



La Creación del Agente Comercializador de Energía Eléctrica en el Perú

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

Christiam Cesar Arias Martinez

Martin Anthony Casas Malca

Lincoln Pastor Cervantes Apaza

Aldo Gabriel Davila Alva

Programa de la Maestría en Gestión de la Energía 2018-1

Lima, 16 de junio de 2021

Esta tesis

La Creación del Agente Comercializador de Energía Eléctrica en el Perú

Ha sido aprobada el día 16 de junio de 2021.



Edwin Quintanilla (Jurado)



Miguel Révolo (Jurado)



Jaime Mendoza (Asesor)

Universidad ESAN

2021

A mi madre, esposa e hijos
Christiam Arias Martínez

A mis padres y hermanos.
Martin Casas Malca

A mis padres y hermanos.
Lincoln Cervantes Apaza

A mis padres y hermana.
Aldo Dávila Alva

ÍNDICE GENERAL

CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Antecedentes	1
1.2. Descripción del Problema	1
1.3. Objetivos de la Tesis	3
1.3.1. Objetivo General	3
1.3.2. Objetivos Específicos	3
1.4. Justificación de la Investigación	3
1.5. Contribución	4
1.6. Alcance y Limitaciones de la Tesis	4
CAPÍTULO II. MARCO CONCEPTUAL DEL COMERCIALIZADOR	7
2.1. La Comercialización en General	7
2.1.1. Tipos de Comercializadores	7
2.2. La Competencia	7
2.3. La Comercialización y la Industria Eléctrica	9
2.3.1. Organización del Sector Eléctrico	9
2.3.2. Modelo 1. Monopolio Verticalmente Integrado	10
2.3.3. Modelo 2. Comprador Único	12
2.3.4. Modelo 3. Sistema de Competencia Mayorista	14
2.3.5. Modelo 4. Sistema de Competencia Minorista	17
2.4. Ventaja de los comercializadores	21
2.5. Conclusiones del Capítulo	21
CAPÍTULO III. EL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO	23
3.1. Descripción del Sector Eléctrico	23

3.1.1. El Mercado Eléctrico Peruano	23
3.1.2. Generación	27
3.1.3. Transmisión	33
3.1.4. Distribución	34
3.1.5. Comercialización	37
3.1.6. COES	37
3.1.7. OSINERGMIN	38
3.2. Oferta y Demanda.....	41
3.2.1. Usuarios Finales del Servicio Eléctrico	46
3.3. Licitaciones para el Suministro de Electricidad	51
CAPÍTULO IV. PROPUESTA METODOLOGICA	54
4.1. Fase I. Análisis.....	54
4.2. Fase II. Elaboración	56
CAPÍTULO V. EXPERIENCIA INTERNACIONAL Y BENCHMARKING	58
5.1. Experiencia a Nivel Mundial	58
5.1.1. Japón	58
5.1.2. Colombia.....	61
5.1.3. Chile.....	66
5.1.4. Argentina	72
5.1.5. España.....	75
5.1.6. Francia	80
5.1.7. Estados Unidos (EEUU)	85
5.2. Metodología aplicada al Benchmarking	87
5.3. Conclusiones del Capítulo	96
CAPÍTULO VI. ANÁLISIS DEL MARCO LEGAL.....	101

6.1. Descripción del Marco Legal en la Actualidad.....	101
6.2. Marco jurídico de una empresa para operar dentro del sector eléctrico	108
6.3. Propuesta de cambio para permitir el acceso del Comercializador al mercado eléctrico.....	110
6.4. Análisis Legal de la Propuesta Regulatoria	111
6.4.1. La Actividad de Comercialización en la Regulación Vigente	111
6.5. Creación del Agente Comercializador y su Impacto en la Regulación Vigente	115
6.6. Conclusiones del Capítulo	129
CAPÍTULO VII. IMPACTO ECONÓMICO DEL COMERCIALIZADOR	130
7.1. Tipos de Comercializadores.....	130
7.2. Formación de las Tarifas Eléctricas para Usuarios Regulados.....	130
7.2.1. Los Precios a Nivel Generación.....	131
7.2.2. Los Peajes de Transmisión	133
7.2.3. El Valor Agregado de Distribución	134
7.3. Metodología aplicada al análisis económico del agente comercializador	136
7.3.1. Compra de Energía	136
7.3.2. Variables Macroeconómicas.....	137
7.3.3. Pliego Tarifario	137
7.3.4. Precio de la Energía al Usuario Final	138
7.3.5. Margen Comercial	139
7.3.6. Demanda	140
7.3.7. Estructura Organizacional.....	142
7.3.8. Otras Consideraciones	143
7.4. Resultados.....	143

7.5. Conclusiones del Capítulo	145
CAPÍTULO VIII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	147
CAPÍTULO IX. ANEXOS	150
CAPÍTULO X. BIBLIOGRAFIA.....	154

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura I.1 Evolución de precios de energía eléctrica, en el mercado eléctrico peruano (USD/MWh).....	2
Figura II.1 Monopolio Verticalmente Integrado	11
Figura II.2 Modelo de Comprador Único.....	12
Figura II.3 Competencia Mayorista.....	14
Figura II.4 Competencia Minorista	18
Figura III.1 Actividades en el Sector Eléctrico	23
Figura III.2 Despacho en el Mercado Spot.....	26
Figura III.3 Producción de Energía Eléctrica por Tipo de Generación – diciembre 2019.....	28
Figura III.4 Uso de los Recursos en la Generación Eléctrica (GWh) 2001 - 2019	29
Figura III.5 Producción de Energía Eléctrica en el SEIN (GWh).....	30
Figura III.6 Evolución de la Máxima Demanda 2001 - 2019	30
Figura III.7 Escenarios de Demanda (GWh)	31
Figura III.8 Venta de Energía Eléctrica por Mercado (GWh).....	32
Figura III.9 Venta de Energía Eléctrica por Departamento y Mercado (GWh)	32
Figura III.10 Participación según Longitud Total de Líneas – Por Empresa de Transmisión	33
Figura III.11 Longitud de Líneas de Transmisión por Tipo de Sistema	34
Figura III.12 Competencias del MINEM y OSINERGMIN	40
Figura III.13 Potencia Efectiva del SEIN por Tipo de Generación (2019).....	42
Figura III.14 Potencia Efectiva del SEIN por Tipo de Recurso (2019)	42
Figura III.15 Escenarios de Demanda	45
Figura III.16 Producción de Energía Eléctrica en el SEIN (GWh).....	45
Figura III.17 Ventas de Energía Eléctrica por Tipo de Mercado	46
Figura III.18 Ventas Totales de Energía Eléctrica por Departamento (GWh) ..	47
Figura III.19 Ventas de Energía Eléctrica por Departamento (GWh) – Mercado	

Regulado	48
Figura III.20 Ventas de Energía Eléctrica por Departamento (GWh) - Mercado Libre	49
Figura III.21 Número de Usuarios Libres de las Generadoras	50
Figura III.22 Número de Usuarios Libres de las Distribuidoras	50
Figura III.23 Potencia Demandada vs Contratada por Licitaciones para Usuarios Regulados (MW)	53
Figura V.1 Japón - Capacidad Instalada (MW) y Generación Eléctrica (GWh)	58
Figura V.2 Colombia - Capacidad Instalada (MW) y Generación Eléctrica (GWh)	62
Figura V.3 Colombia - Modelo del Mercado Eléctrico	63
Figura V.4 Colombia - Precio de Energía	66
Figura V.5 Chile - Capacidad Instalada (MW) y Generación Eléctrica (GWh)	66
Figura V.6 Chile - Modelo del Mercado Eléctrico	68
Figura V.7 Chile - Precio de Energía	72
Figura V.8 Argentina - Capacidad Instalada (MW) y Generación Eléctrica (GWh)	72
Figura V.9 Argentina - Precio de Energía	75
Figura V.10 España - Cantidad de empresas Comercializadoras por ciudades	78
Figura V.11 España - Potencia Contratada - Mercado Residencial	79
Figura V.11 Francia - Potencia Contratada - Mercado Residencial	81
Figura V.12 Francia - Evolución de la Potencia Instalada (GW)	81
Figura V.13 Francia - Producción de Electricidad	82
Figura V.13 Estados Unidos - Producción de Electricidad	85
Figura V.14 Estados Unidos - Liberación del Mercado Eléctrico - 2017	86
Figura V.15 Precio de la energía en US\$ / kWh, en Argentina, Chile, Colombia y Perú	100
Figura VI.1 Línea de Tiempo Marco Legal e Institucional Sector Eléctrico en el Perú	105
Figura VI.2 Regulación y Fiscalización del Sector	108
Figura VI.3 Modelo del Mercado Eléctrico Peruano	109

Figura VII.1 Composición del Precio de Energía al Usuario Final.....	130
Figura VII.2 Esquema de Fijación de Precios en Barra	132
Figura VII.3 Componentes del VAD	135
Figura VII.4 Cálculo del VAD	135
Figura VII.5 Cálculo del VAD Unitario.....	136
Figura VII.6 Estructura Organizacional	142
Figura VII.7 Análisis Económico - Margen Comercial vs Crecimiento de la Demanda	144

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla III.1 Contratos entre los Generadores y la Demanda.....	25
Tabla III.2 Balance entre Generadores	27
Tabla III.3 Ingresos de los Generadores.....	27
Tabla III.4 Sistema de Transmisión antes y después de la Promulgación de la Ley 28832.....	33
Tabla III.5 Estadísticas de las Empresas de Distribución Eléctrica	36
Tabla III.6 Demanda Proyectada de acuerdo con escenarios.....	44
Tabla III.7 Tipos de Licitación - Empresas de Distribución.....	51
Tabla III.8 Licitaciones Realizadas 2009 - 2015.....	52
Tabla V.1 Chile - Potencia instalada por tipos de Tecnología - 2020.....	67
Tabla V.2 Principales variables en comercializadores de acuerdo con la experiencia internacional	88
Tabla V.3 Principales características de comercializadores en los mercados mayoristas y minoristas	97
Tabla VII.1 Leyes que Establecen el Marco Normativo del Sector Eléctrico ...	133
Tabla VII.2 Clientes BT5B - Lima y Callao	141
Tabla VII.3 Penetración de los Comercializadores en el Mercado Regulado (BT5B).....	141
Tabla VII.4 Costo de Personal	142

LISTA DE SIGLAS, ACRÓNIMOS Y UNIDADES

APP:	Asociación Público-Privada
ASIC:	Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (Colombia)
AT:	Alta Tensión
BCRP:	Banco Central de Reserva del Perú
BT:	Baja Tensión
CAMMESA:	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (Argentina)
CDEC:	Centro de Despacho Económico de Carga (Chile)
CE:	Costos de explotación (costos de operación, mantenimiento, administración y comercialización)
CEE:	Certificat d'économies d'énergie o certificat blanc
CEN:	Coordinador Eléctrico Nacional (Chile)
CFEE:	Consejo Federal de Energía Eléctrica (Argentina)
CH:	Central Hidroeléctrica
CMg:	Costo Marginal de Electricidad, es el costo de producir una unidad adicional de electricidad en cualquier barra del sistema de generación-transporte
CNE:	Comisión Nacional de Energía (Chile)
CNMC:	Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (España)
CO2:	Dióxido de carbono
COES:	Comité de Operaciones del Sistema Interconectado Nacional.
COR:	Comercializadoras de Referencia (España)
COyM:	Costos de Operación y Mantenimiento
CRE:	Comisión de Regulación de Energía (Francia)
CREG:	Comisión de Regulación de Energía y Gas (Colombia)
DFL:	Decreto con Fuerza Ley

DL:	Decreto Legislativo
DLey:	Decreto Ley
DM:	Máxima demanda proyectada
DS:	Decreto Supremo
DU:	Decreto de Urgencia
EDF:	Electricité de France (Francia)
ENRE:	Ente Regulador de la Electricidad (Argentina)
EPEX SPOT:	European Power Exchange
GUDI:	Grandes Usuarios de Distribuidoras (Argentina)
GUMA:	Grandes Usuarios Mayores (Argentina)
GUME:	Grandes Usuarios Menores (Argentina)
GUPA:	Grandes Usuarios Particulares (Argentina)
GW:	GigaWatt.
GWh:	GigaWatt-hora.
IAEA:	International Atomic Energy Agency
INDECOPI:	Instituto de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual
IVA:	Impuesto sobre el Valor Añadido (España)
JPEX:	Japan Electric Power Exchange (Japón)
kV:	Kilo Voltio
kW:	Kilo Watt
KWh:	Kilo Watt-hora.
LAC-SIN:	Liquidador y Administrador de Cuentas de Cargos por Uso de las Redes del Sistema Interconectado Nacional (Colombia)
LCE:	Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 2584),
MAT:	Mercado a Término (Argentina)
MCP:	Mercado de Corto Plazo.
MEM:	Mercado Eléctrico Mayorista

METT:	Ministerio de Economía, Comercio e Industria, de Japón (Japón)
MINEM:	Ministerio de Energía y Minas del Perú
MME	Mercado Mayorista de Electricidad
MT:	Media Tensión
MW:	Mega Watt.
MWh:	Mega Watt-hora.
OCCTO:	Organización para la Coordinación Interregional de Operadores de Transmisión (Japón)
OSINERG:	Organismo de Supervisión de la Inversión en Energía
OSINERGMIN:	Organismo Supervisor de la Inversión Privada en Energía y Minería.
PNG:	Precio a Nivel Generación
PPS:	Power Producers and Suppliers /Productores y Proveedores de Energía (Japón)
PURPA:	Public Utility Regulatory Policies / Ley de políticas regulatorias de servicios públicos
PVPC:	Precio Voluntario al Pequeño Consumidor (España)
RENC:	Recursos Energéticos No Convencionales
RER:	Recurso Energético Renovable.
RLCE:	Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009- 93-EM.
SADI:	Sistema Argentino de Interconexión, anteriormente llamado Sistema Interconectado Nacional (Argentina)
SCT:	Sistema Complementario de Transmisión
SEIN:	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
SGT:	Sistema Garantizado de Transmisión
SIN:	Sistema Interconectado Nacional (Colombia)
SPT:	Sistema Principal de Transmisión
SST:	Sistema Secundario de Transmisión
UE:	Unión Europea

VAD:	Valor Agregado de Distribución
VADBT:	Valor Agregado de Distribución en Baja Tensión
VADMT:	Valor Agregado de Distribución en Media Tensión
VNR:	Valor Nuevo de Reemplazo
XM:	Expertos del Mercado (Colombia)
ZRT:	Zona de Responsabilidad Técnica

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a los centros de estudios, empresas y profesores, por el apoyo en el desarrollo de esta tesis.

PERU

Universidad ESAN

Edwin Quintanilla

Luis Espinoza

Fidel Rocha

Distriluz

Alfredo Oré

Osinergmin

Jaime Mendoza Gacon

Julio Salvador Jacome

Berkeley – Fullbright Scholar

Margarett Matos

ESPAÑA

Vita Energy Group

Carlos Ruiz Nicolas

Factor Energía

Javier Farriols

INFOENERGETICA

Andrés Muñoz

CHRISTIAM CESAR ARIAS MARTINEZ

Ejecutivo de alto nivel, con más de 20 años de experiencia profesional en la industria de telecomunicaciones, energía, y construcción de infraestructura y gasoductos; en las áreas de Dirección de Proyectos, Comercial y Procura, realizando funciones como: Gestor Comercial, Gestor de Proyectos, Líder de planificación del negocio, mejora del servicio a través de estándares de calidad, desarrollo de talento y entrenamiento a los empleados. Comprobada habilidad para toma de decisiones, con un fuerte enfoque en la organización y crecimiento del negocio. Amplia experiencia para trabajar y desarrollar los equipos de alto rendimiento.

EXPERIENCIA PROFESIONAL

REDES ANDINAS DE COMUNICACIONES S.R.L.

Gerente de Operaciones 2016 a la actualidad

QUANTA SERVICES PERU S.A.C.

Sub Gerente de Operaciones 2014-2015

GyM S.A.

Ingeniero de Planificación 2011-2013

OURISMAN HONDA AND HYUNDAI

Gerente de Inventario de autos nuevos y usados 2005-2011

ESTUDIOS

ESAN Business School

Estudios de Maestría en Gestión de Energía 2018 - 2021

Universidad de San Martín de Porres – Facultad de Ingeniería - Lima

Ingeniería Industrial 1992 – 2000

MARTIN ANTHONY CASAS MALCA

Profesional con sólida formación en valores, proactivo, con habilidades para trabajar en equipo y que gusta de lograr objetivos. Cuento con 7 años de experiencia en la operación del Sistema Interconectado Nacional. Sólidos conocimientos en operación y despacho de sistemas de potencia, y en mercados eléctricos.

EXPERIENCIA PROFESIONAL

COES - SINAC

Analista de Operación 2017 a la actualidad

RED DE ENERGIA DEL PERU

Analista de Operación 2014-2017

ESTUDIOS

ESAN Business School

Estudios de Maestría en Gestión de Energía 2018 - 2021

Universidad Nacional de Ingeniería

Ingeniería Mecánica - Eléctrica 2008 - 2013

LINCOLN PASTOR CERVANTES APAZA

Ingeniero Electricista, de la Universidad Nacional de San Agustín Arequipa, con un variado currículum profesional, como producto de mi experiencia laboral en diferentes rubros del mercado eléctrico, en centrales hidroeléctricas, centrales térmicas, amplio manejo de la regulación y aspectos técnicos en subestaciones y líneas de transmisión de tensiones que van desde 50 kV hasta 500 kV.

EXPERIENCIA PROFESIONAL

KALLPA GENERACION

Electricista Senior 2015 a la actualidad

STATKRAFT PERU

Coordinador de Gestión de Activos del ST 2012-2015

Ingeniero de Planeamiento 2011-2011

Ingeniero de Mantenimiento de Centrales Hidroeléctricas 2010-2011

EMPRESA RED ELECTRICA ANDINA S.A.C.

Planificador del mantenimiento y coordinador del SIG 2008-2010

ESTUDIOS

ESAN Business School

Estudios de Maestría en Gestión de Energía 2018 - 2021

Universidad Nacional de San Agustín - Arequipa

Ingeniería Eléctrica 1996 - 2001

ALDO GABRIEL DAVILA ALVA

Ingeniero Industrial y de Sistemas en la Universidad de Piura | Campus Lima. Experiencia profesional enfocándome en temas relacionados a la Regulación en el sector de Distribución del Mercado Eléctrico, y anteriormente en la Perforación y Mantenimiento de pozos en diferentes proyectos de Sudamérica. Resultados exitosos mediante perseverancia, motivación, trabajo en equipo y fijación de objetivos. Habilidad para el análisis y toma de decisiones.

EXPERIENCIA PROFESIONAL

SERVITECH INGENIEROS

Consultor 2018 a la actualidad

SAIPEM

Coordinador de Operaciones 2015-2017

Coordinador Comercial 2014-2015

Asistente de Operaciones 2013-2014

ESTUDIOS

ESAN Business School

Estudios de Maestría en Gestión de Energía 2018 - 2021

Universidad de Piura | Campus Lima

Ingeniería Industrial y de Sistemas 2007 – 2012

RESUMEN EJECUTIVO

El presente proyecto de tesis titulado “La creación del agente Comercializador de Energía Eléctrica en el Perú”, tiene como objetivos principales evaluar el impacto económico en la tarifa del usuario residencial, determinar la viabilidad del negocio del comercializador y proponer los cambios normativos y regulatorios que faciliten el desarrollo del agente comercializador de energía en el mercado eléctrico peruano.

En esta tesis se analiza el sector eléctrico peruano, se describen sus mercados, así como los agentes que participan del mismo; considerando que actualmente se tienen tres actividades en el sector, generación, transmisión y distribución, se tiene que esta última actividad se realiza juntamente con la actividad de comercialización para atender a los usuarios regulados y libres dentro de su área de concesión. Mientras que la actividad de generación tiene una estructura de operación bajo la libre competencia de mercado, las actividades de transmisión y distribución son actividades que funcionan bajo un esquema de monopolio, por lo que son reguladas por el estado peruano a través del OSINERGMIN.

En la actualidad en el Perú, las únicas empresas que pueden desarrollar la actividad de comercialización de electricidad son las empresas generadoras (para venta de electricidad a empresas distribuidoras y usuarios libres) y las empresas distribuidoras (para venta de electricidad a usuarios libres y regulados en su zona de concesión). Al tener la distribuidora la actividad de comercialización en su zona de concesión, las tarifas a los usuarios residenciales están totalmente reguladas, lo que impide a estos usuarios obtener tarifas eléctricas determinadas por las reglas de libre mercado. En ese sentido, lo que se propone en la tesis es separar estas actividades (distribución y comercialización) a fin de que las realicen empresas diferentes de manera que el usuario final tenga la libertad de elegir con qué empresa comercializadora contratar su energía, y de esta forma incentivar la competencia.

La metodología aplicada ha sido el método deductivo y método de costo beneficio; el primero consiste en un análisis de la normativa vigente y un benchmarking realizado en algunos países de América, Europa y Asia; con este método se verifica que la creación del agente comercializador es viable y que promueve la competencia en los mercados eléctricos. Por otro lado, el método del costo beneficio se aplica a la formación de las tarifas para analizar las mejoras en la estructura tarifaria, con la creación y operación del agente comercializador.

Como parte del benchmarking, es importante señalar que se han analizado los países de España, Francia, Japón, Estados Unidos de América, Colombia y Argentina; los cuales tienen sistemas de mercado liberalizados, y poseen agentes comercializadores de energía, que también ofrecen, como parte de su gestión, distintos tipos de servicios complementarios. Asimismo, se ha analizado el país de Chile, considerando que está próximo a incluir la comercialización como parte de la cadena de las actividades de energía.

Adicionalmente, como parte de la metodología aplicada, se revisó el marco legal vigente y como resultado del método deductivo, se concluye que la normativa actual vigente no restringe la creación del agente comercializador, sin embargo, para su incorporación como agente del sistema eléctrico, se requiere realizar algunas modificaciones a la normativa del marco regulatorio vigente.

Asimismo, como parte de este documento se anexa un modelo económico para el análisis de la tarifa residencial, en donde bajo los supuestos propuestos y las simulaciones planteadas, se concluye que la apertura del mercado a la participación del agente comercializador permitirá obtener una reducción del orden del 15% de la tarifa a los usuarios residenciales.

Finalmente, se concluye que la incorporación del agente comercializador de energía eléctrica, como un agente del mercado y de la cadena de actividades del sector eléctrico; fomentará la competencia del mercado, beneficiando sobre todo a los usuarios residenciales; al crear una libre competencia de precios, lo que impulsará a los demás

agentes del mercado a ofrecer mejor calidad de servicio y considerar una disminución en el precio de la energía.

CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN

1.1. Antecedentes

En el Perú, según la normativa vigente, la actividad de comercialización de energía eléctrica está conformada por las ventas en los mercados mayorista y minorista al usuario final o a un intermediario como es el caso del distribuidor. La comercialización en el mercado mayorista ocurre principalmente entre generadores y distribuidores, además de las ventas a los usuarios libres; mientras que el mercado minorista se refiere a la comercialización que existe entre las empresas distribuidoras y los usuarios libres y regulados del servicio público de electricidad dentro de su área de concesión.

Las empresas distribuidoras no solo se encargan de distribuir la energía eléctrica en media y baja tensión, sino que también se encargan de la compra de la electricidad (potencia y energía) y de su venta a los usuarios finales que se ubiquen dentro de su área de concesión. Sin embargo, la compra y venta de electricidad no es una actividad que requiera ser regulada, considerando que no la afectan las economías de escala. Distinto es el caso de la actividad de distribución en sí misma, que, al ser una actividad monopólica por naturaleza, sí justifica que exista una sola empresa por cada área de concesión.

Las características propias de la actividad de comercialización ocasionan que éste se configure dentro de un mercado potencialmente competitivo, debido a que presenta bajos costos de inversión en comparación con las demás actividades de la cadena de suministro de energía eléctrica, lo cual es un incentivo para la entrada de empresas de comercialización que establezcan precios de mercado para los usuarios.

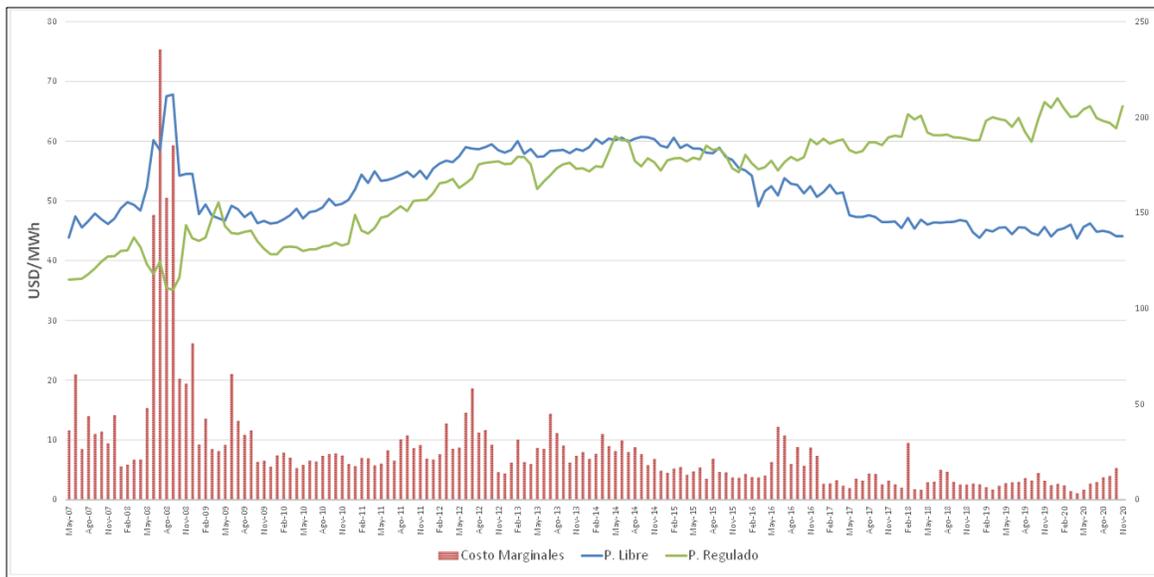
1.2. Descripción del Problema

La regulación actual obliga a que todos los usuarios regulados del servicio público de electricidad no tengan la opción de contratar su energía con una empresa comercializadora diferente a la empresa distribuidora, donde el precio regulado de esta actividad remunera

no sólo a la operación de la red de distribución, sino también la compra y venta de electricidad.

Desde el año 2015, los precios de energía en el mercado libre (precios libres) son más competitivos con respecto al mercado regulado (precios firmes), debido a la competencia que existe en el primero. Es debido a ello que a partir de dicho año se ha presentado una migración masiva de usuarios (que están en condiciones de hacerlo) del mercado regulado al mercado libre

Figura I.1 Evolución de precios de energía eléctrica, en el mercado eléctrico peruano (USD/MWh)



Fuente: OSINERGMIN

Según el Informe del Esquema de Mejora en las Licitaciones para el Suministro de Electricidad (MINEM - OSINERGMIN, 2020), se tiene dos problemas principales los cuales se detallan a continuación:

- a) No se dispone de una definición clara de las obligaciones contractuales que el Distribuidor debe contemplar para cada esquema de compra (a largo plazo y a corto plazo), de plazos y modelos de compra adecuados para realizar cada una de ellas, y

cómo éstas se deben programar en el tiempo, considerando inclusive los riesgos de demanda (migración de usuarios).

- b) Los incentivos que percibe el Distribuidor están desalineados respecto de los objetivos de la ley en cuanto a promover competencia, dificultándose la entrada de nuevos agentes y no derivando los beneficios que una mayor competencia en la actividad de generación puede brindar a los Usuarios Regulados.

1.3. Objetivos de la Tesis

1.3.1. Objetivo General

Analizar la viabilidad económica y legal de la creación del agente comercializador de energía eléctrica en el Perú, y el impacto que tendría en los precios al consumidor final, con especial énfasis en los clientes regulados residenciales.

1.3.2. Objetivos Específicos

Los objetivos específicos considerados en la presente tesis son:

- a) Evaluar el dimensionamiento del agente comercializador en base al análisis de la demanda esperada y la proyección de la oferta, así como su impacto en los precios al usuario final.
- b) Definir los mecanismos de funcionamiento del agente comercializador detallando los procesos necesarios para su operación, realizando un benchmarking con los principales mercados en el mundo.
- c) Evaluar y proponer los cambios normativos y regulatorios que permitan la creación de empresas de comercialización de energía eléctrica.

1.4. Justificación de la Investigación

En la actualidad en el Perú, las únicas empresas que pueden desarrollar la actividad de comercialización de electricidad son las empresas generadoras (para venta de electricidad a empresas distribuidoras y usuarios libres) y las empresas distribuidoras (para venta de electricidad a usuarios libres y regulados en su zona de concesión). Al tener la distribuidora

la actividad de comercialización en su zona de concesión, las tarifas a los usuarios residenciales están totalmente reguladas, lo que impide a estos usuarios obtener tarifas eléctricas determinadas por las reglas de libre mercado.

En ese sentido, lo que se propone en la tesis es separar estas actividades (distribución y comercialización) a fin de que las realicen empresas diferentes de manera que el usuario final tenga la libertad de elegir con qué empresa comercializadora contratar su energía, y de esta forma incentivar la competencia.

1.5. Contribución

En el presente trabajo se analiza la viabilidad de la creación de empresas de comercialización de energía eléctrica que introduzcan mayor competencia en el sistema eléctrico a fin de que se establezcan precios de acuerdo con reglas de mercado, evaluando los posibles beneficios al usuario final.

1.6. Alcance y Limitaciones de la Tesis

Dentro de los alcances considerados se tiene los siguientes:

- a) Descripción del funcionamiento del mercado eléctrico a nivel de la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad.
- b) Descripción y evaluación del marco normativo que permita la actividad de comercialización de electricidad.
- c) Análisis de la viabilidad de la creación de empresas de comercialización de energía eléctrica para la atención de los mercados de usuarios regulados.
- d) Benchmarking de acuerdo con los procesos a implementar para el funcionamiento de un agente comercializador.

Dentro de las limitaciones de la tesis, se consideran las siguientes:

- a) El impacto económico del Distribuidor no se analizará como parte del desarrollo de esta tesis.

- b) El análisis para determinar la viabilidad económica de implementar el Comercializador minorista de energía se desarrolla principalmente a los usuarios residenciales. Sin perjuicio de ello, el Comercializador podría tener clientes comerciales e industriales.
- c) La presente tesis considera que la empresa comercializadora empieza de cero (Greenfield) y, por lo tanto, no se evalúan los costos no provisionados (Stranded Costs) derivados de los contratos vigentes para la compra de energía eléctrica entre generadores y distribuidores. En ese sentido, bajo esta delimitación, donde no existen compromisos de suministro de los distribuidores con los generadores, los comercializadores pueden captar de inmediato la demanda de los usuarios¹.
- d) En el presente documento, el análisis se ha enfocado a los usuarios residenciales. Las razones de este enfoque son las siguientes:
- Si producto del análisis económico la empresa de comercialización resulta rentable solo considerando a los usuarios residenciales, que son los que consumen menos energía y por ende representan un menor ingreso al comercializador, la empresa comercializadora será aún más rentable si se consideran a todos los usuarios que actualmente tienen la calificación de regulados (comercios, pequeñas y medianas industrias, talleres, entre otros).
 - Si bien la experiencia internacional ha sido liberalizar el mercado minorista, primero para los usuarios de mayor consumo y al final para aquellos que tienen un menor consumo de energía, esto hace que estos últimos de todas maneras también se beneficien del proceso de liberalización.
 - El gran impacto social por el beneficio económico a favor de la gran cantidad

¹ Sin embargo, es necesario señalar que esto no es lo que se evidencia en la realidad, debido a que los distribuidores tienen contratos de largo plazo con los generadores producto de las licitaciones realizadas según la Ley N° 28832, los cuales aún no vencen. Ante este escenario real se pueden presentar dos posibles soluciones: i) Introducir paulatinamente el comercializador a medida que los contratos producto de las licitaciones concluyan y se finalicen los compromisos de pago; ii) Comprar energía y potencia por separado (la potencia sería comprada al distribuidor y la energía a los generadores y/o mercado spot).

de usuarios regulados (por la inclusión de los residenciales), lo cual puede motivar a que los comercializadores incorporen una serie de servicios complementarios que permitan diversificar el portafolio de servicios que ofrezcan.

CAPÍTULO II. MARCO CONCEPTUAL DEL COMERCIALIZADOR

2.1. La Comercialización en General

La comercialización es una actividad netamente mercantil, que involucra la compra y venta de bienes. Las comercializadoras son empresas que, como su nombre lo indica, se dedican a comercializar un bien o producto terminado. Estas empresas no producen el bien o servicio que venden, su principal objetivo es obtener un beneficio económico producto de la intermediación entre el productor y el usuario final, es decir, comprar barato y vender caro. Sin embargo, hay empresas productoras que también comercializan sus productos, ya sea al por mayor o directamente al usuario final.

2.1.1. Tipos de Comercializadores

Según Reyes (1999), en los mercados se pueden distinguir 3 tipos de comercializadores:

- a) **Productores:** Son aquellas empresas que además de producir el bien, lo comercializan a través de agentes, distribuidores o directamente al usuario final.
- b) **Traders:** Son agentes intermediarios que compran el producto ya fabricado, lo diversifican en distintos tipos en cuanto a calidad, forma, etc. (adaptándolo a las necesidades de los usuarios) y buscan los mercados en los cuales puedan vender estos bienes.
- c) **Broker:** Es la empresa que media entre compradores y vendedores, cobrando unas comisiones por su intermediación. A diferencia del trader, quien adquiere el producto, el bróker nunca toma posición física del mismo. Su labor es la de reunir a compradores y vendedores.

2.2. La Competencia

Según (Fernandez, 2000, pp. 53-68), la competencia hace que las empresas centren sus esfuerzos en reducir costos y ofrecer precios más bajos a los usuarios; así mismo, ésta logra mejoras en la calidad de los productos y en el trato a los clientes. Indica además que la competencia genera dos grandes beneficios: uno en la producción y otro en la demanda. El

beneficio que genera la competencia en el primero es el aumento de la producción y la optimización de los recursos. El beneficio que genera en la demanda es la reducción de precios, de esta manera se traslada rentas de las empresas en beneficio de los consumidores. (Fernandez, 2000)concluye que “el beneficio más típico de la competencia es el beneficio “social” (en la distribución en beneficio de los consumidores) y no el beneficio “económico” (en la mayor eficiencia en la producción)”.

(Fernandez, 2000), indica también que la liberalización de ciertos sectores de la economía permite ahorrar grandes cantidades de dinero que son usadas en compensar a los sectores de menores ingresos, debido a los altos costos que implica la ausencia competencia.

Es evidente que la competencia genera grandes beneficios a la sociedad, sin embargo, existen algunos mercados en los cuales no es posible introducirla, ya que ésta, en lugar de traer beneficios puede generar perjuicios. Este es el caso de los “monopolios naturales”, en los cuales la existencia de economías de escala hace que una sola empresa sea más eficiente en la provisión de bienes o servicios. Ejemplos de monopolios naturales son las industrias de redes: gasoductos, redes de distribución y transmisión eléctrica, carreteras, entre otras. Si bien en estos casos no puede haber una competencia en el mercado, sí es posible lograr una competencia por el mercado, de tal manera que se asegure que la empresa que brindará el servicio, lo ofrezca al menor precio posible.

En la industria eléctrica, (Ocaña, 2005) sostiene que la distribución, que es una actividad de redes, permite llevar la electricidad hasta el usuario final, y la comercialización, que consiste en la compra de la energía eléctrica al por mayor y venderla al por menor, son actividades radicalmente distintas, ya que la primera constituye un monopolio natural, y la segunda se puede prestar en condiciones de competencia, por lo que resulta imprescindible que dichas actividades sean totalmente independientes. Por ende, lo usuarios deben tener la posibilidad de escoger libremente a su comercializador de energía eléctrica en función a las condiciones que éste ofrezca: tarifas, origen renovable de

la energía, referencias de otros usuarios, descuentos, etc., es decir, en función a la mejor oferta que el usuario perciba.

2.3. La Comercialización y la Industria Eléctrica

En el sector eléctrico la comercialización de electricidad ha tenido una evolución que ha dependido de la estructura de la industria en cada país: desde los primeros modelos en los cuales los países tenían una estructura de monopolio integrado de todas las actividades y en la cual la comercialización prácticamente no existía, hasta la desregulación total del mercado minorista en la cual todos los usuarios, sin excepción, pueden elegir libremente a su suministrador. A continuación, veremos la evolución de la organización del sector eléctrico según (Hunt, 2002).

2.3.1. Organización del Sector Eléctrico

Las actividades que componen el sector eléctrico son: generación, transmisión, distribución y comercialización. Cada una de estas actividades tiene características distintas en cuanto al nivel de competencia que se puede introducir en ellas. La distribución y transmisión, por las economías de escala existentes en estas actividades, se desarrollan bajo el esquema de monopolios (son consideradas como *monopolios naturales*); mientras que la generación y la comercialización son actividades potencialmente competitivas. Según (Hunt, 2002), la actividad de comercialización minorista puede resultar competitiva en cuanto a la adquisición y venta de energía; sin embargo, existe cierta discrepancia en cuanto a las funciones de medición, facturación y cobranza. Es importante mencionar que la operación del sistema no puede ser competitiva, sino que la debe hacer una sola empresa. La transmisión y distribución son consideradas “instalaciones esenciales”, ya que, para asegurar una competencia efectiva, se debe asegurar el acceso abierto y no discriminatorio por parte de las actividades competitivas (generación y comercialización) a dichas instalaciones.

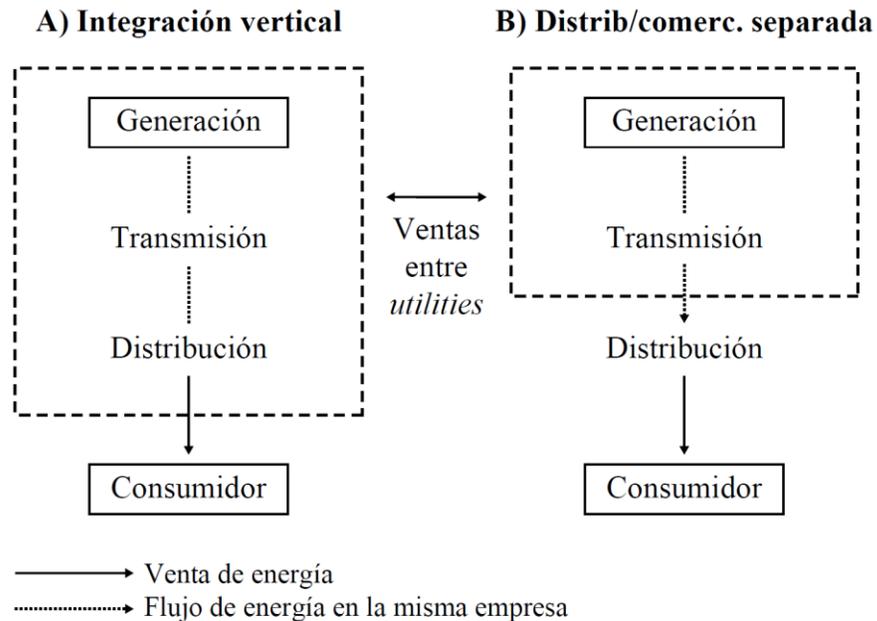
De acuerdo con lo señalado por (Hunt, 2002), existen 4 modelos de organización del sector eléctrico, los cuales muestran las opciones estructurales para la introducción de la competencia en la industria eléctrica. Estos modelos son: monopolio verticalmente integrado, comprador único, sistema con competencia mayorista, y sistema con competencia minorista. En todos estos modelos, la transmisión y la distribución se tratan como monopolios.

2.3.2. Modelo 1. Monopolio Verticalmente Integrado

Todas las actividades están agrupadas de forma vertical y son propiedad de una sola empresa (ésta puede ser pública o privada). Esta empresa, además de ser propietaria de los activos de generación, transmisión y distribución, también es quien se encarga de la operación del sistema eléctrico y de proveer de electricidad a los usuarios y cobrar por ello. No existe competencia en la generación ya que no hay compradores disponibles (no hay capacidad de elección), pues todos los usuarios son cautivos del monopolio. La regulación de tarifas se da bajo el concepto de costo del servicio, donde todos los riesgos son transferidos a la demanda (Dammert, Garcia Carpio, & Molinelli, 2008); aunque muchas veces la fijación de tarifas es más un tema político (Hunt, 2002).

Existe una variante en la cual la empresa solo es propietaria de generación y transmisión, siendo la distribución realizada por una empresa distinta, como muestra la Figura II.1. En este caso es la empresa de distribución la única que se encarga de proveer la electricidad a los usuarios. También se permite la venta de excedentes de energía entre empresas regionales.

Figura II.1 Monopolio Verticalmente Integrado



Fuente: (Hunt, 2002)

Este modelo de organización del sector eléctrico predominó por mucho tiempo en el mundo. Consideraba que la integración de la generación, la transmisión y la operación del sistema era la forma más eficiente de organizar el mercado, pues se tenía la noción de que coordinar por separado varios agentes haría que los costos de transacción sean elevados. Sin embargo, la llegada de la tecnología ha hecho posible que los problemas de coordinación entre la generación y la transmisión se hayan aliviado en gran medida, aunque no resuelto en su totalidad.

