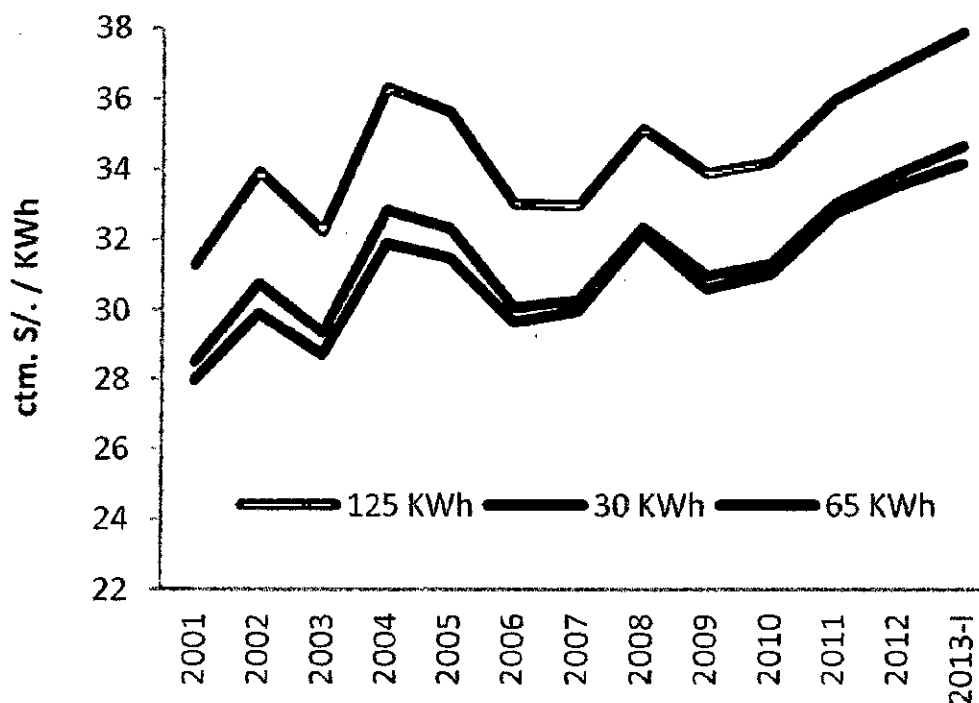
Consideraciones a tenerse en cuenta para evaluar la factibilidad de que los proyectos inmobiliarios desarrollados en Lima Norte sean considerados como clientes libres; son las siguientes:

- La perspectiva de evaluación es desde el punto de vista del usuario final de energía eléctrica.
- La legislación eléctrica peruana considera como usuarios no regulados o Clientes Libres a aquellos usuarios que, estando situados en cualquier punto de la red, tienen potencias conectadas mayores a 1 MW o exceden el 20% de la demanda máxima de la zona de concesión de distribución.
- La tarifa eléctrica para clientes libres constituye los cargos por consumo de energía para los usuarios finales que adquieren dicha denominación ya sea porque estando situados en cualquier punto de la red tienen potencias conectadas mayores a 1 MW, porque su máxima demanda anual es mayor a 2 500 kW, o porque, teniendo una demanda anual entre 200 y 2500 kW optaron por elegir la condición de Usuario Libre.
- La estructura de los cargos de energía para la facturación de un cliente libre está dado por los siguientes cargos:



- Las tarifas residenciales con consumo promedio de 30 KWh, 65 KWh y 125 KWh fueron 33.73, 34.16 y 37.29 céntimos de sol respectivamente en el primer semestre de 2013. En la gráfica siguiente se muestra la tarifa residencial BT5B. La tarifa residencial que se consideró es la BT5B para la empresa Edelnor. La tarifa agrega los precios de energía, potencia, peajes de transmisión,

cargos por distribución, y -si el consumidor final posee un consumo mensual mayor a los 100 KWh- se le añade un cargo por el Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE). En ese contexto, el costo asciende a S/. 0,3729 por kWh.



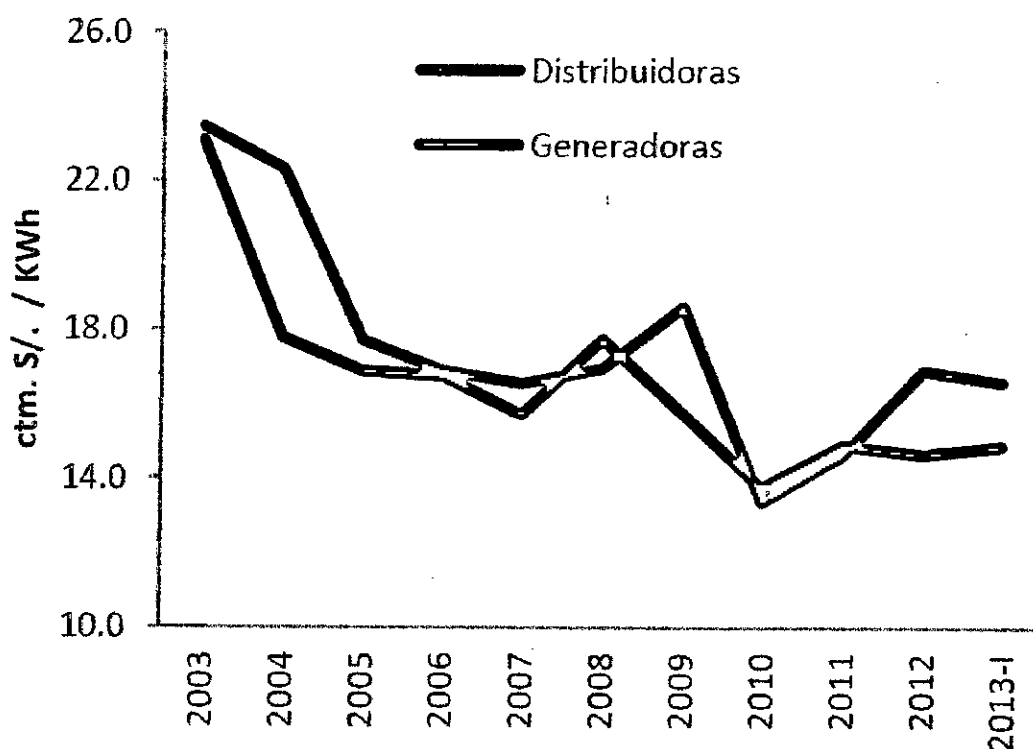
Gráfica 14. Tarifa residencial para Lima Norte, BT5B, céntimos de sol por kWh.

Fuente: Reporte Semestral de Monitoreo del Mercado Eléctrico, Año 2, N° 3, diciembre; p. 10.

- La estructura de los cargos de energía para la facturación de un cliente libre está dado por los siguientes cargos:

**Precio por energía y potencia + Precio cobrado por las
empresas distribuidoras + Precio cobrado por las empresas
generadoras = Tarifa Usuario Libre.**

- Las tarifas a los usuarios libres en el primer semestre del 2013 en promedio fue de 15.50 céntimos de sol, por energía y potencia (precio en barra o precio por transmisión); el precio promedio cobrado por las empresas distribuidoras fue 16.74 céntimos de sol por kWh; y, la tarifa promedio cobrada por las empresas generadoras fue 0.33 céntimos de sol por kWh.



Gráfica 15. Tarifa promedio para usuarios libres, céntimos de sol por kWh.

Fuente: Reporte Semestral de Monitoreo del Mercado Eléctrico, Año 2, N° 3, diciembre; p. 10.

6.2. Demanda Máxima en Proyectos Inmobiliarios de Lima Norte.

6.2.1. Proyectos Inmobiliarios Habitacionales.

6.2.1.1. Proyectos con demanda máxima inferior a 200 kW.

Del cuadro 14 se obtiene que los proyectos inmobiliarios habitacionales de Lima Norte cuya demanda son menores a 200 kW, son los presentados en el cuadro que prosigue.

Cuadro 19. Proyectos inmobiliarios comerciales de Lima Norte con demanda máxima menores a 200 kW.

Código	Distrito	N° de Apartamentos	Demanda Máxima (kW)
PIH-23	Carabayllo	17	188.96
PIH-25	Comas	10	111.15
PIH-26	Carabayllo	4	44.46
PIH-27	Carabayllo	4	44.46
PIH-29	Carabayllo	4	44.46

Fuente: Elaboración propia.

6.2.1.2. Proyectos con demanda máxima entre 200 y 2500 kW.

Del cuadro 14 se obtiene que los proyectos inmobiliarios habitacionales de Lima Norte cuya demanda son mayores a 200 kW y menores que 2500 kW, son los presentados en el cuadro que prosigue.

Cuadro 20. Proyectos inmobiliarios comerciales de Lima Norte con demanda máxima entre 200 y 2500 kW.

Código	Distrito	Apartamentos	Demanda Máxima (kW)
PIH-12	San Martín de Porres	200	2 223.00
PIH-13	Carabaylo	193	2 145.20
PIH-19	Puente Piedra	158	1 756.17
PIH-20	Puente Piedra	199	2 211.89
PIH-21	Comas	27	300.11
PIH-22	Carabaylo	190	2 111.85

Fuente: Elaboración propia.

6.2.1.3. Proyectos con demanda superior a 2500 kW.

Del cuadro 14 se obtiene que los proyectos inmobiliarios habitacionales de Lima Norte cuya demanda son mayores a 2500 kW, son los presentados en el cuadro que prosigue.

Cuadro 21. Proyectos inmobiliarios comerciales de Lima Norte con demanda máxima mayores a 2500 kW.

Código	Distrito	N° de Apartamentos	Demanda Máxima (kW)
PIH-01	Carabaylo	940	10 448.10
PIH-02	Carabaylo	720	8 002.80
PIH-03	Comas	1 640	18 228.60
PIH-04	Carabaylo	648	7 202.52
PIH-05	San Martín de Porres	1 016	11 292.84
PIH-06	Carabaylo	680	7 558.20
PIH-07	Puente Piedra	540	6 002.10
PIH-08	Carabaylo	262	2 912.13
PIH-09	San Martín de Porres	580	6 446.70
PIH-10	Puente Piedra	440	4 890.60
PIH-11	Los Olivos	261	2 901.02

PIH-14	San Martín de Porres	328	3 645.72
PIH-15	Carabaylo	640	7 113.60
PIH-16	Puente Piedra	895	9 947.93
PIH-17	Carabaylo	346	3 845.79
PIH-18	Carabaylo	3 000	33 345.00
PIH-24	Los Olivos	268	2 978.82
PIH-28	Carabaylo	362	4 023.63

Fuente: Elaboración propia.

6.2.2. Proyectos Inmobiliarios Comerciales.

6.2.2.1. Proyectos con demanda inferior a 200 kW.

Del cuadro 15 se tiene que en los proyectos inmobiliarios comerciales de Lima Metropolitana, ningún proyecto tiene una demanda máxima de energía eléctrica inferior a los 200 kW.

6.2.2.2. Proyectos con demanda entre 200 y 2500 kW.

Del cuadro 15 se tiene que los proyectos inmobiliarios comerciales de Lima Metropolitana cuya demanda máxima de energía eléctrica son mayores a 200 kW y menores que 2500 kW, son los presentados en el cuadro que prosigue.

Cuadro 22. Demanda máxima entre 200 y 2500 kW en los proyectos inmobiliarios comerciales.

Código	Área Arrendable (M ²)	Nº de Tiendas	Demanda Máxima (kW)
PIC-03	88 000	242	2 413.22
PIC-04	73 000	200	1 994.40
PIC-08	20 000	100	997.20
PIC-11	85 504	230	2 293.56

Fuente: Elaboración propia.

6.2.2.3. Proyectos con demanda superior a 2500 kW.

Del cuadro 15 se tiene que los proyectos inmobiliarios comerciales de Lima Metropolitana cuya demanda máxima de energía eléctrica son mayores a 2500 kW, son los presentados en el cuadro que prosigue.

Cuadro 23. Demanda máxima de energía eléctrica superior a 2500 kW en los proyectos inmobiliarios comerciales.

Código	Área Arrendable (M ²)	N° Tiendas	Demanda Máxima (kW)
PIC-01	156 106	425	4 238.10
PIC-02	192 000	615	6 132.78
PIC-05	274 746	621	6 192.61
PIC-06	135 095	1 138	11 348.14
PIC-07	291 008	537	5 354.96
PIC-09	65 000	257	2 562.80
PIC-10	127 350	430	4 287.96
PIC-12	613 537	1 293	12 893.80

Fuente: Elaboración propia.

6.3. Costos de Energía Eléctrica.

6.3.1. Costo de energía eléctrica para el cliente regulado.

Para el cliente regulado, las tarifas residenciales con consumo superior a 125 kWh asciende a S/. 0,3729 por kWh. En el cuadro que prosigue se presenta los costos de la energía para clientes regulados, considerando la máxima demanda de energía de los proyectos inmobiliarios habitacionales de Lima Norte.