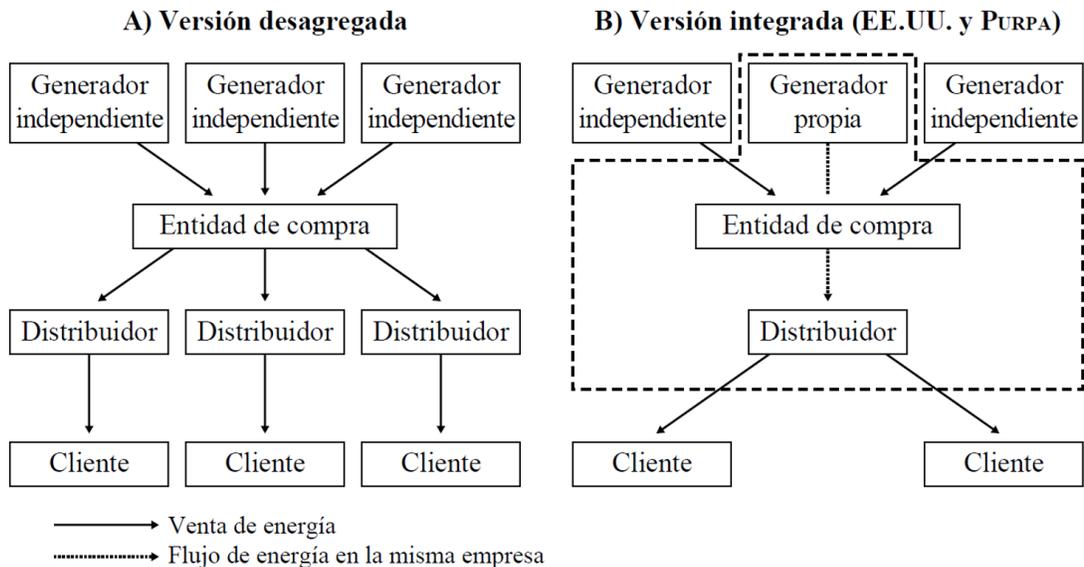
Una desventaja de este modelo es que la empresa monopolística no tiene incentivos a la mejora del servicio y a la reducción de costos, ya que los usuarios no tienen más opciones de suministro y los costos en los que la empresa incurre siempre le serán reconocidos. Además, la interferencia política no permite tomar decisiones óptimas de inversión. (Díaz, 2009).

De acuerdo con (Dammert, Garcia Carpio, & Molinelli, 2008), las reformas en el sector eléctrico han buscado introducir competencia mediante la desintegración vertical de las actividades, asegurando siempre la confiabilidad del suministro eléctrico. En los siguientes modelos, como veremos, se va introduciendo progresivamente competencia en el sector eléctrico, y con ella la comercialización de energía.

2.3.3. Modelo 2. Comprador Único

En este modelo existe una entidad única que centraliza la comercialización mayorista de electricidad. El Comprador Único es la única empresa autorizada a comprar energía a los generadores y venderla a los distribuidores, mientras que los usuarios finales siguen siendo cautivos de estos (no hay capacidad de elegir al suministrador). Hay una variante en la cual se mantiene el monopolio verticalmente integrado; sin embargo, pueden existir generadores independientes, los cuales solo venderán su producción a la empresa de servicios públicos existente, como muestra la siguiente figura.

Figura II.2 Modelo de Comprador Único



Fuente: (Hunt, 2002)

En Estados Unidos este modelo fue adoptado en 1978 bajo la Ley de Políticas Regulatorias de Servicios Públicos (PURPA por sus siglas en inglés), la cual establecía que las empresas de servicios públicos debían comprar energía a pequeños generadores independientes. Sin embargo, el objetivo de esta ley no era introducir competencia en la generación, sino promover fuentes de producción amigables con el medio ambiente.

Los precios a los cuales los productores independientes venden su energía son producto, por lo general, de subastas, las mismas que permiten determinar las mejores ofertas. Cuando el proceso de las subastas y los resultados son aprobados por el regulador, se firman contratos de largo plazo con las empresas de servicios públicos. Estos contratos constan de dos partes: un pago fijo anual que reconoce las inversiones en generación de los productores independientes, y un pago variable que cubre los gastos de operación de las centrales. El inconveniente con este esquema es determinar en cuál de estos pagos se obtienen las ganancias: i) si se reconocen en el pago fijo anual, no hay un incentivo para operar la central y, ii) si se reconocen en el pago variable no hay seguridad de que se reconozca la inversión realizada en la planta, además que la central va a tener el incentivo de generar electricidad siempre, aunque no sea necesario. La solución para este problema es pagar las ganancias en el pago fijo anual e imponer sanciones si la central no está disponible para operar cuando es requerida (Hunt, 2002).

Con la Ley PURPA, las empresas de servicios públicos debían comprar la energía a los productores independientes al “costo evitado”, es decir siempre que el costo de generación propio de aquellos sea mayor que el costo de generación de los últimos. El “costo evitado”, sin embargo, era difícil de determinar.

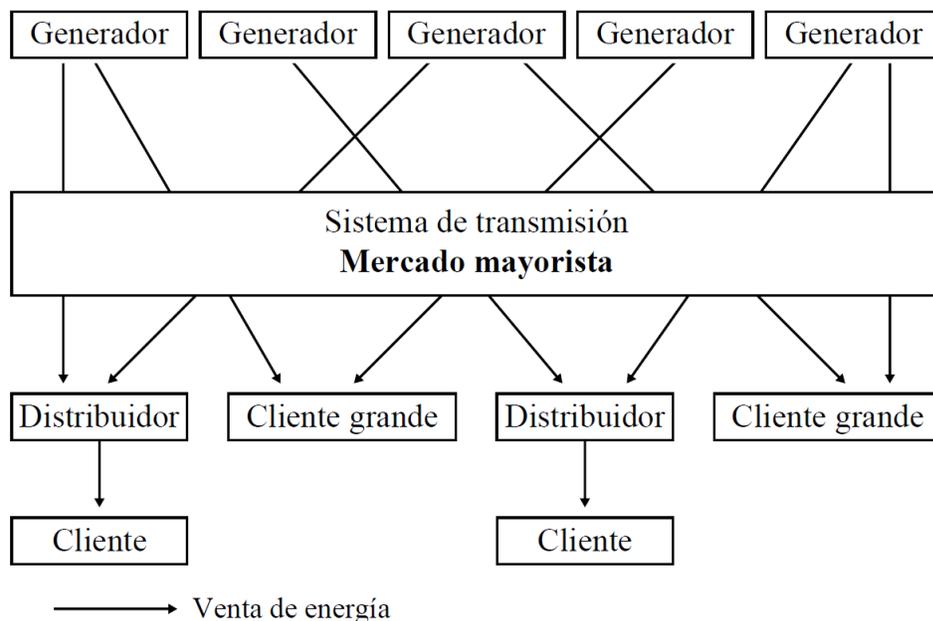
El modelo de comprador único introduce competencia, pero de forma limitada. Dicha competencia está restringida a construir y operar centrales de generación. Un potencial generador independiente que quiera construir una planta de generación debe tener garantía de que su inversión será reconocida. Para ello se requiere contratos de largo plazo, durante la vida útil de la planta, que le aseguren el retorno de su inversión. Con estos contratos el inversor no asume riesgos ya que estos son transferidos a la demanda (riesgo de mercado,

riesgo tecnológico, riesgo crediticio). La desventaja de este sistema es que, como los contratos son a largo plazo por precios fijos, y donde los riesgos son trasladados a la demanda, los productores no tienen incentivo a reducir sus costos. (Díaz Castro, 2009).

2.3.4. Modelo 3. Sistema de Competencia Mayorista

En este modelo ya no existe un monopolio integrado de actividades, sino más bien estas han sido separadas. El mercado es competitivo a nivel mayorista, pero en el mercado minorista la apertura a la competencia es limitada ya que los usuarios finales aún son suministrados por el distribuidor, quien hace además las funciones de comercializador dentro de su área de concesión, salvo para algunos usuarios que por su tamaño (grandes clientes) tienen acceso al mercado mayorista. En el mercado mayorista los oferentes son muchas empresas de generación de distintas tecnologías, las cuales compiten por vender su producción a los demandantes, que son los distribuidores y los grandes usuarios, como se muestra en la siguiente figura.

Figura II.3 Competencia Mayorista



Fuente: (Hunt, 2002)

Para que exista un mercado verdaderamente competitivo tienen que haber muchos vendedores y muchos compradores. Si se considera que solo los distribuidores pueden comprar en el mercado mayorista, entonces habría muy pocos demandantes y el mercado no sería competitivo. Por esta razón es que se incluye a ciertos usuarios (que por su tamaño son denominados grandes clientes) para que participen del mercado mayorista, con lo que se incrementa el número de demandantes. Sin embargo, surge un problema al momento de definir la frontera para calificar a los usuarios finales como pequeños clientes o grandes clientes. La definición de esta frontera hará que muchos usuarios queden fuera del mercado mayorista de forma arbitraria.

Otro de los inconvenientes que se presenta en este modelo es cuando los grandes clientes que participan en el mercado mayorista intentan regresar a contratar con los distribuidores a precio regulado. Esta opción la toman cuando el precio del distribuidor es menor al precio del mercado; y retornan al mercado mayorista cuando el precio del distribuidor es superior al precio del mercado. Esto genera de que el distribuidor pueda quedar con energía contratada en exceso, y el problema es quién asume este sobrecosto: el distribuidor o los clientes pequeños.

La demanda (distribuidores y grandes usuarios) puede comprar energía mediante las siguientes formas: i) contratos con los generadores, ii) compras directas en el mercado spot o, iii) una combinación de los anteriores. Sin embargo, para los distribuidores no es una buena opción comprar la energía en el mercado spot, ya que las tarifas a los pequeños usuarios son reguladas y, usualmente, fijas. En estos casos, el regulador debe inclinarse hacia las compras por contrato en lugar de las compras en el mercado spot (Hunt, 2002). Los pequeños usuarios no tienen capacidad de elegir a su suministrador y es el distribuidor quien compra en nombre de ellos. Sin embargo, esto puede generar un problema que radica en cómo alinear los intereses del distribuidor y el de sus clientes. Al ser un monopolio también en la comercialización de energía, no existen los suficientes incentivos para que el distribuidor compre energía al menor costo posible, ya que este es transferido a los usuarios, lo que conlleva al regulador a desarrollar mecanismos de supervisión de los contratos que firman los distribuidores y generadores. En ese sentido, el ingreso de los comercializadores

al mercado eléctrico permitiría a los usuarios elegir a su suministrador de energía en función a los precios y otros servicios complementarios que este ofrezca. Para asegurar que la elección del comercializador sea un beneficio, se debe garantizar el acceso a la información por parte de los usuarios: cantidad de comercializadores en el mercado, planes tarifarios y servicios ofrecidos. Sin embargo, para los usuarios que no contraten su consumo eléctrico con un comercializador debido al bajo consumo energético, la empresa distribuidora en su versión comercial y dentro de su área de concesión, mantendrá la obligatoriedad de suministrar electricidad en base a una tarifa regulada.

En este modelo la competencia solo se da a nivel mayorista y es importante y necesario que los precios que se fijan en el mercado, que reemplazan a los precios regulados de los modelos anteriores, sean producto de una verdadera competencia. Las decisiones de inversión se dejan al libre mercado y los riesgos son asumidos por los generadores (riesgos de mercado, riesgos tecnológicos) (Diaz Castro, 2009). Las inversiones en generación se dan sin necesidad de asegurar contratos de largo plazo durante la vida útil de las plantas, y solo son necesarios acuerdos comerciales a corto plazo. A nivel minorista no hay competencia, ya que los usuarios son atendidos por los distribuidores. Las tarifas a los usuarios finales (pequeños consumidores) son reguladas.

Según (Dammert, Garcia Carpio, & Molinelli, 2008), existen dos formas de organizar el mercado mayorista: i) el pool obligatorio y los contratos bilaterales financieros y, ii) el despacho basado en contratos bilaterales físicos y un mercado de balance.

- a) **El Pool obligatorio y los contratos bilaterales financieros:** El pool es administrado por un operador. Bajo este esquema, los generadores venden energía a través del pool mediante subastas horarias. En estas, los generadores ofertan ciertas cantidades de energía a determinado precio. El operador del mercado ordena las subastas desde los precios más bajos hasta cubrir la demanda del sistema en un instante dado. El precio de la última oferta que logre satisfacer la demanda será el precio de mercado al cual todos los vendedores y compradores realicen sus transacciones.

El despacho de los generadores es independiente de los contratos financieros que estos tengan con sus clientes. El despacho está basado en los precios de las ofertas de los generadores en las subastas, ordenados de menos costo a mayor costo hasta cubrir la demanda. El operador puede variar este despacho por costos si se presenta algún problema de congestión en la red de transmisión

Bajo este esquema, los generadores pueden despachar más o menos energía de lo que tienen comprometida en sus contratos. Así, por ejemplo, un generador es deficitario cuando ha despachado menos energía de la que tiene comprometida en sus contratos, y tiene que comprar este déficit de energía a otro generador, llamado excedentario, para así poder cumplir con sus clientes. El operador del mercado es el encargado de hacer las liquidaciones de estas transferencias mediante procedimientos estandarizados.

- b) **El Despacho basado en contratos bilaterales físicos y un mercado de balance:**
En este caso, la energía contratada ingresa directamente al sistema, es decir, no es obligatorio que los generadores tengan que vender su energía en el pool y por tanto no existe un precio único al cual se llevan a cabo todas las transacciones. Esto genera el inconveniente de que todos los demandantes tienen que comparar los precios de todos los oferentes usando servicios de información, lo que puede resultar costoso.

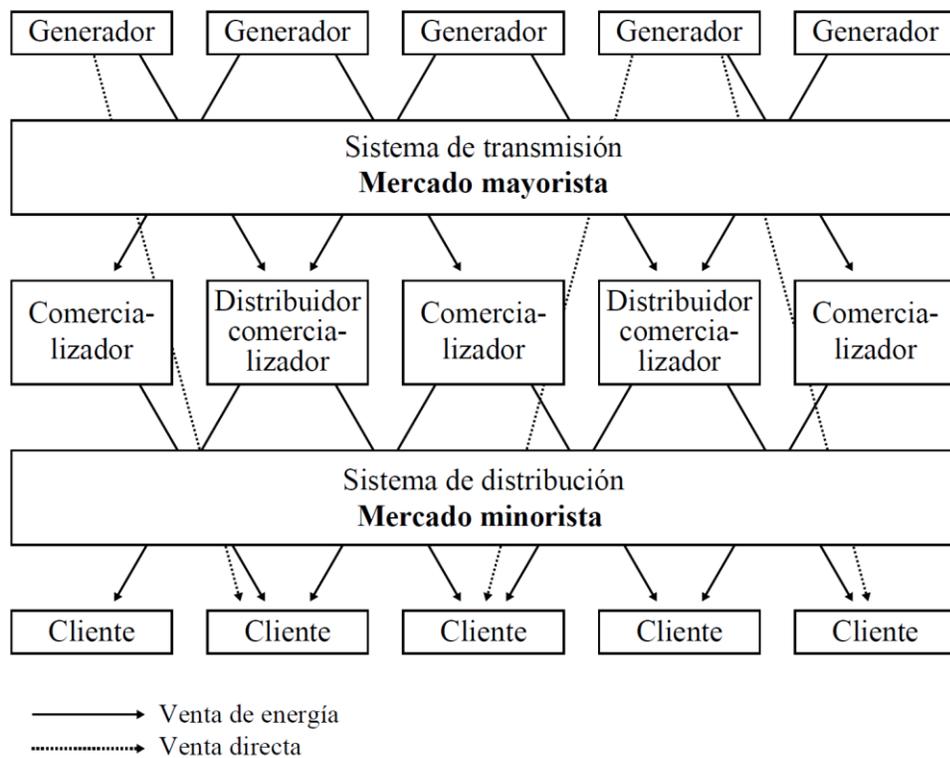
Los generadores que no tengan suficiente capacidad para cumplir las obligaciones de suministros que establecen sus contratos, tienen que recurrir a un mercado de balance a comprar esta energía a otros generadores que hayan ofertado capacidad al sistema.

2.3.5. Modelo 4. Sistema de Competencia Minorista

En este modelo todos los usuarios (sean grandes o pequeños, sin importar su tamaño)

eligen a su proveedor de energía eléctrica: generadores o comercializadores, como se muestra en la Figura II.4. Por lo general los clientes pequeños eligen a los comercializadores como sus suministradores, mientras que los grandes clientes pueden elegir a los comercializadores o los generadores. En algunos casos, las empresas de distribución pueden participar en las ventas de electricidad; mientras que en otros casos se limitan a sus funciones de operación de las redes de distribución (Dammert, Garcia Carpio, & Molinelli, 2008).

Figura II.4 Competencia Minorista



Fuente: (Hunt, 2002)

El beneficio de este modelo es que hace que los clientes pequeños puedan aprovechar los beneficios del mercado mayorista competitivo. Acá se tienen muchos más compradores que en el Modelo 3, lo que resulta en que estos presionan a los generadores a ofrecer precios más bajos debido a los efectos de la competencia.

Sin embargo, en este modelo hay requisitos adicionales (a los muchos compradores y muchos vendedores) que son necesarios para que sea posible una competencia a nivel minorista: proceso de liquidación, la lectura de contadores y la facturación, que en este caso son para un número de usuarios muchos más grande que en el Modelo 3. Además, requiere de un proceso de educación a millones de clientes, lo cual resulta una tarea difícil. Todo esto puede implicar altos costos de transacción que hagan que estos se compensen con las ineficiencias de la contratación del anterior modelo. En este caso, el Modelo 3 se puede considerar un punto final razonable (Hunt, 2002).

A diferencia de la venta minorista de otros productos, la reventa de electricidad tiene poco valor agregado. La electricidad es la misma para todos los usuarios donde se ubiquen, y por tanto el valor agregado que se puede generar es muy limitado. Los comercializadores minoristas compran la electricidad en el mercado mayorista y la venden a los pequeños clientes y, producto de esta transacción, asumen ciertos riesgos. La energía es “reenvasada” para su venta a los usuarios finales en forma de contratos que se adapten a las necesidades de estos (Hunt, 2002). Los comercializadores pueden ofrecer distintos tipos de tarifas a sus clientes: por bloques horarios, por estacionalidad, por el origen de la energía (energía verde), precios en tiempo real, entre otros.

Para proceder con la liberalización total del mercado minorista, es necesario hacerlo paso a paso, como en Reino Unido, donde se fue reduciendo gradualmente el límite de potencia a los clientes para poder elegir a su suministrador. Este proceso tuvo tres fases: la primera se dio en 1990, donde el tamaño mínimo establecido para que los usuarios puedan escoger a su suministrador de energía fue de 1 MW; la segunda fase fue en 1994, donde la valla se bajó a 100 kW, y; la última fase se dio en 1998, donde se liberalizó por completo el acceso de los usuarios a poder elegir a su suministrador (Hunt, 2002). Esto con el objetivo de que todos los usuarios tengan la opción de elegir y puedan obtener los beneficios de la competencia que existe en el mercado mayorista, a la vez que presionan a los generadores a ser más eficientes y competitivos. A diferencia de los distribuidores, que no tienen los suficientes incentivos a obtener los precios más bajos, ya que estos trasladan sus costos a los usuarios.

Cada modelo desarrollado anteriormente tiene una estructura diferente de la industria eléctrica, con distintos grados de competencia en el mercado. La aplicación de un modelo determinado dependerá de las condiciones de cada país. Conforme se avanza en el proceso de reforma, se va creando la necesidad de contar con nuevas instituciones y con nuevas funciones de los reguladores.

En la reorganización de la industria eléctrica existen actividades que deben separarse por posibles conflictos de interés. Tal es el caso de las actividades de generación y transmisión y, la distribución y la venta minorista de electricidad. Una empresa que posee activos de servicios esenciales (transmisión o distribución) y de generación o distribución a la vez, respectivamente, también compite por el uso de sus propias instalaciones y puede verse tentada a discriminar a otros agentes competidores. Sin embargo, esta no es la única razón por la que las actividades deben desintegrarse: pueden existir posibles subsidios cruzados entre las actividades competitivas y reguladas cuando ambas pertenecen a una misma empresa. Existen varias opciones para poder separar las actividades: separación contable, separación funcional, separación funcional en una filial y, más radicalmente, separación corporativa (Hunt, 2002).

Los comercializadores independientes (aquellos que no poseen generación propia) corren mayor riesgo que los comercializadores que sí poseen generación propia. Un comercializador minorista que vende a los clientes finales a precios fijos tiene que respaldar estas ventas con contratos de compra de energía, ya que comprar la energía en el mercado spot, el cual tiene un precio muy volátil, le resultará muy riesgoso. Una forma de disminuir el riesgo de precio del mercado spot es tener contratos a plazo con los generadores, u opcionalmente hacer uso de derivados financieros como mecanismo de cobertura. De acuerdo con (Hunt, 2002), la cobertura natural para un comercializador minorista es poseer una planta generadora propia, y por tanto no debería prohibirse que una empresa pueda desarrollar actividades de generación y comercialización.

2.4. Ventaja de los comercializadores

La principal ventaja que un agente comercializador de energía del sector eléctrico ofrece a la sociedad es la creación de una actividad competitiva. Esto permite tener una gran cantidad de oferta de comercializadores en una actividad que antes estaba regulada dentro del ámbito de la distribución eléctrica, la cual tiene características monopólicas.

Asimismo, al contar con agentes comercializadores, estos deberán ofrecer ventajas competitivas sobre sus competidores, de tal forma de lograr una mayor cantidad de clientes. Esto se traduce en ofrecer también servicios complementarios que brinden un valor agregado. Estas ventajas deberán estar enfocadas principalmente en el precio y calidad del servicio, a fin de la fidelidad de los clientes respecto a los precios ofrecidos en el mercado, y ante cambios en la calidad del servicio, esto en beneficio de la sociedad (Reyes Garcia, 1999).

La competencia permitirá que los clientes puedan suscribir contratos con diferentes comercializadores a largo plazo y con precios fijos, mitigando con ello el riesgo de precio a sus clientes; evitando además que los usuarios regulados sigan siendo clientes cautivos de los distribuidores.

2.5. Conclusiones del Capítulo

- En un monopolio verticalmente integrado no existe ninguna forma de competencia. Toda la industria es propiedad de una sola empresa y esta no tiene incentivos a reducir tarifas ni mejorar la calidad, pues los usuarios finales no tienen la posibilidad de elegir a otro suministrador. En el modelo de comprador único se introduce competencia en la generación, pero de forma limitada. Esta competencia se limita a construir y operar centrales de generación, pero no traslada los beneficios de esta competencia a los usuarios finales. Los generadores independientes requieren contratos de largo plazo, con los cuales aseguran el retorno de su inversión y no están expuestos a riesgos, ya que estos los asumen los usuarios.
- Los modelos 3 y 4 de este capítulo, introducen con mayor fuerza la competencia,

tanto a nivel mayorista como minorista, respectivamente. En el modelo 3, los generadores compiten por vender su energía a los distribuidores y a los grandes clientes; mientras que los pequeños usuarios no pueden elegir a su suministrador y son atendidos por los distribuidores a tarifas reguladas. Por otro lado, en el modelo 4, los pequeños usuarios ya pueden elegir a su suministrador, lo que les permite favorecerse de los beneficios de la competencia (menores tarifas y mejor calidad).

- Como hemos visto en los 4 modelos expuestos en este capítulo; la evolución de la industria eléctrica en el mundo ha estado basada en la desintegración de las actividades (generación, transmisión, distribución y comercialización) y en la introducción de la competencia donde esta sea posible (generación y comercialización). En ese sentido, la introducción de la competencia a nivel minorista es la meta del beneficio social; sin embargo, esta dependerá de las condiciones normativas y regulatorias específicas en cada país.

CAPÍTULO III. EL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO

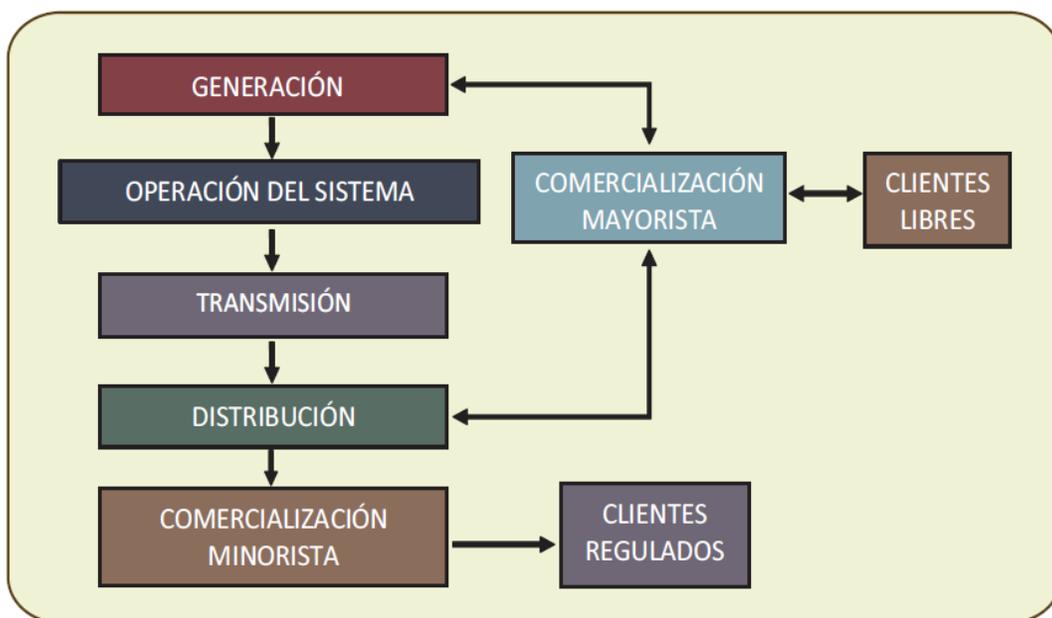
3.1. Descripción del Sector Eléctrico

3.1.1. El Mercado Eléctrico Peruano

El mercado eléctrico peruano, similar a otros mercados, tiene características particulares: La energía eléctrica no se puede almacenar a gran escala a un costo razonable, es decir, se tiene que producir en el mismo instante en que se demande. Debido a esto debe existir un ente encargado de operar este mercado, en el caso peruano esta función la realiza el COES, de manera que siempre exista un balance entre la producción y la demanda.

La actividad de comercialización no está regulada en nuestro país; sin embargo, sí se lleva a cabo por los generadores y distribuidores, los cuales venden energía eléctrica a los usuarios libres a precios pactados mutuamente (precios libres), mientras que los usuarios regulados son atendidos exclusivamente por las distribuidoras dentro de su zona de concesión, a tarifas reguladas.

Figura III.1 Actividades en el Sector Eléctrico



Fuente: (Dammert Lira, Molinelli Aristondo, & Carbajal Navarro, 2011)

El diseño del mercado eléctrico en el Perú tiene las características de un sistema de competencia mayorista. En la Figura II.3 se muestra el esquema de este modelo, en el cual las generadoras compiten por vender su energía producida a las distribuidoras o a los usuarios libres o grandes clientes. En este mercado, los generadores inyectan su energía al “pool” o mercado spot, la cual es retirada por sus clientes en base a sus contratos. Un generador cuya producción es insuficiente para cumplir sus obligaciones contractuales, puede comprar energía del mercado spot para entregársela a su cliente. Los generadores que no tengan contratos o que no estén contratados al 100% de su capacidad, pero que estén despachando, venden el exceso de energía al mercado spot. Todas estas inyecciones y retiros de energía del spot son valorizados al costo marginal del sistema.

En el Perú, debido a que el tamaño del mercado es relativamente pequeño y a que no se puede asegurar un alto grado de competencia a nivel de la generación, se ha optado por un modelo de despacho centralizado basado en costos auditados, el cual busca minimizar el costo total de operación de sistema. Los generadores tienen la obligación de suministrar al COES toda la información relativa a sus costos de producción, así como los datos técnicos de sus unidades de generación, caudales y volúmenes de embalses en el caso de centrales hidroeléctricas. Con esta información, el COES elabora el despacho mediante un modelo matemático de optimización, considerando para ello las restricciones de transmisión y la demanda del sistema. El despacho es independiente de los contratos financieros que hayan suscrito los generadores con los distribuidores y/o usuarios libres (Dammert Lira, Molinelli Aristondo, & Carbajal Navarro, 2011).

A pesar de que el mercado eléctrico en el Perú es relativamente pequeño, la competencia en la actividad de generación se da principalmente en el mercado libre, para atender a los grandes usuarios mediante contratos de corto y mediano plazo. En el mercado regulado en cambio existe una competencia por el mercado, en la cual los generadores firman contratos de largo plazo con los distribuidores producto de licitaciones. En ese sentido, el negocio de un generador consiste en vender grandes cantidades de energía a unos pocos clientes; a diferencia de los comercializadores, los cuales podrían vender energía a miles de usuarios medianos y pequeños que no resultan atractivos para los

generadores. En consecuencia, la competencia entre los comercializadores a nivel minorista hace que el mercado mayorista también se haga más competitivo, en la medida que los comercializadores, en busca de mejores tarifas que ofrecer a los usuarios, buscan y compran mejores precios en los contratos de suministro con los generadores y/o en sus compras de energía en el mercado spot.

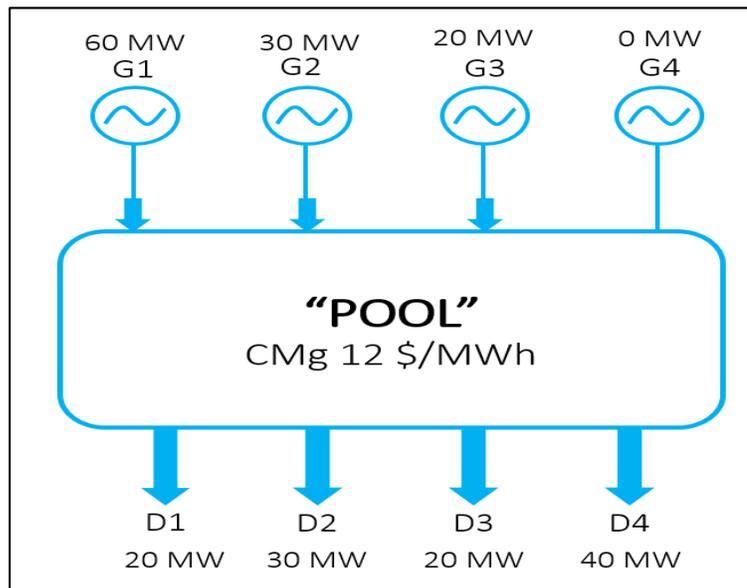
En las siguientes tablas se muestra la forma en que se realizan las transacciones financieras. Se tienen 4 generadores (G1, G2, G3 y G4) y 4 demandas (D1, D2, D3 y D4). En el despacho que realiza el COES, producto de la optimización, G1 está generando 60 MW, G2 genera 30 MW y G3 20 MW. La unidad G4 está fuera de servicio. La demanda de 110 MW y está conformada por D1 con 20 MW, D2 con 30 MW, D3 con 20 MW y D4 con 40 MW. Se verifica que la producción es igual a la demanda. Supongamos que los generadores han firmado contratos de suministro de electricidad con la demanda, como se muestra en la Tabla III.1.

Tabla III.1 Contratos entre los Generadores y la Demanda

Generador	Demanda	Potencia (MW)	Precio (USD/MWh)	USD
G1	D1	20,00	25,00	500,00
	D2	30,00	22,00	660,00
G3	D3	20,00	24,00	480,00
G4	D4	40,00	21,00	840,00

Fuente: (Dammert Lira, Molinelli Aristondo, & Carbajal Navarro, 2011) y Elaboración Propia

Figura III.2 Despacho en el Mercado Spot



Elaboración: propia

En el mercado spot, las transferencias de energía se valorizan al costo marginal (supongamos igual a 12.00 USD/MWh) de la siguiente manera: valorización de entregas – valorización de retiros.

- G1 ha inyectado 60 MW al mercado spot, pero ha retirado 50 MW para cumplir sus contratos con D1 y D2. G1 es superavitario en 10 MW.
- G2 ha inyectado 30 MW y no tiene retiros, debido a que no tiene contratos. G2 es superavitario en 30 MW.
- G3 ha inyectado 20 MW y ha retirado 20 MW (D3).
- G4 no tiene inyección al spot, pero ha retirado 40 MW (D4). G4 es deficitario en 40 MW. G4, al no estar presente en el despacho, debe comprar energía de G1 y G2 para cumplir con sus contratos.

Tabla III.2 Balance entre Generadores

Generador	Entrega (E)	Retiro (R)	E - R
G1	720,00	600,00	120,00
G2	360,00	0,00	360,00
G3	240,00	240,00	0,00
G4	0,00	480,00	-480,00

Fuente: (Dammert Lira, Molinelli Aristondo, & Carbajal Navarro, 2011) y

Elaboración Propia

El ingreso total que perciben los generadores es la suma de los ingresos en el mercado spot y los ingresos por los contratos que tienen firmados.

Tabla III.3 Ingresos de los Generadores

Generador	Contrato (USD)	Spot (USD)	Neto (USD)
G1	1 160,00	120,00	1 280,00
G2	0,00	360,00	360,00
G3	480,00	0,00	480,00
G4	840,00	-480,00	360,00

Fuente: (Dammert Lira, Molinelli Aristondo, & Carbajal Navarro, 2011) y

Elaboración Propia

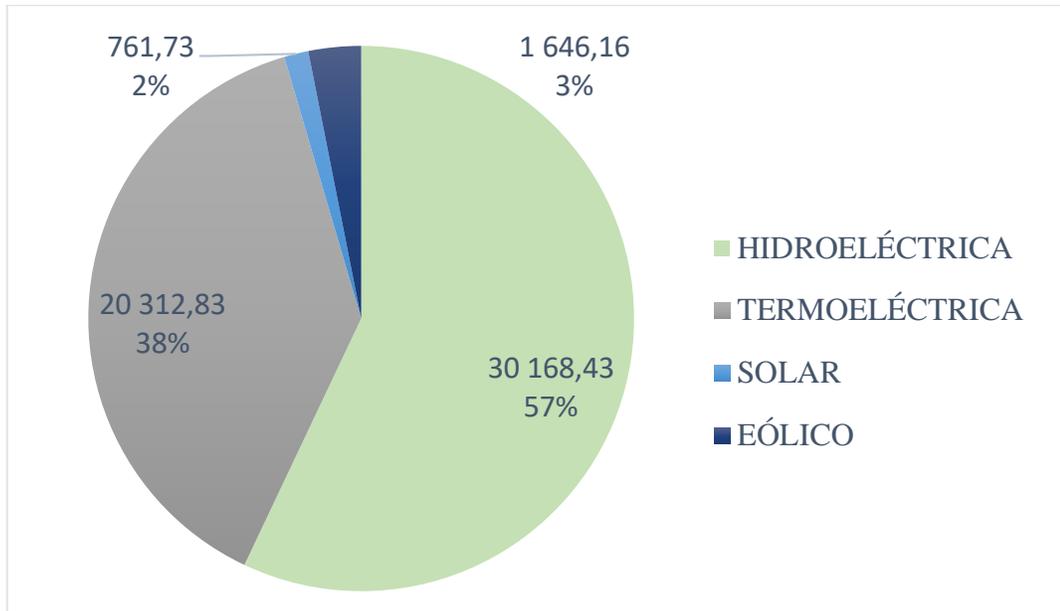
3.1.2. Generación

Las centrales de generación suministran energía eléctrica al SEIN; estas centrales se encargan de transformar la energía de las fuentes primarias de energía, en energía eléctrica.

Las centrales de generación se encuentran distribuidas en todo el territorio nacional, donde las centrales con mayor potencia instalada se encuentran en la sierra central del Perú y al sur de Lima, debido a ello se han realizado fuertes inversiones para construir líneas de transmisión que transmiten esta energía a los centros de carga, principalmente a empresas mineras las que se localizan en Apurímac, Cuzco, Arequipa y Moquegua (centro y sur del país).

Las empresas que tienen mayor participación en la producción de energía eléctrica son las empresas Engie, Enel Generación, Electroperú, Kallpa Generación, Fénix Power y Statkraft Perú. Esta energía eléctrica proviene de las diferentes fuentes de energía primaria. A continuación, mostraremos la participación de éstas en el año 2019.

Figura III.3 Producción de Energía Eléctrica por Tipo de Generación – diciembre 2019



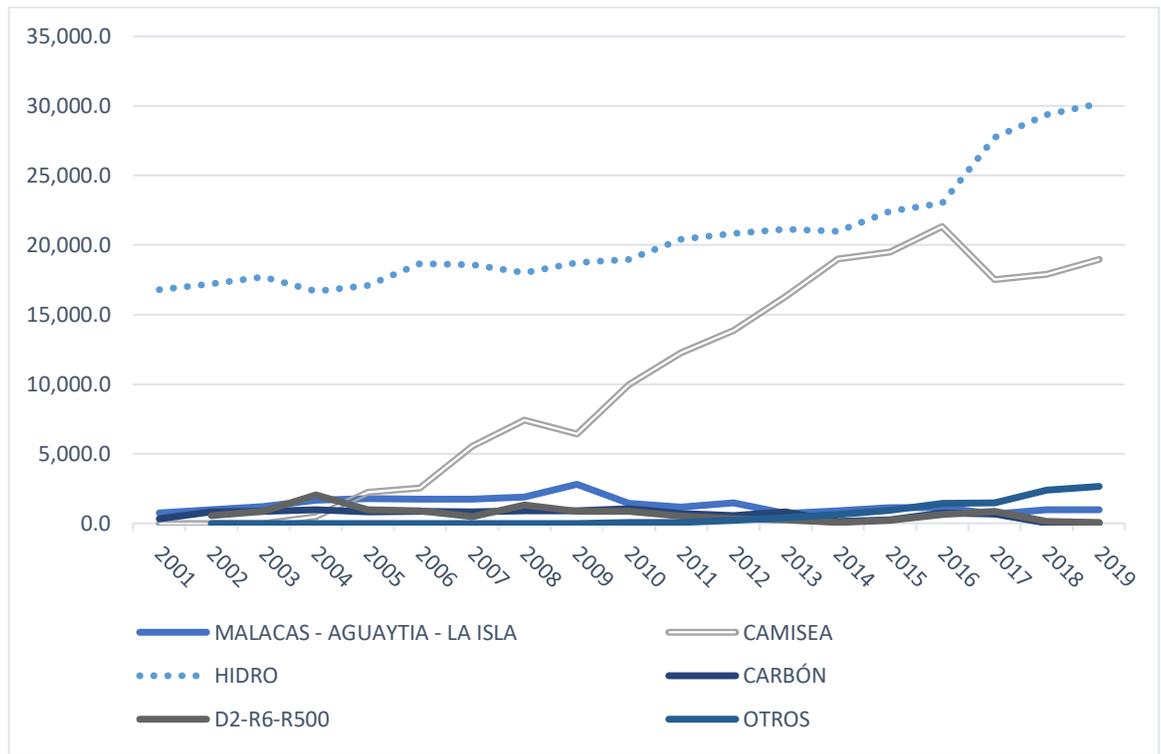
Fuente: Estadísticas SEIN del 2019 (capítulo 4.- producción del SEIN – COES).

Elaboración propia

En la gráfica anterior, se aprecia que la generación hidroeléctrica tiene una participación mayoritaria del 57%, y la termoeléctrica tiene una participación del 38% basada en gas natural.

A continuación, mostramos la evolución de la producción de energía eléctrica en el periodo 2001 - 2019 por diferentes fuentes de energía y el uso de ésta para atender la demanda del sistema eléctrico peruano.

Figura III.4 Uso de los Recursos en la Generación Eléctrica (GWh) 2001 - 2019



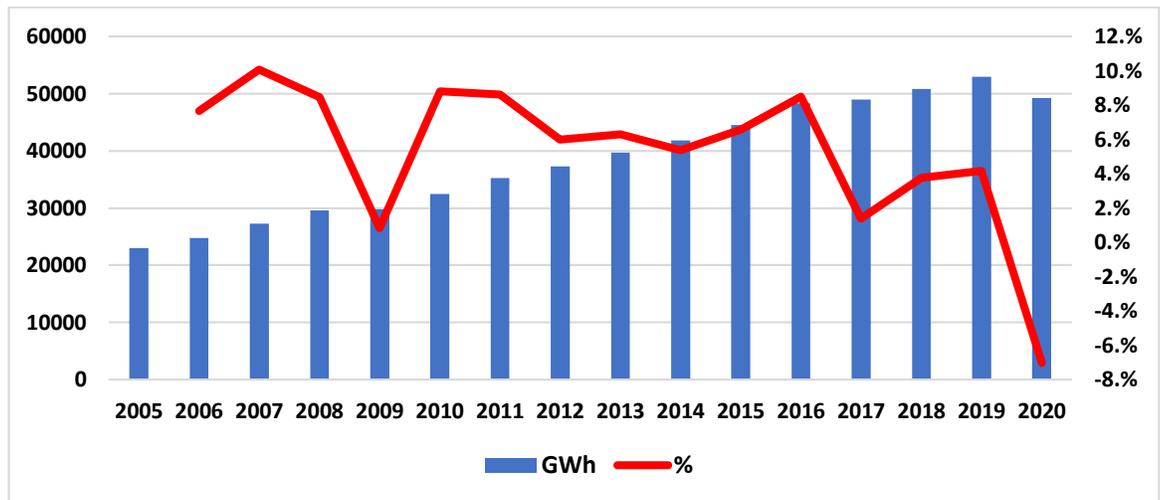
Fuente: Estadísticas SEIN del 2019 (capítulo 4.- producción del SEIN – COES).

Elaboración propia

El conjunto de las fuentes de energía para generación eléctrica, definen la matriz energética del país.

La siguiente figura muestra de la evolución en la producción de la energía eléctrica.

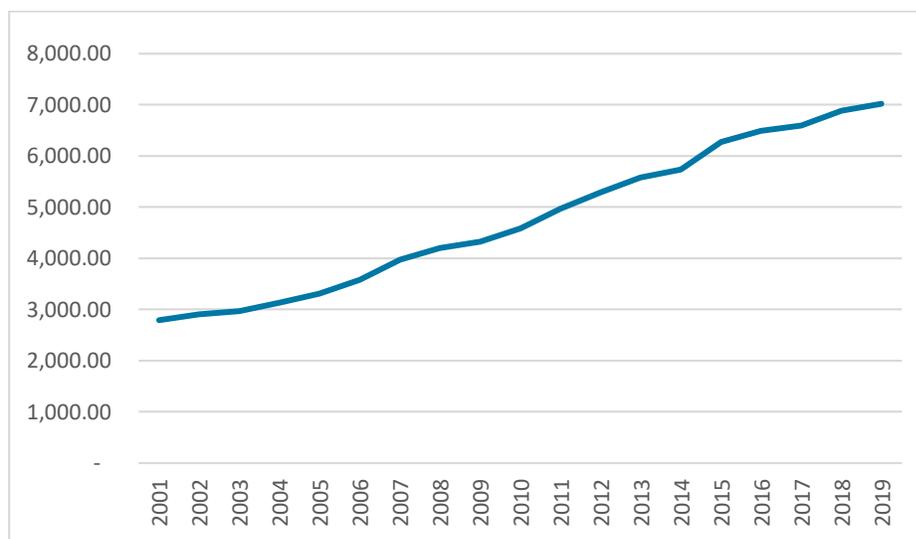
Figura III.5 Producción de Energía Eléctrica en el SEIN (GWh)



Fuente: COES

En el Perú, la máxima demanda ha tenido un crecimiento en el período 2001 - 2019, como se muestra en la siguiente figura:

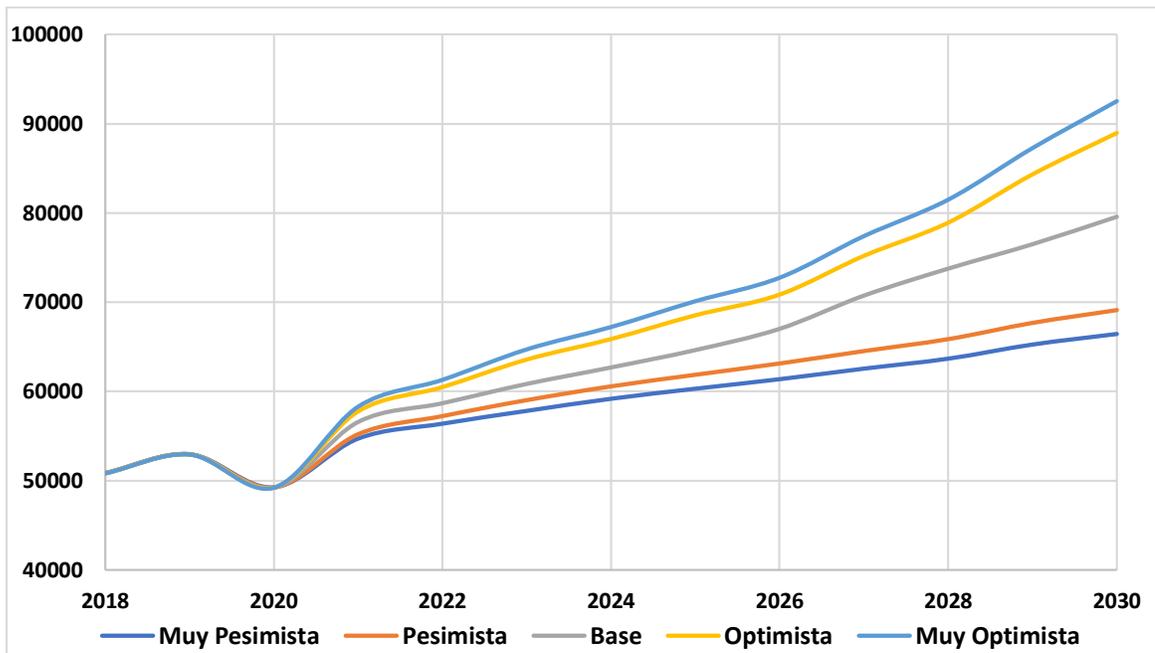
Figura III.6 Evolución de la Máxima Demanda 2001 - 2019



Fuente: Estadísticas SEIN del 2019 (capítulo 4.- producción del SEIN) – COES.

Elaboración propia

Figura III.7 Escenarios de Demanda (GWh)



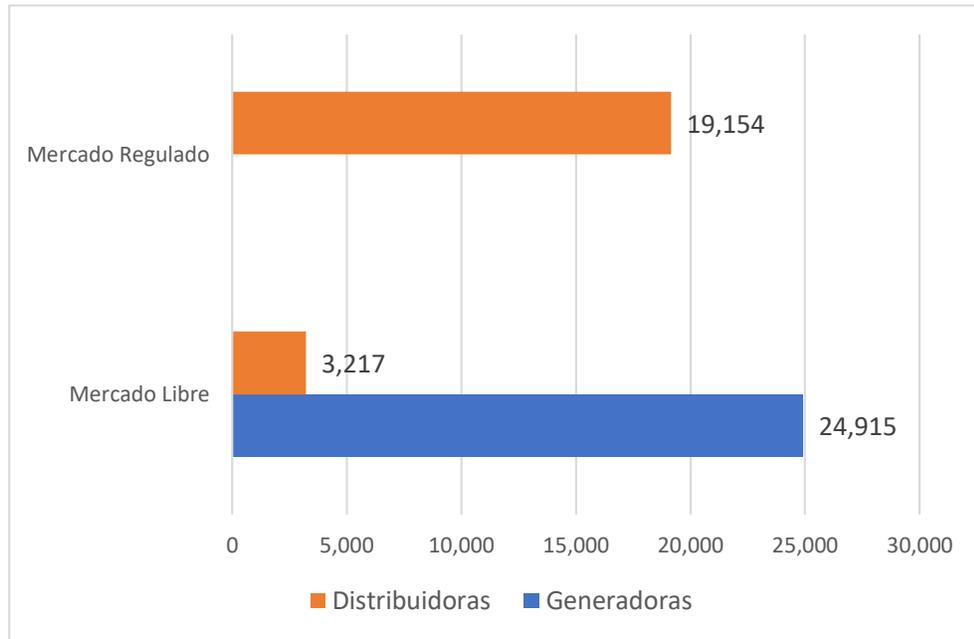
Fuente: COES

Las empresas de generación declaran anualmente sus programas de mantenimiento ante el COES, el cual se encarga de elaborar el programa de despacho de las unidades de generación. Este programa de despacho se realiza en base a los costos marginales de corto plazo, y el control eficiente de los parámetros eléctricos para el normal funcionamiento del Sistema Interconectado Nacional al mínimo costo, donde el programa de despacho es independiente de las obligaciones contractuales del suministro proveniente de los contratos bilaterales que las empresas mantengan con sus clientes.

En la Figura III.6, no consideramos el año 2020, por ser un año atípico debido a la pandemia del Covid-19.

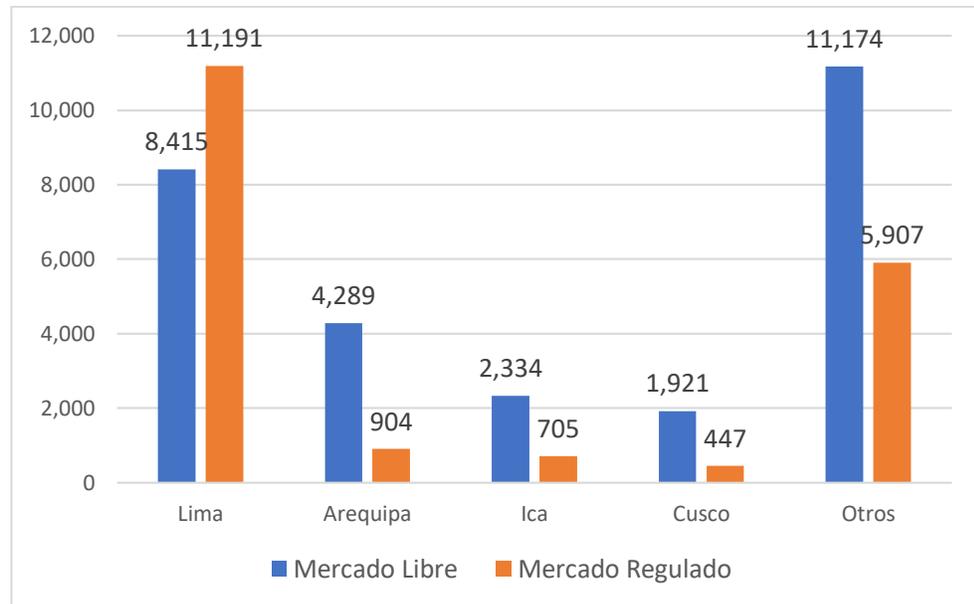
En las siguientes figuras se muestra cómo se distribuye la venta de energía eléctrica entre el mercado regulado y el mercado libre; además, también se detallan los departamentos con las mayores ventas de electricidad.

Figura III.8 Venta de Energía Eléctrica por Mercado (GWh)



Fuente: OSINERGMIN 2019

Figura III.9 Venta de Energía Eléctrica por Departamento y Mercado (GWh)



Fuente: OSINERGMIN 2019

3.1.3. Transmisión

La actividad de transmisión comprende toda la infraestructura física necesaria para conectar las centrales de producción de energía eléctrica con los centros de consumo. La promulgación de la Ley N° 28832, reorganizó la clasificación de las líneas de transmisión según el siguiente detalle:

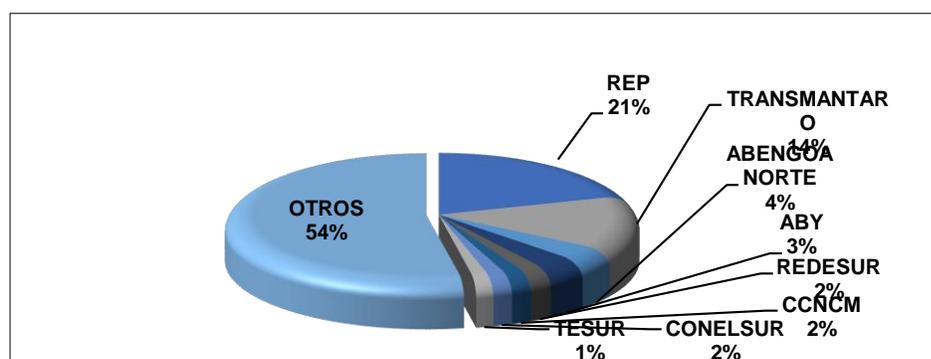
Tabla III.4 Sistema de Transmisión antes y después de la Promulgación de la Ley 28832

Antes	Después
Sistema Principal de Transmisión	Sistema Principal de Transmisión (SPT)
	Sistema Garantizado de Transmisión (SGT)
Sistema Secundario de Transmisión	Sistema Secundario de Transmisión (SST)
	Sistema Complementario de Transmisión (SCT)
Promulgación Ley 28832 (Año 2006)	

Fuente: Ley 28832 y Elaboración propia

Según el marco regulatorio vigente, la actividad de transmisión funciona bajo el entorno de monopolio natural, por lo tanto, se aplica la regulación de precios y condiciones de servicio. A continuación, se muestra la participación de las empresas transmisoras que operan en el sistema eléctrico.

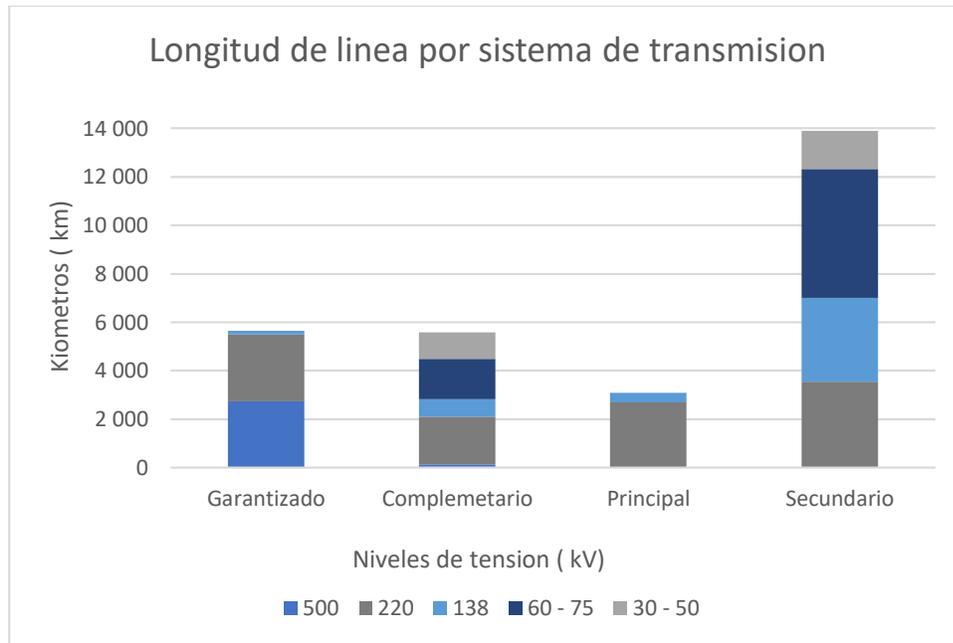
Figura III.10 Participación según Longitud Total de Líneas – Por Empresa de Transmisión



Fuente: MINEM directorio de empresas, actualizado al 2018

A nivel nacional, según el MINEM se tienen 28 262 km de líneas de transmisión distribuidos de la siguiente manera.

Figura III.11 Longitud de Líneas de Transmisión por Tipo de Sistema



Referencia: MINEM anuario estadístico (2018)

El 39% de las líneas de transmisión en el Perú es de 220 kV, y las líneas en 500 kV, representan un 10%, estas últimas se construyeron para permitir una mayor cantidad de energía eléctrica a los centros de consumos, siendo las mineras de gran escala los grandes consumidores. Se adjunta en el Anexo 1 el mapa del Perú, con las líneas de transmisión.

3.1.4. Distribución

En el Perú la actividad de distribución está compuesta por los sistemas de media y baja tensión, necesarios para distribuir la energía suministrada por las empresas generadoras desde el mercado mayorista hacia los usuarios finales. Actualmente, en el mercado de distribución peruano existen tantas empresas como ZRT. Los titulares de una zona de concesión son responsables por el suministro de energía eléctrica a todos los usuarios

ubicados en la zona geográfica delimitada por la concesión, y están obligados a permitir el acceso a sus redes de transmisión a otras empresas distribuidoras o generadoras.

El precio de la actividad de distribución eléctrica está regulado por Osinergmin. Se determina mediante una empresa modelo eficiente cada cuatro años y se remunera vía el VAD; mientras que el precio de la comercialización es un cargo fijo que remunera los gastos incurridos en la lectura del medidor y facturación (procesamiento, emisión, reparto y cobranza del recibo, entre otros).

El VAD es un costo total anual que está compuesto por: i) costos asociados al usuario, independientemente de su demanda de potencia y energía; ii) pérdidas estándar de distribución en potencia y energía; iii) costos estándar de inversión, operación y mantenimiento asociado a la distribución, por unidad de potencia suministrada.

- a) **Costos asociados al usuario (cargo fijo):** Se denominan cargos fijos a aquellos que cubren los costos eficientes para el desarrollo de las actividades de lectura del medidor, procesamiento de la lectura y emisión, reparto y cobranza de la factura o recibo.
- b) **Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (aVNR):** El VNR es el costo de renovar los bienes físicos y obras necesarias para la instalación del sistema de distribución a precios y tecnologías actuales, con lo cual no reconoce los costos en los que ha incurrido el concesionario a la hora de instalar el sistema, sino los costos actuales de instalar un sistema con la tecnología actual, donde queda evidente que, bajo este esquema, el riesgo de obsolescencia de la infraestructura la asume el distribuidor. Como el costo de renovación es distinto para instalaciones de baja y media tensión, se calcula un VNR para cada nivel de tensión. La aVNR es una renta anual que remunera el valor de una inversión a la tasa de descuento de 12% fijada por la LCE y un periodo de recuperación del capital equivalente a 30 años.
- c) **Costo estándar de operación y mantenimiento (COyM):** Son las tarifas asociadas al funcionamiento de las redes. Se denomina estándar porque los costos considerados en el cálculo corresponden a costos eficientes. Este costo es

calculado por Osinergmin como un porcentaje del costo de inversión. Como los costos son distintos para redes de baja y media tensión, existe un costo estándar de operación y mantenimiento para cada nivel. Así, los COyM se reconocen mediante el VADMT y el VADBT. A esto se le añade una diferencia: “sectores típicos”, y es que a lo largo del país las características de la carga o demanda son distintas, y esto conlleva a particularidades técnicas también diferentes. Entonces, el VAD que se le debe reconocer al concesionario es un promedio ponderado del VAD en baja y media tensión y del sector típico al cual pertenezcan sus instalaciones. El Decreto Legislativo N° 1221 modificó la LCE en aspectos relacionados con la distribución, tales como la modificación del cálculo del VAD, que ahora se calculará de forma individual por cada empresa distribuidora con más de 50 000 suministros.

- d) **Pérdidas estándar de energía y potencia:** Son las pérdidas que se consideran en la tarifa y se producen en la operación eficiente de las redes de distribución, sea de baja o media tensión, como producto de la resistencia propia de los conductores (pérdidas técnicas); es decir, son pérdidas de potencia y energía inherentes a las instalaciones de distribución eléctrica y que se reconocen mediante Factores de Expansión de Pérdidas.

Actualmente, la distribución en el Perú está conformada por 23 empresas entre privadas y estatales que tienen una zona de concesión establecida por el MINEM en la cual brindan sus servicios. A continuación, se presentan las estadísticas a diciembre 2018 de las principales empresas:

Tabla III.5 Estadísticas de las Empresas de Distribución Eléctrica

Nombre de la empresa		Mercado Regulado		Mercado Libre		Total		
		Clientes	Venta Energía (GWh)	Clientes	Venta Energía (GWh)	Clientes	Venta Energía (GWh)	Facturación (m USD)
1	Luz del Sur S.A.	1 128 334	6 118,42	23	150,41	1 128 357	6 268,84	925 853,63
2	Enel Distribución Perú S.A.A.	1 422 097	5 118,98	379	1 653,28	1 422 476	6 772,26	902 543,75

Nombre de la empresa		Mercado Regulado		Mercado Libre		Total		
		Clientes	Venta Energía (GWh)	Clientes	Venta Energía (GWh)	Clientes	Venta Energía (GWh)	Facturación (m USD)
3	Hidrandina S.A.	866 539	1 445,63	96	299,42	866 635	1 745,05	28 643,64
4	Electronoroeste S.A.	497 144	920,75	72	318,59	497 216	1 239,35	193 606,36
5	Electrocentro S.A.	807 494	812,23	4	14,93	807 498	827,17	186 977,66
6	Electro Oriente S.A.	459 075	732,42	33	72,23	459 108	804,65	164 687,16
7	Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A.	426 396	892,76	37	120,30	426 433	1 013,06	164 536,10
8	Electro Sur Este S.A.A.	536 292	607,36	2	23,40	536 294	630,77	13 468,88
9	Electro Dunas S.A.A.	240 930	672,99	26	38,49	240 956	711,48	116 206,48
10	Electronorte S.A.	361 157	650,28	38	82,62	361 195	732,90	114 741,35
11	Electro Puno S.A.A.	296 120	321,21	1	19,60	296 121	340,80	70 021,49
12	Electrosur S.A.	163 265	355,79	11	23,44	163 276	379,23	62 905,18
13	Electro Ucayali S.A.	93 502	277,54	1	0,20	93 503	277,75	50 017,94
14	Consortio Eléctrico de Villacurí S.A.C.	3 755	124,43	37	106,66	3 792	231,09	9 851,99
15	Otros	73 004	99,49	0	0,00	73 004	99,49	18 325,83
Total		7 375 104	19 150,29	760	2 923,58	7 375 864	22 073,87	3 401 390,44

Fuente: MINEM

3.1.5. Comercialización

En la actualidad, de acuerdo con la normativa vigente, esta actividad la desarrolla el Distribuidor, por lo que no se tiene un marco normativo que permita desarrollar la actividad independiente en el sector de electricidad.

3.1.6. COES

Está conformado por todos los agentes del SEIN (generadores, transmisores, distribuidores y usuarios libres). Las funciones relacionadas a la aplicación de esta tesis son:

- a) Coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al menor costo posible, preservando la seguridad del sistema y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.
- a) Elaborar el Plan de Transmisión del SEIN, el cual es aprobado por el MINEM.
- b) Administrar el MME.
- c) Sus decisiones son de cumplimiento obligatorio por parte de los Agentes.

3.1.7. OSINERGMIN

Desde 1990 la economía peruana ha experimentado un profundo y ambicioso programa de reformas económicas que, entre otras medidas, ha incluido la privatización de importantes empresas estatales. Estas acciones han significado que paulatinamente el Estado abandone su rol en el proceso de asignación de recursos como productor directo o proveedor de bienes y servicios, pasando a ser un vigilante de las fallas de mercado.

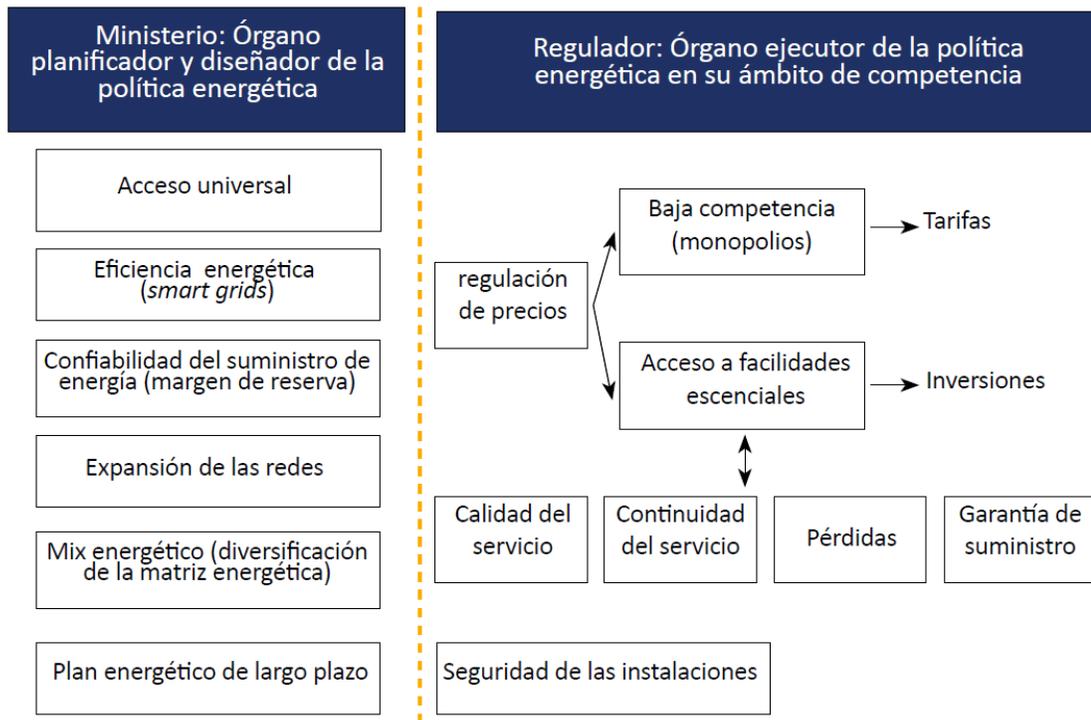
Para el caso particular del sector eléctrico, el Gobierno ha reemplazado su rol de productor y distribuidor de la energía eléctrica por el de regulador en las actividades de generación, transmisión y distribución, que corresponden a sectores donde la necesidad de regulación surge por la posibilidad de dar un equilibrio diferente al socialmente deseado si les que el Estado no interviniera. Las reformas emprendidas en el sector eléctrico estuvieron determinadas, además, por la promulgación de la LCE en 1992.

Con la finalidad de establecer las condiciones para un mercado eficaz y competitivo, la LCE introduce la segmentación de las actividades de generación, transmisión y distribución dentro del sector eléctrico, estableciendo un régimen de libertad de precios para que los suministros puedan efectuarse en condiciones de competencia y un sistema de precios regulados para aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran. Además, la ley designa a la Comisión de Tarifas Eléctricas (ahora OSINERGMIN) como el órgano regulador encargado de fijar las tarifas aplicando dichas metodologías.

La regulación del sector eléctrico está sujeta a los fines de la política energética, la cual depende de la política económica general del Estado. Los organismos reguladores son creados con la intención de que sean agencias independientes de todos los agentes con intereses en el sector (gobierno, empresas e inversores, entre otros), y se espera que actúen con transparencia. De este modo, se establecen las bases para garantizar un suministro eléctrico de calidad a precios asequibles para los consumidores y que incremente el bienestar de la sociedad en su conjunto.

El MINEM y el Osinergmin son las dos entidades claves, responsables de la implementación del marco regulatorio y del cumplimiento de las regulaciones del sector energético y minero del Perú. De acuerdo con la LCE, el MINEM es el órgano rector del sector, cuya función principal es formular y evaluar, en armonía con la política general y los planes del Gobierno, las políticas nacionales referentes al sector energético, mientras que Osinergmin es el ente encargado de regular, supervisar y fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas de las actividades que desarrollan las empresas del sector.

Figura III.12 Competencias del MINEM y OSINERGMIN



Fuente: Osinergmin

El rol de Osinergmin es mantener la articulación y el equilibrio de intereses entre el Gobierno, las empresas prestadoras de los servicios regulados y los ciudadanos. La interacción entre el Gobierno y las empresas se basa en la necesidad de garantizar las inversiones, mientras que la relación entre el Gobierno y la población se manifiesta en la protección de los derechos de los usuarios. Finalmente, la interacción entre las empresas y la población en general busca promover la eficiencia económica; esto es, proporcionar un servicio eficiente, de calidad, oportuno y con tarifas adecuadas. A continuación, se detallan las funciones de Osinergmin:

- a) **Regulación Tarifaria:** Fijación de tarifas de electricidad y de gas natural.
- b) **Normativa:** Normativa del cumplimiento de las concesionarias y empresas eléctricas. Aprobación de procedimientos técnicos y regulatorios.
- c) **Supervisión y Fiscalización:** Multas e incentivos para asegurar el cumplimiento normativo.

- d) **Reclamos de Usuarios:** Atención de reclamos de los servicios regulatorios en segunda instancia administrativa.
- e) **Solución de Controversias:** Resolución de controversias que se pueden generar entre las empresas reguladas.
- f) **Opinión a Contratos de Concesión:** Opinión a contratos APP en el marco del DL 1224.

3.2. Oferta y Demanda

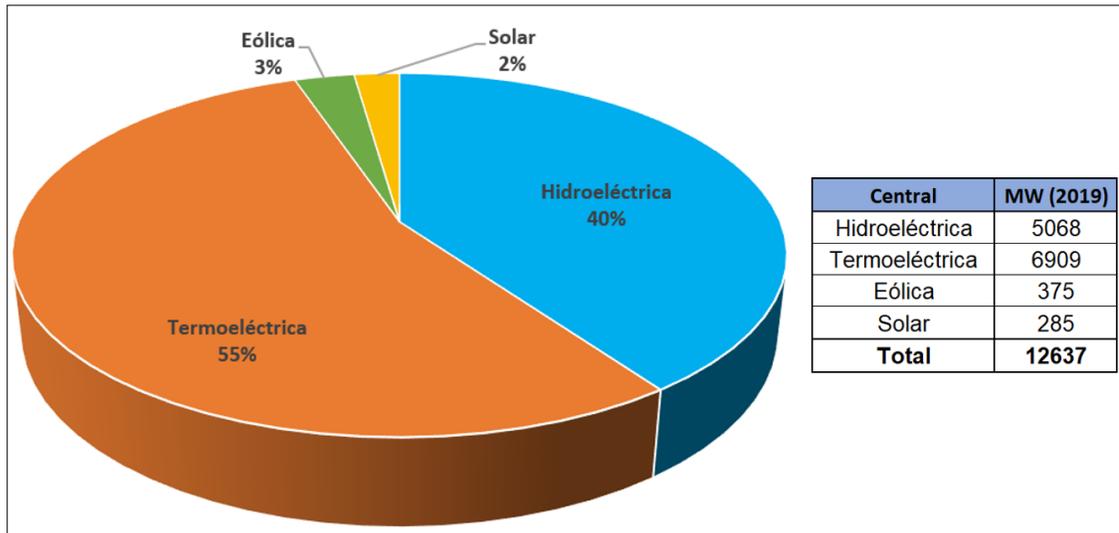
La potencia efectiva del SEIN al año 2019 es de 12 637 MW. El parque generador está constituido principalmente por centrales hidroeléctricas y termoeléctricas, que en conjunto representan el 95% de la capacidad instalada; dicha capacidad se concentra principalmente en el Área Centro (65%). Las centrales térmicas, que usan como combustible el gas natural de Camisea, tienen una capacidad total de 3 780 MW (28,.5% de la capacidad del SEIN), de ahí la importancia de este recurso en el sistema eléctrico.

Es importante señalar que no toda la potencia efectiva del SEIN es la oferta disponible, ya que esta capacidad se ve afectada por diversos factores que limitan la oferta, entre ellos tenemos:

- a) Disponibilidad del recurso hídrico dependiendo de la época del año. En el período de estiaje (mayo - noviembre), las centrales hidroeléctricas ven limitada su capacidad de generación debido a la escasez de agua.
- b) Disponibilidad del gas natural de Camisea, ya sea por mantenimiento en la planta de producción o en el ducto de transporte, lo que afecta la producción de las centrales térmicas.
- c) Mantenimiento de las unidades de generación.
- d) Falla de las unidades de generación.
- e) Variabilidad en la producción de las centrales de generación no gestionables (eólicas y solares).
- f) Disminución de la capacidad de producción de las centrales térmicas por efecto de la temperatura, entre otros.

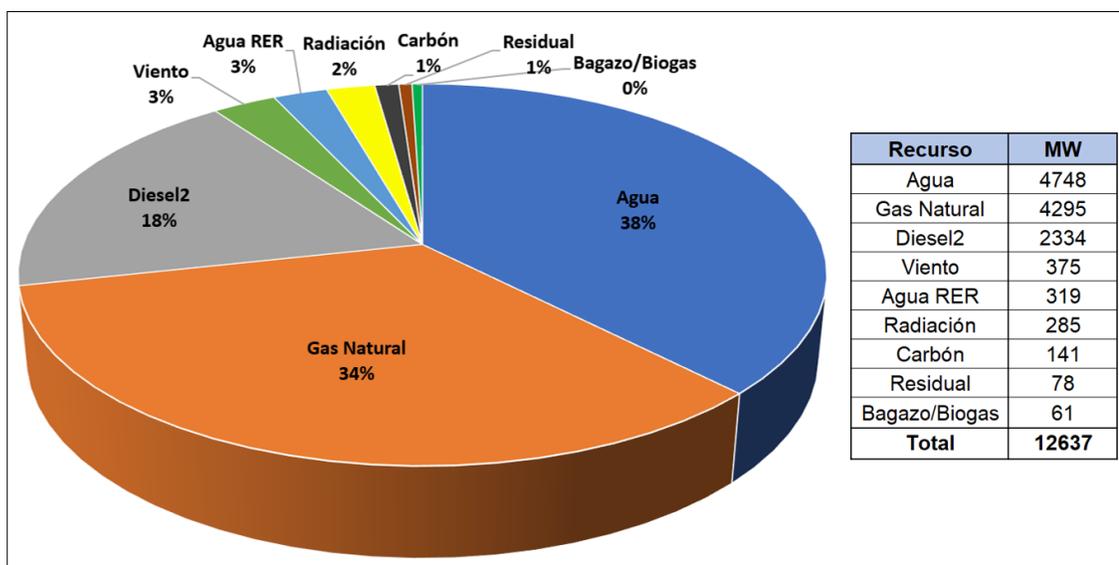
Todos estos factores limitan la oferta de generación, por lo que se hace de suma importancia el contar con reserva adicional de generación que asegure el continuo y oportuno suministro de energía eléctrica al SEIN.

Figura III.13 Potencia Efectiva del SEIN por Tipo de Generación (2019)



Fuente: COES

Figura III.14 Potencia Efectiva del SEIN por Tipo de Recurso (2019)



Fuente: COES

Hasta el año 2004, la oferta de generación era principalmente hidroeléctrica, pero a partir de entonces, con el desarrollo del proyecto gasífero Camisea, esta oferta tuvo un cambio sustancial ya que se pusieron en operación centrales térmicas a base de gas natural. En el año 2016, la oferta térmica aumentó debido a la puesta en operación comercial del Nodo Energético del Sur, a base de combustible diesel, con una potencia de 1 200 MW. En este mismo año también se pusieron en operación dos centrales hidroeléctricas de gran magnitud: CH Chaglla (450 MW) y CH Cerro del Águila (510 MW).

La máxima demanda del SEIN el año 2019 fue de 7 018 MW, y el margen de reserva fue de 5 619 MW, lo que representó 56% de reserva con respecto a esta demanda. Parte de esta reserva está conformada por centrales térmicas a base de diesel, las cuales tienen altos costos de operación. La potencia efectiva de estas centrales representa el 18,5% de la potencia del SEIN.

El COES, en sus proyecciones de crecimiento de demanda del SEIN, ha construido 5 escenarios: muy pesimista, pesimista, base, optimista y muy optimista, los cuales incluyen los efectos del COVID-19, como se muestra en la Tabla III.7 y en la Figura III.13. Los escenarios extremos (muy pesimista y muy optimista) tratan de abarcar todo el rango posible de variación de la incertidumbre de la demanda. El caso base presenta un crecimiento promedio anual de la máxima demanda de 4,4%; sin embargo, el caso que se ajusta a la realidad es el escenario pesimista, con un crecimiento promedio anual de 2.7%.

Tabla III.6 Demanda Proyectada de acuerdo con escenarios

Escenario Muy Pesimista				
Año	Energía		Potencia	
	GWh	%	MW	%
2018	51822		7037	
2019	53174	2.6%	7141	1.5%
2020	54870	3.2%	7379	3.3%
2021	56818	3.6%	7589	2.8%
2022	58555	3.1%	7819	3.0%
2023	59882	2.3%	8054	3.0%
2024	61828	3.2%	8371	3.9%
2025	64237	3.9%	8622	3.0%
2026	66315	3.2%	8885	3.1%
2027	68142	2.8%	9118	2.6%
2028	69913	2.6%	9294	1.9%
2029	70616	1.0%	9432	1.5%
2030	72712	3.0%	9699	2.8%

Promedio 2018 - 2030	2.9%	2.7%
----------------------	------	------

Escenario Pesimista				
Año	Energía		Potencia	
	GWh	%	MW	%
2018	51822		7037	
2019	53422	3.1%	7176	2.0%
2020	55335	3.6%	7443	3.7%
2021	57514	3.9%	7686	3.3%
2022	59492	3.4%	7949	3.4%
2023	61075	2.7%	8220	3.4%
2024	63289	3.6%	8573	4.3%
2025	65981	4.3%	8863	3.4%
2026	68354	3.6%	9168	3.4%
2027	70490	3.1%	9443	3.0%
2028	72586	3.0%	9665	2.4%
2029	73627	1.4%	9849	1.9%
2030	76076	3.3%	10164	3.2%

Promedio 2018 - 2030	3.3%	3.1%
----------------------	------	------

Escenario Base				
Año	Energía		Potencia	
	GWh	%	MW	%
2018	51822		7037	
2019	53895	4.0%	7237	2.8%
2020	56305	4.5%	7584	4.8%
2021	59175	5.1%	7902	4.2%
2022	61438	3.8%	8200	3.8%
2023	63740	3.7%	8575	4.6%
2024	67570	6.0%	9183	7.1%
2025	71911	6.4%	9627	4.8%
2026	76035	5.7%	10129	5.2%
2027	79095	4.0%	10549	4.1%
2028	82941	4.9%	11016	4.4%
2029	85898	3.6%	11449	3.9%
2030	88271	2.8%	11764	2.8%

Promedio 2018 - 2030	4.5%	4.4%
----------------------	------	------

Escenario Optimista				
Año	Energía		Potencia	
	GWh	%	MW	%
2018	51822		7037	
2019	54408	5.0%	7288	3.6%
2020	57446	5.6%	7712	5.8%
2021	61065	6.3%	8096	5.0%
2022	63217	3.5%	8421	4.0%
2023	66921	5.9%	9014	7.0%
2024	71871	7.4%	9720	7.8%
2025	77083	7.3%	10264	5.6%
2026	81645	5.9%	10827	5.5%
2027	85889	5.2%	11386	5.2%
2028	91221	6.2%	12047	5.8%
2029	93451	2.4%	12398	2.9%
2030	97787	4.6%	12948	4.4%

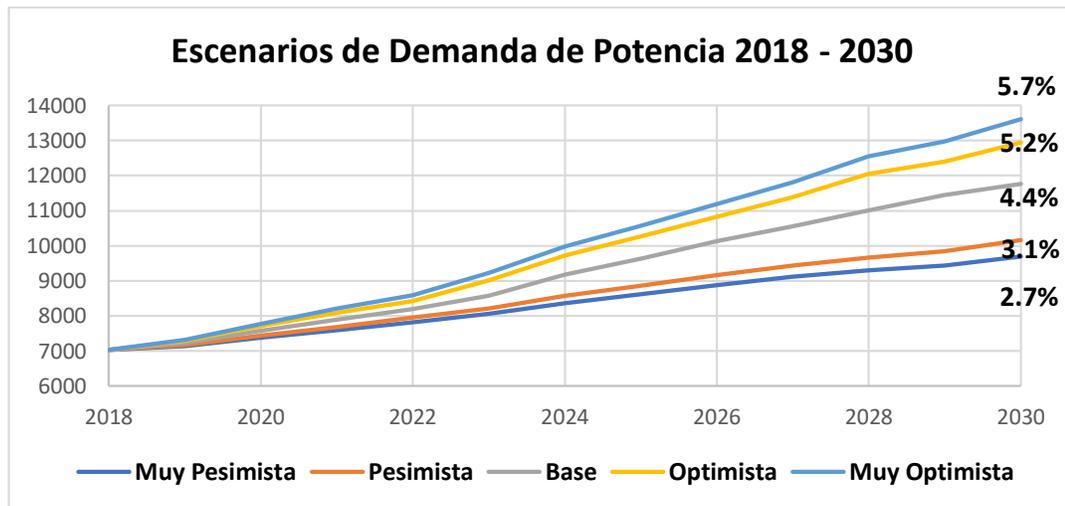
Promedio 2018 - 2030	5.4%	5.2%
----------------------	------	------

Escenario Muy Optimista				
Año	Energía		Potencia	
	GWh	%	MW	%
2018	51822		7037	
2019	54654	5.5%	7322	4.1%
2020	57921	6.0%	7778	6.2%
2021	61964	7.0%	8220	5.7%
2022	64404	3.9%	8586	4.5%
2023	68427	6.2%	9223	7.4%
2024	73727	7.7%	9977	8.2%
2025	79324	7.6%	10575	6.0%
2026	84307	6.3%	11197	5.9%
2027	89011	5.6%	11818	5.5%
2028	94846	6.6%	12550	6.2%
2029	97624	2.9%	12976	3.4%
2030	102554	5.0%	13609	4.9%

Promedio 2018 - 2030	5.9%	5.7%
----------------------	------	------

Fuente. COES

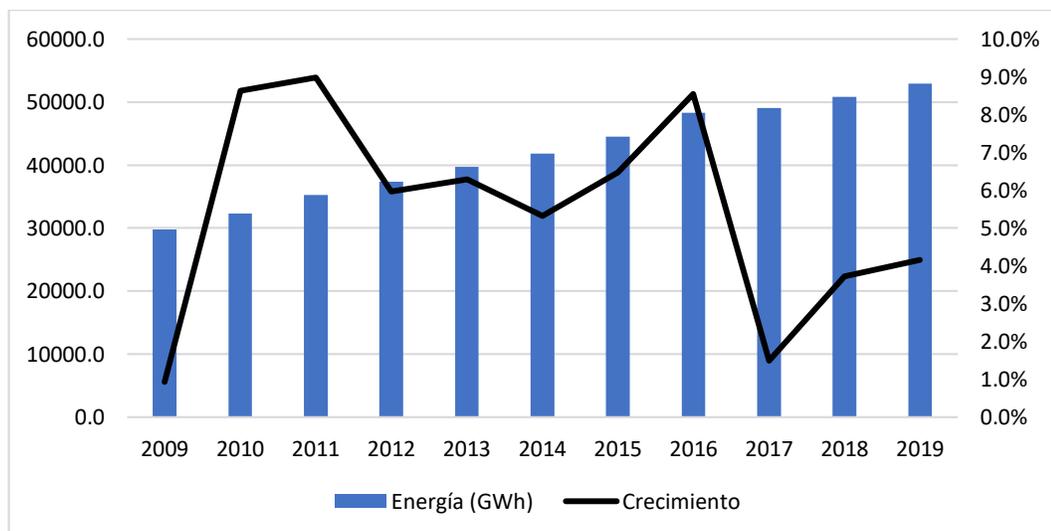
Figura III.15 Escenarios de Demanda



Fuente. COES (2020) - Elaboración: Propia

En los últimos 10 años la producción de energía eléctrica en el SEIN creció 78%, llegando a alcanzar en el 2019 una producción de aproximadamente 52 000 GWh. El crecimiento promedio anual fue del 5,4%. En este mismo periodo de tiempo, la tasa de crecimiento de la máxima demanda de potencia (MW) fue de 4,8%, llegando a 7 018 MW en el año 2019.