Cuadro 24. Costo de la energía eléctrica para los proyectos inmobiliarios habitacionales (clientes regulados).

Código	Demanda Máxima (kW)	Costos (S/.)
PIH-01	10 448.10	3896.10
PIH-02	8 002.80	2984.24
PIH-03	18 228.60	6797.44
PIH-04	7 202.52	2685.82
PIH-05	11 292.84	4211.10
PIH-06	7 558.20	2818.45
PIH-07	6 002.10	2238.18
PIH-08	2 912.13	1085.93
PIH-09	6 446.70	2403.97
PIH-10	4 890.60	1823.70
PIH-11	2 901.02	1081.79

PIH-12	2 223.00	828.96
PIH-13	2 145.20	799.95
PIH-14	3 645.72	1359.49
PIH-15	7 113.60	2652.66
PIH-16	9 947.93	3709.58
PIH-17	3 845.79	1434.10
PIH-18	33 345.00	12434.35
PIH-19	1 756.17	654.88
PIH-20	2 211.89	824.81
PIH-21	300.11	111.91
PIH-22	2 111.85	787.51
PIH-23	188.96	70.46
PIH-24	2 978.82	1110.80
PIH-25	111.15	41.45
PIH-26	44.46	16.58
PIH-27	44.46	16.58
PIH-28	4 023.63	1500.41
PIH-29	44.46	16.58

Fuente: Elaboración propia.

De forma similar, los costos de la energía para clientes regulados, considerando la máxima demanda de energía de los proyectos inmobiliarios comerciales de Lima Metropolitana, es como prosigue.

Cuadro 25. Costo de la energía eléctrica para los proyectos inmobiliarios comerciales (clientes regulados).

Código	Demanda Máxima (kW)	Costos (S/.)
PIC-01	4 238.10	1580.39
PIC-02	6 132.78	2286.91
PIC-03	2 413.22	899.89
PIC-04	1 994.40	743.71
PIC-05	6 192.61	2309.22
PIC-06	11 348.14	4231.72
PIC-07	5 354.96	1996.86
PIC-08	997.20	371.86
PIC-09	2 562.80	955.67

PIC-10	4 287.96	1598.98
PIC-11	2 293.56	855.27
PIC-12	12 893.80	4808.10

Fuente: Elaboración propia.

6.3.2. Costo de energía eléctrica para el cliente libre.

Teniendo en cuenta las tarifas a los usuarios libres que en el primer semestre del 2013 en promedio ascendió a S/. 0,3257, se determinó los costos de la energía eléctrica para los proyectos inmobiliarios habitacionales de Lima Norte.

Cuadro 26. Costo de la energía eléctrica para los proyectos inmobiliarios habitacionales (clientes libres).

Código	Demanda Máxima (kW)	Costos (S/.)
PIH-01	10 448.10	3402.95
PIH-02	8 002.80	2606.51
PIH-03	18 228.60	5937.06
PIH-04	7 202.52	2345.86
PIH-05	11 292.84	3678.08
PIH-06	7 558.20	2461.71
PIH-07	6 002.10	1954.88
PIH-08	2 912.13	948.48
PIH-09	6 446.70	2099.69
PIH-10	4 890.60	1592.87
PIH-11	2 901.02	944.86
PIH-12	2 223.00	724.03
PIH-13	2 145.20	698.69
PIH-14	3 645.72	1187.41
PIH-15	7 113.60	2316.90
PIH-16	9 947.93	3240.04
PIH-17	3 845.79	1252.57
PIH-18	33 345.00	10860.47
PIH-19	1 756.17	571.98
PIH-20	2 211.89	720.41
PIH-21	300.11	97.75
PIH-22	2 111.85	687.83

PIH-23	188.96	61.54
PIH-24	2 978.82	970.20
PIH-25	111.15	36.20
PIH-26	44.46	14.48
PIH-27	44.46	14.48
PIH-28	4 023.63	1310.50
PIH-29	44.46	14.48

Fuente: Elaboración propia.

De manera similar a la determinación de costos para la demanda máxima de energía eléctrica para los proyectos inmobiliarios habitacionales, y, teniendo en cuenta las tarifas para los usuarios libres que en el primer semestre del 2013 en promedio ascendió a S/. 0,3257, se determinó los costos de la energía eléctrica para los proyectos inmobiliarios comerciales de Lima Norte.

Cuadro 27. Costo de la energía eléctrica para los proyectos inmobiliarios comerciales (clientes libres).

Código	Demanda Máxima (kW)	Costos (S/.)
PIC-01	4 238.10	1380.35
PIC-02	6 132.78	1997.45
PIC-03	2 413.22	785.99
PIC-04	1 994.40	649.58
PIC-05	6 192.61	2016.93
PIC-06	11 348.14	3696.09
PIC-07	5 354.96	1744.11
PIC-08	997.20	324.79
PIC-09	2 562.80	834.70
PIC-10	4 287.96	1396.59
PIC-11	2 293.56	747.01
PIC-12	12 893.80	4199.51

Fuente: Elaboración propia.

6.3.3. Comparación de costos.

Con fines expresos de comparar los costos en los que se incurre por cubrir la demanda máxima de energía eléctrica de los proyectos inmobiliarios

habitacionales, bajo los dos sistemas de tarificación objetos de evaluación; se confeccionó el cuadro 25, en el cual se muestra la comparación de costos de la energía eléctrica por sistema de tarificación y tipo de proyecto.

Cuadro 28. Diferencias de costos por tipo de cliente de los proyectos inmobiliarios habitacionales.

Código	Tipo de Cliente		Diferencia de Costos (S/.)
	Regulado (S/.)	Libre (S/.)	
PIH-01	3896.10	3402.95	493.15
PIH-02	2984.24	2606.51	377.73
PIH-03	6797.44	5937.06	860.39
PIH-04	2685.82	2345.86	339.96
PIH-05	4211.10	3678.08	533.02
PIH-06	2818.45	2461.71	356.75
PIH-07	2238.18	1954.88	283.30
PIH-08	1085.93	948.48	137.45
PIH-09	2403.97	2099.69	304.28
PIH-10	1823.70	1592.87	230.84
PIH-11	1081.79	944.86	136.93
PIH-12	828.96	724.03	104.93
PIH-13	799.95	698.69	101.25
PIH-14	1359.49	1187.41	172.08
PIH-15	2652.66	2316.90	335.76
PIH-16	3709.58	3240.04	469.54
PIH-17	1434.10	1252.57	181.52
PIH-18	12434.35	10860.47	1573.88
PIH-19	654.88	571.98	82.89
PIH-20	824.81	720.41	104.40
PIH-21	111.91	97.75	14.17
PIH-22	787.51	687.83	99.68
PIH-23	70.46	61.54	8.92
PIH-24	1110.80	970.20	140.60
PIH-25	41.45	36.20	5.25
PIH-26	16.58	14.48	2.10
PIH-27	16.58	14.48	2.10
PIH-28	1500.41	1310.50	189.92
PIH-29	16.58	14.48	2.10

De manera similar a la diferenciación de costos por tipo de cliente de los proyectos inmobiliarios habitacionales presentado anteriormente, se determinó la diferencia de costos de la energía eléctrica para los proyectos inmobiliarios comerciales de Lima Norte.

Cuadro 29. Diferencias de costos por tipo de cliente de los proyectos inmobiliarios comerciales.

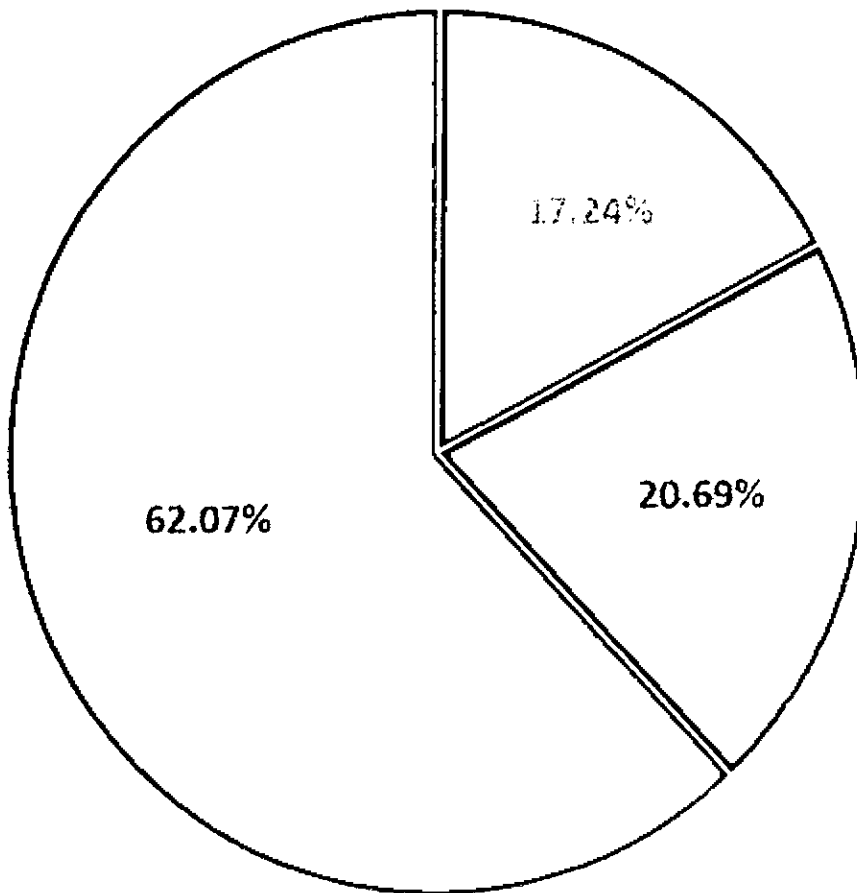
Código	Tipo de Cliente		Diferencia de Costos (S/.)
	Regulado (S/.)	Libre (S/.)	
PIC-01	1580.39	1380.35	200.04
PIC-02	2286.91	1997.45	289.47
PIC-03	899.89	785.99	113.90
PIC-04	743.71	649.58	94.14
PIC-05	2309.22	2016.93	292.29
PIC-06	4231.72	3696.09	535.63
PIC-07	1996.86	1744.11	252.75
PIC-08	371.86	324.79	47.07
PIC-09	955.67	834.70	120.96
PIC-10	1598.98	1396.59	202.39
PIC-11	855.27	747.01	108.26
PIC-12	4808.10	4199.51	608.59

Fuente: Elaboración propia.

6.4. La Figura del Comercializador en el Mercado Eléctrico Peruano.

6.4.1. Justificación técnica de su incorporación.

La justificación técnica de incorporar al comercializador como parte de la estructura del mercado eléctrico peruano se sustenta en el cumplimiento de los requerimientos de demanda máxima de energía establecidas para ser considerado como usuario regulado, usuario con capacidad de migración de un sistema tarifario regulado a uno libre, y, el cumplimiento de la condición o superación de la valla mínima para ser automáticamente reconocido como usuario libre de energía eléctrica. En ese sentido, en la gráfica que prosigue se presenta la proporción entre los proyectos inmobiliarios habitacionales de Lima Norte que se ajustan a las condiciones en mención y las que no.



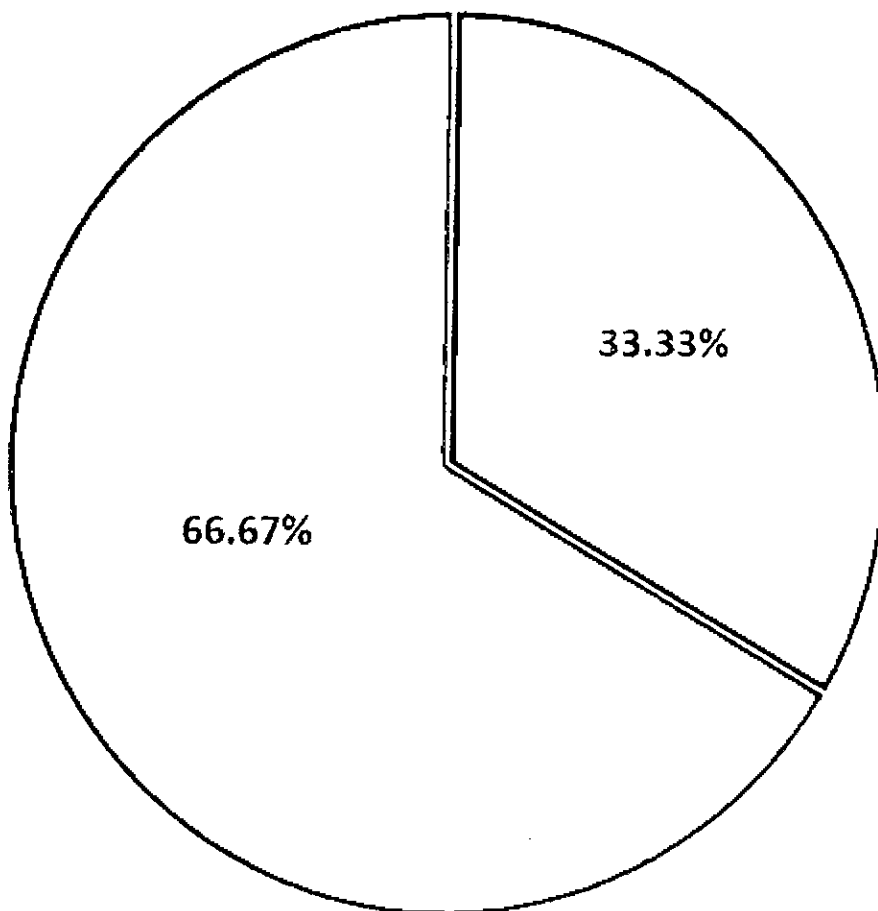
■ Demanda máxima inferior a 200 kW ■ Demanda máxima entre 200 y 2500 kW ■ Demanda máxima mayor a 2500 kW

Grafica 16. Demanda máxima en los proyectos inmobiliarios habitacionales.