Figura III.16 Producción de Energía Eléctrica en el SEIN (GWh)



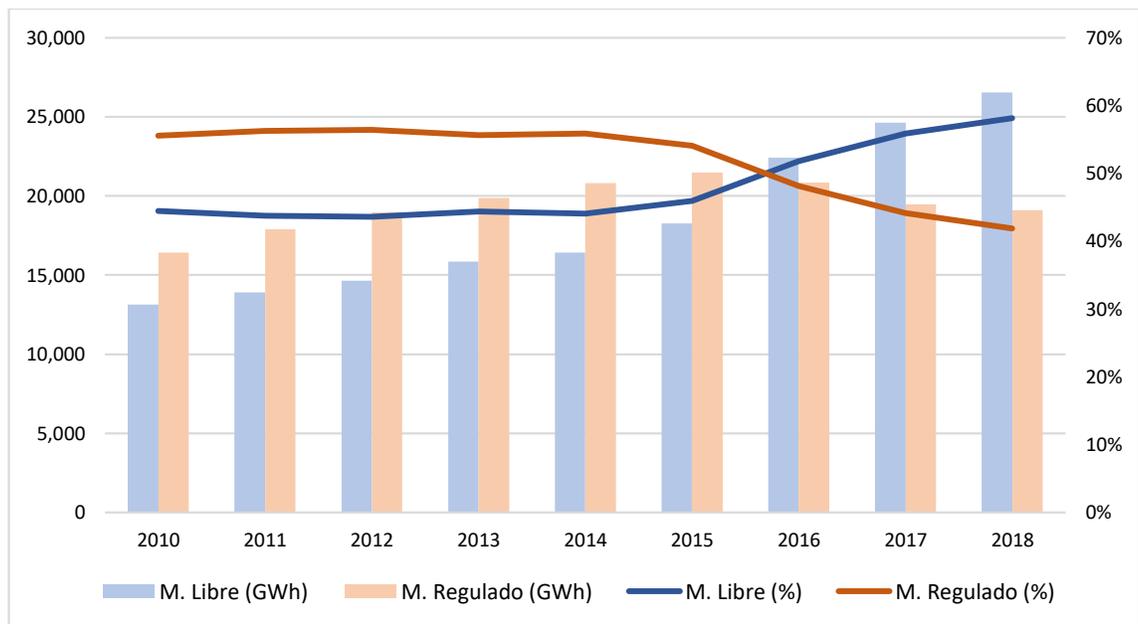
Fuente. COES (2020) - Elaboración: Propia

3.2.1. Usuarios Finales del Servicio Eléctrico

Los usuarios del servicio de electricidad se dividen en dos grupos: los Usuarios Libres y los Usuarios Regulados. Los Usuarios Regulados son aquellos usuarios cuya máxima demanda anual no supera los 200 kW, y están sujetos a una tarifa regulada. Los usuarios cuya demanda anual esté entre 200 y 2500 kW pueden optar por ser Usuarios Regulados o Usuarios Libres. Aquellos cuya demanda anual supere los 2500 kW son considerados Usuarios Libres y pueden contratar su energía con una distribuidora o una generadora a un precio libre.

Las ventas de energía eléctrica por tipo de mercado han tenido una tendencia diferente desde el año 2015. Antes de este año, la venta de electricidad en el mercado regulado era superior que en el mercado libre. A partir de 2015 empezó un “fenómeno” de migración de usuarios del mercado regulado al mercado libre, debido a las menores tarifas de energía que se obtienen en el mercado libre. En el año 2018, las ventas de electricidad en el mercado libre representaron el 58%, frente al 42% del mercado regulado.

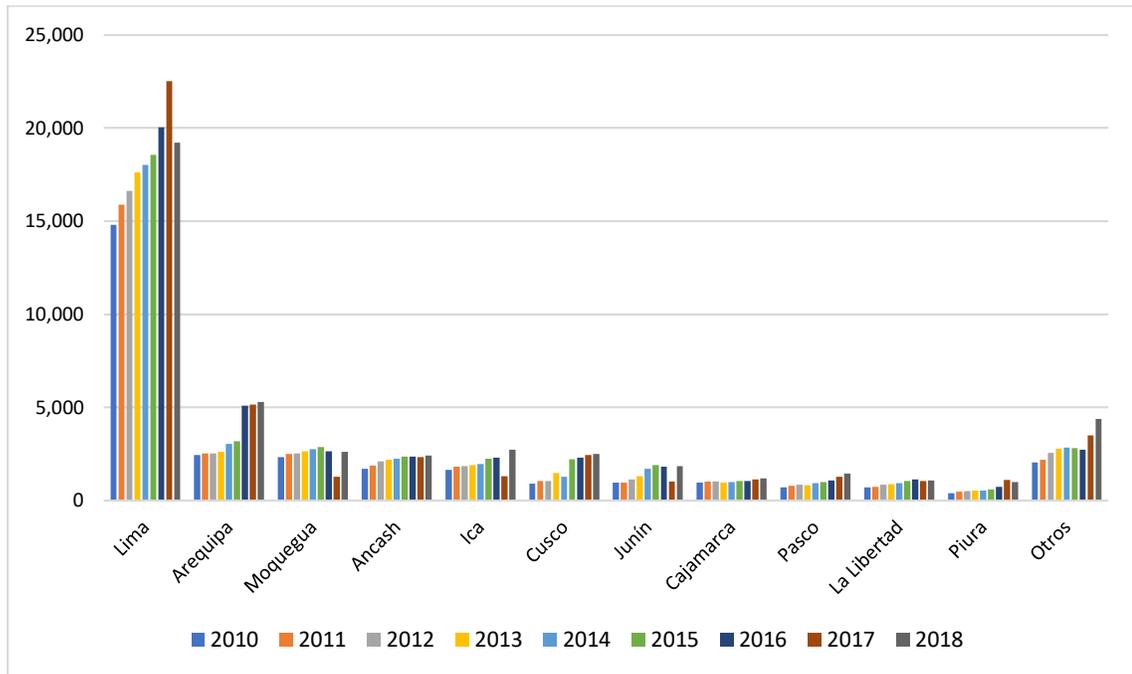
Figura III.17 Ventas de Energía Eléctrica por Tipo de Mercado



Fuente. Osinergmin (2019)

Con respecto a las ventas totales de electricidad por departamento, Lima es de lejos el mayor consumidor, seguido de Arequipa, Moquegua y Ancash, con una participación en las ventas totales, en el año 2018, del 42%, 12%, 6% y 5% respectivamente.

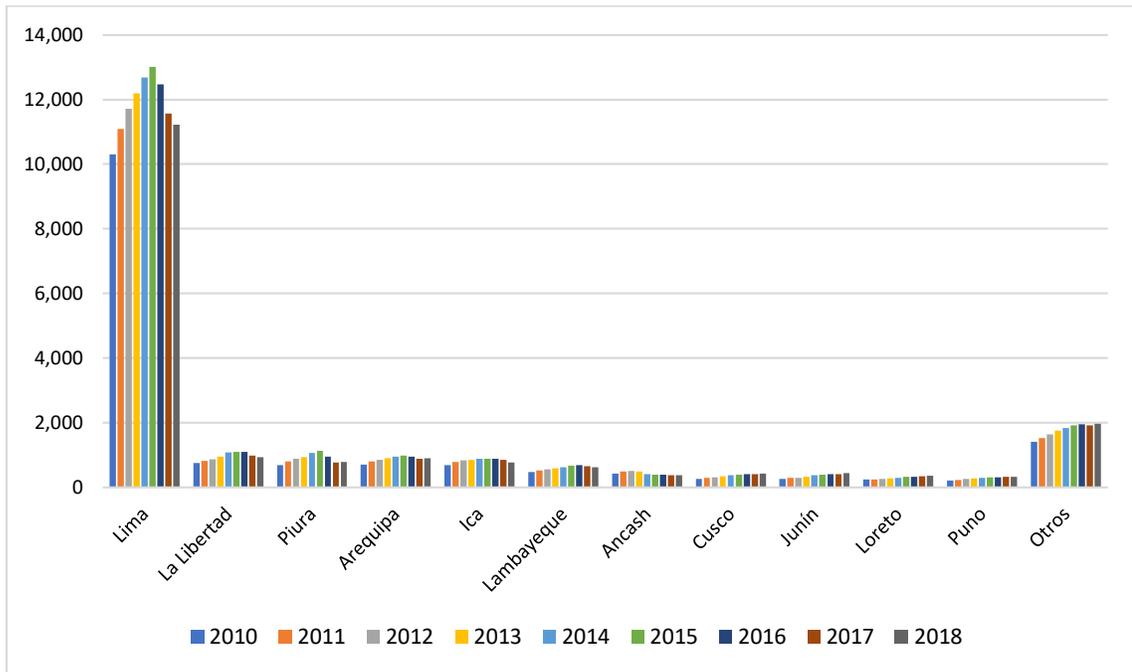
Figura III.18 Ventas Totales de Energía Eléctrica por Departamento (GWh)



Fuente. Osinergmin (2019)

En el mercado regulado, Lima es el mayor consumidor de electricidad, seguido de La Libertad, Piura y Arequipa, que a su vez son los departamentos con más población. En el año 2018, Lima representó el 59% de participación en las ventas de electricidad en el mercado regulado.

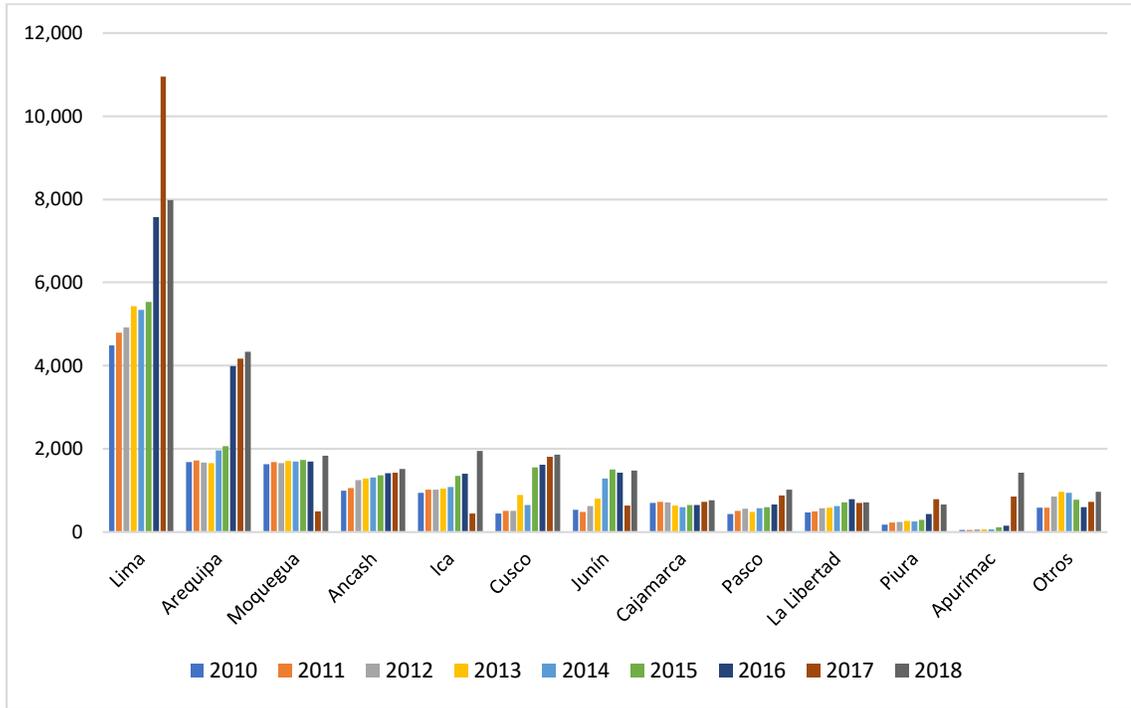
Figura III.19 Ventas de Energía Eléctrica por Departamento (GWh) – Mercado Regulado



Fuente. Osinergmin (2019)

En el mercado libre, Lima es el mayor consumidor de electricidad, seguido de Arequipa, Moquegua y Ancash. El consumo de energía en el mercado libre de Lima se debe principalmente a que aquí se concentran una gran cantidad de industrias y comercios, mientras que en las regiones de Arequipa, Moquegua y Ancash el consumo en el mercado libre se debe principalmente a la gran minería que existe.

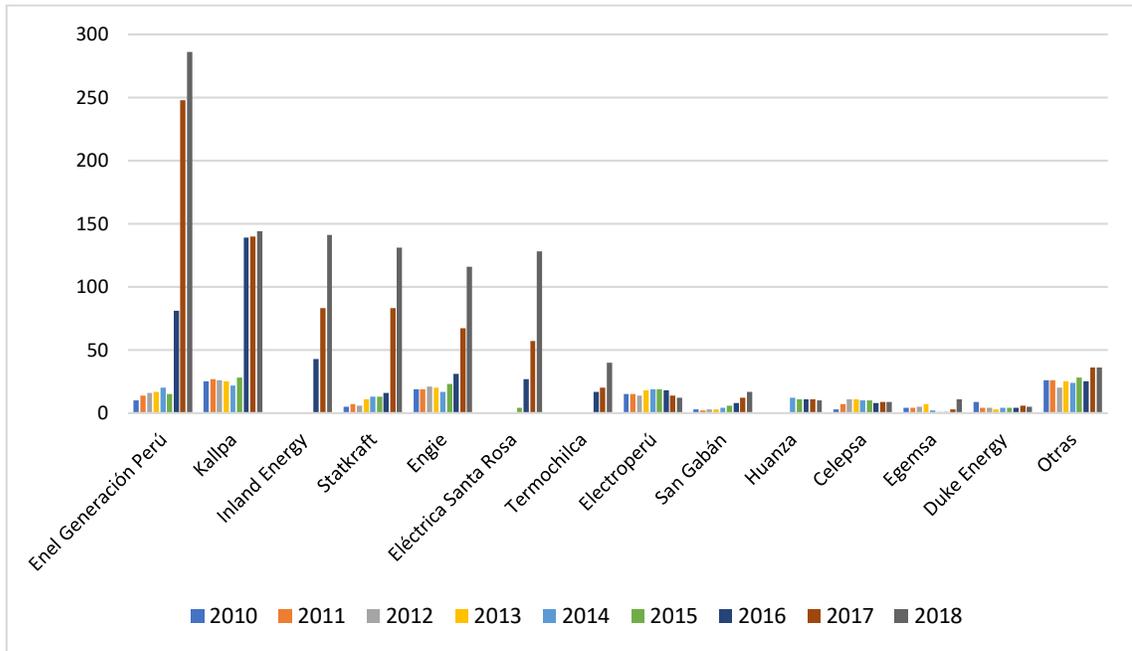
Figura III.20 Ventas de Energía Eléctrica por Departamento (GWh) - Mercado Libre



Fuente. Osinergmin (2019)

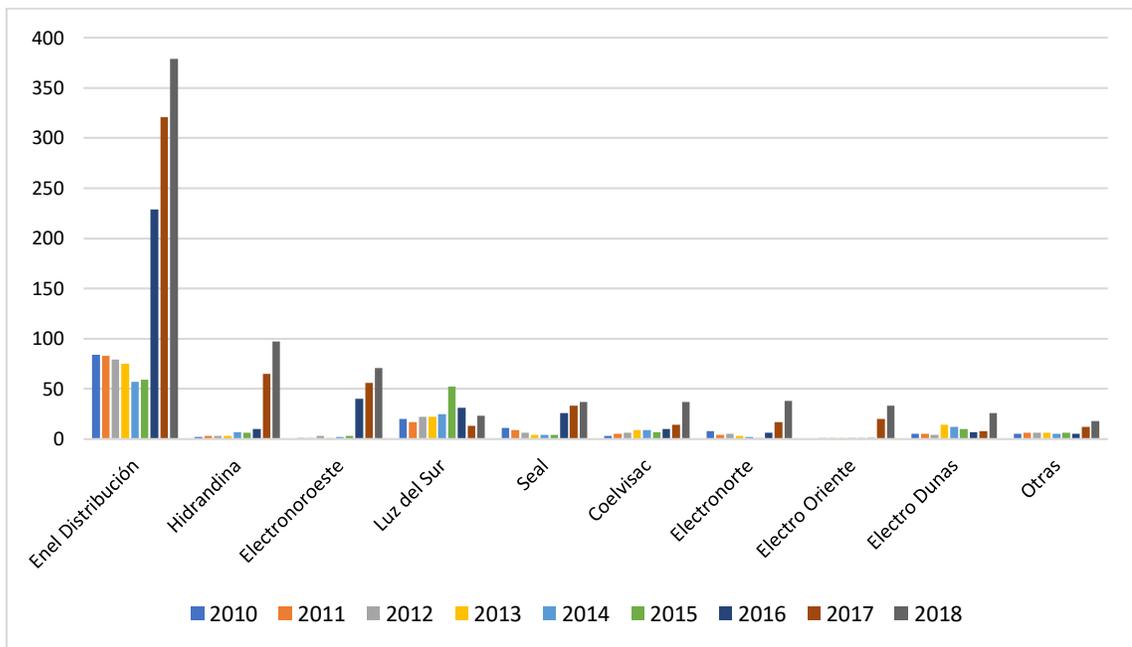
En los dos gráficos anteriores se puede observar que a partir del año 2015 la demanda del mercado regulado tiene la tendencia a disminuir ligeramente, mientras que en el mercado libre esta demanda tiene un aumento significativo en algunos departamentos, esto es debido, en parte, a la migración de usuarios del mercado regulado al mercado libre. Esta tendencia la podemos observar en los dos siguientes gráficos, en los cuales se muestra la evolución del número de Usuarios Libres de las empresas generadoras y distribuidoras a partir del 2010.

Figura III.21 Número de Usuarios Libres de las Generadoras



Fuente: Osinergmin (2019)

Figura III.22 Número de Usuarios Libres de las Distribuidoras



Fuente: Osinergmin (2019)

3.3. Licitaciones para el Suministro de Electricidad

La Ley N° 28832 introdujo el mecanismo de las licitaciones de energía como medida preventiva para asegurar el abastecimiento oportuno y eficiente de energía eléctrica para los Usuarios Regulados. Las licitaciones son convocadas por los distribuidores para abastecer la demanda de sus Usuarios Regulados, pudiendo incorporar también la demanda de sus Usuarios Libres. Los Usuarios Libres también pueden convocar directamente a licitaciones para abastecer su demanda. El resultado de la licitación son contratos de suministro de electricidad de largo plazo con Precios Firmes firmados entre los generadores y distribuidores. Las licitaciones deben ser convocadas con la anticipación suficiente para promover el desarrollo de nueva infraestructura de generación que garantice el suministro de electricidad y generar un grado razonable de competencia por el mercado.

En la tabla siguiente se muestran los tipos de licitaciones que pueden convocar las distribuidoras.

Tabla III.7 Tipos de Licitación - Empresas de Distribución

Tipo	Plazo Contractual	Convocatoria	Cantidad a Contratar	Objetivo
Largo Plazo	Entre 5 y 20 años	Anticipada de al menos 3 años	Hasta 100%	Servir de herramienta de promoción de inversiones
	Hasta 5 años	Anticipada de al menos 3 años	Hasta 25%	
Corto Plazo	Lo define OSINERGMIN	Anticipada de menos de 3 años	Hasta 10%	Capturar señal de precios de corto plazo

Fuente: J. Mendoza (2019)

Los que se oferta en las licitaciones es el componente de energía. El pago por potencia ya es conocido de antemano y corresponde al Precio Básico de Potencia vigente a la fecha de la licitación. Los precios de potencia y energía tienen carácter de Precio Firme, con fórmulas de actualización.

Las distribuidoras, en caso no decidan convocar a una licitación o no logren cubrir el total de su demanda proyectada mediante las licitaciones, tienen la opción de contratar la compra de energía con los generadores a un precio no mayor al Precio en Barra (Artículo .47 de la LCE).

En la tabla y figura siguientes se muestran las licitaciones de largo plazo que se llevaron a cabo entre los años 2009 y 2015. A partir del año 2015 no se ha llevado a cabo ningún proceso de licitación.

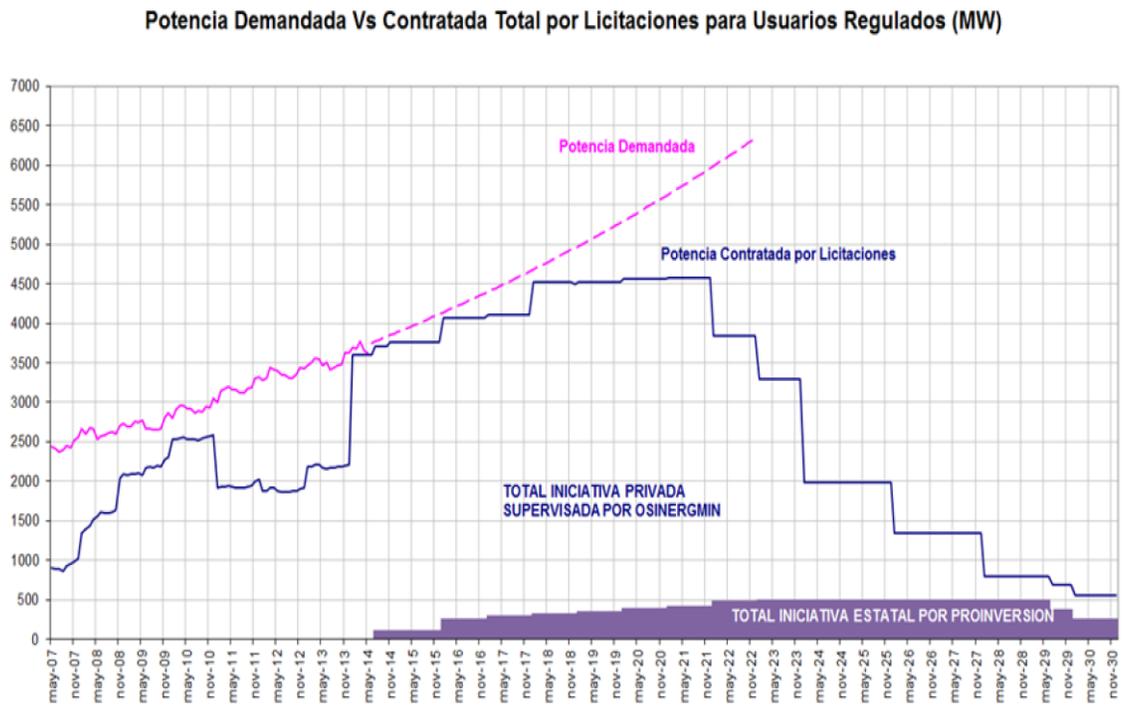
Tabla III.8 Licitaciones Realizadas 2009 - 2015

Año	Licitación	Potencia Requerida (MW)			Precio Medio Energía (USD/MWh)
		Fija	Variable	Total	
2009	ED-01-2009-LP : 2014-2021	1 011	202	1 213	40,0
	ED-02-2009-LP : 2014-2023	552	110	662	
	ED-03-2009-LP : 2014-2025	542	108	650	
	DISTRILUZ: 2013-2022*	465	93	558	
2010	LDS-01-2010-LP: 2014-2023	558	112	670	42,0
2011	LDS-01-2011-LP: 2018-2027*	323	65	388	
2012	EDN-01-2012-LP: 2016-2027	134	27	161	
2015	EDN-01-2015-LP: 2022-2031	240	60	300	32,7
	Total	3 825	777	4 602	

* Se cubrió todo el requerimiento a través de dos convocatorias.

Fuente: Mendoza, J. (2019)

Figura III.23 Potencia Demandada vs Contratada por Licitaciones para Usuarios Regulados (MW)



Fuente: Mendoza, J. (2019)

CAPÍTULO IV. PROPUESTA METODOLOGICA

La metodología empleada en la presente tesis comprende el método deductivo y el método del costo beneficio, ambos métodos ayudarán a analizar la problemática que tienen los usuarios regulados, en contratar su energía únicamente con la empresa distribuidora de su área de concesión, impidiendo de esta manera al usuario la posibilidad de obtener mayores beneficios producto de la competencia en el mercado eléctrico.

La metodología se divide en dos fases, las cuales serán:

4.1. Fase I. Análisis

Metodología a utilizar

- *El método deductivo* que, como definición, podemos indicar que este método es un método científico que considera que la conclusión es el resultado del análisis de las premisas. Como parte de nuestro análisis, utilizaremos datos que vienen de citas o fuentes de conocimiento general que se toman como válidos para realizar una conclusión del tipo particular. Por lo tanto, si el razonamiento deductivo es válido y las premisas son verdaderas, la conclusión sólo puede ser verdadera. Gómez (2004) mencionó que el deductivismo, se trata de un procedimiento que consiste en desarrollar una teoría empezando por formular sus puntos de partida o hipótesis básicas y deduciendo luego sus consecuencias con la ayuda de las subyacentes teorías formales. En la actualidad, este método resulta muy útil, debido a que puede ser aplicado a diferentes temas.

Para ello, se realizará el análisis de benchmarking de las experiencias internacionales de los países estudiados en el Capítulo V de este documento, y junto con los aspectos legales sobre el marco regulatorio vigente, utilizaremos un análisis cualitativo para verificar el cumplimiento de los objetivos de la presente investigación, así como los beneficios al usuario final.

Sobre el marco regulatorio y la base legal, se analizará el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, su reglamentación del año 1993² y las normas que le continuaron, hasta llegar a la norma ley N° 28832 (reforma de segunda generación), ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica y las normas que le continuaron.

Con el análisis del marco regulatorio se evaluarán las modificaciones regulatorias del sector eléctrico, necesarias para la creación del agente comercializador, y se logre su participación como un agente más del mercado eléctrico.

Sobre el beneficio al usuario final, se analizará desde el punto de vista de promover la competencia en las tarifas a los usuarios regulados; esto será promovido por los agentes comercializadores, donde el usuario podrá escoger al comercializador que le ofrezca mejores tarifas y servicios complementarios.

Para analizar los aspectos clave que el mercado eléctrico requiere para que el agente comercializador participe en el sector, se debe realizar una identificación de la normativa y las reglas vigentes, para luego, realizar una comparación con otros países donde operan agentes comercializadores y con todo lo anterior se establecerán los cambios y/o modificaciones que requiere la normativa actual y permitir el ingreso del nuevo agente al mercado.

- *El otro método por emplear será el método del costo beneficio*, que es una metodología para evaluar los costos y beneficios de un proyecto (proyecto de infraestructura, programa del estado, medida de política, etc.), con el objetivo de determinar si el proyecto es viable desde el punto de vista del bienestar social

² D.L. No. 25844, Ley de Concesiones Eléctricas

D.S. No. 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones

o rentable desde el punto de vista de inversión privada.

Según Guillén (Aguaza, s.f.) “los costes y beneficios deben ser cuantificados, y expresados en unidades monetarias, con el fin de poder calcular los beneficios netos del proyecto para la sociedad en su conjunto. Esta metodología muestra además quién gana y quién pierde (y por cuánto) como resultado de la ejecución del proyecto. El análisis de costo beneficio se utiliza en la evaluación ex ante como una herramienta para la selección de proyectos alternativos o para decidir si la implementación de un proyecto concreto es socialmente deseable. También puede ser empleado ex post para cuantificar el valor social neto de un proyecto previamente ejecutado”.

4.2. Fase II. Elaboración

En esta fase se elaborará un cuadro comparativo con las principales características relevantes al documento de tesis, de las experiencias internacionales de algunos mercados latinoamericanos y europeos.

Asimismo, se realizarán una serie de propuestas legales para actualizar algunas normas del marco normativo vigente, lo cual se desarrolla en el capítulo VI de la presente tesis.

Finalmente, como parte de los entregables de la tesis, se elaborará un modelo económico donde se colocarán supuestos relacionados a la compra y venta de energía, en los cuales se realizarán planteamientos en diferentes escenarios económicos, los cuales ayudarán a encontrar el beneficio al usuario final.

Fuente de la información

Respecto al sector eléctrico y el marco normativo vigente:

La información ha sido extraída de entidades como el OSINERGMIN, el COES, y el MINEM; las mismas que en su mayoría están actualizadas al 2019, y en algunos casos al 2020, ya que este último año se consideró atípico por la pandemia del COVID-19.

Respecto al benchmarking:

La fuente de la información ha sido extraída en su mayoría de los entes reguladores, ministerios o agencias especializadas en mercado eléctricos; y en algunos casos de temas de tesis de otros países.

Respecto al análisis económico:

La información ha sido extraída de la normativa vigente respecto a la base y estructura tarifaria dada por el OSINERGMIN y en base a la última información de las licitaciones y los estudios para determinar los precios en barra.

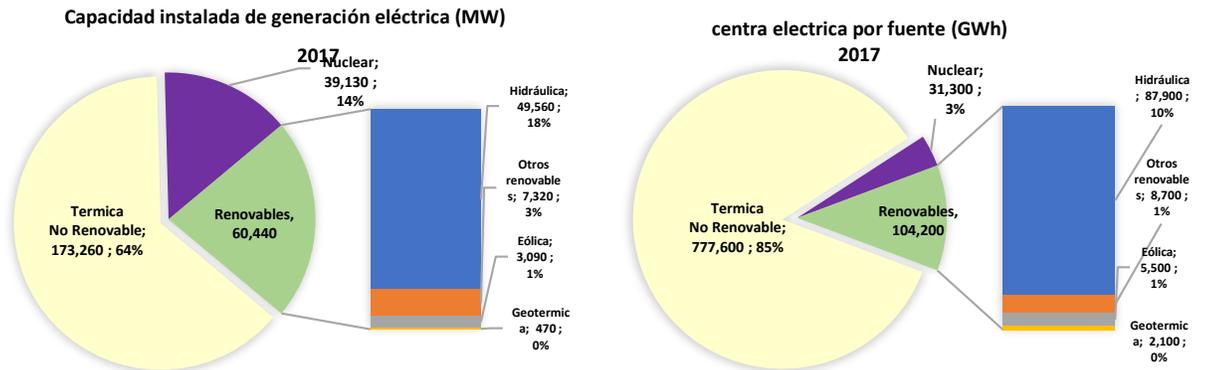
CAPÍTULO V. EXPERIENCIA INTERNACIONAL Y BENCHMARKING

5.1. Experiencia a Nivel Mundial

5.1.1. Japón

En el año 2017, la demanda de energía eléctrica en Japón fue de 977 TWh y la máxima demanda nacional llegó a 156 GW. En el mismo año, la energía eléctrica generada en Japón fue de 1007 TWh, de los cuales 16 TWh (1,6%) fueron generados por energía solar y 6 TWh (0,6%) por energía eólica (Japan Electric Power Information Center, Inc., 2020, p. 4)

Figura V.1 Japón - Capacidad Instalada (MW) y Generación Eléctrica (GWh)



Fuente: IAEA (2019)³ y Elaboración Propia

5.1.1.1. Regulación del sector

Siguiendo la tendencia hacia la desregulación en la industria de la energía eléctrica en los países occidentales, la liberalización en el sector de generación de electricidad comenzó en 1995 en Japón, seguida de la liberalización de los clientes minoristas. El alcance de la desregulación se amplió en etapas a partir de entonces: en abril del 2004 a clientes en media tensión (6 kV) con demanda contratada de 500 kW o superior, y en abril del 2005 se hizo extensivo para todos los clientes en media tensión (esto incluía a aquellos que contaban con

³ International Atomic Energy Agency
Country Nuclear Power Profiles, 2019 Edition

una demanda contratada desde 50 kW o superior) (Japan Electric Power Information Center, Inc., 2020).

De acuerdo con esta política de desregulación, en abril de 2015 se estableció una nueva entidad llamada Organización para la Coordinación Interregional de Operadores de Transmisión (OCCTO) con el objetivo de mejorar la capacidad de ajuste de la oferta y la demanda en todo el país, tanto en situaciones normales como de emergencia. En preparación para la segunda fase de liberalización del mercado minorista, otra entidad, la Comisión de Vigilancia del Mercado Eléctrico (actualmente Comisión de Vigilancia del Mercado de Electricidad y Gas) se estableció en setiembre de 2015 para fortalecer la supervisión del mercado liberalizado de energía eléctrica. Luego se lanzó un sistema de licencias de operación en abril de 2016 y se completó la liberalización de los sectores de comercialización y de generación de energía eléctrica. La tercera fase de liberalización, prevista para el 2020, contempla la separación legal de la transmisión y distribución de las empresas integradas verticalmente (Japan Electric Power Information Center, Inc., 2020).

En noviembre de 2003 se creó la Japan Electric Power Exchange (JEPX) y comenzó a cotizarse públicamente en abril de 2005. El propósito de JEPX es estimular las transacciones de electricidad en el mercado mayorista ofreciendo instrumentos mejorados para vender y obtener electricidad y alentando la formación de índices de precios para ayudar a las evaluaciones del riesgo de inversión, entre otros. Inicialmente, JEPX fue tratado como un intercambio mayorista voluntario operado de forma privada y posteriormente se estableció como un mercado mayorista de electricidad en virtud de las disposiciones legales aprobadas en abril del 2016 (Japan Electric Power Information Center, Inc., 2020, p. 50). Los principales participantes del mercado mayorista son las empresas de generación y los comercializadores.

Desde el 2016, el volumen de operaciones en el mercado spot de JEPX ha ido en aumento, llegando a 209 TWh en el año 2018. Esto es un aumento de más de tres veces en términos interanuales, y significa que aproximadamente una cuarta parte de toda la electricidad vendida en Japón es vendida a través del JEPX (Japan Electric Power

Information Center, Inc., 2020). El precio promedio del sistema entre el 2015 y el 2018 ha oscilado entre 0,07 – 0,08 USD / kWh.

5.1.1.2. El comercializador como agente del sistema

A setiembre del 2019, en el sector de comercialización, los datos publicados por la Agencia de Recursos Naturales y Energía del Ministerio de Economía, Comercio e Industria (METI) muestran que un total de 611 empresas habían obtenido licencias de comercializador de energía eléctrica. Además de las 10 empresas de distribución existentes, los PPS (nuevos comercializadores de electricidad) incluyen operadores de telecomunicaciones, empresas comerciales, empresas de gas y petróleo, fabricantes de acero y filiales de empresas de servicios generales de electricidad (Japan Electric Power Information Center, Inc., 2020).

A febrero del 2019, un total de 9,44 millones de clientes de baja tensión (incluidos los hogares) han cambiado de agente comercializador de electricidad, los que representan el 15% del número total de clientes de baja tensión. Con el mercado totalmente liberalizado, los comercializadores de electricidad están ofreciendo una variedad de planes tarifarios adaptados a las necesidades y estilos de vida de los clientes. Hasta marzo del 2018, el 49% de los clientes de baja tensión contaban con medidores inteligentes. Se espera que todos los clientes tengan medidores inteligentes en el año 2025 (Japan Electric Power Information Center, Inc., 2020).

Los comercializadores de electricidad ofrecen planes con tarifas por tiempo de uso para los clientes que tienden a estar fuera durante el día y consumen la mayor parte de su electricidad por la noche, así como para los clientes que usan calefactores durante la noche y durante horas fuera de punta. Otros planes ofrecen descuentos sobre el precio unitario contratado a medida que aumenta el uso para los clientes que requieren grandes cantidades de electricidad debido al tamaño de la familia. También hay planes que ofrecen descuentos solo en verano para hogares con miembros de edad avanzada con el fin de alentar el uso de aire acondicionado y así prevenir golpes de calor.

A fin de ofrecer un valor agregado y diferenciarse de la competencia, existen comercializadoras que ofrecen bienes y servicios no relacionados con la electricidad a los hogares. Estos incluyen la inspección y reparación de emergencia de equipos eléctricos defectuosos. Otros servicios auxiliares incluyen la identificación y reporte de fugas de agua, cerrajería y controlar a los clientes de edad avanzada o adulto mayor en el hogar. Otros planes ofrecen descuentos para contratos de suministro que incluyen paquetes de telefonía celular, internet, gas, gasolina para automóviles y otros servicios. Se espera que combinar productos y servicios mejore la satisfacción del cliente y ayude a los comercializadores de electricidad a atraer y retener clientes (Japan Electric Power Information Center, Inc., 2020).

Entre las opciones ecológicas que se ofrecen, están los planes tarifarios que suministran electricidad generada solamente utilizando recursos renovables. Aunque existen límites para la cantidad de electricidad que se puede generar y obtener de las energías renovables, un número creciente de minoristas de electricidad están ofreciendo planes de este tipo, al mismo tiempo que ofrecen información más clara respecto a la matriz de generación y las emisiones de CO₂ producidas (Japan Electric Power Information Center, Inc., 2020, p. 49).

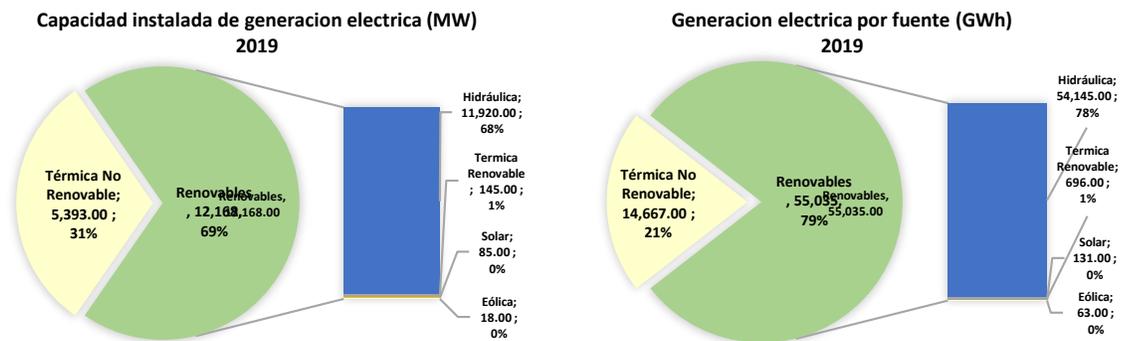
Tal como se ha indicado, los minoristas de electricidad ofrecen una variedad de planes tarifarios, con más de 1000 tipos de planes disponibles a agosto de 2019. Por otra parte, el dinamismo ha generado negocios asociados como sitios web de comparación de tarifas para ayudar a los clientes a elegir los planes que mejor satisfagan sus necesidades (Japan Electric Power Information Center, Inc., 2020). La competencia en la comercialización de energía eléctrica se está intensificando en las principales zonas urbanas de Japón, lo que se traduce en mejores servicios para los clientes.

5.1.2. Colombia

Colombia cuenta con una matriz energética poco diversificada; con una capacidad instalada de 17,3 GW, de los cuales el 70% corresponde a centrales hidroeléctricas, lo cual hace sensible la seguridad energética del país, ante el comportamiento del clima y sus

consecuencias. Sin embargo, a partir del año 2016 se incentiva la instalación de centrales termoeléctricas a fin de reducir el riesgo al racionamiento de la energía eléctrica durante períodos de fuerte escasez de agua de tal forma que en la actualidad alcanza el 31,6% de la capacidad instalada y con un 0,2% de participación de energías renovables (Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), 2020).

Figura V.2 Colombia - Capacidad Instalada (MW) y Generación Eléctrica (GWh)



Fuente: (Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), 2020)

5.1.2.1. Regulación del Sector

La Reforma Eléctrica de 1994, con la introducción de las leyes 142 y 143, creó un mercado competitivo, en el cual, a partir de esta nueva regulación, participan activamente los comercializadores como un nuevo agente del mercado, con el objetivo de introducir más competencia y mejorar las tarifas a los usuarios finales. Asimismo, la Ley 143 definió al usuario no regulado como aquel con un consumo mayor a 55 000 kWh-mes.

En el mercado eléctrico colombiano, actualmente interactúan las empresas eléctricas de generación, transmisión, distribución y comercialización, así como los usuarios regulados y no regulados conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN). En este modelo de mercado ningún agente puede tener más del 25% de participación en la comercialización, generación y distribución en su conjunto, eso quiere decir que la suma de sus porcentajes en cada actividad no debe superar dicho valor.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) es el ente regulador que establece las reglas aplicables a este mercado. Asimismo, el Operador y Administrador del Sistema es Expertos del Mercado (XM), quien tiene a su cargo el Centro Nacional de Despacho (CND), el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) y el Liquidador y Administrador de Cuentas de Cargos por Uso de las Redes del Sistema Interconectado Nacional (LAC-SIN) (XM, 2020).

Figura V.3 Colombia - Modelo del Mercado Eléctrico



Fuente: (XM, 2020)

5.1.2.2. El Comercializador como Agente del Sistema

Es el representante del usuario ante todos los agentes de la cadena, por lo que es el encargado de la facturación, cobranza y recaudación del pago a todos los involucrados en la prestación del servicio (Generadores, Transmisores, Distribuidores).

Como se aprecia en la figura anterior, en Colombia el comercializador es un agente más del sistema eléctrico, que puede comprar y vender energía, en grandes bloques mediante transacciones con los generadores, a fin de satisfacer la demanda de usuarios finales.

Las transacciones por compra y venta de energía y potencia se realizan en el Mercado de Energía Mayorista (MEM), mediante dos mecanismos:

- a) El mercado de mediano plazo y largo plazo, en el que se dan las compras de energía a través de negociaciones directas y **contratos bilaterales** entre generadores y comercializadores donde se pacta la cantidad de energía y los precios para compra y venta.
- b) El mercado de corto plazo, que es un sistema de **bolsa de energía**, en el cual se vende y se compra energía por un corto plazo (hora a hora), basado en un modelo de libre competencia entre oferta y demanda.
- c) En este mercado, el despacho se realiza siempre con las ofertas más óptimas económicamente, hasta cubrir la potencia requerida en el sistema; siendo el costo más alto el valor del costo marginal y este se convierte en el precio final de bolsa.

El comercializador de energía participa en el mercado mayorista comprando energía a los generadores y al mismo tiempo participa en el mercado minorista realizando las transacciones en la bolsa de energía.

El mercado potencial para un comercializador está compuesto por usuarios finales, sean estos regulados o libres, en los mercados regulados y no regulados respectivamente. Mientras que, en un **mercado regulado** el comercializador es el mismo operador de la red de distribución, donde este agente contrata la energía para atender la demanda del mercado regulado (compra la energía en nombre del usuario), **en un mercado no regulado**, el comercializador pacta los valores de generación y comercialización con el cliente, de manera libre por medio de contratos bilaterales directos con duración mínima de un (1) año.

La tarifa que brinda el comercializador al usuario regulado, es una tarifa regulada por la CREG, y está compuesta por una fórmula que le permite garantizar el traslado de unos costos razonables de generación, transmisión, distribución y evitar que estos usuarios finales se vean afectados con el precio de energía del mercado mayorista (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, 2020).

En el Perú, para el caso de usuarios con bajo consumo eléctrico (menores a 100 kWh-mes) y con la finalidad de ofrecerles protección ante las variaciones de precios en el mercado mayorista que pudieran afectarlos, la empresa distribuidora en su versión comercial, de su área de concesión, mantendría la obligatoriedad del suministro eléctrico en base a una tarifa regulada por Osinergmin. Sin perjuicio de ello, una empresa comercializadora independiente también podría suministrar electricidad a dichos usuarios a una tarifa regulada, o bien podría ofrecerles una tarifa libre siempre y cuando esta no sea mayor a la regulada

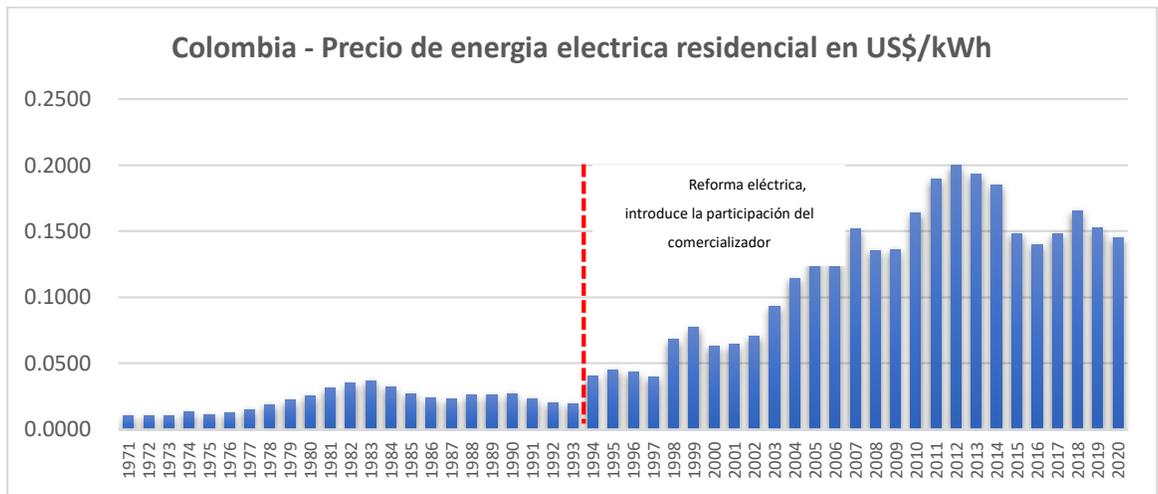
Por otro lado, el comercializador puede vender a los usuarios libres a una tarifa de energía no regulada, considerando para esto que los componentes de generación y comercialización son los únicos que tendrían un precio libre, ya que los componentes de transmisión y distribución se encuentran regulados. Los comercializadores y usuarios no regulados celebran contratos de energía, estableciendo el precio a libre mercado, esto debido a que los usuarios libres no pueden comprar directamente en el mercado spot⁴.

Para la provisión de garantías de solvencia, se requiere la entrega de cuatro pagarés en blanco al operador de mercado eléctrico, así también como contar con una contabilidad separada de las demás actividades, y la entrega de los estados financieros.

A continuación, se aprecia la evolución de los precios de energía para el cliente residencial en los últimos 50 años.

⁴ 2017, Revista Espacios, Estudio comparativo de modelos de mercados eléctricos en países de América Latina, 3.1 Mercado Mayorista en Colombia

Figura V.4 Colombia - Precio de Energía

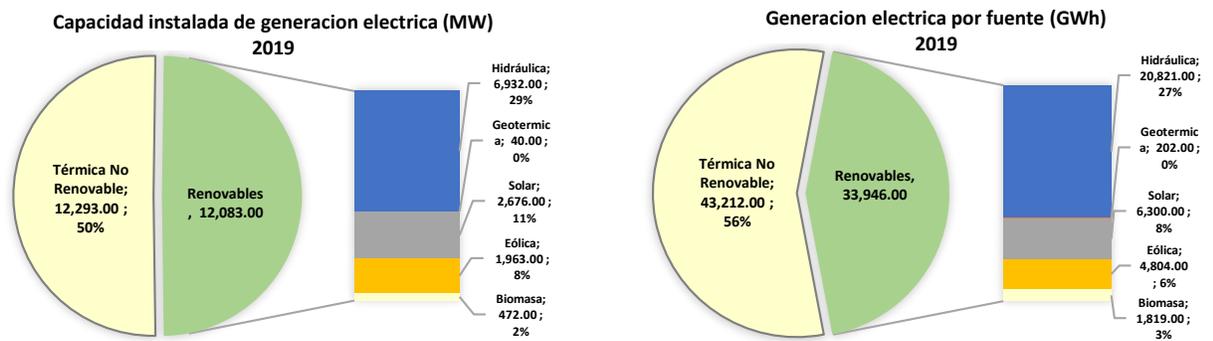


Fuente: (Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), 2020)

5.1.3. Chile

La matriz energética chilena en los últimos años se ha diversificado por la inclusión de las centrales solares, en la actualidad cuenta con una potencia instalada de generación de 24.6 GW, diversificada en 27,5% que son centrales hidroeléctricas, 19,5% que son a través de generación de RENC y 53,5% de centrales térmicas.

Figura V.5 Chile - Capacidad Instalada (MW) y Generación Eléctrica (GWh)



Fuente: (Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), 2020)

Tabla V.1 Chile - Potencia instalada por tipos de Tecnología - 2020

Tecnología	[MW]	Participación
Biogas	63	0.26%
Biomasa	359	1.46%
Biomasa-Petróleo N°6	88	0.36%
Carbón	4,053	16.42%
Carbón - Petcoke	702	2.84%
Cogeneración	18	0.07%
Eólica	2,137	8.66%
Fuel Oil Nro. 6	143	0.58%
Gas Natural	4,323	17.51%
Geotérmica	40	0.16%
Hidráulica Embalse	3,422	13.86%
Hidráulica Pasada	2,819	11.42%
Mini Hidráulica Pasada	521	2.11%
Petcoke	21	0.08%
Petróleo Diesel	3,019	12.23%
Propano	14	0.06%
Solar	2,946	11.93%
Total	24,687	100.00%

Fuente: Syntep

5.1.3.1. Regulación del Sector

La ley general del servicio eléctrico, a través del Decreto con Fuerza de Ley N°1 (DFL1) del año 1982, reconoció tres segmentos en la industria eléctrica: generación, transmisión y distribución de electricidad, asimismo se definieron los siguientes mercados:

- a) Mercado de Grandes consumidores, en donde se negocia un precio libre.
- b) Mercado entre generadores y empresas distribuidoras, el cual atiende principalmente los clientes regulados con unas tarifas reguladas.
- c) El Centro de Despacho Económico de Carga del respectivo sistema (CDEC) en donde los generadores intercambian potencia y energía en forma instantánea, para satisfacer sus demandas con sus grandes clientes y con las empresas distribuidoras. En este mercado el precio de transferencia de energía es definido con el Costo Marginal de generación del sistema.

Asimismo, con la publicación en febrero del 2017 del DFL 4/20.018, se regulan los mercados de Generación, Trasmisión, Distribución, Coordinación y Operación del SEIN y del mercado eléctrico, y los Sistemas Medianos (capacidades instaladas de generación

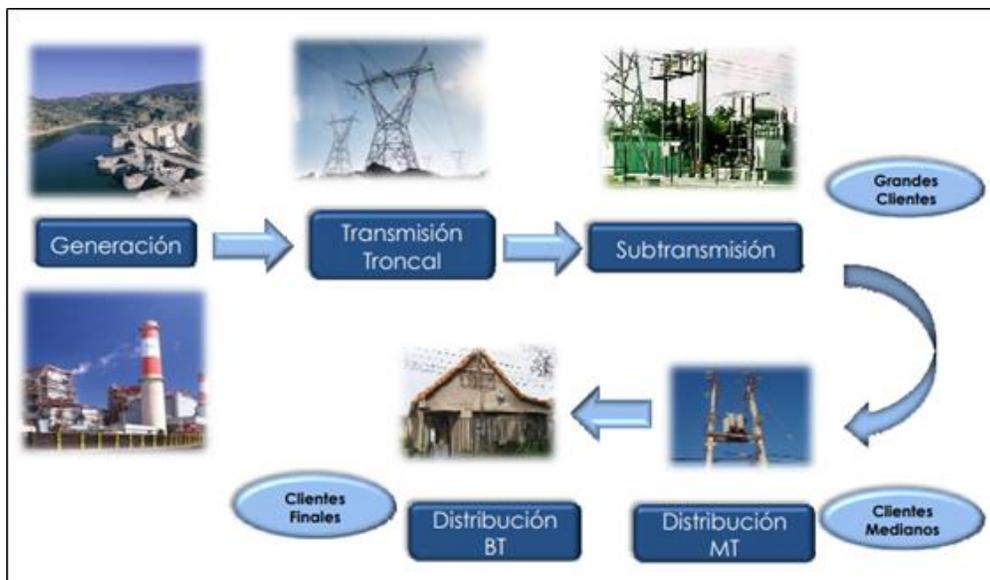
superior a 1,5 MW o inferior a 200 MW).

Finalmente, la regulación establece que el usuario no regulado es aquel con una potencia conectada superior a 5000 kW, por lo que aquellos clientes finales cuya potencia es menor son clientes regulados. Sin embargo, aquellos clientes cuya potencia conectada sea superior a 500 kW puede elegir pertenecer al mercado libre por un periodo de 4 años.

La generación participa en los mercados de contratos con clientes directamente de manera bilateral y, por otro lado, permite la venta de energía al mercado spot. Los costos de transmisión y distribución son transferidos al usuario final, sea este regulado o libre. La Comisión Nacional de Energía (CNE) es el regulador que, entre otras funciones, se encarga de la estructura tarifaria del mercado eléctrico chileno y por otro lado es el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), el responsable de operar el sistema eléctrico al menor costo posible.

El mercado eléctrico chileno comprende una estructura de generación, transmisión, subtransmisión, grandes clientes, clientes medianos y clientes finales; la regulación restringe la integración vertical de las empresas.

Figura V.6 Chile - Modelo del Mercado Eléctrico



Fuente: Syntep

5.1.3.2. Comercialización en Mercados Regulados y no Regulados

En este tipo de mercado no existe la figura de un agente de comercialización. La actividad de comercialización la realizan los generadores y las distribuidoras.

Las generadoras se encargan de la comercialización en grandes bloques de energía, para cubrir la demanda de sus distribuidores y clientes libres, por lo que realizan transacciones de energía con:

- a) Grandes consumidores, con quienes establecen negociaciones y contratos de energía.
- b) Con los distribuidores, a fin de que sus usuarios realicen el pago de la energía y potencia a precios regulados, y donde el precio para el usuario final comprende todos los cargos.
- c) En el sistema eléctrico (Mercado Spot), en el cual los generadores intercambian la potencia y energía a cada momento, y donde el precio de transferencia de energía lo establece el CMg en ese momento en el sistema, calculado en base a los precios declarados de cada empresa de generación.

El mercado potencial para la demanda generada está compuesto por el **Usuario regulado**, que es todo aquel que se encuentra en el área de concesión de un distribuidor. Este último compra energía en nombre de estos usuarios regulados a un generador; y el **Usuario libre**, que es el que puede realizar contratos para la compra de energía con un distribuidor o con un generador directamente. En cualquiera de los dos casos el costo de la transmisión y distribución se paga como un cargo en la facturación.

Actualmente en Chile se viene discutiendo y evaluando el Proyecto de Ley de Portabilidad Eléctrica⁵ que tiene como objetivo establecer el libre derecho de los residentes a elegir la empresa suministradora de energía. Este proyecto de ley se estructura sobre los siguientes ejes:

- a) Separar las actividades relacionadas a la operación de las redes eléctricas de distribución, respecto al suministro y comercialización de energía eléctrica.
- b) El usuario tenga acceso a la información, para comparar, analizar y toma de decisiones.
- c) Perfeccionar el mecanismo de licitaciones para las tarifas reguladas, para aquellos clientes residenciales que decidan permanecer con las tarifas reguladas.

Con esta modernización en la distribución, el mercado chileno incorporaría el agente comercializador como parte del sistema eléctrico.

Adicionalmente los diferentes actores interesados en el mercado eléctrico chileno continúan realizando estudios respecto a la viabilidad de la comercialización en el país. Por ejemplo, tenemos el análisis de la Universidad de Chile, publicado por el Centro de Energía, de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, en donde se analizan detalladamente las modificaciones en el aspecto normativo y regulatorio, para la incorporación del agente de comercialización en dicho mercado eléctrico.

Principalmente se tienen ajustes de reglamentos y normas, dentro del marco legal vigente, mientras que otras modificaciones pueden requerir cambios a nivel de ley. Es así que se han identificado reglamentos y normas técnicas que deben ser modificadas para

⁵ Proyecto de Ley, que, junto con el Proyecto de Calidad de Servicio y Desarrollo de Sistema de Distribución, tiene como objetivo mejorar la calidad del servicio, perfeccionar el mercado, modernizar el sector y contar con redes de distribución acorde con las necesidades del mercado, y el Proyecto de Ley de Generación Distribuida, que busca aprovechar los recursos distribuidos a través de los usuarios; forman los 3 proyectos de Reforma a la distribución eléctrica de Chile.

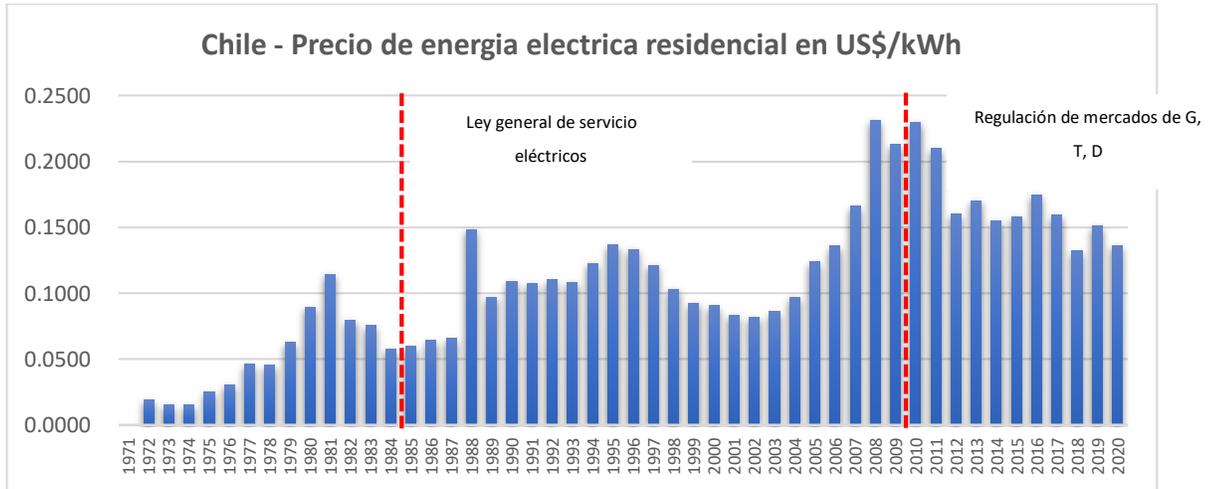
incorporar a los nuevos agentes y el marco de su interacción en el mercado. Entre los reglamentos destaca el de Coordinación y Operación del SEN (Centro de Energía de FCFM de la Universidad de Chile, 2020, pág. 176).

Respecto a la participación del comercializador en el mercado de corto plazo se plantea:

- a) • Analizar la situación de un generador deficitario que tiene contratos con otros generadores.
- b) • Intercambios de energía entre un comercializador a los generadores con quienes tiene contratos vigentes.
- c) • Reducir los montos de las garantías del comercializador.
- d) • Las garantías de contratación y financieras del proyecto de ley de portabilidad, estarían relacionadas al volumen de contratación respecto a la carga y su gestión de riesgo.
- e) • La participación en servicios complementarios.

A continuación, se aprecia la evolución de los precios de energía para el cliente residencial en los últimos 50 años.

Figura V.7 Chile - Precio de Energía

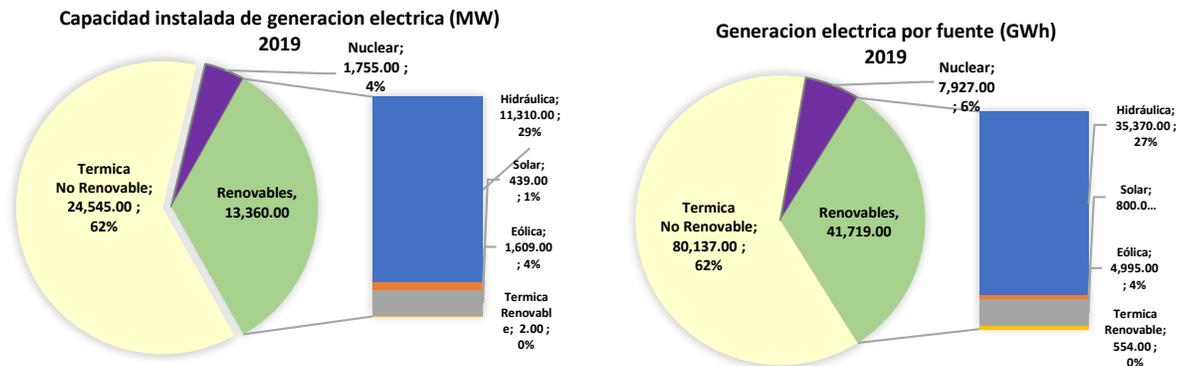


Fuente: (Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), 2020)

5.1.4. Argentina

La matriz energética argentina es predominantemente fósil, la potencia instalada en centrales de generación es de 38,9 GW, diversificada en 27,7% que son centrales hidroeléctricas, 4,7% que son a través de generación de ERNC, en generación nuclear 45% y 63,1% de centrales térmicas.

Figura V.8 Argentina - Capacidad Instalada (MW) y Generación Eléctrica (GWh)



Fuente: (Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), 2020)

5.1.4.1. Regulación del Sector

En 1991 se privatizó el sistema eléctrico en las actividades de generación, transmisión y distribución. En 1992 se aprobó el Marco Regulatorio Eléctrico bajo la Ley No. 24.065, la cual estableció los lineamientos para la reestructuración y privatización del sector. El objetivo de esta ley fue modernizar el sector eléctrico promoviendo la eficiencia, competencia, mejora en la calidad de servicio y promoción de la inversión (Pampa Energia S.A., 2020).

En el mercado eléctrico argentino, interactúan las empresas eléctricas de generación, transmisión, distribución y comercialización, así como los grandes usuarios conectados al Sistema Argentino de Interconexión (SADI). En este modelo de mercado ningún agente puede tener más del 25% de participación en la comercialización, generación y distribución en su conjunto, eso quiere decir que la suma de sus porcentajes en cada actividad no debe superar dicho valor.

Entre las instituciones públicas participantes del sector eléctrico tenemos:

- f) El Ministerio de Energía y Minas, quien está a cargo de supervisar y velar por el correcto funcionamiento del mercado.
- g) El Consejo Federal de Energía Eléctrica (CFEE), quien administra los fondos específicos cuyo destino único es el sector eléctrico⁶.
- h) La empresa Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA), quien organiza los suministros de energía entre generadores y la demanda.
- i) El Ente Regulador de la Electricidad (ENRE), quien regula las tarifas de las compañías de transmisión y distribución, además de asegurar la calidad del servicio.

⁶ <http://www.cfee.gov.ar/perfil-organismo.php>

5.1.4.2. El Comercializador como Agente del Sistema

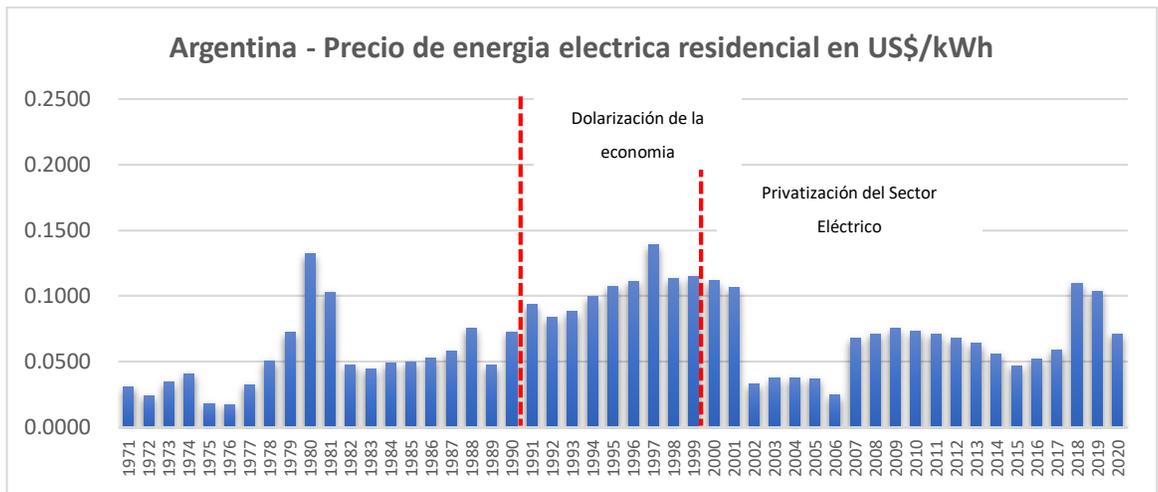
Los consumidores de energía eléctrica, vinculados al SADI, pueden adquirir la energía para abastecer su demanda, a través del distribuidor de su área (modo tradicional) y directamente a un Generador o Comercializador reconocido del Mercado Mayorista Eléctrico (MME).

La comercialización de energía que se realiza en el MME se desarrolla a través del Mercado Spot, Mercado Estacional (donde se definen dos periodos en el año) y Mercado a Término (MAT) en donde los precios se pactan libremente.

Los comercializadores interactúan como intermediarios de sus clientes, para la compra y venta de energía, por lo que se propicia la competencia acercando la oferta a la demanda. En tal sentido los comercializadores pueden atender a los grandes usuarios sean estos Grandes Usuarios Mayores (GUMA), Grandes Usuarios Menores (GUME) y Grandes Usuarios Particulares (GUPA), mientras que el mercado residencial está principalmente atendido a través de los Grandes Usuarios de Distribuidoras (GUDI), quienes, a través de las Distribuidoras, pueden comprar directamente a los generadores con contratos bilaterales o en el Spot a través de un precio establecido estacionalmente.

A continuación, se aprecia la evolución de los precios de energía para el cliente residencial en los últimos 50 años.

Figura V.9 Argentina - Precio de Energía

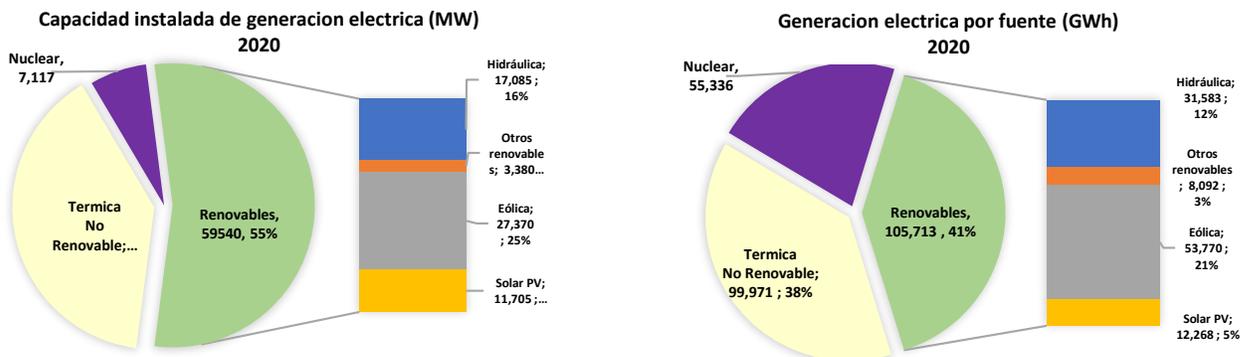


Fuente: (Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), 2020)

5.1.5. España

Los usuarios de energía hasta 1996, pertenecían todos al único mercado regulado que existía; desde el año 1997 inicia un proceso de liberación, donde a partir del 2006 los consumidores eran libres de elegir si estar en el mercado regulado o en el mercado libre, siempre que su demanda esté por encima de 10 kW de potencia contratada. En ese sentido, actualmente en España los usuarios de Energía tienen dos mercados eléctricos que pueden optar libremente.

Figura V.9 España - Capacidad Instalada (MW) y Generación Eléctrica (GWh)



Fuente: (statista.com, 2021), (smartgridsinfo.es, 2021)

Para efectos de facturación al usuario final, se tienen 3 componentes básicos, de los cuales tanto los usuarios libres como los regulados comparten dos de ellos (Endesa Energía, Endesa S.A., 2021). Estos son:

- a) Peajes de acceso, fijados por el gobierno y que permiten el pago del mantenimiento de la red eléctrica, tanto de transmisión como de distribución.
- b) Los impuestos, que, en el caso español, adicional al IVA 21%, se tiene el impuesto especial sobre la electricidad que es de 5,11%.
- c) Y el precio que se cobra por producir la electricidad, que es lo que diferencia las tarifas en ambos mercados.

5.1.5.1. Regulación del Sector

5.1.5.1.1. El mercado regulado

El mercado de hogares español está compuesto por 13 millones, de los cuales el 50%, está demarcado por aquellos que cuentan con una potencia contratada menor o igual a 10 kW.

En este mercado se aplica la tarifa denominada Precio Voluntario al Pequeño Consumidor (PVPC), que funciona considerando los precios (para el kWh) establecidos por el Gobierno, de acuerdo con cada hora del día, esto es según la oferta – demanda entre los generadores y los comercializadores.

Debido a que, en España, todos los usuarios cuentan con medidor inteligente a partir de enero del 2019, se puede tener una compleja curva de consumo horario, la cual si el usuario tiene un mayor consumo en las horas pico pagará más en su facturación, y pagará menos si su mayor consumo lo hace en las horas de menor costo.

En este mercado solo operan las comercializadoras de referencia, quienes son las únicas autorizadas a ofrecer las tarifas PVPC.

5.1.5.1.2. El Mercado Libre

En este mercado, el precio de la electricidad es fijo y para esto se formaliza mediante un contrato entre el usuario y su comercializadora; aquí es donde están la mayor parte de comercializadoras.

En este mercado no se tiene límite de potencia contratada y las tarifas son similares a las del mercado regulado, e incluso compatibles con las tarifas de discriminación horaria. Pese a esto, el cliente puede asumir un precio variable de la energía, similar al caso del mercado regulado; en ese sentido, se traslada el precio en función de la curva horaria, con contratos mínimo de un año para cualquier gestión contractual.

Este mercado no permite acceder al bono social, el cual es un instrumento del Gobierno que es aplicable solo al mercado regulado, para hogares con pocos recursos (ofreciéndoles un descuento de hasta el 25% del PVPC).

Es importante acotar que este mercado libre, está dividido en mercado de alta tensión y de baja tensión; el primero está liberalizado y las contrataciones se realizan a largo plazo, mientras que el mercado de baja tensión permite la contratación con una comercializadora a un año.

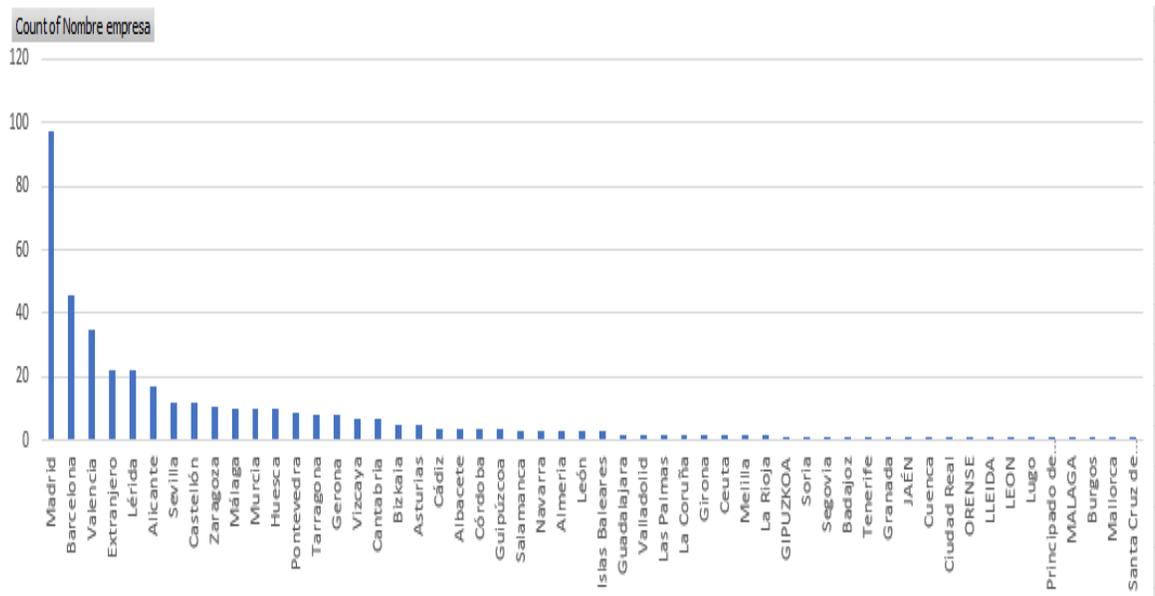
5.1.5.2. *El Comercializador como Agente del Sistema*

Existen dos tipos de comercializadoras:

- a) Comercializadora del mercado libre: Es, aquel en la que el precio la fija la empresa, y se basa en lo que se estipule en el contrato; es decir, el usuario sabe exactamente cuánto es lo que va a pagar por la energía. Por lo general, se proponen tarifas competitivas, y se busca siempre incorporar servicios adicionales o dar un valor agregado.
- b) Comercializadora de referencia (también denominada COR): Es una compañía designada por el Ministerio de Industria de España como empresa capacitada,

económica y estructuralmente, para ofrecer tarifas reguladas por el Gobierno a través del PVPC para el pequeño consumidor. Solo un número reducido de ellas puede dar este tipo de tarifa a los consumidores finales, y son las únicas que pueden aplicar el bono social. Actualmente solo se tiene registradas en el CNMC 8 empresas.

Figura V.10 España - Cantidad de empresas Comercializadoras por ciudades



Fuente: CNMC⁷

La mayor cantidad de comercializadoras de mercado libre se encuentran en Madrid, Barcelona y Valencia, lo cual representa el 45% del total de comercializadoras en el mercado de España, que actualmente bordea los 418 agentes, de los cuales más de 300 están en operación en la actualidad.

⁷ CNMC -: Listado de comercializadoras de electricidad - 2020

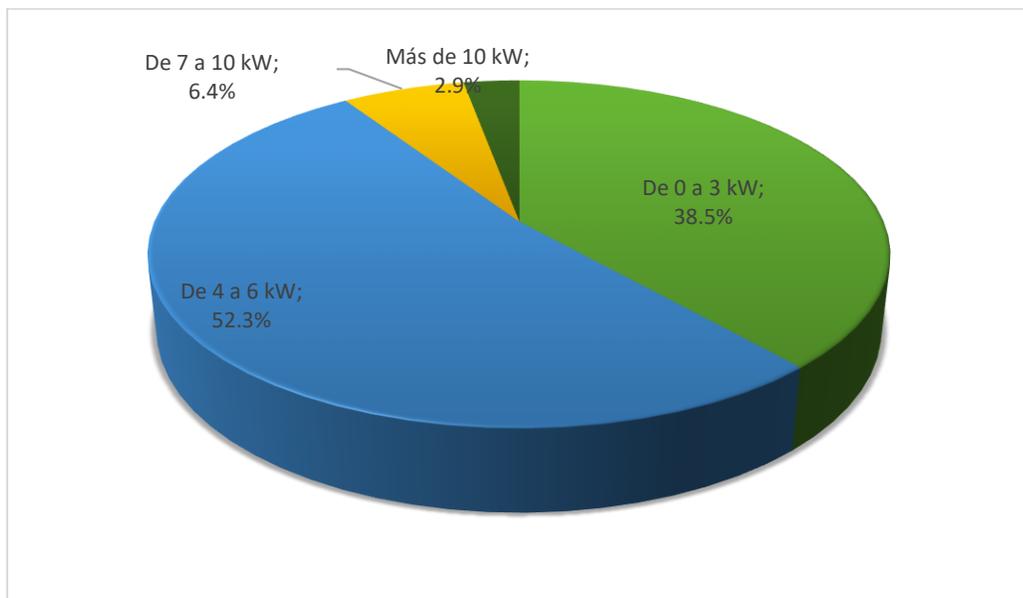
<https://sede.cnmc.gob.es/listado/censo/2>

La cantidad de COR's que se tiene actualmente se debe principalmente a las capacidades e infraestructura que se requiere para pertenecer al grupo COR. A continuación, se listan los principales requisitos (Selectra, 2020):

- a) Contar con una larga trayectoria en el mercado eléctrico español.
- b) Disponer de un volumen de clientes considerable. La empresa comercializadora debe haber facturado a más de 50 .000 clientes en el ejercicio anterior.
- c) El Ministerio de Industria fija un capital social mínimo como requisito indispensable.
- d) Abastecer como mínimo a un 10% de todos los suministros existentes en España.

A continuación, se muestra un gráfico con la potencia contratada, de acuerdo con el mercado residencial español, para una población de 18 millones de hogares, realizada en el tercer trimestre del 2019 según la base de datos del CNMC.

Figura V.11 España - Potencia Contratada - Mercado Residencial



Fuente: CNMC

De acuerdo con la normativa vigente, y a fin de cumplir sus obligaciones con sus clientes, los comercializadores pueden obtener la energía a través de:

- a) Pool (mercado spot).
- b) Acuerdos / Contratos bilaterales con generadoras.
- c) Generación propia, en los casos se puedan desarrollar proyectos de energía a través de PPA, los cuales son un mecanismo de financiación para el desarrollo de energías renovables.

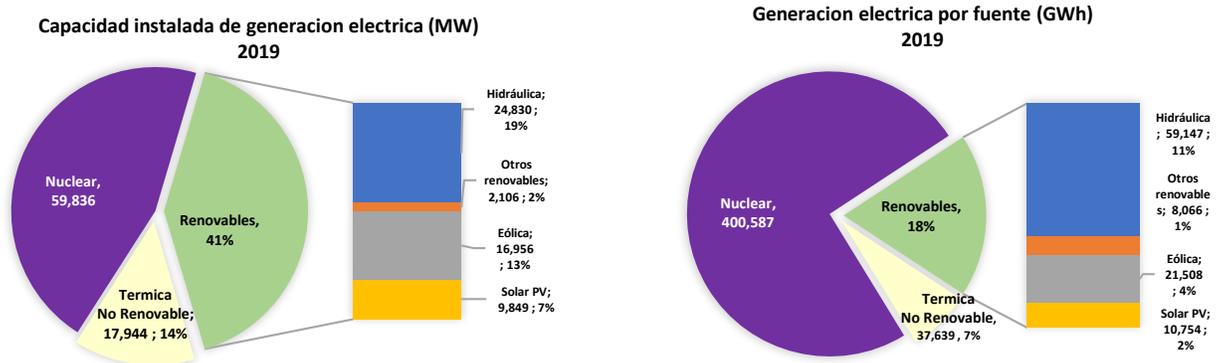
Para que una comercializadora pueda operar debe contar con:

- a) Una curva de demanda eléctrica, para sus clientes, mediante la cual las distribuidoras podrán acceder a los medidores inteligentes a través de las lecturas de la cantidad de energía que se consume de acuerdo con los tiempos horarios, y en base a los picos de energía, a fin de gestionar su plan de demanda.
- b) Una amplia cartera de clientes a fin de reducir el riesgo. La diversificación de la cartera permitirá mitigar la morosidad de acuerdo con aquellos segmentos de mercado que opere el comercializador.
- c) Provisión de garantías de solvencia, las cuales deben cubrir 34 días de compras de energía en el mercado spot.

5.1.6. Francia

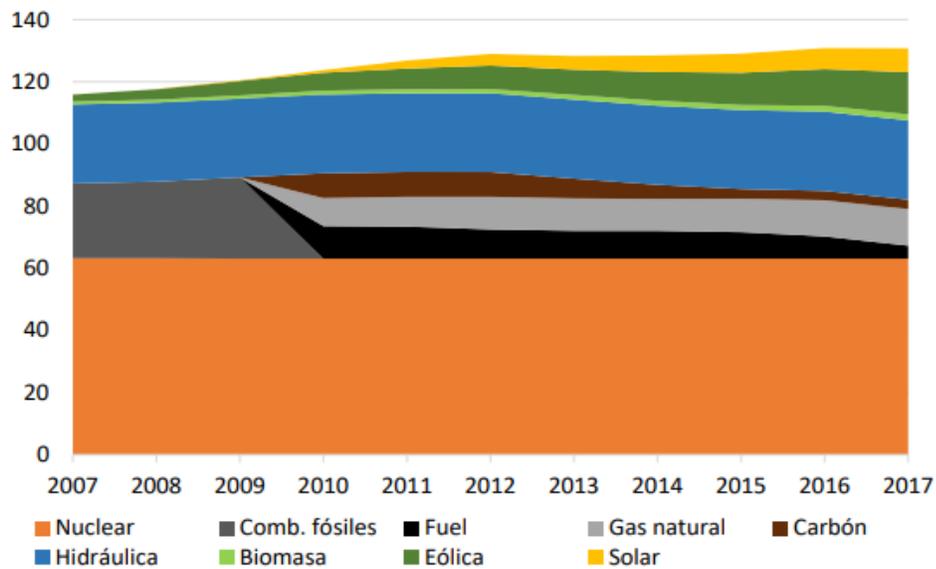
Francia es un país cuya matriz energética es predominantemente nuclear, para lo cual cuenta con 58 reactores nucleares que le permiten generar 63 130 MW, lo que representa el 48% de la capacidad instalada en el país. Esto le permite una alta seguridad energética, así como exportar electricidad a sus vecinos, por lo que junto con Alemania son los principales exportadores de Electricidad en la Unión Europea (UE). Ambos mercados, tanto el francés como el alemán, debido a su alta producción de electricidad, exportan a todos los países de su alrededor, por lo que generalmente marcan los precios más bajos de los mercados de la UE. Solo en el año 2018, Francia tuvo un balance neto de 59 878 GWh exportados.

Figura V.12 Francia - Potencia Contratada - Mercado Residencial



Fuente: de (bilan-electrique. rte-france.com, 2019, pág. 24)

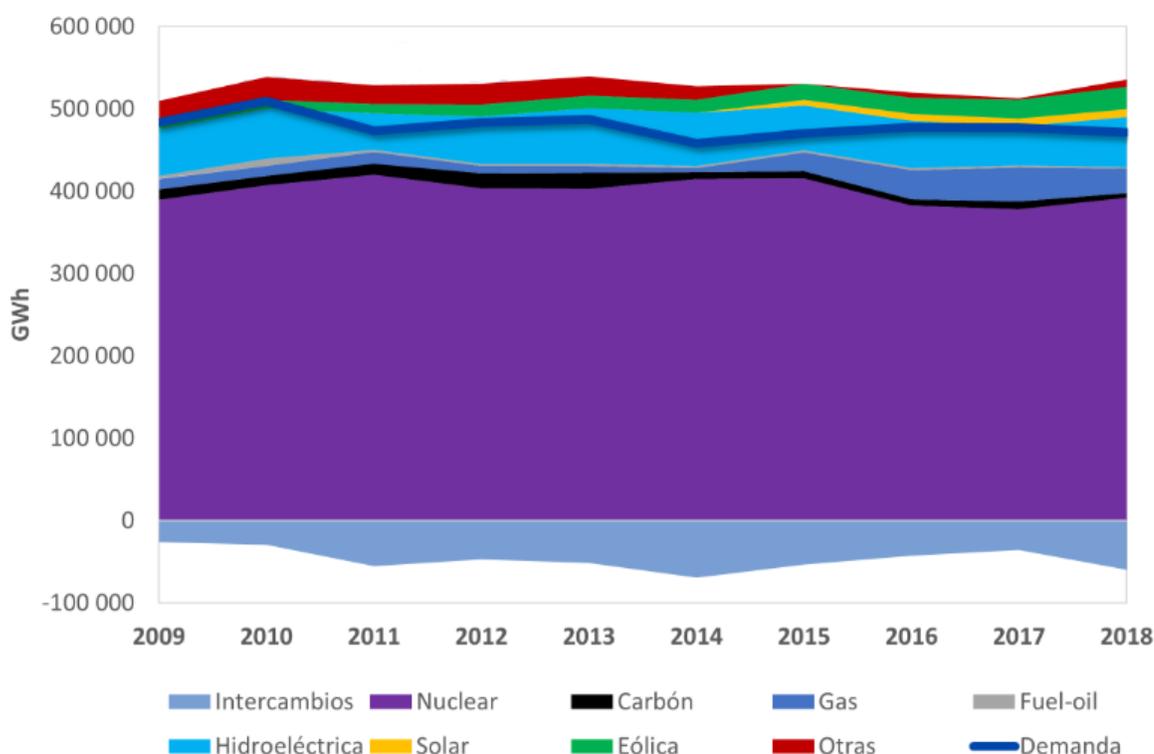
Figura V.13 Francia - Evolución de la Potencia Instalada (GW)



Fuente: (Alvaro Hermana & Larrea Basterra, 2018)

Como se puede observar en la Figura V.12 Francia destaca frente a otros países por su capacidad nuclear, seguida de una presencia hidráulica, y con muy poca participación de centrales de combustibles fósiles; si bien se ha incrementado la instalación de centrales renovables, en la actualidad, ésta no representa más del 16% de la potencia instalada (Alvaro Hermana & Larrea Basterra, 2018).

Figura V.14 Francia - Producción de Electricidad



Fuente: (Aleasoft Energy Forecasting, 2019)

Desde 2018, Francia genera alrededor del 75% de su producción de electricidad con energía nuclear, esto le permite cubrir con esta producción el 80% de su demanda; sin embargo, en los últimos años los ciclos combinados de gas han tenido mayor participación, representando el 5,.6% de la producción en 2018.

Por otro lado, la demanda de electricidad a la fecha viene arrastrando una tendencia a la baja del orden de 1% anual, en la última década. La demanda más alta presentada se tuvo en el año 2010 con 509 TWh (Aleasoft Energy Forecasting, 2019).

El mercado eléctrico francés, inició luego de la primera crisis del petróleo en 1973, dando origen a un plan de construcción de centrales nucleares (conocido como Plan Messmer); posteriormente con el Protocolo de Kyoto de 1997, se planteó la reducción de

emisión de gases de efecto invernadero. Esto se trasladó en un compromiso del gobierno con Las Leyes de Grenelle en 2020, en términos de emisiones, eficiencia energética y uso de renovables.