Fuente: Elaboración propia.

De la gráfica anterior se tiene que hasta un 62.07% de los proyectos inmobiliarios habitacionales superan los 2500 kW en demanda máxima de energía; luego, en dichos proyectos, previa asociación de usuarios para conformar una persona jurídica única, reúnen las condiciones para ser clientes libres. Asimismo, un 20.69% de los proyectos habitacionales pueden solicitar su consideración de usuario libre. Por otro lado, si unimos los dos grupos, se tiene que un 82.76% de los proyectos habitacionales tienen la factibilidad de ser considerados como clientes libres.

En la gráfica que prosigue se presenta la proporción de proyectos inmobiliarios comerciales de Lima Norte que se ajustan a las condiciones en mención.



■ Demanda máxima inferior a 200 kW ■ Demanda máxima entre 200 y 2500 kW ■ Demanda máxima mayor a 2500 kW

Grafica 17. Demanda máxima en los proyectos inmobiliarios comerciales.

Fuente: Elaboración propia.

De la gráfica anterior se tiene que hasta un 66.67% de los proyectos inmobiliarios comerciales superan los 2500 kW en demanda máxima de energía; luego, en dichos proyectos, previa asociación de comerciantes para conformar una persona jurídica única, reúnen las condiciones para ser clientes libres. Asimismo, el resto, un 33.33% de los proyectos comerciales pueden solicitar su consideración de usuario libre. Si unimos los dos grupos, se tiene que la totalidad de proyectos comerciales tienen la factibilidad de ser considerados como clientes libres.

Dado que en ambos tipos de proyectos inmobiliarios se cumple que un 82.76% y la totalidad de los proyectos inmobiliarios habitacionales y comerciales respectivamente, cumplen la condición para ser considerados como usuarios libres; la propuesta encuentra su justificación técnica para sustentar la factibilidad de incorporar al comercializador de energía eléctrica en el mercado peruano; en

efecto, debido a que los proyectos inmobiliarios habitacionales y comerciales reúnen las condiciones para ser clientes libres, luego, estos pueden migrar al sistema de tarificación para clientes libres; así mismo, dado la tendencia de crecimiento inmobiliario en el Perú, el número de clientes libres iría en aumento y se necesitaría desregular aún más el mercado, ya que se contaría con un número creciente clientes libres.

6.4.2. Justificación económica de su incorporación.

Teniendo en cuenta que los costos unitarios establecidos en el cuadro 25, los cuales expresan los costos de cubrir la máxima demanda de energía eléctrica del proyecto inmobiliario habitacional por una hora; se infiere que desde la perspectiva del usuario, es mejor la tarificación como cliente libre; en efecto: el carácter positivo de la diferencia de costos entre el régimen regulado y libre, refleja la conveniencia de migrar de un sistema tarifario regulado a uno libre.

De forma similar, teniendo en cuenta que los costos unitarios establecidos en el cuadro 26, los cuales expresan los costos de cubrir la máxima demanda de energía eléctrica del proyecto inmobiliario comercial por una hora; se infiere que desde la perspectiva del usuario, es mejor la tarificación como cliente libre, reflejando la conveniencia de migrar de un sistema tarifario a otro.

En síntesis, desde la perspectiva del usuario y basado en los costos comparativos entre usuarios regulados y libres; se justifica económicamente la incorporación del comercializador de energía en el mercado eléctrico peruano.

CONCLUSIONES

- Con respecto a realizar un análisis situacional de la demanda de energía eléctrica por parte de los proyectos inmobiliarios habitacionales desarrollados en Lima Norte en los últimos diez años, para poder justificar en base a dicha demanda, la incorporación de la figura del comercializador como parte de la estructura del mercado eléctrico; se determinó que:
 - * Más del 62% de los proyectos inmobiliarios habitacionales de Lima Norte reúnen las condiciones para ser clientes libres.
 - * Más del 20% de los proyectos inmobiliarios habitacionales de Lima Norte reúnen las condiciones para solicitar ser considerados como clientes libres.
 - * La demanda máxima de energía del apartamento patrón de los proyectos inmobiliarios habitacionales, en promedio alcanza 11.115 kW.

- En cuanto a realizar un análisis situacional de la demanda de energía eléctrica por parte de los proyectos inmobiliarios comerciales desarrollados en Lima Norte en los últimos diez años, para poder justificar en base a dicha demanda, la incorporación de la figura del comercializador como parte de la estructura del mercado eléctrico; se determinó que:
 - * Las dos terceras partes de los proyectos inmobiliarios comerciales de Lima Metropolitana reúnen las condiciones para ser clientes libres.
 - * La tercera parte de los proyectos inmobiliarios comerciales de Lima Metropolitana reúnen las condiciones para solicitar ser considerados como clientes libres.
 - * La demanda máxima de la tienda patrón de los proyectos inmobiliarios comerciales, en promedio alcanza 9.497 kW.

- La estructura de costos de las tarifas reguladas es mayor que la de las tarifas libres; la constante diferencia de costos positivos entre dichos sistemas tarifarios permite establecer que desde la perspectiva del usuario o

consumidor final de energía eléctrica, resulta más conveniente para los proyectos inmobiliarios habitacionales y comerciales, la migración de un sistema a otro.

Tanto para los proyectos inmobiliarios habitacionales así como para los proyectos inmobiliarios comerciales, la demanda máxima asumida para fines de cálculo de costos, es mayor; esto en razón de que se consideró el peor de los casos para las demandas de los servicios generales, áreas comunes, etc., en caso de los proyectos inmobiliarios habitacionales; y, las demandas de los pasadizos, áreas de esparcimiento, área de aparcamiento, etc., en caso de los proyectos inmobiliarios comerciales.

RECOMENDACIONES

Dado que producto de haber realizado el análisis situacional de la demanda de energía eléctrica de los proyectos inmobiliarios habitacionales desarrollados en Lima Norte en los últimos diez años; se determinó que más del 62% reúnen las condiciones para ser clientes libres y más del 20% de dichos proyectos reúnen las condiciones para solicitar ser considerados como clientes libres; se recomienda: hacer extensivo la investigación para el caso de las diferentes asociaciones de viviendas existentes en el país, por ejemplo, las villas militares, la asociación de viviendas de ex trabajadores de Entel Perú, etc.

- Dado que producto de haber realizado el análisis situacional de la demanda de energía eléctrica por parte de los proyectos inmobiliarios comerciales desarrollados en Lima Norte en los últimos diez años; se determinó que las dos terceras partes reúnen las condiciones para ser clientes libres, y que, la tercera parte de dichos proyectos reúnen las condiciones para solicitar ser considerados como clientes libres; se recomienda: hacer extensivo la investigación al caso de las asociación de comerciantes, parques industriales, supermercados y aglomeraciones comerciales similares.
- Dado que la estructura de costos de las tarifas reguladas es mayor que la de las tarifas libres; se recomienda deducir costos específicos para el Cliente Libre, ya que este asumirá tarifas de transmisión y/o distribución dependiendo del nivel de tensión y ubicación del punto de suministro; en ese sentido, se recomienda la evaluación de los cargos que deben asumir los clientes en función al nivel de tensión y ubicación del punto de suministro.

BIBLIOGRAFÍA

- Agencia Valenciana de la Energía (2005). Guía de Ahorro y Eficiencia Energética en Locales Comerciales de la Comunidad Valenciana: Plan de ahorro y eficiencia energética. Valencia: AVEN.
- Aguilar Andía, G. (2003). El Sistema Tarifario del Servicio Público de Electricidad: Una evaluación desde el punto de vista de los usuarios. Lima: Adjuntía de Servicios Públicos de la Defensoría del Pueblo.
- Asociación de Centros Comerciales y Entretenimiento del Perú (2013). Los Centros Comerciales en el Perú: Oportunidades de inversión en un país en crecimiento. Lima: ACCEP.
- Bunge, M. (2000). La investigación científica: su estrategia y su filosofía. Buenos Aires: Siglo XXI.
- Cámara Chilena de la Construcción (2009). Manual de Uso y Mantenimiento de Espacios Comunes de Condominios. Santiago de Chile: Gerencia de Estudios de la Cámara Chilena de la Construcción.
- CAPECO. Proyección de la Vivienda en el País. XV Estudio "El Mercado de Edificaciones Urbanas en Lima Metropolitana y el Callao" (Año 2010). Boletín elaborado por el Foro de Presentación del XIV Estudio al conmemorarse el 48º Aniversario del Colegio de Arquitectos del Perú. Lima: Cámara Peruana de la Construcción, 2010.
- Comisión de Tarifas de Energía (2001). Aplicación de los Cargos por Transmisión y Distribución para los Clientes Libres: Determinación de Compensaciones. Lima: Autor.
- Dammert Lira, A.; Molinelli Aristondo, F. y Carbajal Navarro, M. A. (2011). Fundamentos técnicos y económicos del sector eléctrico peruano. Lima: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – OSINERGMIN.

- Decreto Supremo N° 022-2009-EM. Aprueban Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad. Dado en la casa de gobierno, en Lima, a los quince días del mes de abril de dos mil nueve.
- De Isabel García, J. A.; García Galludo, M. y Egidio Ramos, C. (2012). Guía de Auditorías Energéticas en Supermercados. Madrid: Comunidad de Madrid y la Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid.
- Empresa de Distribución Eléctrica Lima Norte S.A. (2012). EDELNOR: Memoria Anual e Informe de Sostenibilidad 2011. Lima: Edelnor S.A.A.
- European Commission (Retail – Sector). (Septiembre de 2009). Documento Temático sobre la Eficiencia Energética en los Establecimientos Comerciales (Documento temático nº 1). En: Retail Forum for sustainability. Recuperado el 13 de Septiembre de 2014 desde http://ec.europa.eu/environment/industry/retail/pdf/issue_paper_1/Energy_Efficiency_es.pdf
- Flores Barrera, R. A. (2003). Propuesta de Implementación de un Mercado Minorista de Energía en el Sector Eléctrico Chileno. Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Electricista. Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Departamento de Ingeniería Eléctrica. Santiago de Chile.
- Gallardo, J.; García, R. y Pérez-Reyes, R. (2005). Determinantes de la Inversión en el Sector Eléctrico Peruano (Documento de Trabajo No 3). Lima: Oficina de Estudios Económicos del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía.
- García Carpio, R. (2008). Propuesta de un mercado de capacidad vía contratos de cobertura como mecanismo para mejorar el manejo de riesgos y la confiabilidad en el suministro de electricidad (Tesis de Maestría). Lima: Escuela de Graduados de la Pontificia Universidad Católica del Perú.
- Garrido Quinteros, A. E. (2010). Análisis de las determinantes de la demanda en el mercado del servicio de internet en la ciudad de La Paz. Caso: COTEL (Tesis de Grado). La Paz: Universidad Mayor de San Andrés.

- Gómez Sánchez, D. F. (2006). Simulación Dinámica de Escenarios Futuros de Colombia y el Sector Eléctrico Colombiano. Bogotá: Centro de Estudios en Economía Sistémica – ECSIM.
- Hernández Sampieri, R.; Fernández Collado, C. y Baptista Lucio, P. (2003). Metodología de la Investigación (3ra Ed.). México: McGraw - Hill.
- Hernández, J., Sánchez, A. y Calderón, A. (2005). ¿Captura del Regulador? Fallas en la regulación de las tarifas eléctricas: Caso ICELEC 1979-2000. San José: Universidad de Costa Rica.
- INDECOPI (2000). *Barreras a la Entrada en la Industria Eléctrica: Efectos de la Ley N° 27239*. En: Documento de Trabajo N° 004-2000. Lima: Documento elaborado por la Secretaría Técnica de la Comisión de libre Competencia.
- Jimenez B., R. y Mocárquer G., S. (2001). Comercialización en el Mercado Eléctrico. Santiago: Pontificia Universidad Católica de Chile. Recuperado el 10 de marzo de 2014 desde <http://web.ing.puc.cl/~power/alumno01/trading/trading.htm>
- Juárez Varas, M. (2010). *En todo el Perú: Boom de centros comerciales*. En: Construcción e Industria; revista de la Cámara Peruana de la Construcción, Año XLV, N° 244; pp. 56 – 58.
- Decreto Ley 25844. Ley de Concesiones Eléctricas. Publicada en el Diario Oficial El Peruano el 19/11/1992.
- Ley 28832. Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica. Dado en Lima el 23 de julio del 2006.
- Ministerio de Energía y Minas (2008). Guía de Orientación del Uso Eficiente de la Energía y de Diagnóstico Energético: Sector Residencial. Lima: Dirección General de Electricidad – MINEM.
- Ministerio de Energía y Minas (2012). Código Nacional de Electricidad (Tomo V: Sistema de Utilización). Lima: Dirección General de Electricidad – MINEM.