5.1.6.1. Regulación del Sector

El mercado eléctrico francés se liberalizó a partir del año 2000, con la Ley No. 2000-108 del 10 de febrero de dicho año, Ley relativa a la modernización y desarrollo de los servicios públicos de Electricidad. Esta ley permitió la liberación del mercado eléctrico que hasta ese año había estado desarrollado y administrado por el Estado a través de la empresa Electricité de France (EDF). En el mismo año se creó el ente regulador del mercado eléctrico, la Commission de régulation de l'énergie (Comisión de Regulación de la Energía, CRE).

En el año 2005, con la Ley No. 2005-781, Ley de Transición Energética, se fijan las orientaciones de la política energética a fin de garantizar el suministro energético, con un precio competitivo de la energía y el cuidado de la salud y el medio ambiente.

Esta ley debía asegurar el conservar la mayor parte de su matriz energética nuclear, incluso considerando el mercado de renovables. Esto debido, a que, al tener su matriz poca participación de combustibles fósiles, y una alta dependencia de energía nuclear, las renovables reducirían su relevancia en la contribución de reducción de gases de efecto invernadero, comparado con el resto de sus países vecinos. Asimismo, el sistema de Certificat d'économies d'énergie o certificat blanc (CEE) desarrollado en el ámbito del protocolo de Kyoto, permitiría validar los ahorros energéticos.

5.1.6.2. Mercados de Energía en Francia

El mercado francés se divide en Mercado Mayorista y Mercado Minorista. El primero conocido como The European Power Exchange (EPEX SPOT), sigue la tendencia del resto de mercados europeos, tal es así que en el 2008 el precio promedio del mercado fue igual a 50,20 Euros / MWh.

5.1.6.3. El Comercializador como Agente del Sistema

Los comercializadores se dividen en:

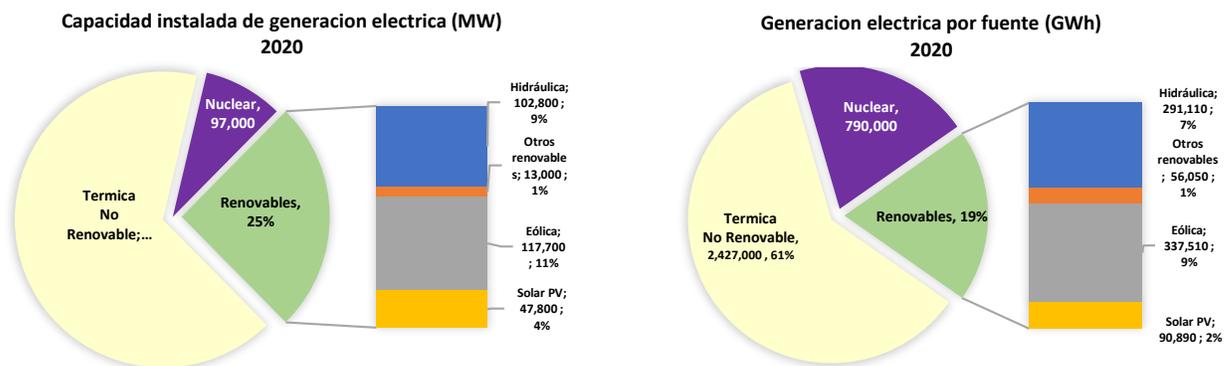
- a) Comercializadores históricos, que están conformados por aquellas empresas que tenían el monopolio del mercado minorista de electricidad con sus tarifas reguladas antes que el mercado se abriera a la liberación del año 2000. Estas empresas preservan su liderazgo al ganar participación del mercado en electricidad para EDF (en la mayor parte del territorio) y con empresas de distribución locales.
- b) Comercializadores alternativos, son aquellos que vienen operando desde la apertura del mercado eléctrico, ofreciendo precios de mercado. Los principales son:
 - **Total Direct Energie**, primer proveedor alternativo, resultado de la fusión entre Direct Energie y Total Spring.
 - Eni, un proveedor alternativo de origen italiano.
 - Engie, proveedor histórico de gas natural.
 - Happe, una marca perteneciente al grupo Engie.
- c) Comercializadoras ecológicas, son aquellas empresas muy dinámicas, con una comunicación muy cercana al cliente, que ofrecen sus servicios basados en un posicionamiento ecológico. Entre las principales empresas se encuentran:
 - ekWateur;
 - Ilek;
 - Mint Energie;
 - Ohm Energie;
 - de Planet Sí;

Es importante acotar que la mayoría de estas empresas comercializadoras ofrecen un servicio integrado de electricidad y gas.

5.1.7. Estados Unidos (EEUU)

A continuación, se muestra la capacidad instalada con que cuenta EE. UU., en la actualidad, así como la composición de su generación eléctrica para cubrir su demanda

Figura V.15 Estados Unidos - Producción de Electricidad



Fuente: (EIA.GOV, 2021)

El caso general de Estados Unidos destaca por la diversidad de esquemas de mercado eléctrico existentes entre estados y regiones del país, que van desde el tradicional monopolio regulado verticalmente integrado a esquemas de mercados con libre competencia en todos los segmentos y escalas de tiempo (Centro de Energía de FCFM de la Universidad de Chile, 2020).

A diciembre de 2017, 13 estados y el Distrito de Columbia han reestructurado completamente el mercado minorista eléctrico en Estados Unidos; mientras que, otros 05 estados cuentan con mercados parcialmente liberados. En los estados donde hay libertad de elegir comercializador eléctrico, se observa una tasa de participación baja de los usuarios residenciales mientras que los comercios y clientes industriales si han cambiado en busca que tarifas más competitivas (21st Century Power Partnership, 2017).

Para la provisión de garantías de solvencia para la comercialización en los 13 estados liberalizados y en proceso; se tiene que en alguno de estos estados se establecen mínimos de calificación financiera a través de clasificadoras de riesgo, así también como análisis financiero para crédito en el mercado mayorista; y finalmente una fianza fija que puede fluctuar en el rango de 30,000.00 a 300,000.00-USD, de acuerdo al segmento de mercado.

Las lecciones aprendidas en más de los 20 años de liberalización del mercado se pueden resumir en tener reglas claras para los comercializadores de energía, con penalidades que se puedan aplicar rápidamente si se detectan comportamiento que perjudican la competencia.

5.2. Metodología aplicada al Benchmarking

De los países evaluados en este capítulo, se tomarán en consideración 4 de ellos (Colombia, Chile, Argentina, España); los cuales son más representativos y referentes para los objetivos del presente documento.

Como parte de la metodología del benchmarking, aplicaremos las mejores prácticas de las experiencias internacionales al objetivo del presente documento, los cuales se resumen en la Tabla V.2 – Principales variables para considerar la creación del agente comercializador según la experiencia internacional.

Tabla V.2 Principales variables en comercializadores de acuerdo con la experiencia internacional

Principales variables para considerar la creación del agente comercializador - según la experiencia internacional						
Ítem	Factores de comparación	Países				
		Colombia	Chile	Argentina	España	Perú
1	Estructura tarifaria Mercado regulado	Costo de producción o Generación Contratos bilaterales Costo de Transporte Sistema de transmisión Nacional Sistema de transmisión Regional y Sistema de Distribución Local (VAD) Comercialización Pérdidas Reconocidas (generación + Transporte + Otros) Restricciones Otros	Precios básicos de energía y Potencia Costo Marginal del Spot Precio de licitación Contratos bilaterales Costos de transmisión Peajes de transmisión principal Peajes de transmisión secundaria Costo de distribución VAD en Media tensión VAD en Baja tensión		Costos de producción de energía eléctrica Tarifa de acceso Transmisión y distribución Costes permanentes Costos de diversificación y seguridad de abastecimiento Costes de comercialización	Precios básicos de energía y Potencia Costo Marginal del Spot Precio de licitación Contratos bilaterales Costos de transmisión Peajes de transmisión principal Peajes de transmisión secundaria Costo de distribución VAD en Media tensión VAD en Baja tensión
2	Estructura tarifaria Mercado libre	Costo de producción o Generación Negociaciones directas (Bolsa)	Precio básico de energía y Potencia Costo Marginal del Spot		Coste de la energía Precio de garantía de Potencia	Precio básico de energía y Potencia Costo Marginal del Spot

Principales variables para considerar la creación del agente comercializador - según la experiencia internacional

Ítem	Factores de comparación	Países				
		Colombia	Chile	Argentina	España	Perú
		<p>Contratos bilaterales</p> <p>Costo de Transporte</p> <p>Sistema de transmisión Nacional</p> <p>Sistema de transmisión Regional y Sistema de distribución Local (VAD)</p> <p>Comercialización</p> <p>Pérdidas Reconocidas (generación + Transporte + Otros)</p> <p>Restricciones Otros</p>	<p>Contratos bilaterales</p> <p>Costos de transmisión</p> <p>Peajes de transmisión principal</p> <p>Peajes de transmisión secundaria</p> <p>Costo de distribución</p> <p>VAD en Media tensión</p> <p>VAD en Baja tensión</p>		<p>Precio de Sistemas complementarios (SS.CC.)</p> <p>Precio de la energía adquirida en el mercado</p> <p>Tarifa de acceso</p> <p>Transmisión y distribución</p> <p>Costes permanentes</p> <p>Costos de diversificación y seguridad de abastecimiento</p> <p>Margen de comercialización</p>	<p>Contratos bilaterales</p> <p>Costos de transmisión</p> <p>Peajes de transmisión principal</p> <p>Peajes de transmisión secundaria</p> <p>Costo de distribución</p> <p>VAD en Media tensión</p> <p>VAD en Baja tensión</p>
3	Descripción de los Precios de energía de usuario regulados	<p>Precio máximo para a consumidores menores de 2 MW hasta diciembre de 96, pasa a 1 MW desde enero de 1997 y a 0,5 MW en enero de 1998.</p> <p>Cargos por conexión, demanda y energía.</p>	<p>Precio máximo para consumidores menores de 2 MW.</p> <p>Cargos por conexión, demanda y energía.</p>	<p>Precio máximo para consumidores menores de 100 kW.</p> <p>Precios formados por precio de compra más valor agregado de distribución, en las distribuidoras privatizadas</p>		<p>Precio máximo para consumidores menores de 1 MW.</p> <p>Se calcula como la suma de tarifa en barra más un costo de distribución, denominado valor agregado de distribución (VAD).</p>

Principales variables para considerar la creación del agente comercializador - según la experiencia internacional

Ítem	Factores de comparación	Países				
		Colombia	Chile	Argentina	España	Perú
		<p>Se está estudiando la forma de determinar precios regulados. Se calcularían basados en un precio de referencia para compra de energía más un margen de distribución, distinto por empresa</p>	<p>Precio de energía igual al precio de nudo más pérdidas de distribución</p> <p>Precio de demanda máxima: igual a precio de nudo de potencia más costo estándar de distribución, denominado valor agregado de distribución (VAD)</p> <p>El cálculo de los VAD se realiza cada cuatro años</p> <p>El cálculo de la anualidad de inversión se hace con tasa 10% y 30 años</p> <p>Se aplican fórmulas de indexación durante el período de cuatro años, hasta el cálculo siguiente.</p> <p>Los cálculos de VAD son efectuados por consultores contratados la CNE y las empresas. Los resultados son ponderados 1/3 el de las empresas y 2/3 el de la CNE</p>			<p>VAD se basa en costos de una empresa modelo eficiente</p> <p>Costo estándar de inversión, mantenimiento y operación de distribución, por unidad de potencia distribuida</p> <p>Pérdidas estándar de distribución</p> <p>gastos fijos</p> <p>VAD se calcula considerando sectores típicos de distribución.</p> <p>Los estudios para el cálculo de VAD son realizados por un consultor de las empresas concesionarias, a partir de términos de referencia elaborados por la CTE, la cual puede supervisar el desarrollo y puede observarlos.</p>

Principales variables para considerar la creación del agente comercializador - según la experiencia internacional						
Ítem	Factores de comparación	Países				
		Colombia	Chile	Argentina	España	Perú
			La rentabilidad, sobre activos, del conjunto de empresas de distribución debe estar entre 6% y 15%. Si cae fuera de esta banda, se ajustan los VAD			La rentabilidad del conjunto de las empresas no debe diferir en más de 4% de la tasa de actualización utilizada para la regulación (12% actualmente)
4	Precio de la energía residencial regulada (USD/kWh)	0,1451	0,1365	0,0713		0,1832
5	Agentes participantes del Mercado Spot	Participan generadores, comercializadores y distribuidores	Participan generadores solamente Se transan excedentes y déficit entre generación propia y contratos	Participan generadores, distribuidores y grandes clientes	Agentes compradores y agentes vendedores estos son: comercializadores, consumidores finales, exportadores, “traders”, otros intermediarios y generadores	Participan generadores solamente Se transan excedentes y déficit entre generación propia y contratos
6	Limitaciones a la participación de mercado	No hay limitaciones	No hay limitaciones	No hay limitaciones Se han impuesto limitaciones a los postulantes en el proceso de privatización (limitación al 10% de la potencia controlada)	No hay limitaciones	No hay limitaciones Se han impuesto limitaciones a los postulantes en el proceso de privatización
7	Mercados de generación (mercado eléctrico mayorista)	Mercado Spot (bolsa de energía)	Mercado Spot	Mercado Spot	Mercado de plazos: contratos	Mercado Spot

Principales variables para considerar la creación del agente comercializador - según la experiencia internacional

Ítem	Factores de comparación	Países				
		Colombia	Chile	Argentina	España	Perú
		Mercado de contratos (en calidad de comercializador)	<p>Mercado de Contratos</p> <p>Precios libres</p> <p>Precios regulados</p>	<p>Precio Spot</p> <p>Precio estacional estabilizado</p> <p>Mercado de Contratos (mercado a término)</p>	<p>Antes del despacho (hasta D-1): Mercado de contratos bilaterales y subastas de suministro de último recurso Mercado diario: Mercado spot (bolsa de energía) Día anterior del despacho (D-1): Mercado del día anterior</p> <p>Mercado de corto plazo: Día anterior del despacho (D-1): Mercado de restricciones, mercado de SSCC Día del despacho (D): intradarios, gestión de desvíos, restricciones técnicas, reserva terciaria</p>	<p>Mercado de Contratos</p> <p>Precios libres</p> <p>Precios regulados</p>
8	Precios de generación regulados	No existen	<p>Se denominan precios de nudo</p> <p>Aplicable a empresas distribuidoras por la parte destinada a clientes menores de 2 MW</p> <p>Es precio máximo</p> <p>Precios: potencia y energía</p>	<p>Se denomina precio estacional estabilizado.</p> <p>Las empresas distribuidoras compran a este precio</p> <p>Precios: 3 bandas de energía (punta, resto y</p>	No existen	<p>Se denominan tarifas en barra</p> <p>Aplicable a empresas distribuidoras por la parte destinada a clientes menores de 2 MW</p> <p>Precios: energía en punta y fuera de punta y potencia</p>

Principales variables para considerar la creación del agente comercializador - según la experiencia internacional

Ítem	Factores de comparación	Países				
		Colombia	Chile	Argentina	España	Perú
			<p>Los precios de nodo son calculados por la CNE, cada seis meses, aplicándose a partir de mayo y noviembre, y publicados por el Ministerio de Economía. El precio medio de nodo no puede diferir en más de 10% de los precios de contratos libres vigentes al momento de la fijación. Se establecen fórmulas de reajuste para el período vigencia, la que se aplica cuando la variación alcanza a un 10%</p>	<p>valle), cargo por potencia y cargo por energía adicional</p> <p>Diferencia con respecto a costos marginales efectivos pagados a los generadores se compensan al trimestre siguiente</p>		<p>Los precios de nodo son calculados cada seis meses (aplicándose a partir de mayo y noviembre), por el COES y aprobados y publicados por la CTE. El precio medio de nodo no puede diferir en más de 10% de los precios de contratos libres vigentes al momento de la fijación</p> <p>Se establecen fórmulas de reajuste para el período vigencia, la que se aplica cuando la variación alcanza a un 10%</p>
9	Requisitos para ser usuario libre o regulado	<p>El usuario regulado está sometido a un contrato de condiciones uniformes establecido por la CREG</p> <p>Usuarios libres tienen una potencia conectada > a 0,1 MW y un consumo > a 55 MWh/mes</p>	<p>El usuario regulado sometido a fórmulas de tarifas establecidas por la CREG</p> <p>El usuario no regulado cuenta con una potencia conectada > a 5 MW, y los clientes finales que su potencia es menor son clientes regulados</p> <p>Usuarios libres tienen un consumo > a 270 MWh/mes o una potencia conectada > a 0,5 MW</p>		<p>Se tienen usuarios libres y usuarios regulados</p> <p>Los usuarios pueden elegir ser libres o pertenecer al mercado regulado, siempre que su potencia contratada sea > a 10 kW</p>	

Principales variables para considerar la creación del agente comercializador - según la experiencia internacional						
Ítem	Factores de comparación	Países				
		Colombia	Chile	Argentina	España	Perú
10	Compra de energía de una empresa distribuidora	Mediante contrato, precio libre Montos mínimos contratados hasta 1998, después sin restricción	Contrato con generadores Derecho a comprar energía a precio de nudo	Contrato con generadores a precio libre. Tienen derecho a comprar al precio estacional estabilizado, sin contrato.		Contrato con generadores Derecho a comprar a tarifa en barra

Fuente: Elaboración propia
Referencias⁸ - Varias fuentes

⁸ <https://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/southamerica/cuadro6.htm>

<https://www.creg.gov.co/sectores/energia-electrica/estructura-tarifaria>

https://www.superservicios.gov.co/sites/default/archivos/Publicaciones/Boletines/2019/Mar/boletin_tarifario_ii_2017.pdf

<http://www.energiaysociedad.es/manenergia/6-2-formacion-de-precios-en-los-mercados-mayoristas-a-plazo-de-electricidad/>

<https://repositorio.unican.es/xmlui/bitstream/handle/10902/1352/%5b1%5d%201%20noviembre%202017%20C%3b3rdo%20Zatara%3adn%20M.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

En base a los estudios de la tabla anterior (Rudnick, Generación, 2018), (Rudnick, Distribución, 2018), (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2021), (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, 2017), (Cordoba, 2012), (Cátedra de Sostenibilidad Energética, 2017), (Energía y Sociedad, s.f.), incorporaremos las mejores prácticas internacionales al planteamiento inicial, las cuales se resumen en lo siguiente:

- Estructura tarifaria del Mercado regulado, se tomará en referencia la estructura tarifaria chilena, que cumple con la separación del Comercializador y el Distribuidor, sin modificar el funcionamiento del mercado eléctrico peruano.
- Estructura tarifaria del Mercado libre, se tomará en referencia la estructura tarifaria chilena, que cumple con la separación del Comercializador y el Distribuidor sin modificar el funcionamiento del mercado eléctrico peruano, y fomentando la competencia a fin de favorecer al usuario libre.
- Agentes participantes del Mercado Spot, para lo cual se plantea en el modelo económico la participación del comercializador en el mercado spot, en línea con las experiencias de España y Colombia.
- Limitaciones a la participación de mercado, no se tiene barreras para el ingreso al mercado eléctrico de acuerdo con las experiencias internacionales que se mencionan en la tabla.
- Mercados de generación (mercado eléctrico mayorista), se tomará como referencia el modelo chileno, ya que introduce al agente comercializador sin modificar el modelo de mercado mayorista.
- Precios de generación regulados, se tomará como referencia el modelo chileno, debido a sus aplicaciones en las empresas distribuidoras y sus componentes de potencia y energía en el precio.
- Requisitos para ser usuario libre o regulado, se verifica que existen un rango de potencias mínimas el cual es usado para calificar a los usuarios entre libre o regulado.
- Requisitos para el funcionamiento del agente comercializador, se tomará en cuenta los casos español y colombiano, ya que son mercados que tienen experiencia operando con agentes comercializadores de energía eléctrica.

5.3. Conclusiones del Capítulo

A continuación, se presentan las conclusiones de este capítulo:

- a) Los resultados de la implementación de un agente comercializador pueden variar de acuerdo con las políticas de gobierno, inversión en infraestructura (medidores inteligentes), grupos de poder y equilibrio de mercado, según la realidad de cada país.
- b) Las actividades de Distribución y Comercialización son intrínsecamente distintas por su propia naturaleza, siendo la primera un monopolio natural y la segunda apta para un mercado competitivo. “Al reunir ambas dentro de una sola función, se generan múltiples ineficiencias y fallas de mercado”.
- c) A modo de resumen en la Tabla V.3 se indican las características de comercializadores en los mercados mayoristas y minoristas, así como el despliegue de los medidores inteligentes en estos países.
- d) Como análisis se incluye la Figura V.15, con el comportamiento de los precios de los clientes residenciales en los últimos 50 años, para los países de Latinoamérica que se estudian en este capítulo, y también se ha incluido el caso peruano.

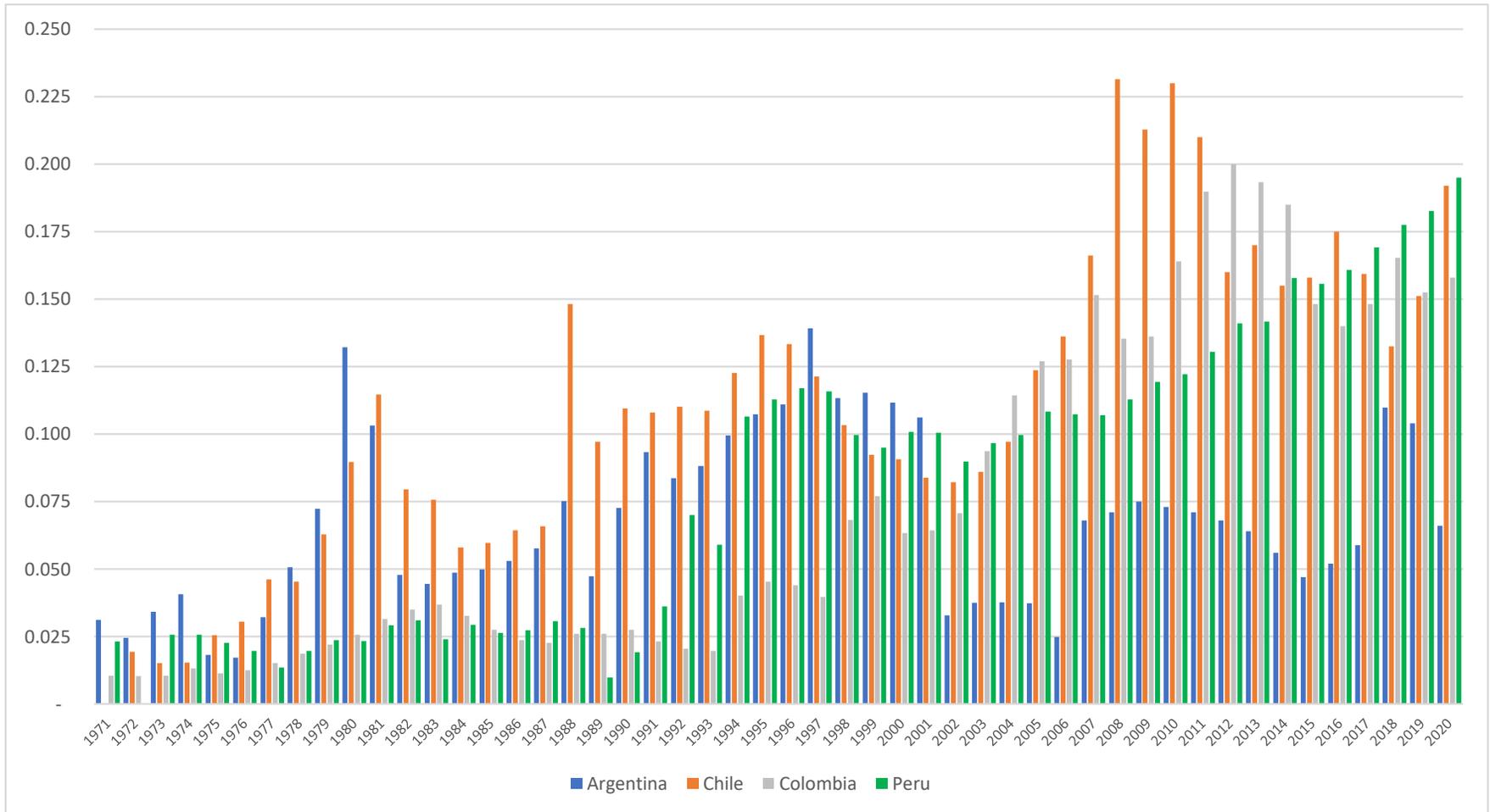
Tabla V.3 Principales características de comercializadores en los mercados mayoristas y minoristas

Países	MERCADO ELECTRICO		COMERCIALIZADOR Y SUS GESTION COMERCIAL				OTROS	
	Mercado eléctrico	Participantes del mercado mayorista	En qué mercado obtiene la energía	Como y de quien obtiene la energía	Mercado del cual obtiene su demanda	Información complementaria	Cantidad comercializadas	Medidores inteligentes
Colombia	<p>Mercado eléctrico Mayorista (Competitivo)</p> <p>a) Mercado de Contratos bilaterales (LP)</p> <p>b) Bolsa de energía (CP)</p>	<p>Generadores y Comercializadores</p> <p>Distribuidores y Grandes Consumidores</p>	Participa del mercado mayorista	<p>Celebra contratos de energía con los Generadores (precio libre)</p> <p>Compra de la bolsa</p>	<p>Usuarios regulados a precios regulados</p> <p>Usuarios No regulados a precios libres</p>	<p>El Comercializador, recibe un ingreso proveniente del cargo por confiabilidad de energía</p> <p>Precio de energía en los últimos 5 años (0.14 - 0.165 USD/kWh)</p>	Al 2021, 217	Al 2021, 33%
Chile	<p>Mercado entre Generadores y Distribuidores</p> <p>Mercado entre Generadores y Clientes libres</p> <p>a) Negociaciones y Contratos</p> <p>Mercado Spot</p>	Generadores y Distribuidores	La obtención del Mercado Mayorista	<p>Celebraría contratos de energía con los Generadores (precio libre)</p> <p>Compraría del Spot (CMg)</p>	<p>Usuarios regulados a precios regulados</p> <p>Usuarios No regulados a precios libres</p>	<p>A partir del 2017, está regulado el mercado de G, T, D</p> <p>La regulación restringe la integración vertical de las empresas</p> <p>Proyecto de Ley de Portabilidad</p> <p>Precio de energía en los últimos 5 años (0.133 - 0.175 USD/kWh)</p>	No aplica	Al 2019, 4% Previsto al 2025, 93%

Argentina	<p>Mercado Mayorista Eléctrico (Competitivo)</p> <p>a) Spot</p> <p>b) Estacionamiento</p> <p>c) A Término (precio libre)</p>	<p>Generadores, Distribuidores, Comercializadores</p>	<p>Participa del mercado mayorista</p>	<p>Celebra contratos de energía con los Generadores (precio libre)</p> <p>Compra del Spot (precio establecido estacional)</p>	<p>Grandes usuarios Mayores, Menores y Particulares (GUMA, GUME, GUPA)</p> <p>Usuarios residenciales</p>	<p>Precio de energía en los últimos 5 años (0.052 - 0.109 USD/kWh)</p>		<p>Al 2021, 33%</p>
España	<p>Mercado Mayorista</p> <p>Mercado Minorista</p>	<p>Generadores, Comercializadores, Consumidores libres, Exportadores, "traders", y otros intermediarios</p>	<p>Participa del mercado mayorista</p>	<p>Merado Spot (Pool)</p> <p>Acuerdos / Contratos bilaterales con generadoras</p> <p>Generación propia (Proyectos a través de PPA)</p>	<p>Mecado regulado, tarifas de discriminación horaria</p> <p>Mercado libre, están la mayoría de comercializadoras (tarifas similares a reguladas). Precio libre</p> <p>a) Mercado de AT liberalizado / Contrataciones a LP</p> <p>b) Mercado de BT / Contratación comercializadora por 1 año</p>	<p>T, D Regulado G Libre Competencia</p> <p>En el mercado residencial existen también las comercializadoras de referencia (COR's), que ofrecen tarifas precio voluntariado al pequeño consumidor (PVPC) / Bono social de 25%PVPC Abastecen mínimo 10%</p>	<p>Al 2019, 8 COR</p> <p>Al 2019, 418 registradas, 300 operativas</p>	<p>Al 2019 100%</p>

Francia	<p>Mercado Mayorista (EPEX SPOT)</p> <p>Mercado Minorista</p>	<p>Generadores , Comercializadores, Consumidores libres, Exportadores, "traders", y otros intermediarios</p>	<p>Participa del mercado mayorista</p>	<p>Merado Spot</p> <p>Acuerdos / Contratos bilaterales con generadoras</p>	<p>Mercado regulado</p> <p>Mercado libre</p>	<p>La mayoría ofrecen servicios integrados de electricidad y gas</p> <p>G, C, son competitivos</p> <p>T, D, Regulados</p>		<p>Al 2020 95%</p>
Japon	<p>Mercado Mayorista</p>	<p>Generadores y Comercializadores</p>	<p>Participa del mercado mayorista</p>	<p>La obtiene del JEPX</p>	<p>Mercado regulado</p> <p>Mercado libre</p>		<p>Al 2019, 611</p>	<p>49% del total de clientes de BT Previsto 100% BT al 2025</p>
EEUU	<p>Mercado Mayorista no es único para todo el país</p> <p>Mercado Minorista , el cual se tiene el minorista regulado y el menorista desregulado</p>		<p>Participa del mercado mayorista</p>		<p>Principalmente el mercado minorista desregulado, el cual se desarrolla en un mercado competitivo a precios libres</p>	<p>Baja tasa de participación de usuarios residenciales</p> <p>Afectos a penalidades por comportamientos que perjudiquen la competencia</p>		<p>Al 2020 67%</p>

Figura V.17 Precio de la energía en US\$ / kWh, en Argentina, Chile, Colombia y Perú



Fuente: (Organizacion Latinoamericana de Energia (OLADE), 2020)

CAPÍTULO VI. ANÁLISIS DEL MARCO LEGAL

6.1. Descripción del Marco Legal en la Actualidad

El marco legal actual del sector eléctrico se inicia en el año 1992 con la promulgación del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, y su reglamentación en el año 1993. Hasta los primeros años de la década de 1990, las actividades de la industria eléctrica (generación, transmisión y distribución) estaban verticalmente integradas en una sola empresa, la cual era de propiedad del Estado (monopolio estatal). Esta integración vertical suponía la existencia de ineficiencias: Déficit de generación, mala calidad del servicio, pérdidas considerables de energía, subsidios cruzados en las tarifas, falta de incentivos para expandir la red, falta de capacidad de inversión en generación por parte del Estado, entre otras, que sumadas al Fenómeno del Niño del año 1992 puso de manifiesto que el país no tenía un mix de generación eficiente, ya que la mayor parte de la capacidad instalada era hidroeléctrica.

La (Ley de Concesiones Electricas, 2010) (LCE) establecía:

- a) La separación de la industria eléctrica en las actividades de generación, transmisión y distribución y el fomento de la participación privada en el desarrollo de estas actividades a través a concesiones o autorizaciones otorgadas por el Ministerio de Energía y Minas.
- b) Se introdujo la competencia en la actividad de generación, mientras que, en la transmisión y distribución, al ser monopolios naturales, las remuneraciones serían reguladas sobre la base de costos medios eficientes.
- c) La creación de un mercado de corto plazo donde participen los generadores.
- d) La creación del Comité de Operación Económica del Sistema (COES) con las funciones de administrar el mercado de corto plazo y realizar el despacho económico centralizado de las unidades de generación.
- e) Segmentación de los usuarios de electricidad en base a su demanda. Se define a los clientes regulados como aquellos cuya demanda máxima anual es menor a 1 MW, y c. Clientes libres a aquellos con una demanda mayor o igual a 1 MW.

- f) Libre acceso a las redes de transmisión y distribución.

La LCE y su (Reglamento de la Ley de Concesiones Electricas, 2009) (RLCE) posteriormente fueron complementadas por otras normas, entre las cuales destacan:

- a) Ley N° 26734, publicada el 31 de diciembre de 1996, que crea el organismo de Supervisión de la Inversión en Energía – OSINERG, que inicialmente comprendía sólo la función de fiscalización en el sector energía.
- b) Normas Técnicas de Calidad, que fueron aprobadas por Decreto Supremo N° 020-97-EM.
- c) Ley N° 26876. Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico, publicada en noviembre de 1997, que impuso condiciones previas para la autorización de eventos de concentración en el sector.
- d) Ley N° 27116, publicada el 17 de mayo de 1999, que crea la Comisión de Tarifas de Energía.
- e) Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la inversión Privada en los Servicios Públicos, publicada el 29 de julio de 2000, que determina la incorporación de la Comisión de Tarifas de Energía a OSINERG.
- f) Ley N° 27435, Ley de Promoción de Concesiones de Centrales Hidroeléctricas, publicada el 16 de marzo de 2001.
- g) Ley N° 28447, publicada el 30 de diciembre de 2004, que modifica diversos artículos de la Ley de Concesiones Eléctricas, estableciendo principalmente, que la fijación de las Tarifas en Barra sea de periodicidad anual y que el período de estudio considerado para el cálculo del Precio Básico de Energía sea de 36 meses (12 anteriores y 24 posteriores al mes de la fijación).

Si bien el marco normativo trajo mejoras sustanciales en el sistema eléctrico, no fue muy atractivo para el desarrollo de nuevas inversiones en generación. Los capitales privados vinieron por el lado de las privatizaciones de las empresas estatales, las cuales incluían compromisos de incremento de capacidad.

Al año 2004, el parque generador no había cambiado mucho. El mix de generación era principalmente hidroeléctrico (80% de la capacidad instalada). Este año hubo una fuerte sequía en el país, la cual redujo significativamente la capacidad de generación de las centrales hidroeléctricas y la demanda tuvo que ser cubierta con centrales termoeléctricas a base de diésel. Esta crisis originó que el costo marginal del sistema se disparase por encima de los 100 USD/MWh, valor superior a las Tarifas en Barra fijadas por OSINERGMIN, con la cual se firmaban los contratos entre generadoras y distribuidoras. Las distribuidoras empezaron a tener “retiros sin contrato” ante la negativa de las generadoras a firmar contratos a una Tarifa en Barra menor al costo marginal.

Ante esta problemática, mediante la Ley N° 28447, Ley que modifica la LCE, se creó una Comisión, con la finalidad de elaborar un proyecto de ley destinado a asegurar el desarrollo eficiente de generación eléctrica mediante: i) incorporación de mecanismos de mercado, ii) mecanismos de mitigación de riesgos a través de precios firmes, iii) desarrollo de nuevas inversiones en generación, iv) competencia por el mercado, y v) criterios para el tratamiento de las conexiones internacionales.

El resultado de esta Comisión fue que en el año 2006 se aprobó la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, que tenía como objetivo perfeccionar las reglas establecidas en la LCE. Las principales medidas que adoptó dicha ley fueron:

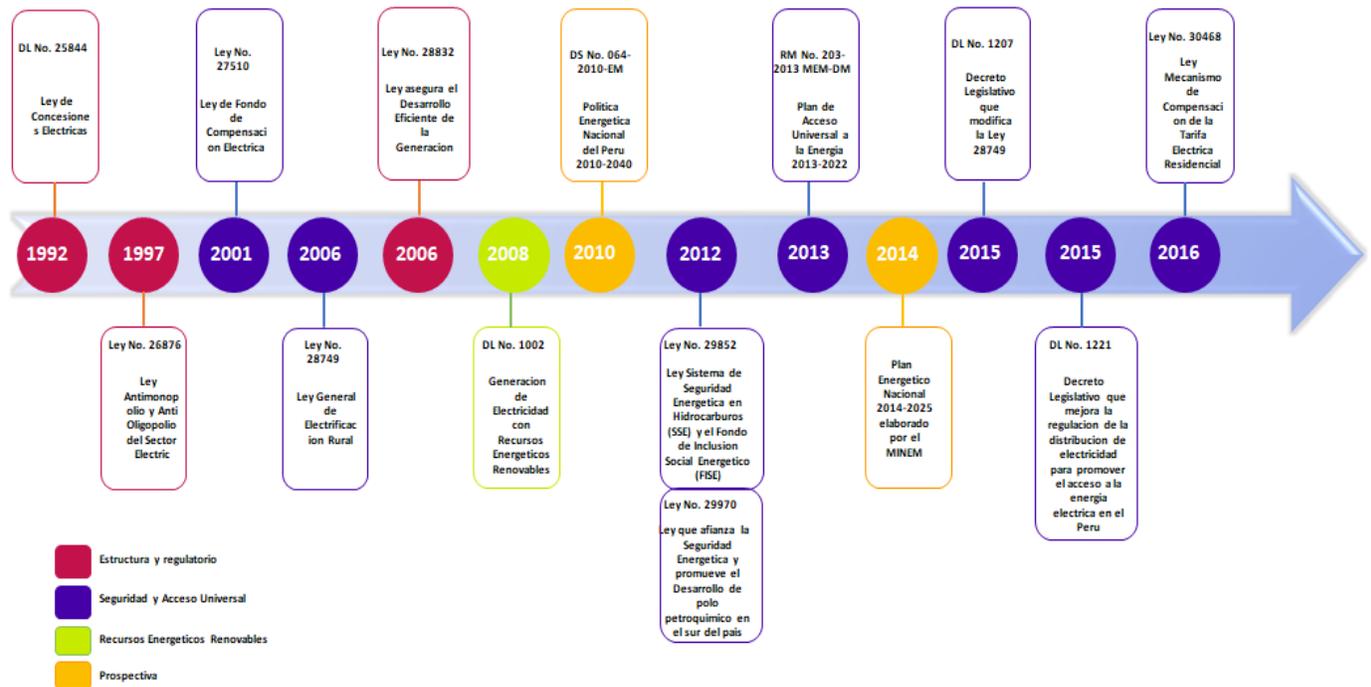
- a) Reformar el marco regulatorio de la transmisión eléctrica, de manera que facilite la competencia en la generación.
- b) Establecer licitaciones entre generadoras y distribuidoras para el suministro de electricidad al mercado regulado, con la finalidad de asegurar el abastecimiento oportuno de la demanda e incentivar nuevas inversiones en generación.
- c) Inclusión, en el Mercado de Corto Plazo, de las distribuidoras (para atender la demanda de sus usuarios libres) y los Grandes Usuarios Libres en el Mercado de Corto Plazo, para el abastecimiento de su demanda hasta un máximo de 10%.
- d) Planificación centralizada de la transmisión, elaborada por el COES, revisada por

OSINERGMIN y aprobada por el Ministerio de Energía y Minas.

Posteriormente a la Ley N° 28832 se han publicado nuevas normas en el sector eléctrico, entre las cuales tenemos:

- a) Decreto Legislativo N° 1002, Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables, publicado en el año 2008, el cual. tiene como finalidad la promoción de la generación de electricidad con fuentes renovables mediante subastas.
- b) Decreto Supremo N° 022-2009-EM, Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, en el cual se establecen los nuevos límites para la clasificación de los usuarios de electricidad. Los usuarios cuya máxima demanda anual sea igual o menor a 200 kW, tienen la condición de usuario regulado. Los usuarios cuya máxima demanda esté comprendida entre 200 y 2 500 kW, podrán elegir entre la condición de usuario regulado o de usuario libre. Los usuarios cuya evolución sea mayor a 2 500 kW, tienen la condición de usuarios libres.

Figura VI.1 Línea de Tiempo Marco Legal e Institucional Sector Eléctrico en el Perú



Fuente: OSINERGMIN y Elaboración Propia

En ese sentido, y de acuerdo la normativa antes promulgada, se ha logrado tener una importante reforma para el país, en materia de aseguramiento de la oferta y un sistema eléctrico confiable y, eficiente que busca cubrir las necesidades y derechos de todos los consumidores finales, priorizando el uso óptimo de los recursos naturales disponibles.

Estas normas han permitido obtener un Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) que asegura la operatividad y confiabilidad, dando las pautas para una futura interconexión internacional con los países de la región.

El marco normativo vigente, es aplicable a las actividades eléctricas de generación, transmisión, distribución, y comercialización; con una apertura para poder ser desarrolladas por empresas nacionales o extranjeras.

Dentro de las principales características de la normativa se tiene:

- a) La eliminación del monopolio del Estado, y la desarticulación de las empresas quedando separadas en las principales actividades de generación, transmisión y distribución.
- b) Se fomenta la participación del sector privado, promoviendo concesiones o autorizaciones que serán otorgadas por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), las cuales les permitirán operar en cualquier de las actividades según el giro de la persona jurídica.
- c) Prevalece la competencia y eficiencia.
- d) Respecto a los precios, la normativa permite una libertad de precios para los suministros en competencia, y un sistema regulado para aquellos clientes considerados usuarios regulados.

El Estado peruano, a través del MINEM, otorga concesiones y/o autorizaciones según corresponda, para desarrollar las actividades de generación eléctrica, considerando los recursos hídricos, de hidrocarburos, así como energéticos renovables, entre otros. Mientras que, para la transmisión, la concesión dependerá si requieran bienes o intervención del Estado, a diferencia del caso de los distribuidores, quienes de acuerdo a su concesión deben asegurar el servicio público de electricidad a los usuarios. Para el caso de las concesiones definitivas y las autorizaciones, estas se otorgan por plazo indefinido (Artículo. 22 de la LCE).

Las actividades de generación, transmisión y distribución podrán ser efectuadas libremente cumpliendo las normas técnicas y disposiciones vigentes, esto incluye la conservación del medio ambiente y el Patrimonio Cultural de la Nación (Artículo. 7 de la LCE). Asimismo, en zonas específicas la actividad de distribución solo podrá ser efectuada por un solo titular. Para los efectos de ampliaciones o reducciones de zonas de concesiones, estas deber ser comunicadas y autorizadas por el MINEM (. Artículo. 30 de la LCE).

Los concesionarios distribuidores están obligados a suministrar electricidad a quien lo solicite, siempre que esté dentro de su zona de concesión, así como asegurar contratos con

empresas generadoras de energía, garantizar la calidad del servicio, y permitir el uso compartido de la infraestructura eléctrica de su concesión.

Dentro del marco de la LCE, se permiten los contratos de venta de energía y de potencia de los suministros que se ejecuten dentro del régimen de libertad de precios, los cuales deben separar en los precios de a tarifa la generación, transmisión y distribución. En el sector eléctrico peruano, la regulación de precios se aplica en los siguientes casos:

- a) Transferencia de potencia y energía entre generadores.
- b) Los retiros de potencia y energía en el COES.
- c) Las tarifas y compensaciones de los sistemas de transmisión y distribución
- d) Las ventas de energía de generadores a distribuidores.
- e) Las ventas a usuarios del sector público.

Las tarifas de transmisión y distribución de energía son reguladas por el OSINERGMIN, organismo técnico y descentralizado con autonomía funcional, económica, técnica y administrativa, cuyas responsabilidades, entre otras, es la de fijar las tarifas de eléctricas. En el caso de las tarifas de distribución, estas incluirán los precios a nivel generación, peajes de la transmisión y el Valor Agregado de Distribución (VAD), el cual este último estará basado en una empresa modelo eficiente, y se calculará para cada concesionario de distribución (Artículo 66 de la LCE).

Figura VI.2 Regulación y Fiscalización del Sector



Fuente: OSINERGMIN

6.2. Marco jurídico de una empresa para operar dentro del sector eléctrico

De acuerdo con la normativa vigente, y según lo que establece la LCE y su Reglamento, así como la Ley N° 28832, no existe un marco específico en el Perú, para la figura del comercializador de energía, dado que, según las normativas antes mencionadas, esta función se encuentra inmersa dentro del rol del distribuidor por lo que se requerirá un cambio en la normativa.

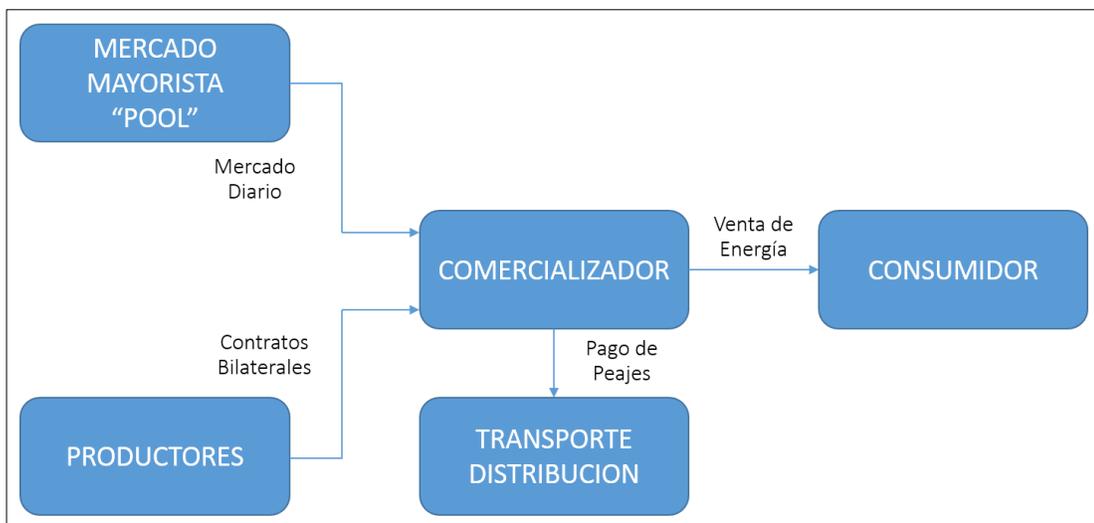
A fin de que la persona jurídica del comercializador pueda desarrollarse en el mercado eléctrico peruano, se debe contar con una normativa que lo establezca jurídicamente como tal, ante las empresas del sector eléctrico, considerando los derechos y funciones para su desarrollo comercial, actuando como un agente en el mercado de electricidad, gestionando sus propios contratos de suministro de energía, etc.

La comercialización de energía eléctrica es una actividad de intermediación comercial entre la producción y la demanda. Presenta características potencialmente competitivas, y

debido a que, al presentar bajos costos de inversión, permite la entrada de muchos operadores al mercado. Para la fijación de la tarifa al usuario final existe un traslado de costos de toda la cadena de producción (generación, transmisión y distribución, más el margen de comercialización). Esta actividad, a diferencia de las actividades de generación, transporte y distribución, no cuenta con infraestructura dentro de la cadena de suministro eléctrico, ya que se trata de una actividad netamente comercial.

Las empresas comercializadoras son responsables de entregar la energía eléctrica a los usuarios finales a cambio de una prestación económica. Para lograr este objetivo, deben comprar energía de los productores y revenderla a los consumidores finales. Las empresas comercializadoras tienen la opción de comprar la energía del mercado mayorista o “pool” (mercado diario) a precios más bajos y volátiles, o pueden adquirirla mediante la firma de contratos bilaterales a plazo suscritos directamente con los productores, a precios más elevados y menos volátiles, o una combinación de ambas opciones. Los precios que se consiguen (en el mercado diario o mediante contratos bilaterales) son precios de mercado. La retribución por el uso de las redes de transmisión y distribución se realiza a través de una tarifa regulada.

Figura VI.3 Modelo del Mercado Eléctrico Peruano



Elaboración: Propia

6.3. Propuesta de cambio para permitir el acceso del Comercializador al mercado eléctrico

De lo revisado y considerando los mercados eléctricos citados en el capítulo del benchmarking, la propuesta de cambio comprende los siguientes aspectos:

- a) Crear la figura del agente comercializador puro de energía eléctrica⁹.
- b) Que el comercializador tenga acceso al mercado mayorista de electricidad¹⁰.
- c) Que los comercializadores puedan convocar a licitaciones de electricidad, para abastecer la demanda de los usuarios¹¹.
- d) Permitir que el comercializador pueda formar contratos bilaterales con generadores¹².
- e) Desarrollar un mercado secundario o de derivados financieros con la finalidad de minimizar el riesgo del precio spot de energía¹³.
- f) Que el pago, que los usuarios finales realizan, no vaya directamente al comercializador, sino a un fideicomiso y sea este quien haga el pago respectivo a los agentes involucrados (generadores, transmisores, distribuidores y comercializadores), a fin de garantizar la cadena de pagos y evitar la entrada de agentes comercializadores especulativos¹⁴,

De esta manera se permite que el comercializador de energía eléctrica pueda definir una estrategia de contratación de energía (spot, licitaciones o contratos bilaterales) y lograr precios competitivos para el usuario final.

⁹ Referencia: Mercados eléctricos español (según Real Decreto Ley 34/1998 la Comisión Nacional de Energía de España) y colombiano (conforme a lo dispuesto en la Ley 142 de 1994).

¹⁰ Referencia: Mercados eléctricos español y colombiano.

¹¹ Referencia: Mercado eléctrico español.

¹² Referencia: Mercados eléctricos español y colombiano.

¹³ Referencia: Mercado eléctrico español.

¹⁴ Referencia: Mercado eléctrico español y normativa vigente sobre el mercado mayorista.

6.4. Análisis Legal de la Propuesta Regulatoria

6.4.1. La Actividad de Comercialización en la Regulación Vigente

Desde el año 1992, cuando la LCE entró en vigor, se reconoció la comercialización de energía junto con la generación, transmisión y distribución como actividades del sector eléctrico peruano:

Artículo 1.- Las disposiciones de la presente Ley norman lo referente a las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica. (...)

(Énfasis agregado)

Sin embargo, tal como se concluye en este acápite, la comercialización no ha sido regulada de forma directa, quedando implícitamente incluida en las actividades que desarrollan las empresas de generación y distribución¹⁵. Veamos.

De manera general, el literal b) del artículo 31 de la LCE establece que las empresas titulares de concesiones y/o autorizaciones eléctricas tienen la obligación de aplicar los precios regulados que se fijan de conformidad a lo dispuesto en esta ley. Esto es concordante con lo señalado anteriormente, pues la LCE establece que las ventas a usuarios del Servicio Público de Electricidad están sujetas a regulación de precios¹⁶. Similarmente, la LCE dispone que las ventas de energía y potencia que se efectúen a usuarios libres deban contemplar obligatoria y separadamente los precios acordados de generación y los cargos

¹⁵ Cfr. Libro Blanco (2005, P.15)

¹⁶ Cfr. Artículo 43 LCE.

de transmisión, distribución y comercialización¹⁷. En suma, las empresas de generación¹⁸ y distribución están obligadas a considerar las tarifas de transmisión, distribución, así como los precios firmes de generación cuando correspondan para comercializar energía y potencia con los usuarios finales.

Respecto a la distribución, el artículo 30 de la LCE establece la exclusividad para el desarrollo de la actividad de distribución dentro de su área de concesión. Correspondientemente, el artículo 82 de la LCE¹⁹ otorga a los usuarios regulados el derecho a que el distribuidor de su zona de concesión le suministre energía eléctrica.

Más adelante, el artículo 34 de la LCE establece como obligación de los distribuidores, entre otros: (i) suministrar electricidad a los usuarios regulados que se encuentren en su

¹⁷ LCE

“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.**” (Énfasis agregado)*

¹⁸ En el caso específico de la comercialización de electricidad para el mercado libre es importante tener en cuenta lo dispuesto por el Reglamento de Usuarios Libres aprobado mediante Decreto Supremo N° 022-2009-EM que establece las condiciones y principales características de contratación con el mercado libre. Asimismo, de manera específica, el Decreto Legislativo 1002 “Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables” en su artículo 5 regula la comercialización de electricidad a partir de fuentes renovables garantizándole prioridad en el despacho y la aplicación de una prima para garantizar sus ingresos.

¹⁹ LCE

Artículo 82.- Todo solicitante, ubicado dentro de una zona de concesión de distribución tendrá derecho a que el respectivo concesionario le suministre energía eléctrica, previo cumplimiento de los requisitos y pagos que al efecto fije la presente Ley y el Reglamento, conforme a las condiciones técnicas que rijan en el área. (...)

zona de concesión; (ii) garantizar el suministro a su demanda en al menos 24 meses; (iii) permitir la conexión (*Open Access*) a sus redes excepto cuando tenga por objeto suministrar electricidad a los usuarios regulados:

“Artículo 34.- Los Distribuidores están obligados a:

- a) Suministrar electricidad a quien lo solicite dentro de su zona de concesión o a aquellos que lleguen a dicha zona con sus propias líneas, en un plazo no mayor de un (1) año y que tengan carácter de Servicio Público de Electricidad;*
- b) Garantizar la demanda para sus usuarios regulados por los siguientes veinticuatro (24) meses como mínimo;*
- c) Garantizar la calidad del servicio que fije su contrato de Concesión y las normas aplicables;*
- d) Permitir la utilización de todos sus sistemas y redes por parte de terceros para el transporte de electricidad, excepto cuando tenga por objeto el suministro de electricidad a Usuarios Regulados dentro o fuera de su zona de concesión, en las condiciones establecidas en la presente Ley y en el Reglamento;*
- e) Cumplir con las obligaciones establecidas para las ZRT”.*

La actividad de distribución eléctrica para el suministro de usuarios regulados está legalmente calificada como parte del Servicio Público de Electricidad que reviste carácter de utilidad pública, conforme a lo dispuesto en el artículo 2 de la LCE²⁰. En consonancia con ello, las reclamaciones de los usuarios respecto a la prestación de este servicio son

²⁰ LCE

“Artículo 2.- Constituyen Servicios Públicos de Electricidad:

a) El suministro regular de energía eléctrica para uso colectivo o destinado al uso colectivo, hasta los límites de potencia fijados por el Reglamento; y,

b) La transmisión y distribución de electricidad.

El Servicio Público de Electricidad es de utilidad pública.”

resueltas en última instancia administrativa por el OSINERGMIN.

Cabe señalar que, como excepción, cuando no se requiera de concesión para desarrollar la actividad de distribución²¹, el suministro (comercialización) de energía eléctrica a usuarios regulados puede ser efectuado por personas naturales o jurídicas con el permiso de los Concejos Municipales, quienes fijarán las condiciones de suministro junto a sus usuarios y de conformidad con el artículo 121 de la LCE.

Adicionalmente, la LCE hace referencia a la actividad de “comercialización” cuando describe la finalidad de los Sistemas de Transmisión Principal y Secundario²². En el marco de estas definiciones, el artículo 233 del Reglamento de la LCE prohíbe que las entidades propietarias del Sistema Principal de Transmisión comercialicen electricidad, bajo pena de caducidad de su concesión²³.

De lo anterior, podemos advertir que el marco regulatorio peruano actualmente considera la actividad de comercialización como un atributo o facultad adicional para los agentes que desarrollan la actividad de generación y distribución en sus correspondientes mercados.

²¹ El artículo 3 de la LCE establece que se requiere de concesión para desarrollar la actividad de distribución cuando la demanda supere los 500 kW.

²² LCE

Artículo 58.- En cada Sistema Interconectado, el Ministerio de Energía y Minas, a propuesta de la Comisión de Tarifas Eléctricas, definirá el Sistema Principal y los Sistemas Secundarios de Transmisión de acuerdo a las características establecidas en el Reglamento.

El Sistema Principal permite a los generadores comercializar potencia y energía en cualquier barra de dicho sistema.

Los Sistemas Secundarios permiten a los generadores conectarse al sistema principal o comercializar potencia y energía en cualquier barra de estos sistemas.

²³ LCE

Artículo 233.- Las entidades propietarias del Sistema Principal de Transmisión de un sistema interconectado, están impedidas de comercializar electricidad. Este hecho será tipificado como causal de caducidad.

En el primer caso, la actividad de comercialización para las empresas generadoras no ha sido normativamente indicado como una actividad obligatoria. Es decir, los generadores no tienen la obligación legal de vender la energía que producen en el mercado mayorista de electricidad, tampoco tienen la obligación de comercializar su energía en el mercado minorista (usuarios libres y regulados). No obstante, en la práctica, el negocio del generador en gran parte se soporta en la comercialización.

Respecto al segundo caso, las empresas de distribución sí están obligadas a cumplir con el mandato legal de comercializar energía eléctrica con los usuarios regulados que se ubiquen dentro de su zona de concesión. De la misma manera, los usuarios regulados tienen el derecho, pero también la obligación de contratar el suministro de energía eléctrica con el distribuidor de su zona de concesión, no pudiendo elegir ningún otro suministrador de energía, a menos que migre de su condición de usuario regulado a libre.

Finalmente, de acuerdo con nuestro análisis del marco normativo vigente, podemos concluir que es posible regular directamente la figura de un agente de comercializador de energía a través de modificaciones normativas a nivel legal y reglamentario. Dichas modificaciones normativas, en nuestra opinión, no contravienen los principios en los que se basa el modelo regulatorio de la industria eléctrica peruana. Ello pues la actividad de comercialización es pasible de ser regulada de forma independiente, y consideramos que la inclusión de un agente comercializador en el mercado eléctrico es plenamente posible por las razones expuestas en esta Tesis.

6.5. Creación del Agente Comercializador y su Impacto en la Regulación Vigente

De acuerdo con el resultado de nuestro análisis del marco regulatorio vigente, consideramos que es posible incorporar reformas normativas con el objeto de permitir y regular directamente la actuación de agentes comercializadores en el mercado eléctrico peruano. Para dichos efectos, a continuación, presentamos las principales normas que, en nuestra opinión, tendrían que ser modificadas.

Como punto de partida, sería necesaria la inclusión de la figura del comercializador en base a la definición presentada en el año 2005 en la Exposición de Motivos que dio lugar a la promulgación de la Ley 28832 (Libro Blanco, p. 157), en la que se puede observar que los “Comercializadores” eran considerados como un agente adicional e independiente²⁴. En tal sentido, consideramos que la definición de Comercializador que podría ser incorporada a través de una modificación en la Ley 28832 debiera ser la siguiente:

Agentes.-** Denominación genérica dada al conjunto de Generadores, Transmisores, Distribuidores y Usuarios Libres y **Comercializador.

***Comercializador.-** Persona Jurídica autorizada para comprar energía y potencia²⁵ en el Mercado Mayorista de Electricidad o a través de contratación directa o resultante de procesos de licitación, con la finalidad de vender electricidad a Usuarios Libres y Regulados en cualquier lugar del territorio nacional, de acuerdo a las condiciones y requisitos establecidos en su respectivo*

²⁴ Libro Blanco (2005, p.161)

*1. Agentes.- Denominación genérica dada al conjunto de Generadores, Transmisores, Distribuidores, Usuarios Libres y **Comercializadores.** (...)*

*7. **Comercializador.-** Persona Jurídica autorizada por el Ministerio para comprar y vender electricidad a otros Agentes en cualquier lugar del territorio nacional, de acuerdo a las condiciones y requisitos establecidos en el Reglamento. En caso de desempeñar otra actividad como Agente en el sector, deberá mantener contabilidad separada para cada actividad.*

(Énfasis agregado)

²⁵ No es objeto de esta tesis el analizar si debiera o no mantenerse el régimen de contratación en base a potencia y energía. Sin embargo, debemos señalar que para alcanzar cierto grado de madurez que permita dinamizar la actividad del Comercializador sería conveniente repensar la posibilidad de que se permitan solo compras y venta de energía, separadamente del mercado de capacidad. En ese sentido, analógicamente a la exigencia contemplada en el artículo 3 de la Ley 28832, también los comercializadores estarían en la obligación de contar con potencia y energía firme a fin de vender energía a su demanda libre y regulada.

Reglamento.

En caso de desempeñar otra actividad como Agente en el sector como generación o distribución, el Comercializador deberá mantener contabilidad separada para cada actividad para que pueda ser autorizado por el Ministerio de Energía y Minas, supervisado por el Osinergmin; y/o cumplir con las condiciones que INDECOPI fije en caso de operaciones de concentración, conforme a lo previsto en la Ley de Concesiones Eléctricas, su Reglamento y demás normas aplicables.

Las modificaciones que proponemos persiguen la finalidad de generar mayor competencia, dinamizando el mercado al permitir un mejor manejo de riesgos entre productos y consumidores (OSINERGMIN, 2005. p. 12).

En tal sentido, toda norma legal y reglamentaria que atribuya facultades de comercialización al distribuidor deberá ser modificada con el fin de que dichas actividades sean trasladadas con el objeto de que sean asumidas por los agentes comercializadores de energía. De esta manera, se eliminaría el monopolio legal creado a favor del distribuidor para la comercialización de energía eléctrica de manera exclusiva a los usuarios regulados dentro de su zona de concesión, entre otras disposiciones adicionales. Entre las principales normas que advertimos deberían ser modificadas se encuentran las siguientes.

6.5.1.1. Participación del Comercializador en el Mercado Mayorista de Electricidad, Contratos Bilaterales y Resultantes de Procesos de Licitación

Consideramos que el agente comercializador de energía debe poder acceder al Mercado Mayorista de Electricidad para beneficiarse de las señales de precio del mercado. Adicionalmente, es necesario que este agente comercializador tenga un portafolio diferenciado de contratos de suministro provenientes de licitaciones de largo y corto plazo, así como de contratos bilaterales. De esta manera, el Comercializador estaría en posibilidad de asumir la responsabilidad de cobertura de la demanda regulada, que en la actualidad es asumida por los distribuidores.

En ese sentido, compartimos lo señalado por Okumura (2015, p. 27), cuando explica que el crecimiento del mercado eléctrico peruano crea el contexto para analizar la inclusión de un comercializador de energía que pueda adquirir grandes bloques de energía en el mercado mayorista para luego revenderla a fin de lograr economías de escala que les permita luego competir en este mercado con los generadores. De esta manera, podrá propiciarse productos específicos para ciertos clientes que no resultan ser atractivos para los generadores por su bajo nivel de demanda.

6.5.1.1.1. Participación en el Mercado Mayorista de Electricidad

En dicho sentido, la primera modificación a la Ley 28832 será incorporar al Comercializador como agente participante del Mercado de Corto Plazo y eliminar toda referencia al Distribuidor en tanto estos agentes dejarían de tener la función de comercializadores exclusivos de sus zonas de concesión, de la siguiente manera:

Artículo 11.- El Mercado de Corto Plazo

11.1 Pueden participar en el Mercado de Corto Plazo los Generadores, ~~Distribuidores~~ y Comercializadores para atender a sus Usuarios Libres y los Grandes Usuarios Libres, con las condiciones establecidas en el Reglamento. (...)

11.4 Los Generadores, ~~Distribuidores~~, Comercializadores y Grandes Usuarios Libres, en caso de que fuera necesario, deberán constituir fideicomisos u otras garantías de realización inmediata como respaldo de los retiros de capacidad y energía que efectúen del Mercado de Corto Plazo, de tal manera que se garantice el pago oportuno en dicho mercado.

11.5 El Reglamento establecerá los lineamientos para:

- a) El funcionamiento y organización del Mercado de Corto Plazo;*
- b) Las reglas para la liquidación de las operaciones de transferencia realizadas en el Mercado de Corto Plazo;*
- c) Las condiciones y requisitos a que se encuentra sujeta la participación de los Generadores, ~~Distribuidores~~, Comercializadores y Grandes Usuarios Libres en las operaciones del Mercado de Corto Plazo;*

d) Los términos y condiciones para la constitución de garantías y las penalidades por su incumplimiento.

Teniendo la habilitación legal para participar del Mercado, le resultaría aplicable a los Comercializadores, las condiciones, criterios y requisitos para su incorporación en el Mercado Mayorista de Electricidad.²⁶

En dicho sentido, sugerimos evaluar las siguientes modificaciones en el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad aprobado mediante Decreto Supremo N° 026-2016-EM:

Artículo 2.- Participación en el MME

2.1 Las condiciones generales para ser Participante son:

a) Ser Integrante del COES.

b) Implementar los mecanismos de envío de información en los medios y formas que establezca el COES.

c) Haber constituido las garantías u otro mecanismo de aseguramiento de pago, de conformidad con lo señalado en el artículo 8 del presente Reglamento y los Procedimientos que emita el COES para tal efecto.

d) No tener deuda pendiente por sus operaciones en el MME.

e) Suscribir una Declaración Jurada mediante la cual manifieste su conocimiento y aceptación respecto a que el corte del suministro por el incumplimiento de sus obligaciones, así como todas las consecuencias derivadas de dicho corte, son de su absoluta responsabilidad.

2.2 Los Participantes que están autorizados a vender en el MCP son los Generadores Integrantes del COES, por las inyecciones de las centrales de su

²⁶ Adicionalmente, también deberá evaluarse una modificación en la definición de “Retiro” del Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad, a fin de permitir que el Comercializador pueda efectuar retiros y dicha energía sea contabilizada en una Barra de Transferencia.

titularidad en Operación Comercial o en período de pruebas previa a la Operación Comercial.

2.3 Los Participantes que están autorizados a comprar en el MCP son:

a) Generadores, para atender sus contratos de suministro, para lo cual deberán ser titulares de Unidades de Generación que estén en Operación Comercial.

b) ~~Distribuidores para atender demanda de sus Usuarios Libres, hasta por un 10% de la máxima demanda registrada por el total de sus Usuarios Libres en los últimos doce (12) meses.~~

c) Grandes Usuarios, para atender su demanda hasta por un 10% de su máxima demanda registrada en los últimos doce (12) meses.

d) Comercializadores para atender la demanda de sus Usuarios Libres y Regulados, hasta por un 10% de la máxima demanda registrada por el total de sus Usuarios Libres en los últimos doce (12) meses.

El porcentaje antes mencionado podrá ser modificado por Decreto Supremo.

2.4 Los Participantes en el MME están obligados a:

a) Cumplir las disposiciones del presente Reglamento y demás normas aplicables.

b) Los Participantes que compren en el MME y que estén comprendidos en el esquema de garantías señalado en el artículo 8, deben declarar todos sus Retiros previstos para el día siguiente en cada Intervalo de Mercado, en las barras requeridas por el COES, de conformidad con los Procedimientos. (...)

e) Los Participantes que compren en el MME deben pagar por los sistemas de transmisión, el sistema de distribución, así como otros servicios y/o cargos definidos conforme a la legislación vigente y asignados a los Usuarios.

f) Los Grandes Usuarios y los Comercializadores que efectúen retiros para Usuarios Libres deberán asegurarse que los Usuarios Libres cuenten con equipos que permitan la desconexión individualizada y automatizada de las instalaciones vinculadas a retiros del MME. Dichas instalaciones deben permitir que el COES pueda ordenar la maniobra de desconexión y el titular de la instalación a la que se conecta el Usuario Libre pueda realizarla, sin intervención ni injerencia del Gran Usuario y/o del Comercializador.”

Como puede advertirse, para la participación del Comercializador en el Mercado Spot (mercado que forma parte del Mercado Mayorista de Electricidad) se requerirá, entre otras cosas: (i) ser integrante del COES, (ii) constituir garantías u otros mecanismos de aseguramiento de pago, (iii) pagar por los sistemas de transmisión, distribución, otros servicios y/o cargos conforme a la legislación vigente, así como cumplir con todas las obligaciones establecidas para los participantes de manera general.

En primer lugar, para que el Comercializador se vuelva integrante del COES deberá cumplir con lo dispuesto en el Procedimiento Administrativo de COES PR-16-A “Registro de Integrantes del COES”. En nuestra opinión este procedimiento deberá ser adaptado a las características del Comercializador, quien podría compartir ciertos requisitos exigidos a los Usuarios Libres. En ese sentido, no debería exigírseles contar con un Estudio de Operatividad aprobado porque no contarán con instalaciones eléctricas, tampoco un título habilitante para desarrollar su actividad, aunque sí podría exigírsele “constancia de calificación” para operar como Comercializador emitida por la autoridad competente, que en nuestra opinión debiera ser el Ministerio de Energía y Minas. En cambio, sí nos parece razonable la exigencia del Procedimiento COES PR-16-A (procedimiento de rechazos de carga) a fin de que los Comercializadores presenten una declaración jurada sobre su demanda contratada.

De otro lado, reviste especial importancia la obligación que debería cumplir todo Comercializador que desee comprar su energía en el Mercado Spot para abastecer a su demanda libre y regulada. Debemos señalar que no es intención de esta investigación el cuestionar o analizar si debiese incluirse algún tipo de límite (en cuanto a un porcentaje) de demanda que el Comercializador podría adquirir del Mercado Spot. Sin embargo, posiblemente esto dependerá del nivel de madurez y liquidez del mercado eléctrico, así como de la definición del tratamiento no discriminatorio respecto a los diferentes agentes tienen permitido comprar energía en el Mercado Spot.

En todo caso y en cumplimiento de la regulación aprobada para la participación en el Mercado Mayorista de Electricidad, el Comercializador deberá cumplir con presentar las

garantías que le permitan asegurar el cumplimiento de las obligaciones de pago que se generen en este mercado. Asimismo, en tanto los Comercializadores no tendrán como garantía de sus pagos las inyecciones de energía que tienen los generadores, su tratamiento es más parecido a los Distribuidores y Grandes Usuarios:

Artículo 8.- Garantías

*8.1 Los Participantes ~~Distribuidores~~, **Comercializadores** y Grandes Usuarios que no cuenten con informes de clasificación de riesgo favorables, deberán garantizar el pago de sus obligaciones en el MME mediante garantías, conforme lo establezca el Procedimiento respectivo. (...)*

8.2 Los Procedimientos definirán, entre otros, los tipos de garantías, así como los montos, periodicidad, plazo de vigencia, condiciones y términos de las mismas. Para dichos efectos se tomará en cuenta lo siguiente:

a) Las garantías serán de liquidez y ejecución inmediata a solo requerimiento, sin beneficios de excusión, irrevocables e incondicionales, tales como cartas fianza, depósitos en efectivo, entre otras modalidades que señalen los Procedimientos.

b) El monto de las garantías deberá cubrir todas las obligaciones de los Participantes Comercializadores y Grandes Usuarios en el MME por tres meses, tales como retiros, intereses, pago por capacidad, inflexibilidades operativas, entre otros, para tal efecto, el COES deberá verificar dicho cumplimiento conforme a lo señalado en los Procedimientos respectivos.

8.3 Los Procedimientos establecerán los términos y condiciones para la constitución de fideicomisos de administración de las garantías antes señaladas. Los costos de los mismos deberán ser asumidos por los Participantes obligados a constituir garantías. (...)

Notamos que también deberán adecuarse los Procedimientos Técnicos de COES referidos a este tema como el PR-02 “Condiciones de Participación en el Mercado Mayorista de Electricidad” aprobado mediante Resolución Osinergmin N° 181-2017-OS/CD, y el PR-46 “Garantías y Constitución de Fideicomisos para el Mercado Mayorista de Electricidad”, aprobado mediante Resolución Osinergmin N° 190-2017-OS/CD, por que

deberán incluir al agente comercializador en la participación del mercado mayorista.

Nos parece también oportuno resaltar que, para el funcionamiento del Mercado Mayorista de Electricidad, será necesario que el Comercializador suscriba y mantenga vigente un Contrato de Fideicomiso, y correspondientemente asuma la alícuota que le corresponda para cubrir los gastos de administración del fideicomiso. El Fideicomiso en Garantía que sea suscrito obedecerá las instrucciones que emita el COES para ejecutar una garantía en caso de incumplimiento de pago, tal como se desarrolla en el Procedimiento Técnico de COES PR-46

6.5.1.1.2. Contratos sin Licitación y con Licitación

Asimismo, a fin de permitir que los Comercializadores puedan suministrar energía y potencia a usuarios finales, consideramos que debería incluirse en el artículo 3 de la Ley 28832 la siguiente modificación:

Artículo 3.- De los contratos

*3.1 Ningún generador podrá contratar con Usuarios Libres y ~~Distribuidores~~ y **Comercializadores** más potencia y energía firme que las propias y las que tenga contratadas con terceros.*

3.2 Las ventas de electricidad de Generador a Comercializador ~~Distribuidor~~, destinadas al Servicio Público de Electricidad, se efectúan mediante:

- a) Contratos sin Licitación, cuyos precios no podrán ser superiores a los Precios en Barra a que se refiere el artículo 47 de la Ley de Concesiones Eléctricas;*
- b) Contratos resultantes de Licitaciones.*

De esta manera, y en tanto también se modifiquen las normas reglamentarias que resulten necesarias para tal efecto, el Comercializador tendrá habilitada la suscripción de contratos con generadores para abastecer a sus clientes; siendo estos contratos resultantes de licitaciones o no. En principio no consideramos que debieran implementarse disposiciones particulares respecto al Comercializador, sino que en todo lo posible las

obligaciones que eran asumidas por los generadores y distribuidores cuando asumían la función de “comercializadores” sean trasladadas a este nuevo agente.

6.5.1.2. Obligación de Pago a Transmisores y Distribuidores

Sin perjuicio de lo anterior, conforme lo dispone el literal e) del artículo 2.4 del Reglamento del Mercado Mayorista, debe quedar claramente establecido que el Comercializador debe pagar por los sistemas de transmisión y distribución, así como por los demás cargos que resulten necesarios.

No obstante, también consideramos que es necesario introducir una modificación en la LCE y su reglamento con el objeto de diferenciar cualquier inclusión de las actividades de comercialización para la determinación del Valor Agregado de Distribución (VAD). Es por ello que en nuestra opinión todo costo de comercialización que haya sido incluido en el VAD debe ser separado.

En tal sentido, consideramos que los artículos 63 al 73 de la LCE deben ser revisados, así como sus normas reglamentarias. Particularmente lo dispuesto en el artículo 142 del Reglamento de la LCE, que establece que el Valor Agregado de Distribución, considera costos de distribución, según el siguiente detalle:

Artículo 142°.- Los costos asociados al usuario, que se tomarán en cuenta para el cálculo del Valor Agregado de Distribución son los costos unitarios de facturación, que comprenda la lectura, el procesamiento y emisión de la misma, su distribución y la comisión de cobranza, considerando una gestión empresarial eficiente. Tratándose del sistema prepago de electricidad, la tarifa deberá reflejar las variaciones que se presenten en el costo de comercialización asociados al usuario.

(Énfasis agregado)

Del texto resaltado se desprende que el VAD incluye en su cálculo montos que cubren aspectos relacionados a las actividades de comercialización. Los cuales, en nuestra opinión, debieran ser eliminados. En todo caso, si bien no es objeto de esta Tesis, debemos señalar que quedará en discusión si el costo de comercialización debería o no seguir siendo

regulado por OSINERGMIN bajo el esquema de empresa eficiente; o si por el contrario, debiéramos permitir que el libre mercado fije estos valores.

6.5.1.3. Principales Obligaciones del Agente Comercializador

Al eliminar la facultad de comercialización de la actividad de distribución, también se estaría eliminando la prerrogativa otorgada a los distribuidores para ejercer la comercialización exclusiva de electricidad en su zona de concesión. Por esta razón es necesario que se modifique el artículo 34 de la LCE con el objeto de que la obligación de Open Access también sea aplicable a favor de los Comercializadores y sus clientes.

En ese sentido, toda obligación que los distribuidores deban cumplir a favor de garantizar el suministro a usuarios regulados deberá ser trasladada para que sea asumida exclusivamente por los Comercializadores, considerando los derechos y funciones para su desarrollo comercial, actuando como un agente en el mercado de electricidad, gestionando sus propios contratos de suministro de energía, etc. Adicionalmente, en nuestra opinión, la facultad de resolución de controversia en última instancia administrativa debería permanecer en el ámbito de OSINERGMIN conforme al artículo 93 de la LCE, siendo dicha actividad también sujeta a fiscalización por el regulador de acuerdo con lo establecido en la normativa aplicable.

También consideramos que debiera mantenerse y generalizarse la prohibición de realización de prácticas anticompetitivas en el mercado libre y regulado de electricidad. En tal sentido debiera ampliarse su aplicación conforme lo establece la Primera Disposición Complementaria del Reglamento de Usuarios Libres²⁷.

²⁷ DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

Primera.- Para la[s] relaciones comerciales [en el mercado libre de electricidad], es de aplicación el Decreto Legislativo N° 1034, Decreto Legislativo que aprueba la Ley de Represión de Conductas Anticompetitivas, o el que lo sustituya.

6.5.1.4. *Personas Jurídicas que no Debieran ser Calificados como Comercializadores*

Finalmente, consideramos importante establecer algunos lineamientos respecto de quienes, en nuestra opinión, no debieran ser calificados para ser Agentes Comercializadores en el mercado eléctrico peruano.

En la actualidad, existe una prohibición expresa en el Reglamento de la LCE que prohíbe a las entidades propietarias del Sistema Principal de Transmisión realizar actividades de comercialización.

Artículo 233.- Las entidades propietarias del Sistema Principal de Transmisión de un sistema interconectado, están impedidas de comercializar electricidad. Este hecho será tipificado como causal de caducidad.

Si bien consideramos que esta disposición fue incluida a fin de eliminar cualquier posible riesgo de distorsiones en la competencia por parte del titular de las instalaciones de transmisión. También nos parece oportuno señalar que sería saludable evaluar su permanencia teniendo en cuenta la madurez del mercado eléctrico peruano en la actualidad.

Ligado a lo anterior, el artículo 121 del Reglamento de la LCE establece algunas reglas para evitar la concentración en el mercado eléctrico peruano. En tal sentido, señala:

Artículo 122.- Las actividades de generación y/o de transmisión pertenecientes al Sistema principal y/o de distribución de energía eléctrica, no podrán efectuarse por un mismo titular o por quien ejerza directa o indirectamente el control de éste, salvo lo dispuesto en la presente Ley.

Quedan excluidos de dicha prohibición, los actos de concentración de tipo vertical u horizontal que se produzcan en las actividades de generación y/o de transmisión y/o de distribución, que no impliquen una disminución daño o restricción a la competencia y la libre concurrencia en los mercados de las actividades mencionadas o en los mercados relacionados."

Si durante el procedimiento de otorgamiento de concesión definitiva o autorización, se presenten casos de integración vertical que no califican como actos de concentración conforme a la normatividad de la materia, el Ministerio de Energía y

Minas evalúa el otorgamiento del respectivo derecho eléctrico, conforme a las condiciones definidas mediante decreto supremo refrendado por el Ministro de Energía y Minas y el Ministro de Economía y Finanzas.

Como puede advertirse, el mercado eléctrico peruano está gobernado por una regla general en la que no es posible que las “*actividades de generación y/o de transmisión pertenecientes al Sistema principal y/o de distribución de energía eléctrica, no podrán efectuarse por un mismo titular o por quien ejerza directa o indirectamente el control de éste*”. Si bien esta regla es bastante extrema, el mismo artículo establece que quedan excluidos de esta prohibición los siguientes casos:

- a. Los actos de concentración vertical u horizontal entre actividades de generación y/o transmisión y/o distribución que no implique una disminución, daño o restricción a la competencia. Lo cual será comprobado producto de la aplicación de la norma ...
- b. Cuando no se traten de actos de concentración y por tanto no se encuentren en el alcance de la Ley 26878 “Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico” y de la recién aprobada Ley 31122 “Ley que establece el control previo de operaciones de concentración empresarial”²⁸. En este caso, es competencia del Ministerio de Energía y Minas el evaluar el otorgamiento de los derechos eléctricos correspondientes.

Para la aplicación de los supuestos a. y b. descritos a la figura del Comercializador, consideramos que de igual manera tendrá que evaluarse si su labor de Comercializador puede disminuir, dañar o restringir la competencia. Este análisis tendría que ser realizado por el INDECOPI como entidad competente.

²⁸ Esta norma fue publicada el 7 de enero de 2021, y entrará en vigencia a los 15 días en que sean aprobados los reglamentos de adecuación de las funciones del INDECOPI. En cuanto entre en vigor esta ley, quedará automáticamente derogada la Ley 26876.

En todos los otros casos en los que no se trata de operaciones de concentración, corresponderá al Ministerio de Energía y Minas evaluar las condiciones de ingreso que deben cumplir los Comercializadores para ser autorizados a actuar como tales. En ese sentido, adelantamos que no consideramos necesario una prohibición tal que impida que los distribuidores puedan formar una empresa vinculada o pertenecer al mismo grupo económico del Comercializador. En todo caso, consideramos que esta evaluación deberá efectuarse caso por caso, y siempre con el objetivo de promover la competencia en el sector.

Por último, el artículo 121 de la LCE autoriza a que personas naturales o jurídicas puedan suministrar energía eléctrica con carácter de servicio público, que requiera de concesión. En nuestra opinión si bien esta disposición podría mantenerse, sería necesario que se introduzca la posibilidad que los Comercializadores efectúen la labor de comercialización, de modo que también pueda contribuirse a la competencia y mejor calidad de suministro para este tipo de mercados. Siendo así, propone el siguiente ajuste:

Artículo 121.- El suministro de energía eléctrica con carácter de Servicio Público de Electricidad, que no requiera de concesión, puede ser desarrollado por personas naturales o jurídicas con el permiso que será otorgado por los Concejos Municipales para cada caso o por Comercializadores, quienes fijarán las condiciones del suministro de común acuerdo con los usuarios.

*No obstante lo anterior, los **Distribuidores de la ZRT respectiva** podrán solicitar al Ministerio de Energía y Minas el otorgamiento de concesión para el **desarrollo de la actividad de distribución** dentro de las disposiciones de la presente Ley y Reglamento.*

En suma, podemos concluir que en nuestra opinión el MINEM debiera autorizar a las personas jurídicas que podrán actuar como Comercializadores. Para ello, debe ponerse atención a las reglas vigentes que prohíben las operaciones de concentración salvo que dichas conductas sean autorizadas por el INDECOPI o en su defecto, por el MINEM. En cualquier caso, consideramos importante incluir como obligación el mantener contabilidad separada por cada actividad.

6.6. Conclusiones del Capítulo

La actividad de comercialización no ha sido regulada de forma directa en el marco normativo del sector eléctrico peruano, quedando implícitamente incluida en las actividades que desarrollan las empresas de generación y distribución. Es más, en el caso de las empresas de distribución existe un mandato legal de comercializar energía eléctrica con los usuarios regulados que se ubiquen dentro de su zona de concesión.

Considerando lo anterior, y conforme a nuestro análisis del marco normativo vigente, podemos concluir que es posible regular directamente la figura de un agente de comercializador de energía a través de modificaciones normativas a nivel legal y reglamentario. Dichas modificaciones normativas, en nuestra opinión, no contravienen los principios en los que se basa el modelo regulatorio de la industria eléctrica peruana.

Para tal efecto, se tendrá que incluir como un agente adicional a los Comercializadores, otorgándoles todas las facultades necesarias que le permitan comprar y vender energía a los usuarios libres y regulados. Consecuentemente, también tendría que eliminarse toda prerrogativa que los distribuidores puedan tener como consecuencia de haber realizado la actividad de comercialización y, en tal sentido, trasladar las obligaciones que resulten aplicables a los Comercializadores.

CAPÍTULO VII. IMPACTO ECONÓMICO DEL COMERCIALIZADOR

7.1. Tipos de Comercializadores

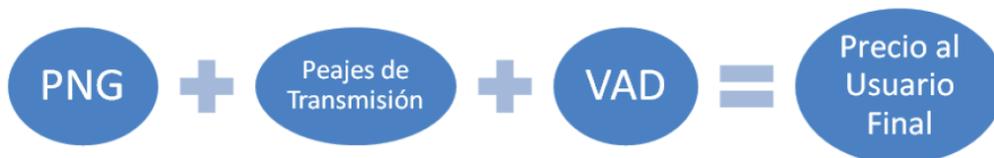
La actividad de comercialización se puede clasificar en dos tipos: mayorista y minorista:

- a) **Comercialización Mayorista:** Es la que se da en el mercado mayorista de electricidad. En el lado de la oferta se tiene a las empresas generadoras, y en la demanda, las empresas comercializadoras y, distribuidoras (que en algunos países tienen las funciones de comercialización) y los Grandes Usuarios Libres. En este mercado se compra la energía mediante contratos bilaterales a precio pactado libremente, o se adquiere del mercado spot.
- b) **Comercialización Minorista:** Es aquella que está destinada a los usuarios finales del servicio de electricidad. Por el lado de la oferta se tiene a las empresas comercializadoras y distribuidoras, y en la demanda se hallan los usuarios del servicio eléctrico (libres y regulados).