- Ministerio de Vivienda, Construcción y Saneamiento (2014). MIVIVIENDA: La revista inmobiliaria del Perú; 10(75). Lima: Fondo Mivivienda S.A.
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (2006). Condiciones de Uso y Acceso Libre a los Sistemas de Transmisión y Distribución Eléctrica. Lima: Organismo Supervisor de la Inversión en la Energía.
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (2012). OSINERGMIN: Anuario Estadístico 2011. Lima: OSINERGMIN, Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria - División de Distribución Eléctrica.
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (2013). Reporte Semestral de Monitoreo del Mercado Eléctrico, Año 2, N° 3, diciembre. Lima: Oficina de Estudios Económicos, OSINERGMIN.
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (2013). Derechos y deberes del usuario del servicio eléctrico (Boletín Informativo). Lima: OSINERGMIN.
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (s/f). Guía para calcular el consumo eléctrico doméstico. Lima: OSINERGMIN.
- Pepall, L.; Richards, D. J. y Norman, G. (2006). Organización industrial: teorías y prácticas contemporáneas (3ra Edición). México: Thomson.
- Poder Judicial del Peru (2014). Corte Superior de Justicia de Lima Norte: Nuestra historia. Con acceso desde: http://www.pj.gob.pe/wps/wcm/connect/Corte+Superior+Lima+Norte+PJ/s_corte_superior_lima_norte/as_Conocenos/Historia [Consulta: 12 de junio].
- Reyes García, F. E. (1999). La función del comercializador en el negocio eléctrico y su aplicación en Chile. Santiago de Chile: Pontificia Universidad Católica de Chile, 1999. Recuperado el 10 de marzo de 2014 desde <http://web.ing.puc.cl/~power/paperspdf/reyes.pdf>

- Taltavull de la Paz, P. (1996). Construcción y vivienda en España, 1965-1995: dos modelos de comportamiento del mercado inmobiliario. Alicante, España: Departamento de Análisis Económico Aplicado de la Universidad de Alicante.
- Torres Bardales, C. (2005). El Proyecto de Investigación Científica. Tercera Edición. Lima: Ediciones del Autor.
- Torres Bardales, C. (2002). Orientaciones básicas de Metodología de la Investigación científica (8va edición). Lima: Libros y Publicaciones.
- Vera Tudela, R.; Paredes, C. E. y Defilippi, E. (2013). Mercado eléctrico en el Perú: Balance de corto plazo y agenda pendiente (Cuadernos de Investigación, Edición N° 18). Lima: Instituto del Perú - Universidad de San Martín de Porres.
- Vignolo, M. y Zeballos, R. (2002). Introducción al Sector Eléctrico Competitivo: Competencia y elección en el sector eléctrico. Montevideo: Universidad de la República. Recuperado el 10 de mayo de 2014 desde <http://ie.fing.edu.uy/investigacion/grupos/syspot/>

ANEXOS

A.1. Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad.

TÍTULO I

DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1.- Definiciones

Para los efectos del presente Reglamento, entiéndase por:

Barra de Referencia de Generación (BRG): Es la Subestación más próxima al Punto de Suministro, de la relación de Subestaciones Base cuyos Precios en Barra son publicados por OSINERGMIN que, en conjunto con los sistemas de transmisión disponible, permite un menor precio mensual al Usuario.

Compra en Bloque: Es la compra de energía y potencia que efectúa un Distribuidor para atender a sus Usuarios Libres.

LCE: Ley de Concesiones Eléctricas.

Ley: Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

Ministerio: Ministerio de Energía y Minas.

NTCSE: Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.

Punto de Suministro: Es el punto de conexión eléctrica donde inician las instalaciones del Usuario Libre. En dicho punto es transferida, del Suministrador al Usuario Libre, la electricidad objeto del contrato de suministro.

Reglamento: Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad.

RLCE: Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Suministrador: Generador o Distribuidor en general. Se precisa que un Suministrador puede atender a Usuarios Libres conectados en cualquier parte del SEIN.

Usuarios: Consumidores finales de electricidad localizados en el Perú.

Usuarios Libres: Usuarios conectados al SEIN no sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen.

Usuarios Regulados: Usuarios sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen.

Los términos que empiezan con mayúscula distintos a los precedentemente indicados, tienen el significado establecido en la Ley, LCE, RLCE u otras normas aplicables. Cualquier mención a artículos o títulos sin señalar la norma a la que corresponden, se debe entender referida al presente Reglamento. Los plazos establecidos en días, se refieren a días hábiles, salvo que se indique explícitamente lo contrario. Se entiende por hábiles, todos los días del año excepto sábados, domingos, feriados y aquellos otros declarados como no laborables a nivel nacional por el Poder Ejecutivo para el sector público.

Artículo 2.- Objeto y Alcance

El Reglamento tiene por objeto establecer los requisitos mínimos a considerar para que un Usuario conectado al SEIN pueda acogerse, a su elección, a la condición de Usuario Regulado o de Usuario Libre, así como los aspectos generales a considerar en los contratos de suministro de los Usuarios Libres.

TÍTULO II

CONDICIÓN DE USUARIO

Artículo 3.- Rango de Máxima Demanda

3.1 En concordancia con el artículo 2 del RLCE, los Usuarios cuya máxima demanda anual sea igual o menor a 200 kW, tienen la condición de Usuario Regulado.

3.2 Los Usuarios cuya máxima demanda anual sea mayor de 200 kW, hasta 2500 kW, tienen derecho a elegir entre la condición de Usuario Regulado o de Usuario Libre, cumpliendo los requisitos y condiciones establecidos en el Reglamento.

3.3 Los Usuarios cuya máxima demanda anual sea mayor a 2 500 kW, tienen la condición de Usuarios Libres.

Artículo 4.- Requisitos y condiciones

El cambio de condición solo puede ser efectuado a solicitud expresa del Usuario manifestada por escrito. El cambio de condición se hará efectivo en la fecha señalada por el Usuario una vez cumplidos los siguientes requisitos:

4.1 El Usuario comunicará por escrito a su Suministrador actual, con copia a su Suministrador futuro, de ser el caso, su voluntad de cambiar de condición, con una anticipación no menor a un (01) año a la fecha que señale para que se haga efectivo el cambio de condición.

4.2 El cambio de condición no se hará efectivo mientras el Usuario tenga deudas vencidas con su actual Suministrador.

4.3 El Usuario deberá contar con los equipos de medición adecuados para que el cambio de condición se produzca efectivamente.

4.4 El Usuario tiene la obligación de permanecer en la nueva condición durante un plazo mínimo de tres (03) años.

TÍTULO III

COMPRA DE ELECTRICIDAD Y CONTRATACIÓN

Artículo 5.- Compra de Electricidad en el Mercado Libre

El Usuario Libre puede comprar electricidad a uno o más Suministradores a la vez.

La Compra en Bloque se sujeta a las normas del presente Reglamento.

Las compras de energía y potencia que los Usuarios Libres efectúen en el Mercado de Corto Plazo, se rigen por el correspondiente reglamento.

Los Usuarios Libres pueden tener uno o más Puntos de Suministro.

Artículo 6.- Aspectos Generales de Contratación

Los contratos de suministro deberán considerar que la responsabilidad del Suministrador ante el Usuario Libre abarca hasta los Puntos de Suministro. Todo contrato será remitido por el Suministrador al OSINERGMIN dentro de un plazo no mayor de quince (15) días de haber sido suscrito. Dichos contratos de suministro son de dominio público y deberán considerar, como mínimo, los siguientes aspectos:

a) Los precios de energía y potencia a ser transferidos se negocian en la Barra de Referencia de Generación correspondiente al Punto o Puntos de Suministro del Usuario Libre. Los cargos correspondientes a las redes de transmisión y distribución son los regulados por OSINERGMIN.

b) Para efectos de establecer la Barra de Referencia de Generación correspondiente al Punto de Suministro del Usuario Libre, se debe utilizar la subestación o Barra Base donde el OSINERGMIN publica los Precios en Barra que, en conjunto con los sistemas de transmisión correspondientes, permita minimizar el costo medio de abastecimiento para dicho Usuario.

c) Los Contratos y las facturas correspondientes deberán considerar obligatoriamente, la separación de los precios para cada uno de los conceptos involucrados en la prestación del suministro, tales como: precios negociados a nivel de la Barra de Referencia de Generación y los cargos regulados de la transmisión principal o garantizada, de la transmisión secundaria o complementaria, de la red de distribución por nivel de tensión, de la comercialización y demás cargos que resulten aplicables.

d) Descripción de las fórmulas y variables de actualización de fácil constatación y entendimiento por parte del Usuario Libre.

e) Descripción de las condiciones de calidad en que se brindará el servicio, las mismas que no podrán ser inferiores a las establecidas en la NTCSE, salvo que el Usuario Libre plantee de manera expresa lo contrario

a cambio de alguna otra condición especial que le favorezca. La cadena de pagos será establecida por acuerdo de partes en el contrato.

Artículo 7.- Red de Transmisión y/o Distribución

Las tarifas y compensaciones por el uso de las instalaciones de transmisión y/o distribución, son reguladas por el OSINERGMIN de acuerdo a lo señalado en la LCE y normas reglamentarias, y no están sujetos a la libre negociación de las partes.

Los titulares de las instalaciones de transmisión y distribución no están facultados a facturar directamente al Usuario Libre por el uso de sus instalaciones.

Los correspondientes cargos serán facturados al Suministrador, con excepción en los casos que existan contratos previos o de los contratos previstos en el literal c) del numeral 27.2 del artículo 27 de la Ley 28832.

Artículo 8.- Corte y Reconexión

El Suministrador deberá convenir con el Transmisor y/o el Distribuidor por cuyas redes se abastece físicamente al Usuario Libre, las condiciones y procedimientos de corte y reconexión del suministro. Las responsabilidades derivadas de tales hechos corresponden exclusivamente al Suministrador.

Artículo 9.- Facturación

La factura emitida por el Suministrador deberá contener de manera desagregada cada uno de los rubros. Asimismo, deberá acompañar el detalle necesario que permita identificar, separadamente, el cargo y compensación por los servicios de transporte y/o distribución.

A.2. Ley de Concesiones Eléctricas.

En lo que prosigue se presenta artículos de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) pertinentes con la presente investigación.

Artículo 8°.- La Ley establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia y un sistema de precios regulados en aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran, reconociendo costos de eficiencia según los criterios contenidos en el Título V de la presente Ley.

Los contratos de venta de energía y de potencia de los suministros que se efectúan en el régimen de Libertad de Precios deberán considerar obligatoriamente la separación de los precios de generación acordados a nivel de la barra de referencia de generación y las tarifas de transmisión y distribución, de forma tal de permitir la comparación a que se refiere el Artículo 53° de la Ley.

Dichos contratos serán de dominio público y puestos a disposición de la Comisión de Tarifas de Energía (Hoy Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (OSINERG-GART)) y del OSINERG en un plazo máximo de 15 (quince) días de suscritos. El incumplimiento de lo dispuesto será sancionado con multa.

El Ministerio de Energía y Minas mediante Decreto Supremo definirá los criterios mínimos a considerar en los contratos sujetos al régimen de libertad de precios, así como los requisitos y condiciones para que dichos contratos sean considerados dentro del procedimiento de comparación establecido en el Artículo 53° de la ley.

Artículo 42°.- Los precios regulados reflejarán los costos marginales de suministro y se estructurarán de modo que promuevan la eficiencia del sector.

Artículo 43°.- Estarán sujetos a regulación de precios:

a) La transferencia de potencia y energía entre generadores, los que serán determinados por el COES, de acuerdo a lo establecido en el artículo 14° de la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica. Esta

regulación no regirá en el caso de contratos entre generadores por la parte que supere la potencia y energía firme del comprador.

b) Los retiros de potencia y energía en el COES que efectúen los Distribuidores y Usuarios Libres, los mismos que serán determinados de acuerdo a lo establecido en el artículo 14° de la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

c) *Las tarifas y compensaciones de Sistemas de Transmisión y Distribución.*

d) Las ventas de energía de Generadores a concesionarios de distribución destinadas al Servicio Público de Electricidad; excepto, cuando se hayan efectuado Licitaciones destinadas a atender dicho Servicio, conforme a la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

e) Las ventas a usuarios de Servicio Público de Electricidad.

Artículo 44°.- Las tarifas de transmisión y distribución serán reguladas por la Comisión de Tarifas de Energía independientemente de si éstas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia, según lo establezca el Reglamento de la Ley. Para éstos últimos, los precios de generación se obtendrán por acuerdo de partes.

En las ventas de energía y potencia que no estén destinados al servicio público de electricidad, las facturas deben considerar obligatoria y separadamente los precios acordados al nivel de la barra de referencia de generación y los cargos de transmisión, distribución y comercialización.

Artículo 45°.- Las ventas de electricidad a un distribuidor, destinadas al Servicio Público de Electricidad, se efectúan en los puntos donde se inician las instalaciones del Distribuidor.

Artículo 46°.- Las Tarifas en Barra y sus respectivas fórmulas de reajuste, serán fijadas anualmente por OSINERG y entrarán en vigencia en el mes de mayo de cada año. Las tarifas sólo podrán aplicarse previa publicación de la resolución correspondiente en el Diario Oficial "El Peruano" y de una sumilla de la misma en un diario de mayor circulación. La información sustentatoria será incluida en la página web de OSINERG.

Artículo 47°.- Para determinar los Precios en Barra, el subcomité de Generadores y el subcomité de Transmisores, en la actividad que les corresponda, efectuarán los cálculos correspondientes en la siguiente forma:

- a) Calculará para cada una de las barras del sistema los factores nodales de energía de acuerdo a lo señalado en el artículo 48°. El factor nodal será igual a 1,00 en la barra en que se fije el Precio Básico de Energía;
- b) Determinará el programa de operación que minimice la suma del costo actualizado de operación y el costo de racionamiento para el periodo de estudio, tomando en cuenta: las series hidrológicas históricas, los embalses, los costos de combustible, así como la Tasa de Actualización a que se refiere el artículo 79° de la presente Ley. El periodo de estudio comprenderá la proyección de veinticuatro (24) meses a que se refiere el inciso a) precedente y los doce (12) meses anteriores al 31 de marzo de cada año. Respecto de estos últimos se considerará la demanda y el programa de obras históricos.
- c) Calculará los Costos Marginales de Corto Plazo esperados de energía del sistema, para los Bloques Horarios que establezca la Comisión de Tarifas Eléctricas, correspondiente al programa de operación a que se refiere el acápite anterior;
- d) Determinará el Precio Básico de la Energía por Bloques Horarios para el período de estudio, como un promedio ponderado de los costos marginales antes calculados y la demanda, debidamente actualizados al 31 de marzo del año correspondiente.
- e) Determinará el tipo de unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico y calculará la anualidad de la inversión con la Tasa de Actualización correspondiente fijada en el artículo 79° de la presente Ley;
- f) Determinará el precio básico de la potencia de punta, según el procedimiento que se establezca en el Reglamento, considerando como límite superior la anualidad obtenida en el inciso anterior. En caso de que la reserva del sistema sea insuficiente se considerará para este fin un margen adicional, al precio establecido en el párrafo precedente;

g) Calculará para cada una de las barras del sistema un factor de pérdidas de potencia y un factor de pérdidas de energía en la transmisión. Estos factores serán iguales a 1.00 en la barra en que se fijen los precios básicos;

h) Determinará el Precio de la Potencia de Punta en Barra, para cada una de las barras del sistema, agregando al Precio Básico de la Potencia de Punta los valores unitarios del Peaje de Transmisión y el Peaje por Conexión a que se refiere el artículo 60° de la presente Ley;

i) Determinará el Precio de Energía en Barra, para cada una de las barras del sistema, multiplicando el Precio Básico de la Energía nodal correspondiente a cada Bloque Horario por el respectivo factor nodal de energía.

Artículo 48°.- Los factores nodales de energía se calcularán considerando las pérdidas marginales y la capacidad del sistema de transmisión.

Artículo 49°.- En las barras del Sistema Secundario de Transmisión el precio incluirá el correspondiente peaje de dicho sistema.

Artículo 50°.- Todos los costos que se utilicen en los cálculos indicados en el artículo 47° deberán ser expresados a precios vigentes del mes de marzo del año de la fijación

Artículo 51°.- Antes del 15 de noviembre de cada año el Subcomité de Generadores y el Subcomité de Transmisores, en la actividad que les corresponda, presentarán al OSINERG los correspondientes estudios técnico-económicos de las propuestas de Precios en Barra, que expliciten y justifiquen, entre otros aspectos, lo siguiente:

a) La demanda de potencia y energía del sistema eléctrico para el período de estudio;

b) El programa de obras de generación y transmisión;

c) Los costos de combustibles, Costos de Racionamiento y otros costos variables de operación pertinentes;

d) La Tasa de Actualización utilizada en los cálculos;

e) Los costos marginales;

- f) Precios Básicos de la Potencia de Punta y de la Energía;
- g) Los factores nodales de energía;
- h) El Costo Total de Transmisión considerado;
- i) Los valores resultantes para los Precios en Barra; y,
- j) La fórmula de reajuste propuesta.

Asimismo el Subcomité de Generadores y el Subcomité de Transmisores, deberán entregar al COES toda la información relevante para los cálculos tarifarios, para ser puestos a disposición de los interesados que lo soliciten.

Para la aplicación del presente artículo OSINERG definirá los procedimientos necesarios.

Artículo 52°.- OSINERG efectuará sus observaciones, debidamente fundamentadas, a las propuestas de los Precios en Barra. Los responsables deberán absolver las observaciones y/o presentar un nuevo estudio, de ser necesario. Absueltas las observaciones o vencido el término sin que ello se produjera, OSINERG procederá a fijar y publicar las tarifas y sus fórmulas de reajuste mensuales, antes del 30 de abril de cada año.

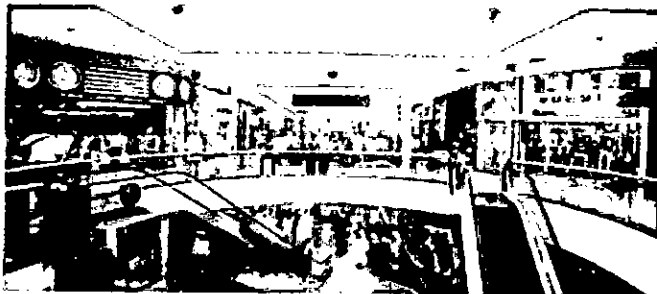
Artículo 53°.- Las tarifas que fije la Comisión de Tarifas Eléctricas (Hoy Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (OSINERG-GART)), no podrán diferir, en más de diez por ciento, de los precios libres vigentes. El Reglamento establecerá el procedimiento de comparación.

Artículo 79°.- La Tasa de Actualización a utilizar en la presente Ley será de 12% real anual. Esta tasa sólo podrá ser modificada por el Ministerio de Energía y Minas, previo estudio que encargue la Comisión de Tarifas Eléctricas a consultores especializados, en el que se determine que la tasa fijada es diferente a la Tasa Libre de Riesgo más el premio por riesgo en el país. En cualquier caso, la nueva Tasa de Actualización fijada por el Ministerio de Energía y Minas, no podrá diferir en más de dos puntos porcentuales de la tasa vigente.

A.3. Opciones Tarifarias para Clientes de Baja Tensión.

Opción tarifaria	Sistemas y Parámetros de Medición	Cargos de Facturación
BT2	Sistema de medición: Medición de dos energías activas y dos potencias activas (2E2P)	a) Cargo fijo mensual b) Cargo por energía activa en horas punta c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta d) Cargo por potencia activa de generación en horas punta e) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución en horas punta f) Cargo por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas fuera de punta g) Cargo por energía reactiva
	Parámetros de medición: Energía: Punta y Fuera de Punta Potencia: Punta y Fuera de Punta Medición de energía reactiva Modalidad de facturación de potencia activa variable	
BT3	Sistema de medición: Medición de dos energías activas y una potencia activa (2E1P)	a) Cargo fijo mensual b) Cargo por energía activa en horas punta c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta d) Cargo por potencia activa de generación e) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución f) Cargo por energía reactiva
	Parámetros de medición: Energía: Punta y Fuera de Punta Potencia: Punta y Fuera de Punta Medición de energía reactiva Modalidad de facturación de potencia activa variable Calificación de Potencia: P: Usuario presente en punta FP: Usuario presente fuera de punta	
BT4	Sistema de medición: Medición de una energía activa y una potencia activa (1E1P)	a) Cargo fijo mensual b) Cargo por energía activa c) Cargo por energía activa de generación d) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución e) Cargo por energía reactiva
	Parámetros de medición: Energía: Punta y Fuera de Punta Potencia: Punta y Fuera de Punta Medición de energía reactiva Modalidad de facturación de potencia activa variable Calificación de Potencia: P: Usuario presente en punta FP: Usuario presente fuera de punta	
BT5A	Sistema de medición: Medición de dos energías Activas (2E)	a) Cargo fijo mensual b) Cargo por energía activa en horas punta c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta d) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución e) Cargo por energía reactiva
	Parámetros de medición: Energía: Punta y Fuera de Punta	
BT5B	Medición de una energía (1E) Energía: Total del mes	a) Cargo fijo mensual b) Cargo por energía activa
BT5C	Iluminación Especial o Alumbrado Adicional a cargo de Municipalidades Medición de una energía activa (1E)	a) Cargo fijo mensual b) Cargo por energía activa
	Parámetros de medición: Energía: Total del mes	
BT5C-AP	Alumbrado Público por aplicación del artículo 184° del RLCE, medición de una energía activa (1E)	a) Cargo fijo mensual b) Cargo por energía activa
	Parámetros de medición: Energía: Total del mes	
BT5D	Medición de una energía activa (1E)	a) Cargo fijo mensual b) Cargo por energía activa
	Parámetros de medición: Energía: Total del mes	
BT5E	Medición de una energía activa (1E)	a) Cargo fijo mensual b) Cargo por energía activa
	Energía: Total del mes	
BT6	Medición de una potencia activa (1E)	a) Cargo fijo mensual b) Cargo por energía activa
	Parámetros de medición: Energía: Total del mes	
BT7	Servicio Prepago de Energía Eléctrica, medición de Energía Activa (1E)	a) Cargo comercial del servicio prepago b) Cargo por energía activa
BT8	Suministros Rurales con Celdas Fotovoltaicas	a) Cargo mensual por energía equivalente

A.4. Centros Comerciales de Lima.



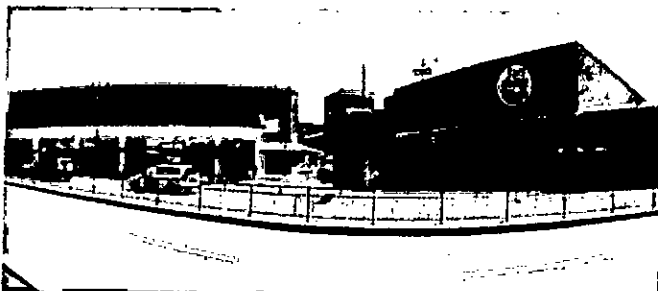
Grupo Empresarial: Altas Cumbre (Chile)
 Inicio de Operaciones: 1997
 Marcas: Jockey Plaza Shopping Center
 Dirección: Av. Javier Prado Este 4200,
 Surco, Lima
 Teléfono: (511) 716-2000
 Web: www.jockeyplaza.com.pe
 Contacto: Carla Rodríguez
 (contacto@jockey-plaza.com.pe)

	2011	2012	2013	2014*
Facturación (en millones)	US\$625	US\$726	US\$730	US\$829
Visitantes por mes (en millones)	215	215	215	215
Área arrendable (en mt ²)	124.561	136.834	148.514	156.106
Centros comerciales	1	1	1	1
Número de tiendas	346	382	423	425
Número de tiendas ancla	5	5	6	6



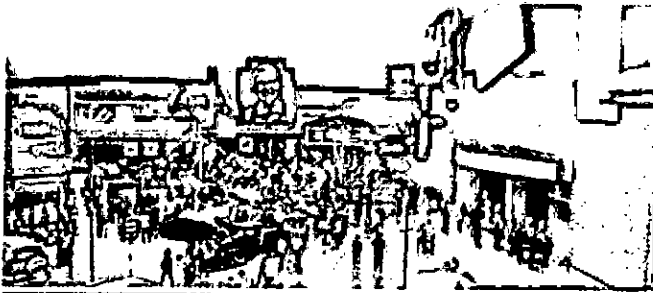
Grupo Empresarial: Grupo Wiese (Perú) y
 Parque Arauco (Chile)
 Inicio de Operaciones: 2002
 Marcas: MegaPlaza y MegaPlaza Express
 Dirección: Av. Alfredo Mendiola 3698,
 Independencia, Lima
 Teléfono: (511) 613-9500
 Web: www.megaplaza.com.pe
 Contacto: Juan Carlos Chiappe
 (jchiappe@megaplaza.com.pe)

	2011	2012	2013	2014*
Facturación (en millones)	US\$407	US\$523	US\$698	US\$829
Visitantes por mes (en millones)	371	4	45	55
Área arrendable (en mt ²)	89.314	121.027	176.971	192.000
Centros comerciales	2	3	7	10
Número de tiendas	307	451	303	615
Número de tiendas ancla	6	14	24	25



Grupo Empresarial: Cencosud Chile (Chile)
 Inicio de Operaciones: 2005
 Marcas: Plaza Lima Sur, Arequipa Center y
 Batta Shopping
 Dirección: Calle Augusto Angulo 130,
 Miraflores, Lima
 Teléfono: (511) 626-0000
 Contacto: Juan Cruz Trillo
 (juancruz.trillo@cencosud.com.ar)

	2011	2012	2013	2014*
Facturación (en millones)	US\$166	US\$213	US\$239	US\$275
Visitantes por mes (en millones)	10	12	15	17
Área arrendable (en mt ²)	53.700	58.000	83.000	88.000
Centros comerciales	1	2	3	5
Número de tiendas	29	139	229	252
Número de tiendas ancla	4	3	6	5



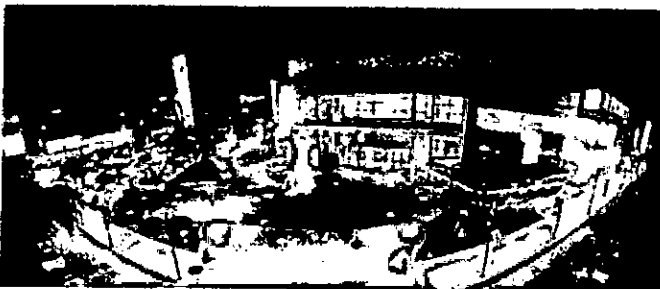
Grupo Empresarial:
Inversiones Centenario (Perú)
 Inicio de Operaciones: 1986
 Marcas: Minka, Plaza del Sol y Plaza de la Luna
 Dirección: Av. Víctor Andrés Belaunde 147,
 Edificio Real 4, Piso 1, San Isidro, Lima
 Teléfono: (511) 816-9000
 Contacto: Ana María Alomía
 (aalomia@centenario.com.pe)

	2011	2012	2013	2014*
Facturación (en millones):	US\$320	US\$390	US\$406	US\$446
Visitantes por mes (en millones):	40	46	47	51
Área arrendable (en mt ²):	10.71560	11.8707	12.8035	13.5095
Centros comerciales:	5	5	5	5
Número de tiendas:	1.072	1.072	1.075	1.138
Número de tiendas ancla:	14	15	17	17



Grupo Empresarial: Breca (Perú)
 Inicio de Operaciones: 2012
 Marcas: La Rambla, Molina Plaza
 Dirección: Calle Las Begonias 415,
 Piso 7, San Isidro, Lima
 Teléfono: (511) 200-0200
 Contacto: Verónica Salas
 (vsalas@cubica.com.pe)

	2011	2012	2013	2014*
Facturación (en millones):	US\$54	US\$56	US\$107	US\$143
Visitantes por mes (en millones):	0,2	0,2	0,9	1,5
Área arrendable (en mt ²):	15.970	15.970	56.570	73.000
Centros comerciales:	1	1	1	2
Número de tiendas:	11	11	115	200
Número de tiendas ancla:	1	1	3	5



Grupo Empresarial: Mall Plaza (Chile)
 Inicio de Operaciones: 2008
 Marcas: Mall Aventura Plaza
 Dirección: Av. Oscar R. Benavides 3866,
 Urb. El Águila, Bellavista, Callao, Perú
 Teléfono: (511) 626-6000
 Web: www.mallaventuraplaza.com.pe
 Contacto: Andrea De Romana
 (andrea.deromana@mallplaza.com)

	2011	2012	2013	2014*
Facturación (en millones):	US\$498	US\$552	US\$716	US\$825
Visitantes por mes (en millones):	2,8	3,2	4,2	4,5
Área arrendable (en mt ²):	174.950	223.612	238.834	274.766
Centros comerciales:	5	4	4	4
Número de tiendas:	529	489	362	521
Número de tiendas ancla:	12	15	15	18



Grupo Empresarial Falsabella (Chile)
Inicio de Operaciones: 1995
Marcas: Open Plaza
Dirección: Av. Angamos Este 1805, Piso 8,
Surquillo, Lima
Teléfono: (511) 616-1054
Web: www.openplaza.com.pe
Contacto: José Antonio Contreras
(jacontreras@openplaza.com.pe)

	2011	2012	2013	2014*
Facturación (en millones):	US\$734	US\$854	US\$937	US\$1092
Visitantes por mes (en millones):	578	474	576	674
Área arrendable (en mt ²):	238.472	243.279	268.542	291.008
Centros comerciales:	8	8	9	10
Número de tiendas:	544	477	502	537
Número de tiendas ancla:	20	20	23	



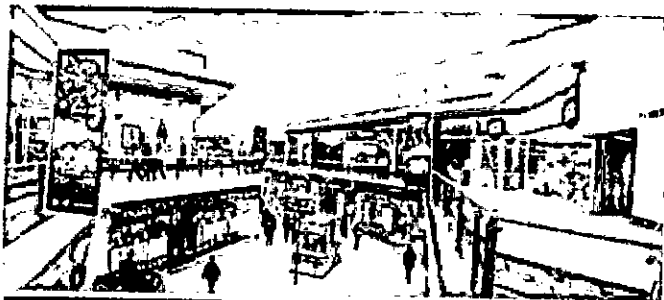
Grupo Empresarial Granay Montero (Perú)
Inicio de Operaciones: 2011
Marcas: Parque Agustino
Dirección: Jr. Ancash 2151,
El Agustino, Lima
Teléfono: (511) 206-7707
Web: www.parqueagustino.pe
Contacto: Adriana Doig Mannucci
(adog@gym.com.pe)

	2011	2012	2013	2014*
Facturación (en millones):	US\$1	US\$7	US\$10	
Visitantes por mes (en millones):	0,2	0,3	0,3	
Área arrendable (en mt ²):	122.130	123.459	131.675	
Centros comerciales:	1	1	2	
Número de tiendas:	98	98	74	
Número de tiendas ancla:	0	1	2	



Grupo Empresarial Parque Ararco (Chile)
Inicio de Operaciones: 2006
Marcas: Calcomar, Lambra y Lima
Outlet Center
Dirección: José Larco 1501, Oficina 502-
503, Miraflores, Lima
Teléfono: (511) 610-4646
Web: www.paraucos.com
Contacto: Karina Meier
(kmeier@paraucos.com)

	2011	2012	2013	2014*
Facturación (en millones):	US\$129	US\$136	US\$157	US\$214
Visitantes por mes (en millones):	1,0	1,0	1,1	
Área arrendable (en mt ²):	58.000	60.000	65.000	
Centros comerciales:	2	2	3	5
Número de tiendas:	122	125	157	
Número de tiendas ancla:	2	2	3	



Grupo Empresarial: Pontificia Universidad Católica del Perú
 Inicio de Operaciones: 1976
 Marcas: Plaza San Miguel
 Dirección: Av. La Marina 2000, Piso 4, Urb. Pando, San Miguel, Lima
 Teléfono: (511) 566-3569
 Web: www.plazasanmiguel.com.pe
 Contacto: Ricardo Ruiz Huapaya (PSM@plazasanmiguel.com.pe)

	2011	2012	2013	2014*
Facturación (en millones):	US\$462	US\$521	US\$547	US\$591
Visitantes por mes (en millones):	2,5	2,5	2,8	3,0
Área arrendable (en m ²):	792.746	792.746	793.08	855.04
Centros comerciales:	1	1	1	1
Número de tiendas:	200	200	220	230
Número de tiendas ancla:	3	3	3	3



Grupo Empresarial: Grupo Intercorp (Perú)
 Inicio de Operaciones: 2005
 Marcas: Real Plaza
 Dirección: Pardo y Allaga 640, Piso 8, San Isidro, Lima
 Teléfono: (511) 611-8200
 Web: www.realplaza.pe
 Contacto: Rafael Dasso (rafael.dasso@realplaza.com.pe)

	2011	2012	2013	2014*
Facturación (en millones):	US\$716	US\$786	US\$1.018	US\$1.671
Visitantes por mes (en millones):	8,3	8,7	11,3	16,0
Área arrendable (en m ²):	260.866	350.074	440.807	613.637
Centros comerciales:	13	13	17	20
Número de tiendas:	625	697	821	1.1293
Número de tiendas ancla:	27	37	49	71



Grupo Empresarial: Corporación Wong (Perú)
 Inicio de Operaciones: 2009
 Marcas: Plaza Norte
 Dirección: Alfredo Mendiolola 1400, Independencia, Lima
 Teléfono: (511) 202-1111
 Web: www.plazanorte.pe
 Contacto: Etka Popjordanova (epopjordanova@wong.net.pe)

	2011	2012	2013	2014*
Facturación (en millones):	US\$220	US\$403	US\$543	US\$625
Visitantes por mes (en millones):	2,0	2,8	3,5	3,9
Área arrendable (en m ²):	93.000	93.603	115.000	127.350
Centros comerciales:	1	1	1	1
Número de tiendas:	247	340	370	430
Número de tiendas ancla:	6	7	9	10

A.5. Consumo de Energía Eléctrica por Sectores Típicos.

La energía eléctrica que consume un artefacto eléctrico (kWh), se determina multiplicando la potencia de dicho artefacto (kW) por la cantidad de horas que está prendido (horas). Si la potencia está expresada en Watts (W), para determinar su equivalente en kilowatts (kW), se divide dicha potencia (W) entre 1000. En los cuadros que prosiguen se presenta el cálculo del consumo de energía por tipo de vivienda de acuerdo a los sectores típicos.

Consumo de Energía vivienda típica del nivel socioeconómico A.

ARTEFACTOS ELÉCTRICOS QUE UTILIZA NORMALMENTE	POTENCIA ELÉCTRICA		CANT. DE ARTEF.	HORAS DE CONSUMO DIARIO	DÍAS DE CONSUMO EN UN MES	CONSUMO MENSUAL EN kWh
	Watts	KW				
Fluorescente de 40 W	50 (*)	0.05	4	6	30	36.00
Foco de 25 W	25	0.025	4	4	30	12.00
Foco de 75 W	75	0.075	2	5	30	22.50
Foco de 100 W	100	0.1	3	5	30	45.00
Plancha eléctrica	1000	1	1	1	12	12.00
TV de 14"	80	0.08	1	6	30	14.40
TV de 20"	100	0.1	1	4	30	12.00
TV de 29"	175	0.175	1	4	30	21.00
DVD	20	0.02	1	4	8	0.64
Radio grabadora	30	0.03	1	4	30	3.60
Equipo de sonido	80	0.08	1	10	30	24.00
Refrigeradora	350	0.35	1	10	30	105.00
Cocina eléctrica	7000	7	1	2	30	420.00
Lavadora	500	0.5	1	1	16	8.00
Secadora de ropa	2500	2.5	1	1	8	20.00
Horno Microondas	1100	1.1	1	0.25	30	8.25
Licadora	300	0.3	1	0.25	30	2.25
Batidora	200	0.2	1	0.25	30	1.50
Olla arrocera	1000	1	1	0.75	20	15.00
Waflera	700	0.7	1	0.10	30	2.10
Cafetera	800	0.8	1	0.25	30	6.00
Secadora de cabello	1200	1.2	1	0.10	30	3.60
Aspiradora	600	0.6	1	1	4	2.40
Lustradora	300	0.3	1	1	4	1.20
Termo eléctrica	1500	1.5	1	3	30	135.00
Computadora	600	0.6	2	4	30	72.00
Electrobomba de 1 HP	746	0.746	1	2	30	44.76
TOTAL CONSUMO EN kWh						1050.20

Consumo de Energía vivienda típica del nivel socioeconómico B.

ARTEFACTOS ELÉCTRICOS QUE UTILIZA NORMALMENTE	POTENCIA ELÉCTRICA		CANT. DE ARTEF.	HORAS DE CONSUMO DIARIO	DÍAS DE CONSUMO EN UN MES	CONSUMO MENSUAL EN kWh
	Watts	kW				
Fluorescente de 40 W	50 (*)	0.05	4	6	30	36.00
Foco de 25 W	25	0.025	3	4	30	9.00
Foco de 75 W	75	0.075	1	5	30	11.25
Foco de 100 W	100	0.1	2	5	30	30.00
Plancha eléctrica	1000	1	1	1	12	12.00
TV de 14"	80	0.08	1	6	30	14.40
TV de 20"	100	0.1	1	4	30	12.00
DVD	20	0.02	1	4	8	0.64
Radiograbadora	30	0.03	1	4	30	3.60
Equipo de sonido	80	0.08	1	10	30	24.00
Refrigeradora	350	0.35	1	10	30	105.00
Lavadora	500	0.5	1	1	12	6.00
Horno Microondas	1100	1.1	1	0.25	30	8.25
Licudora	300	0.3	1	0.20	30	1.80
Batidora	200	0.2	1	0.25	30	1.50
Olla arrocera	1000	1	1	0.75	20	15.00
Waflera	700	0.7	1	0.10	20	1.40
Cafetera	800	0.8	1	0.25	30	6.00
Secadora de cabello	1200	1.2	1	0.10	30	3.60
Aspiradora	600	0.6	1	1	4	2.40
Lustradora	300	0.3	1	1	4	1.20
Termo eléctrica	1500	1.5	1	3	30	135.00
Computadora	300	0.3	1	4	30	36.00
Electrobomba de 1/2 HP	373	0.373	1	2	30	22.38
TOTAL CONSUMO EN kWh						498.42

Consumo de Energía vivienda típica del nivel socioeconómico C.

ARTEFACTOS ELÉCTRICOS QUE UTILIZA NORMALMENTE	POTENCIA ELÉCTRICA		CANT. DE ARTEF.	HORAS DE CONSUMO DIARIO	DÍAS DE CONSUMO EN UN MES	CONSUMO MENSUAL EN kWh
	Watts	kW				
Fluorescente de 40 W	50 (*)	0.05	3	6	30	27.00
Foco de 50 W	50	0.05	2	6	30	18.00
Foco de 75 W	75	0.075	1	6	30	13.50
Foco de 100 W	100	0.10	1	6	30	18.00
Plancha eléctrica	1000	1.00	1	1	8	8.00
TV de 20"	100	0.10	1	5	30	15.00
TV de 14"	70	0.070	1	5	30	10.50
DVD	20	0.020	1	4	4	0.32
Equipo de sonido	80	0.080	1	5	30	12.00
Refrigeradora	250	0.25	1	10	30	75.00
Licudora	300	0.30	1	0.2	30	1.80
Horno microondas	1100	1.10	1	0.25	30	8.25
Computadora	300	0.30	1	2	30	18.00
Ducha eléctrica	3500	3.50	1	0.5	30	52.50
TOTAL CONSUMO EN kWh						277.87

Consumo de Energía vivienda típica del nivel socioeconómico D.

ARTEFACTOS ELÉCTRICOS QUE UTILIZA NORMALMENTE	POTENCIA ELÉCTRICA		CANT. DE ARTEF.	HORAS DE CONSUMO DIARIO	DÍAS DE CONSUMO EN UN MES	CONSUMO MENSUAL EN kWh
	Watts	kW				
Fluorescente de 40 W	50 (*)	0.05	2	2	30	6.00
Foco de 50 W	50	0.05	1	5	30	7.50
Foco de 75 W	75	0.075	1	3	30	6.75
Foco de 100 W	100	0.1	1	5	30	15.00
Plancha eléctrica	1000	1.00	1	1	4	4.00
TV de 20"	100	0.10	1	5	30	24.00
Radiograbadora	30	0.03	1	7	30	6.30
Refrigeradora	250	0.25	1	8	30	60.00
TOTAL CONSUMO MENSUAL EN kWh						129.55

Consumo de Energía vivienda típica del nivel socioeconómico E.

ARTEFACTOS ELÉCTRICOS QUE UTILIZA NORMALMENTE	POTENCIA ELÉCTRICA		CANT. DE ARTEF.	HORAS DE CONSUMO DIARIO	DÍAS DE CONSUMO EN UN MES	CONSUMO MENSUAL EN kWh
	Watts	kW				
Foco de 50 W	50	0.05	1	2	30	3.00
Foco de 75 W	75	0.075	1	5	30	11.25
Foco de 100 W	100	0.1	1	5	30	15.00
TV de 14"	80	0.08	1	8	30	19.20
Radiograbadora	30	0.03	1	5	30	4.50
TOTAL CONSUMO EN kWh						52.95

Nota: En todos los casos, se incluye 10 W de consumo del reactor de cada fluorescente.

A.6. Recibo de Energía Eléctrica de Clientes Residenciales.

En la figura que prosigue se hace una descripción detallada de la característica de la facturación o recibo de energía eléctrica de clientes residenciales (BT5B).

1	NOMBRE DE USUARIO: DIRECCIÓN: Cuenta 00-001-1001 Medidor N°.00900052 S- 1506 Recibo Nro 00001001 R.U.C 10000000011			4	8
2	PARA CONSULTAS SU N° DE SUMINISTROS: 490382210				
	DATOS DEL SUMINISTRO	DETALLE DEL CONSUMO	DETALLE DE LOS IMPORTES FACTURADOS		
3	Medidor trifásico tarifa BT5B conexión subterránea Alimentador Z-001 Potencia contratado 4.70 kW	CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA Lectura actual 769693 (07/03/08) Lectura anterior 76494 (07/02/08) Diferencia entre lecturas 199 Factor de medidor 1 Consumo a facturar 199kW.h	Descripción precio unitario Importe Cargo fijo 2,20 Mant. y reposición de conexión 1,29 Consumo de energía 61,15 Alumbrado público 0,3073 5,21 I.G.V 13,28 Electrificación rural (Ley N°28749) 1,39 SUB TOTAL DEL MES 84,52 Redondeo -0,02 TOTAL IMPORTES FACTURADO 84,50		
5					
6	MENSAJES AL CLIENTE La conexión clandestina ponen en riesgo su integridad física sobrecargan las redes, lo que puede afectar sus electrodomesticos y causar graves accidentes. Denuncie el hurto de energía llamando a Fonocliente, se mantendrá absoluta discrecion. El total incluye : recargo por FOSE (Ley 27510) S/. 1,48				
7	FECHA DE EMISION 10-Mar-08	FECHA DE VENCIMIENTO 27-MAR-2008	TOTAL A PAGAR *****84.50		
				9	

Fuente: Guía de Orientación del Uso Eficiente de la Energía y de Diagnósticos Energéticos Sector Residencial; pp. 22 y 23.

Donde:

1. Datos del Usuario.
2. N° de Suministro.
3. Datos del Suministro.
4. Detalle de consumos indicando lo siguiente:
 - a. Lectura Anterior y fecha.

- b. Lectura Actual y fecha.
 - c. Diferencia de lecturas (Consumo).
 - d. Factor de Medición (en caso de medición indirecta).
5. Gráfico con histórico de consumos de los últimos 12 meses. (NTCSE).
6. Mensajes para el cliente (sólo en los casos de Luz del Sur y Edelnor se indican los descuentos (o recargos) realizados en aplicación del FOSE).
7. Detalles de los consumos e importes facturados.
- a. Cargo Fijo de Energía. (Art. 142 del RLCE).
 - b. Cargo de Mantenimiento y Reposición de la Conexión. (163° del RLCE).
 - c. Costos de Cortes y Reconexiones. (Art. 90° LCE).
 - d. Consumo de energía.
 - e. Cargo por Alumbrado Público. (Art. 184° del RLCE).
 - f. Intereses Compensatorios (Art. 176° del RLCE).
 - g. Aporte Electrificación Rural (Ley N° 28749).
 - h. Compensaciones por calidad de producto o interrupciones (Art. 168° del RLCE y NTCSE).
 - i. Intereses Moratorios. (Art. 176° del RLCE).
 - j. Deudas Anteriores.
 - k. Redondeo del mes (puede ser positivo o negativo).
8. Fecha de Emisión y Vencimiento del Recibo. (Art. 175 del RLCE).
9. Total a Pagar.

A.7. Pliego Tarifario - Noviembre 2011.

La tarifa para la venta de energía eléctrica con fecha de publicación: 31 - 10 - 2011, establecía que las tarifas de dicha publicación se aplicarían a los consumos efectuados a partir del 01 / 11 / 2011. En el cuadro que prosigue se presenta las tarifas para baja tensión (BT5B).

TARIFAS PARA SUMINISTROS CON ALIMENTACION A TENSIONES NOMINALES EN BAJA TENSION										
TARIFA BT5B :		TARIFA CON SIMPLE MEDICION DE ENERGIA .- 1E								
No Residencial	Cargo Fijo mensual (lectura mensual)	\$/cliente	2.84	3.68	3.68	3.68	3.68	3.67	3.84	3.76
	Cargo Fijo mensual (lectura semestral)	\$/cliente						2.01	2.07	2.05
	Cargo por Energía	Cent.\$/kW.h	40.03	44.63	44.76	44.34	46.79	51.72	57.51	50.65
TARIFA BT5B :		TARIFA CON SIMPLE MEDICION DE ENERGIA .- 1E								
Residencial	a) Para clientes con consumos menores o iguales a 100 kW.h por mes									
	0 - 30 kW.h									
	Cargo Fijo mensual (lectura mensual)	\$/cliente	2.77	3.59	3.59	3.59	3.59	3.67	3.84	3.67
	Cargo Fijo mensual (lectura semestral)	\$/cliente						2.01	2.07	2.01
	Cargo por Energía	Cent.\$/kW.h	29.29	32.66	32.75	32.45	34.23	19.40	21.57	24.71
	31 - 100 kW.h									
	Cargo Fijo mensual (lectura mensual)	\$/cliente	2.77	3.59	3.59	3.59	3.59	3.67	3.84	3.67
	Cargo Fijo mensual (lectura semestral)	\$/cliente						2.01	2.07	2.01
	Cargo por Energía - Primeros 30 kW.h	\$/cliente	8.79	9.79	9.83	9.74	10.27	5.82	6.47	7.41
	Cargo por Energía - Exceso de 30 kW.h	Cent.\$/kW.h	39.05	43.54	43.66	43.26	45.64	51.72	57.51	49.41
	b) Para clientes con consumos mayores a 100 kW.h por mes									
	Cargo Fijo mensual (lectura mensual)	\$/cliente	2.84	3.68	3.68	3.68	3.68	3.67	3.84	3.76
Cargo Fijo mensual (lectura semestral)	\$/cliente						2.01	2.07	2.05	
Cargo por Energía Activo	Cent.\$/kW.h	40.03	44.63	44.76	44.34	46.79	51.72	57.51	50.65	
EN BAJA TENSION										

Fuente: Empresa de Distribución Eléctrica Lima Norte S. A. A.

A.8. Información Económica de las Empresas de Electricidad.

DISTRIBUCIÓN	Celosa	Chavimochi	Chinazo	Elqui	Epasa	Esqui	Epitasa	Epitor	Esosor	Electro Andes	Electro Peru	Enxosa	Galpa	Sucumban
INGRESOS	189 747	5 926	147 900	1 224 652	329 409	177 589	116 790	413 760	41 446	233 342	971 222	1 125 531	678 294	115 982
Venta Energía Eléctrica al Público		3 873				43 140		413 760		46 705	228 371	1 052 054	556 172	
Venta Energía Precios en Barra	118 499	1 867	133 289	1 160 542		116 801	116 389		41 446	107 662	489 600			
Transferencia COES	42 823		6 455	28 508	329 317	12 624	401			27 122	116 008		2 042	
Peajes y Uso Instal. Transmisión	22 955	186	3 157	23 102		1 176				41 852		63 409		30 215
Otros Ingresos	5 860			12 500	172	3 848					137 042	10 050	90 081	105 767
GASTOS	132 365	6 201	67 455	805 453	120 193	147 987	92 139	312 014	36 282	117 210	598 625	751 697	578 987	87 110
Gastos de Generación	122 540	3 446	62 135	746 493	106 926	135 824	83 849	351 196	30 670	77 037	528 311	701 296	551 467	76 369
Gastos de Transmisión	1 659	662	2 109	10 551			1 077	117	252	5 686	2 147			
Gastos de Distribución		1 174												
Gastos de Comercialización	616	21			3 400	3 034	910	9 746	1 605	2 906	22 560			5 229
Gastos Generales y Administrativos	7 750	889	3 211	48 409	9 867	9 129	6 304	40 956	3 556	31 381	45 807	50 590	27 520	5 492
UTILIDAD (PERDIDA) OPERACION	57 182	-275	80 445	419 199	209 296	29 602	24 651	101 746	5 164	106 132	372 397	373 614	99 307	28 872
OTROS INGRESOS (EGRESOS)	10 000	148	-13 448	12 938	-85 465	2 815	674	21 931	215	-1 034	-7 713	-21 580	2 704	6 357
Ingresos Financieros	1 336	12	6 330	99 027	3 011	1 433	165	79 246	337	577	9 920	6 791	1 971	142
Gastos Financieros	-48 767		-19 788	-97 311	-3 405	-362		-82 722	-425	-29 315	-620	-40 397	-34 807	-4 940
Transf. Corrientes D.S.065-87-EF														
Diferencia en Cambio	21 238			-3 787	539	196	-498			21 285	2 686	7 051	35 505	7 177
Otros Ingresos (Egresos)	36 193	121	9	15 008	-88 610	1 548	1 007	25 408	253	6 419	-19 699	4 976	35	3 978
Ingresos (Egresos) de Ej. Anteriores		15												
UTILIDAD (PERDIDA) ANTES DEL REI	67 182	-126	66 997	432 137	120 831	32 417	25 325	123 677	5 378	105 097	364 684	352 064	102 011	35 229
Resultado Exposición Infracción														
UTILIDAD ANTES IMPTO. RENTA	67 182	-126	66 997	432 137	120 831	32 417	25 325	123 677	5 378	105 097	364 681	352 064	102 011	35 229
Particip. Utilidad Trabajadores										5 173		17 693		
Impuesto a la Renta	21 609		20 407	146 271	36 649	9 151	7 664	34 572	1 638	25 930	135 763	103 057	39 268	11 038
UTILIDAD (PERDIDA) NETA	45 574	-126	46 589	285 866	84 182	23 266	17 661	89 105	3 740	73 994	228 980	231 304	62 743	24 190

DESCRIPCION	Sitrepesa	Suipesa	Terminosfva	Eleselva	Isa Paou	Requesar	Rep	Parlamentario	Asiufesa	Cofesvsa	Lozcanete	Edelme	Electro Oriente	Electro Puna	Electro Sur Este
INGRESOS	79 819	28 227	244 550	22 746	30 680	58 553	271 482	624 328	53 850	61 731	28 976	1 879 761	265 819	100 668	199 052
Venta Energía Eléctrica al Público	69 260								53 628	17 564	27 085	1 744 861	251 974	88 270	172 129
Venta Energía Precios en Barra		28 227	244 445										9 464		
Transferencia COES			105												
Peajes y Uso Instal. Transmisión				22 746	30 680	36 782	231 279	120 101				11 122			
Otros Ingresos	10 559					1 771	40 203	504 227	222	44 156	1 890	123 757	4 381	12 399	26 924
GASTOS	67 639	16 875	185 942	20 123	10 717	17 785	182 101	52 957	69 786	58 411	27 384	1 527 072	262 312	87 284	174 810
Gastos de Generación	49 380	14 254	185 942						454			2 649	167 897	678	8 725
Gastos de Transmisión				20 123	0 996	14 012	155 434	49 248	1 061	9 859	559	23 718	7 484		
Gastos de Distribución									61 680	47 206	22 476	1 355 699	49 527	70 008	134 279
Gastos de Comercialización	15 340								2 997	169	1 589	72 751	19 653	10 660	20 633
Gastos Generales y Administrativos	2 919	2 621			1 719	3 773	26 747	3 709	3 394	1 167	2 760	72 255	17 750	5 938	10 972
UTILIDAD (PERDIDA) OPERACION	12 180	11 352	58 608	2 624	19 962	20 768	89 381	571 371	-15 937	3 319	1 592	352 689	3 508	13 384	24 243
OTROS INGRESOS (EGRESOS)	257	-4 161	-1 165	-528	-2 306	-5 947	-25 026	-503 818	12 092	-96	213	-51 596	2 736	-3 336	-237
Ingresos Financieros	1 092	24	9 103	2 953	561	99	10 730	18 940	3 332	264	262	11 670	1 191	415	1 037
Gastos Financieros	-146	-1 700	-10 614	-3 487	-2 667	-6 046	-32 887	-18 531	-184	-679	-109	-80 388	-1 726	-15	-35
Transf. Corrientes D.S.065-87-BF										64					
Diferencia en Cambio	-122	996					-2 859								
Otros Ingresos (Egresos)	-500	-3 481	346	5				-504 227	0 945	118	78	16 054	3 271	-3 736	-1 023
Ingresos (Egresos) de Ej. Anteriores										137	11				-216
UTILIDAD (PERDIDA) ANTES DEL REI	12 437	7 191	57 444	2 096	17 656	14 822	64 275	67 553	-3 845	3 223	1 805	301 092	6 244	10 048	24 006
Resultado Exposición Inflación															
UTILIDAD ANTES IMPTO. RENTA	12 437	7 191	57 444	2 096	17 656	14 822	64 275	67 553	-3 845	3 223	1 805	301 092	6 244	10 048	24 006
Particip. Utilidad Trabajadores	838														
Impuesto a la Renta	3 209		19 674	658	4 074	4 468	18 754	20 024			665	94 415	2 627	3 330	7 312
UTILIDAD (PERDIDA) NETA	8 389	7 191	37 769	1 437	13 582	10 354	45 522	47 529	-3 845	3 223	1 140	206 677	3 617	6 718	16 693

DESCRIPCIÓN	Electro Sur Suelo	Electro Tanache	Electro Urayán	Hidrocentro	Electro Buzo	Electro C. B.	Electro C. T.	Elisetta	El Dorado	El Dorado Sur	Siota	Sena	Total
INGRESOS	202 741	9 615	74 753	293 278	307 441	233 074	107 539	4 952	474 693	1 613 673	200 288	3 255	13 487 215
Venta Energía Eléctrica al Público	195 778	9 615	72 076	272 440	289 364	223 187	104 497	4 952	448 035	1 743 804	268 551	3 158	8 434 334
Venta Energía Predos en Barra													2 573 432
Transferencia COES					5 735								565 405
Peajes y Uso Instal. Transmisión					12 340								632 190
Otros Ingresos	6 963		2 677	10 838	12 340	9 687	2 642		7 681	69 069	11 735	97	1 281 854
GASTOS	184 918	9 541	76 123	236 967	282 514	207 081	96 022	4 290	427 651	1 966 535	241 010	2 707	9 751 754
Gastos de Generación	176		3 217	8 321	3 256	4 080			7 869	3 015	6 285	2 707	3 952 975
Gastos de Transmisión	7 767		514	16 923	9 395	3 069	4 842		21 028	41 271	4 218		424 015
Gastos de Distribución	140 631	6 051	21 584	172 769	229 184	164 282	79 932	3 569	332 134	1 207 627	201 301	2 147	4 303 701
Gastos de Comercialización	17 644	763	45 974	19 722	26 103	20 853	6 901	197	28 041	36 232	15 945	305	412 701
Gastos Generales y Administrativos	18 700	2 727	4 834	19 212	14 575	15 576	4 344	512	30 500	70 191	13 260	255	657 362
UTILIDAD (PERDIDA) OPERACION	17 824	74	-1 370	46 311	24 928	25 194	11 517	654	-47 043	-447 138	39 278	548	3 735 461
OTROS INGRESOS (EGRESOS)	-1 739	141	2 552	8 844	6 334	5 447	2 240	103	9 746	-20 667	2 279	-36	-642 143
Ingresos Financieros	3 320	1	902	1 115	1 608	1 100	675	29	2 278	11 240	2 269	4	296 501
Gastos Financieros	-5 501	-140		-2 631	-2 569	-2 040	-67	-30	-2 381	-36 626	-975	-19	-575 252
Transf. Corrientes D.S.065-87-EF													64
Diferencia en Cambio	404		-24	650	179	-85	3		82	681			82 325
Otros Ingresos (Egresos)	39	280	1 675	9 730	7 117	6 472	1 637	104	9 767	4 069	1 282	2	-455 359
Ingresos (Egresos) de Ej. Anteriores										-30	-317	-23	-423
UTILIDAD (PERDIDA) ANTES DEL REI	16 085	215	1 182	55 154	31 262	30 641	13 765	757	36 788	-426 471	41 537	512	3 093 318
Resultado Exposición Intibación													
UTILIDAD ANTES IMPTO. RENTA	16 005	215	1 182	55 154	31 262	30 641	13 765	757	36 788	-426 471	41 537	512	3 093 318
Partido. Utilidad Trabajadores		11			1 562	1 939	744	38			2 077		30 075
Impuesto a la Renta	3 622	61		17 372	8 914	11 053	4 239	216	17 007	129 660	11 838	169	976 426
UTILIDAD (PERDIDA) NETA	12 483	143	1 182	37 782	20 786	17 648	8 783	504	39 792	-296 811	27 622	344	2 026 835

A.9. Matriz de Consistencia.

Título: Desarrollo de Proyectos Inmobiliarios en el Perú e Incorporación de la Figura del Comercializador como parte de la Estructura del Mercado Eléctrico.

Problema	Objetivos	Hipótesis	Variables e Indicadores	Metodología
<p>General: ¿De qué manera, tomando como base el desarrollo de proyectos inmobiliarios en Lima Norte, se puede justificar la incorporación de la figura del comercializador como parte de la estructura del mercado eléctrico?</p> <p>Específicos: PE₁. ¿Cuáles son las condiciones favorables relacionadas con la demanda de energía eléctrica que ofrecen los proyectos inmobiliarios habitacionales desarrollados en Lima Norte, para poder justificar la incorporación de la figura del comercializador como parte de la estructura del mercado eléctrico?</p>	<p>General: Justificar la incorporación de la figura del comercializador como parte de la estructura del mercado eléctrico peruano, tomando como base la demanda de energía eléctrica de los proyectos inmobiliarios desarrollados en Lima Norte.</p> <p>Específicos: OE₁. Realizar un análisis situacional de la demanda de energía eléctrica por parte de los proyectos inmobiliarios habitacionales desarrollados en Lima Norte en los últimos diez años, para poder justificar en base a dicha demanda, la incorporación de la figura del comercializador como parte de la estructura del mercado eléctrico.</p>	<p>El análisis situacional de la demanda de energía eléctrica por parte de los proyectos inmobiliarios habitacionales y los proyectos inmobiliarios comerciales desarrollados en Lima Norte en los últimos diez años, permite justificar la incorporación de la figura del comercializador como parte de la estructura del mercado eléctrico peruano.</p> <p>Específicas: HE₁: El análisis situacional de la demanda de energía eléctrica por parte de los proyectos inmobiliarios habitacionales desarrollados en Lima Norte en los últimos diez años, permite justificar la incorporación de la figura del comercializador como parte de la estructura del</p>	<p>Variable Independiente (Variable X): «Demanda de energía eléctrica por parte de los proyectos inmobiliarios desarrollados en Lima Norte en los últimos diez años»</p> <p><i>Indicadores de variable X:</i></p> <p>X₁: Proyectos inmobiliarios habitacionales con demanda máxima anual superior a 2500 KW.</p> <p>X₂: Proyectos inmobiliarios habitacionales con demanda máxima entre 200 y 2500 KW.</p> <p>X₃: Proyectos inmobiliarios habitacionales con demanda máxima anual inferior a 200 KW.</p> <p>X₄: Proyectos inmobiliarios comerciales con demanda máxima anual superior a 2500 KW.</p> <p>X₅: Proyectos inmobiliarios comerciales con demanda</p>	<p>Tipo de Investigación: Según Mario Bunge, la presente investigación es del tipo aplicada. Si tenemos en cuenta el carácter de la hipótesis y los alcances de la investigación, la presente investigación es descriptiva, ya que busca la justificación de incorporar la figura del comercializador como parte de la estructura del mercado eléctrico, basado en el actual boom de proyectos inmobiliarios en el Perú.</p> <p>Diseño de Investigación: No experimental cuyos diseño transeccional es descriptivo.</p> <p>Población y Muestra: La población para la presente investigación</p>

<p>PE₂. ¿Cuáles son las condiciones favorables relacionadas con la demanda de energía eléctrica que ofrecen los proyectos inmobiliarios comerciales desarrollados Lima Norte, para poder justificar la incorporación de la figura del comercializador como parte de la estructura del mercado eléctrico?</p>	<p>OE₂. Realizar un análisis situacional de la demanda de energía eléctrica por parte de los proyectos inmobiliarios comerciales desarrollados en Lima Norte en los últimos diez años, para poder justificar en base a dicha demanda, la incorporación de la figura del comercializador como parte de la estructura del mercado eléctrico.</p>	<p>mercado eléctrico peruano.</p> <p>HE₂: El análisis situacional de la demanda de energía eléctrica por parte de los proyectos inmobiliarios comerciales desarrollados en Lima Norte en los últimos diez años, permite justificar la incorporación de la figura del comercializador como parte de la estructura del mercado eléctrico peruano.</p>	<p>máxima entre 200 y 2500 KW.</p> <p>X₀: Proyectos inmobiliarios comerciales con demanda máxima anual inferior a 200 KW.</p> <p>Variable dependiente (Variable Y): «Justificación de la incorporación de la figura del comercializador como parte de la estructura del mercado eléctrico peruano».</p> <p><i>Indicadores de variable Y:</i></p> <p>Y₁: Justificación técnica de la incorporación de la figura del comercializador como parte de la estructura del mercado eléctrico peruano.</p> <p>Y₂: Justificación económica de la incorporación de la figura del comercializador como parte de la estructura del mercado eléctrico peruano.</p>	<p>lo conforman los proyectos inmobiliarios (habitationales y comerciales) desarrollados en el Perú.</p> <p>La muestra referencial fue tomada de forma no probabilística y estuvo constituida por los proyectos inmobiliarios desarrollados en Lima Norte.</p>
--	--	---	---	--