7.2. Formación de las Tarifas Eléctricas para Usuarios Regulados

Según la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), las tarifas a los usuarios finales tienen que remunerar a cada una de las actividades de la cadena de valor en el sector eléctrico: generación, transmisión y distribución. Por tanto, la tarifa eléctrica está formada por la suma de 3 componentes: las tarifas de generación (Precios a Nivel Generación), las tarifas de transmisión (peajes unitarios del sistema de transmisión) y las tarifas de distribución (Valor Agregado de Distribución).

Figura VII.1 Composición del Precio de Energía al Usuario Final



Fuente: OSINERGMIN (2011)

Cada uno de estos segmentos tiene una forma distinta de remunerar, que veremos a continuación.

7.2.1. Los Precios a Nivel Generación

Los Precios a Nivel Generación (PNG) son un promedio ponderado de los Precios Firmes y los Precios en Barra.

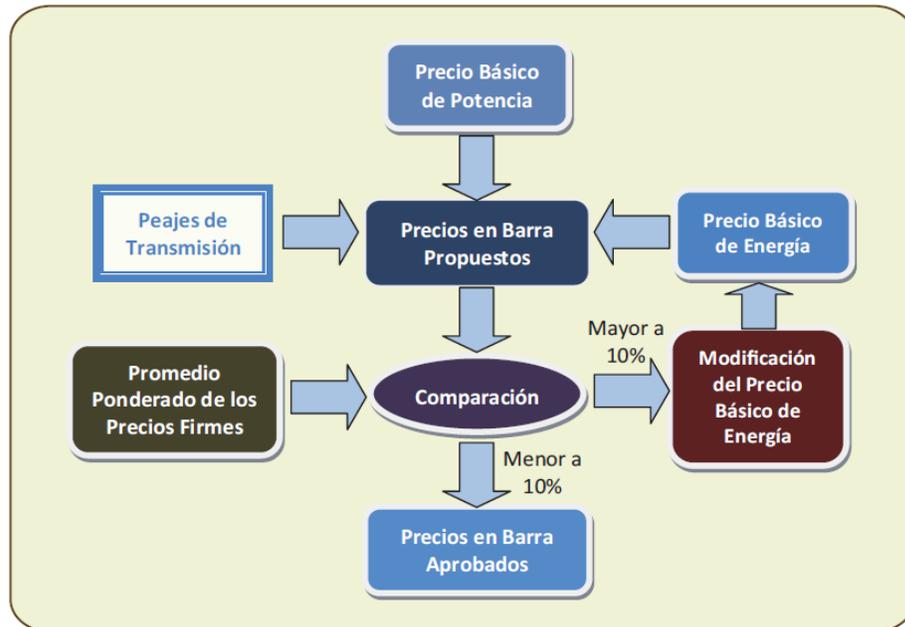
- a) **Los Precios Firmes** resultan de las licitaciones de largo plazo que se establecen en la Ley 28832 y que se trató anteriormente. Las licitaciones de largo plazo son el principal mecanismo que tienen las distribuidoras para abastecer la demanda de los usuarios regulados.
- b) **Los Precios en Barra** son precios regulados por OSINERGMIN, los cuales se fijan de forma administrativa. Según la LCE, los precios en barra son el resultado de los precios de generación más el peaje de transmisión. Por su parte, los precios de generación están formados por el Precio Básico de la Energía más el Precio Básico de la Potencia.
 - **El Precio Básico de Energía** permite remunerar los costos variables de las centrales de generación, es decir aquellos costos que dependen de su producción. Se calculan para cada una de las barras del SEIN como producto de la minimización del costo actualizado de operación y el costo de racionamiento para un determinado periodo. Dicho periodo comprende los siguientes 24 meses y los últimos 12 meses contados a partir de la fecha de inicio del proceso de fijación tarifaria. Para ello se utiliza el modelo de optimización PERSEO. El Precio Básico de Energía es el promedio ponderado de los costos marginales futuros.
 - **El Precio Básico de la Potencia** permite remunerar los costos fijos de las centrales de generación, es decir aquellos costos que no dependen del nivel de producción. Para su cálculo se considera a la central más económica para abastecer incrementos de potencia en las horas de máxima demanda anual del SEIN. Esta central es una turbina a gas operada con combustible

diésel. El precio básico de potencia es igual a la anualidad del costo de inversión más el costo fijo anual de operación y mantenimiento, expresado en unidades de capacidad (precio por MW).

El Precio en Barra se fija de forma anual, y entra en vigencia en mayo de cada año. El mecanismo de contratación, vía precios en barra entre generadores y distribuidores para abastecer a los usuarios regulados, es un mecanismo complementario a las licitaciones de largo plazo. Los distribuidores que hayan tenido errores en su proyección de demanda pueden contratar con los generadores a estos precios.

Los precios en barra antes de ser aprobados son comparados con los precios firmes producto de las licitaciones. Si la diferencia entre ellos es menor al 10%, los Precios en Barra son aprobados y publicados. En caso haya una diferencia superior al 10%, se tiene que ajustar el Precio Básico de Energía, hasta lograr una diferencia inferior a la establecida.

Figura VII.2 Esquema de Fijación de Precios en Barra



Fuente: OSINERGMIN

7.2.2. Los Peajes de Transmisión

Los Peajes de Transmisión son los pagos que corresponden a la remuneración por el uso o beneficio de las redes de transmisión.

Actualmente en el Perú coexisten 4 sistemas de transmisión: 2 sistemas establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas y 2 sistemas establecidos en la Ley 28832.

- **Ley de Concesiones Eléctricas.** En la LCE se establece el Sistema Principal de Transmisión Principal (SPT) y el Sistema Secundario de Transmisión (SCT).
- **Ley 28832.** Establece en Sistema Garantizado de Transmisión (SGT) y el Sistema Complementario de Transmisión (SCT). Esta ley estableció la planificación centralizada de la transmisión, a cargo del COES. Todas las nuevas instalaciones de transmisión que entren al sistema deberán clasificarse como SGT o SCT, en tanto que las instalaciones que tengan la clasificación de SPT o SCT se mantendrán dentro de esta clasificación hasta que finalice su periodo de concesión o sean retiradas de operación.

Tabla VII.1 Leyes que Establecen el Marco Normativo del Sector Eléctrico

Decreto Ley 25844 – LCE (Año 1992)	Ley 28832 (Año 2006)
• Sistema Principal (SPT): Líneas de transmisión de muy alta tensión (MAT) y de alta tensión (AT) conectadas a las subestaciones o barras base ¹⁷¹ .	• Sistema Garantizado (SGT): Instalaciones que se encuentran incluidas en el Plan de Transmisión y que se construyen como resultado de una licitación.
• Sistema Secundario (SST): Instalaciones de alta tensión (AT) y media tensión (MT) que transportan electricidad a un distribuidor o usuario final desde una barra base.	• Sistema Complementario (SCT): Instalaciones que se encuentran o no en el Plan de Transmisión pero que son construidas por iniciativa propia de los agentes.

Fuente: OSINERGMIN

De lo anterior se puede apreciar que existen redes de transmisión principales (SPT y SGT) y secundarias (SST y SCT). El pago de las redes principales es asumido por todos los usuarios del sistema eléctrico, en tanto que el pago de las redes secundarias es asumido por quien las usa. Ambos pagos son regulados por OSINERGMIN.

La remuneración del SPT considera el costo de inversión eficiente y los costos estándares de operación y mantenimiento de las redes. El pago es anual, por lo que los costos de inversión deben ser convertidos en anualidades, considerado un plazo de 30 años y la tasa de descuento establecida en la LCE (12%).

La remuneración del SGT es producto de las licitaciones. Este pago comprende los costos de inversión, operación y mantenimiento de las redes por un periodo de 30 años a la tasa de descuento que establece la LCE (12%). El pago del SGT no reconoce costos eficientes, sino los costos solicitados por el ganador de la licitación.

La remuneración de estos sistemas se da bajo los principios de costos eficientes. El pago de estas redes es asumido por quien las usa, y se pueden diferenciar 3 casos:

- a) Redes usadas exclusivamente por la generación.
- b) Redes usadas exclusivamente por la demanda.
- c) Redes usadas por la generación y la demanda.

7.2.3. El Valor Agregado de Distribución

El Valor Agregado de Distribución (VAD) permite remunerar el uso de las redes de media y baja tensión. El cálculo del VAD toma en cuenta lo siguiente:

- a) Costos asociados al usuario, independientemente de su nivel de consumo (cargo fijo). Este costo permite cubrir los costos de comercialización asociados al distribuidor (lectura de medidor, facturación y cobranza).
- b) Pérdidas estándar de energía y potencia en las redes de distribución.
- c) Costos eficientes de inversión, operación y mantenimiento.

Figura VII.3 Componentes del VAD



Fuente: OSINERGMIN

El VAD es un costo anual, y se calcula como la anualidad de los costos de inversión de la empresa eficiente adaptada a la demanda más los costos de explotación, los cuales incluyen los costos de operación, mantenimiento, administración y comercialización.

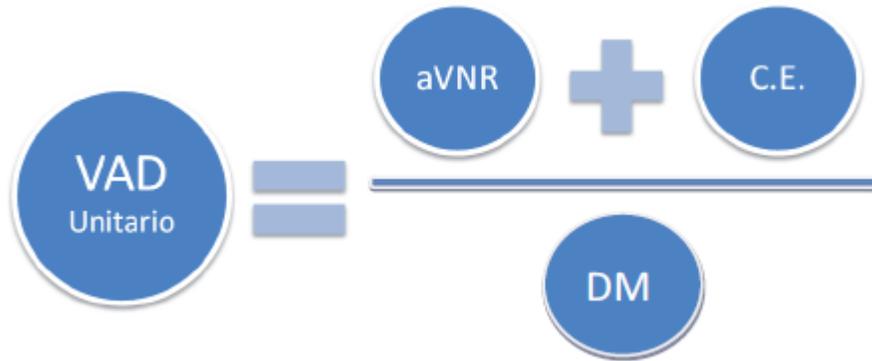
Figura VII.4 Cálculo del VAD



Fuente: OSINERGMIN

El VAD unitario se calcula como el valor del VAD entre la máxima demanda proyectada (DM)

Figura VII.5 Cálculo del VAD Unitario



Fuente: OSINERGMIN

De la tarifa eléctrica al usuario final, los costos de transmisión y distribución son costos regulados, mientras que los costos de la generación se forman producto de la competencia entre generadores en las licitaciones de las distribuidoras. Como se mencionó anteriormente, el Precio a Nivel Generación es un promedio ponderado de los Precios Firmes y los Precios en Barra; sin embargo, los primeros tienen un peso de 95% en el PNG.

7.3. Metodología aplicada al análisis económico del agente comercializador

7.3.1. Compra de Energía

De acuerdo con nuestra propuesta económica, el comercializador tiene varias opciones para comprar energía a nivel mayorista y consideramos que la siguiente estructura tarifaria podría ser bastante ventajosa para desarrollar la competencia en el sector eléctrico, específicamente para los clientes regulados.

- Costos marginales en el mercado spot, bajo la consideración que se pueda acceder con un mínimo de compra del 25% de la demanda del comercializador a un precio de 25 USD/MWh.
- Precio de licitaciones, considerando que este segmento de energía representa máximo el 50% de la demanda del comercializador a un precio de 50 USD/MWh.

- Contratos bilaterales, considerando que este segmento de energía representa como máximo el 25% de la demanda del comercializador a un precio de 47.5 USD/MWh.
- Precio de potencia a 12 USD/MWh

Nuestra propuesta se basa en el análisis realizado; sin embargo, cada comercializador puede tener un mix distinto de contratación en función al riesgo que este quiere o puede asumir.

En el caso de los usuarios que no opten por contratar su energía con un comercializador, estos mantendrán la calificación de usuarios regulados y serán suministrados de electricidad de forma exclusiva por la versión comercial de los agentes distribuidores dentro de su zona de concesión y/u otro comercializador designado, similar a como sucede en España con los llamados “Comercializadores de Referencia”, los cuales tienen la obligatoriedad de suministrar electricidad a una tarifa regulada llamada Precio Voluntario al Pequeño Consumidor (PVPC), la cual se ofrece a usuarios cuya potencia contrata sea menor o igual a 10 kW

7.3.2. Variables Macroeconómicas

- Tasa de Inflación en el Perú: 2,5%
- Tipo de Cambio: 3,7 PEN/USD

7.3.3. Pliego Tarifario

Según el pliego tarifario de abril 2021, la tarifa BT5B residencial es de 60,09 ctm. S//kWh, de la cual el 50,36% corresponde la generación (30,26 ctm. S//kWh), 23,83% a la transmisión (14,32 ctm. S//kWh) y 25,81% a la distribución (15,51 ctm. S//kWh)

Como es sabido, la transmisión y distribución son monopolios naturales regulados, mientras que la generación es una actividad que se desarrolla en competencia. Bajo esta premisa, el comercializador buscará optimizar la forma en que compra energía, para de esta

manera transferirle los beneficios al usuario final.

7.3.4. Precio de la Energía al Usuario Final

Los precios de la energía a los usuarios finales están expresados en ctm. S/ /kWh, mientras que los precios a nivel mayorista están expresados en USD/MWh. Para hacer la conversión de los precios a nivel mayorista a los precios a nivel minorista, los primeros se multiplican por el factor: TC/10 (TC: Tipo de cambio). De la siguiente manera:

- Mercado Spot: $25 \text{ USD/MWh} \times (3,7/10) = 9,25 \text{ ctm. S/ /kWh}$
- Licitaciones: $50 \text{ USD/MWh} \times (3,7/10) = 18,5 \text{ ctm. S/ /kWh}$
- Bilaterales: $47,5 \text{ USD/MWh} \times (3,7/10) = 17,58 \text{ ctm. S/ /kWh}$
- Potencia: $12 \text{ USD/MWh} \times (3,7/10) = 4,44 \text{ ctm. S/ /kWh}$

El precio unitario de la energía (expresado en ctm. S/ /kWh) que el comercializador trasladará a los usuarios finales será el producto del costo de la energía, que depende del tipo de contratación: spot, licitaciones o bilaterales, por el porcentaje de energía que representa cada mercado en la energía total contratada por el comercializador. Al resultado anterior le sumamos el precio de la potencia y obtenemos el precio de generación que será trasladado a los usuarios.

- Precio Unitario de Energía = (Precio Spot) x (%Energía Spot) + (Precio Licitaciones) x (%Energía Licitaciones) + (Precio Bilaterales) x (%Energía Bilaterales) + Precio Potencia
- Precio Unitario de Energía = $(9,28) \times (25\%) + (18,50) \times (50\%) + (17,58) \times (25\%) + 4,44$
- Precio Unitario de Energía = 20,40 ctm. S/ /kWh

Los costos de la transmisión y distribución los hemos obtenido del pliego tarifario de abril 2021 para la tarifa BT5B residencial, mostrado en el ítem 3, y son 14,32 y 15,51 ctm.

S//kWh respectivamente.

Por lo tanto, el cargo por energía a cobrar por el comercializador corresponde a la suma de los precios de generación, transmisión y distribución:

- Cargo por Energía = Precio de Generación + Cargo por Transmisión + Cargo por Distribución
- Cargo por Energía = 20,40 + 14,32 + 15,51
- Cargo por Energía = 50,22 ctm. S/ /kWh

7.3.5. Margen Comercial

Se considera un margen comercial de 7,5% para el comercializador de energía, con lo cual el cargo por energía sería de:

- Cargo por Energía con Margen Comercial = 50,22 x 1,075
- Cargo por Energía con Margen Comercial = 53,99 ctm. S/ /kWh.

Consideramos que el margen de comercialización no será regulado, sino que será fijado por el mercado producto de la competencia a nivel minorista. Los primeros comercializadores que ingresen al mercado fijarán sus márgenes de comercialización, pero este se irá ajustando con el ingreso de más comercializadores. Actualmente, las empresas de distribución obtienen un margen de comercialización regulado en el VAD, el cual remunera las actividades propias de la comercialización: lectura de medidores, facturación, cobranza. Esta remuneración no considera riesgo alguno para la empresa distribuidora en las ventas de energía, pues la empresa tiene el monopolio de la comercialización y no existe competencia. En cambio, para las empresas de comercialización, este margen sí considera el riesgo que estas asumen producto de la compra y venta de energía, y cada empresa tiene

distintas formas de gestionar sus riesgos. Por esta razón es que consideramos que este margen no debe ser regulado.

Si bien al liberalizar el mercado minorista de electricidad se añade un agente más en el sector eléctrico, que es el comercializador de energía, este tiene los incentivos, producto de la competencia, de reducir tarifas, ya que buscará la mejor manera de comprar electricidad en el mercado mayorista. La competencia que se genera en el mercado minorista obliga a que los comercializadores sean más eficientes al momento de comprar energía a los generadores (buscan menores precios de contratos o compran energía en el mercado spot) y el resultado de estas eficiencias sea trasladado a los usuarios. Los comercializadores al tener acceso al mercado spot están expuestos al riesgo de precio de este mercado, el cual como se sabe tiene alta volatilidad. Sin embargo, es labor del comercializador gestionar estos riesgos. Como sucede en muchos países, el uso de derivados financieros para cubrirse de este riesgo es muy utilizado. El uso de estos instrumentos usados para la cobertura de riesgo de precios no es objeto de estudio de esta tesis, pero se menciona ellos porque son utilizados a nivel mundial. Otro riesgo que se corre es que el comercializador quede en insolvencia económica y quiebre, quedando sus clientes sin suministrador. En estos casos, como también lo muestra la experiencia internacional, los comercializadores deben entregar garantías monetarias que garanticen el continuo suministro a sus clientes y aseguren la cadena de pagos en el sector.

7.3.6. Demanda

Para el análisis solo se ha considerado la demanda de los usuarios regulados con opción tarifaria BT5B de Lima y Callao con consumos mayores a 100 kWh por mes tal como indica la tabla VII.2. También se ha considerado una tasa de crecimiento de la demanda de 3% anual y, para simular el efecto de competencia, se ha considerado que nuestro comercializador solo atenderá al 10% del mercado potencial. Durante los primeros años, la demanda tendrá poco interés en comprar energía a los comercializadores, debido a que será un nuevo agente en el mercado y a que el grueso de la población desconoce el tema. Los comercializadores tendrán la labor de atraer clientes mostrándoles los potenciales

beneficios que esto supone. Para simular esta condición, hemos considerado una penetración progresiva de los comercializadores en base a las experiencias internacionales según la Tabla VII.3.

Tabla VII.2 Clientes BT5B - Lima y Callao

Consumo BT5B (kWh)	Número de Clientes			
	ENEL	Luz del Sur	Total	Media (kWh)
1-30	2 819	2 237	5 056	15
31-100	38 470	23 209	61 679	65
101-150	48 500	32 584	81 084	125
151-300	121 587	102 660	224 247	225
301-500	86 651	88 552	175 203	400
501-750	48 760	53 946	102 706	625
751-1000	23 077	26 310	49 387	875
>1000	68 238	60 580	128 818	1000

Fuente: OSINERGMIN

Tabla VII.3 Penetración de los Comercializadores en el Mercado Regulado (BT5B)

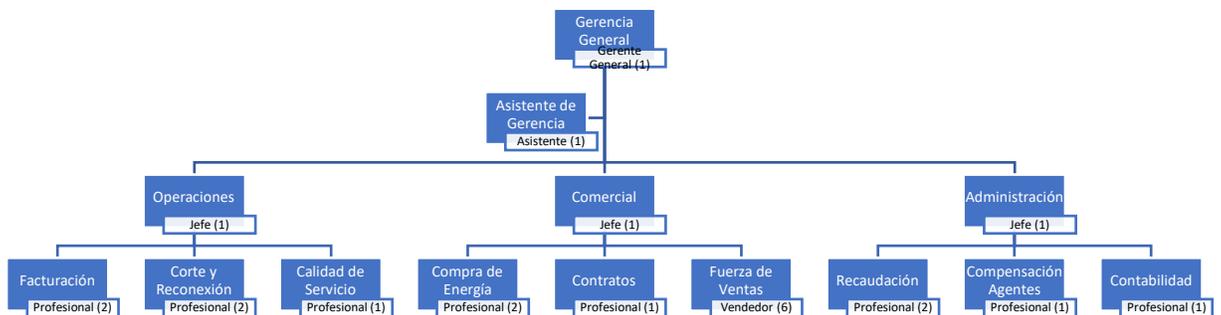
Demanda (kWh)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1-30	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
31-100	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
101-150	1.00%	2.00%	3.50%	5.00%	7.50%	10.00%	10.00%	10.00%	10.00%	10.00%
151-300	2.50%	5.00%	7.50%	10.00%	12.50%	15.00%	15.00%	15.00%	15.00%	15.00%
301-500	2.50%	5.00%	7.50%	10.00%	12.50%	15.00%	17.50%	17.50%	17.50%	17.50%
501-750	2.50%	5.00%	7.50%	10.00%	15.00%	20.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%
751-1000	2.50%	5.00%	7.50%	10.00%	15.00%	20.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%
>1000	2.50%	5.00%	7.50%	10.00%	15.00%	20.00%	25.00%	30.00%	40.00%	50.00%

Fuente: Elaboración Propia

7.3.7. Estructura Organizacional

Se ha considerado la siguiente estructura organizacional para la empresa comercializadora. Esta estructura ha sido elaborada en base al estudio de empresas comercializadoras de otros países y a las entrevistas realizadas a comercializadores durante el viaje a España.

Figura VII.6 Estructura Organizacional



Fuente: Elaboración Propia

El costo del personal ha sido tomado de los valores aprobados por OSINERGMIN en el Estudio del Valor Agregado de Distribución 2019.

Tabla VII.4 Costo de Personal

	Cantidad	Costo Anual (USD)	Costo Total (USD)
Gerente	1	110,000	110,000
Jefe	3	45,000	135,000
Profesional	12	28,000	336,000
Vendedor	6	18,000	108,000
Asistente	4	15,000	60,000
Total			749,000

Fuente: Elaboración Propia

7.3.8. Otras Consideraciones

Se ha considerado que el comercializador debe entregar una garantía monetaria para poder garantizar la cadena de pagos en el sector eléctrico, ante un posible incumplimiento o quiebra de este. La garantía corresponde a 6 meses de consumo de energía.

El análisis se ha realizado para un periodo de 20 años a partir del 2022, y los costos de energía, potencia, los cargos de transmisión y distribución han sido actualizados anualmente usando la tasa de inflación.

7.4. Resultados

Con todas las premisas anteriores, se ha hecho un análisis económico, obteniendo los siguientes resultados:

La tarifa al usuario final tiene una reducción del 10,1% en el cargo por energía.

De acuerdo con los indicadores financieros VAN y TIR, el negocio de la comercialización resulta rentable para la empresa, en un horizonte de análisis de 20 años.

VAN - 20 años	\$2,122,874.26
TIR - 20 años	18.39%

Sin embargo, para un horizonte de 10 años, el negocio ya no es rentable, tomando en cuenta las premisas anteriores.

VAN - 10 años	-\$1,132,114.42
TIR - 10 años	2.28%

De un análisis de sensibilidad se determina que el margen mínimo del comercializador, para obtener un $VAN > 0$, debe ser 6% para una tasa de crecimiento de la demanda de 3% anual. En la Figura VII.7, se muestra la tabla de sensibilidad, donde se analiza el margen mínimo de comercialización en función a la tasa de crecimiento de la demanda.

Figura VII.7 Análisis Económico - Margen Comercial vs Crecimiento de la Demanda

Margen Comercial	Tasa Crecimiento Demanda		Crecimiento de la demanda										
	3.0%	7.5%	3.00%	2.80%	2.60%	2.40%	2.20%	2.00%	1.80%	1.60%	1.40%	1.20%	1.00%
\$2,122,874													
10.0%	\$5,373,538.05	\$5,117,840.75	\$4,867,820.01	\$4,623,343.27	\$4,384,281.10	\$4,150,507.12	\$3,921,897.96	\$3,698,333.13	\$3,479,695.03	\$3,265,868.81	\$3,056,742.37		
9.8%	\$5,113,484.95	\$4,862,901.59	\$4,617,881.27	\$4,378,294.06	\$4,144,013.14	\$3,914,914.64	\$3,690,877.65	\$3,471,784.12	\$3,257,518.78	\$3,047,969.09	\$2,843,025.18		
9.4%	\$4,593,378.74	\$4,353,023.28	\$4,118,003.78	\$3,888,195.65	\$3,663,477.21	\$3,443,729.67	\$3,228,837.05	\$3,018,686.11	\$2,813,166.30	\$2,612,169.66	\$2,415,590.81		
9.2%	\$4,333,325.64	\$4,098,084.12	\$3,868,065.04	\$3,643,146.44	\$3,423,209.24	\$3,208,137.18	\$2,997,816.75	\$2,792,137.11	\$2,590,990.05	\$2,394,269.94	\$2,201,873.62		
9.0%	\$4,073,272.54	\$3,843,144.96	\$3,618,126.30	\$3,398,097.23	\$3,182,941.28	\$2,972,544.70	\$2,766,796.45	\$2,565,588.10	\$2,368,813.81	\$2,176,370.22	\$1,988,156.43		
8.8%	\$3,813,219.43	\$3,588,205.80	\$3,368,187.55	\$3,153,048.02	\$2,942,673.31	\$2,736,952.21	\$2,535,776.15	\$2,339,039.10	\$2,146,637.57	\$1,958,470.50	\$1,774,439.24		
8.6%	\$3,553,166.33	\$3,333,266.65	\$3,118,248.81	\$2,907,998.82	\$2,702,405.35	\$2,501,359.73	\$2,304,755.85	\$2,112,490.09	\$1,924,461.33	\$1,740,570.78	\$1,560,722.05		
8.4%	\$3,293,113.23	\$3,078,327.49	\$2,868,310.07	\$2,662,949.61	\$2,462,137.39	\$2,265,767.25	\$2,073,735.54	\$1,885,941.09	\$1,702,285.08	\$1,522,671.06	\$1,347,004.86		
8.2%	\$3,033,060.12	\$2,823,388.33	\$2,618,371.33	\$2,417,900.40	\$2,221,869.42	\$2,030,174.76	\$1,842,715.24	\$1,659,392.16	\$1,480,108.84	\$1,304,771.35	\$1,133,287.67		
8.0%	\$2,773,007.02	\$2,568,449.18	\$2,368,432.58	\$2,172,851.19	\$1,981,601.46	\$1,794,582.28	\$1,611,694.94	\$1,432,843.08	\$1,257,932.60	\$1,086,871.63	\$919,570.48		
7.8%	\$2,512,953.92	\$2,313,510.02	\$2,118,493.84	\$1,927,801.99	\$1,741,333.49	\$1,558,989.79	\$1,380,674.64	\$1,206,294.08	\$1,035,756.36	\$868,971.91	\$705,853.29		
7.6%	\$2,252,900.81	\$2,058,570.86	\$1,868,555.10	\$1,682,752.78	\$1,501,065.53	\$1,323,397.31	\$1,149,654.34	\$979,745.07	\$813,580.11	\$651,072.19	\$492,136.10		
7.4%	\$1,992,847.71	\$1,803,631.70	\$1,618,616.36	\$1,437,703.57	\$1,260,797.56	\$1,087,804.82	\$918,634.04	\$753,196.07	\$591,403.87	\$433,172.47	\$278,418.91		
7.2%	\$1,732,794.61	\$1,548,692.55	\$1,368,677.61	\$1,192,654.36	\$1,020,529.60	\$852,212.34	\$687,613.74	\$526,647.06	\$369,227.63	\$215,272.75	\$64,701.72		
7.0%	\$1,472,741.50	\$1,293,753.39	\$1,118,738.87	\$947,605.16	\$780,261.64	\$616,619.85	\$456,593.44	\$300,098.06	\$147,051.38	-\$2,626.96	-\$149,015.47		
6.8%	\$1,212,688.40	\$1,038,814.23	\$868,800.13	\$702,555.95	\$539,993.67	\$381,027.37	\$225,573.13	\$73,549.05	-\$75,124.06	-\$220,526.68	-\$362,732.66		
6.6%	\$952,635.30	\$783,875.08	\$618,861.39	\$457,506.74	\$299,725.71	\$145,434.88	-\$5,447.17	-\$152,999.95	-\$297,301.10	-\$438,426.40	-\$576,448.85		
6.4%	\$692,582.19	\$528,935.92	\$368,922.64	\$212,457.53	\$59,457.74	-\$90,157.60	-\$236,467.47	-\$379,548.96	-\$519,477.34	-\$656,326.12	-\$790,167.04		
6.2%	\$432,529.09	\$273,996.76	\$118,983.90	-\$32,591.68	-\$180,810.22	-\$325,750.09	-\$467,487.77	-\$606,097.96	-\$741,653.59	-\$874,225.84	-\$1,003,884.23		
6.0%	\$172,475.99	\$19,057.60	-\$130,954.84	-\$277,640.88	-\$421,078.18	-\$561,342.57	-\$698,508.07	-\$832,646.97	-\$963,829.87	-\$1,092,125.56	-\$1,217,601.24		
5.8%	-\$87,577.12	-\$235,881.55	-\$380,893.58	-\$522,690.09	-\$661,346.15	-\$796,935.06	-\$929,528.37	-\$1,059,195.97	-\$1,186,006.03	-\$1,310,205.28	-\$1,431,318.61		
5.6%	-\$347,630.22	-\$490,820.71	-\$630,832.32	-\$767,739.30	-\$901,614.11	-\$1,032,527.54	-\$1,160,548.67	-\$1,285,744.98	-\$1,408,182.31	-\$1,527,924.99	-\$1,645,635.80		
5.4%	-\$607,683.32	-\$745,759.87	-\$880,771.07	-\$1,012,788.51	-\$1,141,882.08	-\$1,268,120.02	-\$1,391,568.98	-\$1,512,293.98	-\$1,630,578.56	-\$1,745,824.13	-\$1,855,752.99		
5.2%	-\$867,736.43	-\$1,000,699.02	-\$1,130,709.81	-\$1,257,837.71	-\$1,382,150.04	-\$1,503,712.51	-\$1,622,589.28	-\$1,738,842.99	-\$1,852,534.80	-\$1,963,724.43	-\$2,072,470.18		
5.0%	-\$1,127,789.53	-\$1,255,638.18	-\$1,380,648.55	-\$1,502,886.92	-\$1,622,418.01	-\$1,739,304.99	-\$1,853,609.58	-\$1,965,391.99	-\$2,074,711.04	-\$2,181,624.15	-\$2,286,187.37		
4.8%	-\$1,387,842.63	-\$1,510,577.34	-\$1,630,587.29	-\$1,747,936.13	-\$1,862,685.97	-\$1,974,897.48	-\$2,084,629.88	-\$2,191,941.00	-\$2,296,887.29	-\$2,399,523.87	-\$2,499,904.56		
4.6%	-\$1,647,895.74	-\$1,765,516.50	-\$1,880,526.04	-\$1,992,985.34	-\$2,102,489.96	-\$2,209,589.96	-\$2,313,650.18	-\$2,418,490.00	-\$2,521,939.53	-\$2,624,729.59	-\$2,726,912.75		
4.4%	-\$1,907,948.84	-\$2,020,455.65	-\$2,130,464.78	-\$2,238,034.54	-\$2,343,221.90	-\$2,446,082.45	-\$2,546,670.48	-\$2,645,039.01	-\$2,741,239.77	-\$2,835,323.02	-\$2,927,338.94		
4.2%	-\$2,168,001.94	-\$2,275,394.81	-\$2,380,403.52	-\$2,483,083.75	-\$2,583,489.86	-\$2,681,674.93	-\$2,777,690.78	-\$2,871,588.11	-\$2,963,216.01	-\$3,053,232.30	-\$3,141,056.13		
4.0%	-\$2,428,055.05	-\$2,530,333.97	-\$2,630,342.26	-\$2,728,132.96	-\$2,823,757.83	-\$2,917,267.42	-\$3,008,711.08	-\$3,098,137.02	-\$3,185,592.26	-\$3,271,122.74	-\$3,354,773.32		

Fuente: Elaboración Propia

Margen Comercial	% Participación en el Mercado		% Participación en el Mercado												
	10.0%	7.5%	5%	6%	7%	8%	9%	10%	11%	12%	13%	14%	15%		
\$2,122,874.26															
10.0%	-\$760,454.75	\$466,343.81	\$1,693,142.37	\$2,919,940.93	\$4,146,739.49	\$5,373,538.05	\$6,600,336.62	\$7,827,135.18	\$9,053,933.74	\$10,280,732.30	\$11,507,530.86				
9.8%	-\$890,481.31	\$310,311.95	\$1,511,105.20	\$2,711,898.45	\$3,912,691.70	\$5,113,484.95	\$6,314,278.20	\$7,515,071.45	\$8,715,864.70	\$9,916,657.95	\$11,117,451.21				
9.4%	-\$1,150,534.41	-\$1,751.78	\$1,147,030.85	\$2,295,813.48	\$3,444,596.11	\$4,593,378.74	\$5,742,161.37	\$6,890,944.00	\$8,039,726.64	\$9,188,509.27	\$10,337,291.90				
9.2%	-\$1,150,534.41	-\$1,751.78	\$1,147,030.85	\$2,295,813.48	\$3,444,596.11	\$4,593,378.74	\$5,742,161.37	\$6,890,944.00	\$8,039,726.64	\$9,188,509.27	\$10,337,291.90				
9.0%	-\$1,410,587.51	-\$313,815.50	\$782,956.51	\$1,879,728.52	\$2,976,500.53	\$4,073,272.54	\$5,170,044.55	\$6,266,816.56	\$7,363,588.57	\$8,460,360.58	\$9,557,132.59				
8.8%	-\$1,540,614.06	-\$469,847.36	\$600,919.34	\$1,671,686.03	\$2,742,452.73	\$3,813,219.43	\$4,883,986.13	\$5,954,752.83	\$7,025,519.53	\$8,096,286.23	\$9,167,052.93				
8.6%	-\$1,670,640.62	-\$625,879.23	\$418,882.16	\$1,463,643.55	\$2,508,404.94	\$3,553,166.33	\$4,597,927.72	\$5,642,689.11	\$6,687,450.50	\$7,732,211.89	\$8,776,973.28				
8.4%	-\$1,800,667.17	-\$781,911.09	\$236,844.99	\$1,255,601.07	\$2,274,357.15	\$3,293,113.23	\$4,311,869.31	\$5,330,625.38	\$6,349,381.46	\$7,368,137.54	\$8,386,893.62				
8.2%	-\$1,930,693.72	-\$937,942.95	\$54,807.82	\$1,047,558.59	\$2,040,309.36	\$3,033,060.12	\$4,025,810.89	\$5,018,561.66	\$6,011,312.43	\$7,004,063.20	\$7,996,813.97				
8.0%	-\$2,060,720.27	-\$1,093,974.81	-\$127,229.35	\$839,516.10	\$1,806,261.56	\$2,773,007.02	\$3,739,752.48	\$4,706,497.94	\$5,673,243.40	\$6,639,988.85	\$7,606,734.31				
7.8%	-\$2,190,746.82	-\$1,250,006.67	-\$309,266.53	\$631,473.62	\$1,572,213.77	\$2,522,953.92	\$3,453,694.07	\$4,394,434.21	\$5,335,174.36	\$6,275,914.51	\$7,216,654.66				
7.6%	-\$2,320,773.37	-\$1,406,038.54	-\$491,303.70	\$423,431.14	\$1,338,165.98	\$2,252,900.81	\$3,167,635.65	\$4,082,370.49	\$4,997,105.33	\$5,911,840.16	\$6,826,575.00				
7.4%	-\$2,450,799.92	-\$1,562,070.40	-\$673,340.87	\$215,388.66	\$1,104,118.18	\$1,992,847.71	\$2,881,577.24	\$3,770,306.77	\$4,659,036.29	\$5,547,765.82	\$6,436,495.35				
7.2%	-\$2,580,826.48	-\$1,718,102.26	-\$855,378.04	\$7,346.17	\$870,070.39	\$1,732,794.61	\$2,595,518.82	\$3,458,243.04	\$4,320,967.26	\$5,183,691.47	\$6,046,415.69				
7.0%	-\$2,710,853.03	-\$1,874,134.12	-\$1,037,415.22	-\$200,696.31	\$636,022.60	\$1,472,741.50	\$2,309,460.41	\$3,146,179.32	\$3,982,898.22	\$4,819,617.13	\$5,656,336.04				
6.8%	-\$2,840,879.58	-\$2,030,165.98	-\$1,219,452.39	-\$408,738.79	\$401,974.80	\$1,212,688.40	\$2,023,402.00	\$2,834,115.59	\$3,644,829.19	\$4,455,542.79	\$5,266,256.38				
6.6%	-\$2,970,906.13	-\$2,186,197.85	-\$1,401,489.56	-\$616,781.27	\$1,627,921.01	\$952,635.30	\$1,737,343.58	\$2,522,051.87	\$3,306,760.16	\$4,091,468.44	\$4,876,176.73				
6.4%	-\$3,100,932.68	-\$2,342,229.71	-\$1,583,526.73	-\$824,823.76	-\$66,120.78	\$692,582.19	\$1,451,285.17	\$2,209,988.15	\$2,968,691.12	\$3,727,394.10	\$4,486,097.07				
6.2%	-\$3,230,959.23	-\$2,498,261.57	-\$1,765,563.90	-\$1,032,866.24	-\$300,168.57	\$432,529.09	\$1,165,226.76	\$1,897,924.42	\$2,630,622.09	\$3,363,319.75	\$4,096,017.42				
6.0%	-\$3,360,985.79	-\$2,654,293.43	-\$1,947,601.08	-\$1,240,908.72	-\$534,216.37	\$172,475.99	\$879,168.34	\$1,585,860.70	\$2,292,553.05	\$2,999,245.41	\$3,705,937.76				
5.8%	-\$3,491,012.34	-\$2,810,325.29	-\$2,129,638.25	-\$1,448,951.20	-\$768,264.16	-\$97,577.12	\$593,109.93	\$1,273,796.97	\$1,954,484.02	\$2,635,171.06	\$3,315,858.11				
5.6%	-\$3,621,038.89	-\$2,966,357.16	-\$2,311,675.42	-\$1,656,993.69	-\$1,002,311.95	-\$347,630.22	\$307,051.52	\$961,733.25	\$1,616,414.98	\$2,271,096.72	\$2,925,778.45				
5.4%	-\$3,751,065.44	-\$3,122,389.02	-\$2,493,712.59	-\$1,865,036.17											

ingresos deben cubrir los costos de comprar la energía en el mercado mayorista, el pago de garantías, el pago a los trabajadores y además obtener un beneficio para el comercializador. El cambio de alguna de estas dos variables hará que el margen se vea afectado y la empresa decida mantener o variar dicho margen, y consecuentemente esto tiene un impacto en la rentabilidad del comercializador.

A medida que la tasa de crecimiento de demanda sea mayor, el comercializador tendrá más ingresos por ventas y podrá reducir su margen de comercialización dependiendo de la competencia en el mercado. En un escenario muy pesimista de crecimiento de demanda (2,3%), el margen mínimo de comercialización resulta de 6,4%; sin embargo, para un crecimiento de 3%, el margen mínimo resulta 6%.

Lo mismo sucede con la participación que tenga el comercializador en las ventas en el mercado minorista. Si el porcentaje de esta participación aumenta, el margen comercial se podría reducir.

7.5. Conclusiones del Capítulo

Para el análisis costo beneficio se han considerado premisas con relación a las posibles opciones del comercializador para comprar energía a nivel mayorista, la evolución de las variables macroeconómicas, los precios de energía a los usuarios finales, la aplicación de la metodología solo a los usuarios regulados con opción tarifaria BT5B de Lima y Callao, la estructura organizacional de la empresa comercializadora, así como otras consideraciones comerciales.

Los resultados del análisis costo beneficio nos muestran que el negocio es viable económica y financieramente si consideramos un horizonte de 20 años, obteniéndose además un estimado de una reducción del 10% aproximadamente en el cargo por energía de la tarifa al usuario final.

Finalmente, estos resultados han pasado por un análisis de sensibilidad a fin de evaluar

la razonabilidad y robustez de la propuesta bajo ciertas variaciones, de acuerdo con las variables consideradas.

CAPÍTULO VIII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Esta tesis desarrolla un estudio minucioso de la normativa eléctrica peruana y el funcionamiento de la comercialización de energía eléctrica en el sector residencial, a fin de plantear modificaciones en la legislación que permitan el desarrollo del comercializador puro de energía eléctrica como nuevo agente del mercado.

- a) El objetivo de introducir la figura del comercializador de energía eléctrica para el mercado regulado es lograr precios competitivos para los usuarios finales, en la medida en que la competencia logra mejoras en la calidad y en los precios. Para lograr ello, se propone la creación del agente comercializador de energía eléctrica, con la finalidad que los usuarios puedan elegir a su suministrador de electricidad, en función de los precios, calidad y otros servicios asociados.
- b) En la industria eléctrica, la distribución y comercialización son actividades con características distintas y no se pueden desarrollar en las mismas condiciones: la distribución es un monopolio natural, mientras que la comercialización es una actividad potencialmente competitiva. Como se ha visto en el capítulo de Benchmarking, la tendencia de los países es a liberalizar el mercado minorista de electricidad, es decir a desintegrar las actividades de distribución y comercialización, y que estas sean prestadas por empresas distintas, a fin de lograr mayores eficiencias en el mercado eléctrico y trasladar los resultados de estas eficiencias a los usuarios finales.
- c) Según la teoría estudiada, la competencia genera múltiples beneficios tanto a los productores como a los consumidores. En cuanto a los consumidores, los principales beneficios son la mejora en la calidad de los productos y los menores precios de estos. Sin embargo, no en todas las industrias es posible introducir competencia, debido a que, en lugar de traer beneficio, hace ineficiente el mercado.

- d) Para que un marco regulatorio sea eficaz y efectivo se requiere que sea transparente, creíble y estable a través del tiempo, debe ser atractivo para el inversionista privado, pero al mismo tiempo ha de velar por los intereses de los consumidores.
- e) Según los resultados del análisis económico, la creación del agente comercializador de energía eléctrica permitirá tener una reducción de tarifas en los usuarios residenciales del orden del 10% aproximadamente. El comercializador podrá ser más competitivo, y por ende ofrecer mejores tarifas, en la medida que este pueda disponer de distintas formas de contratación de energía con los generadores y menos restricciones para el acceso y compra de energía en el mercado spot.
- f) Proponemos que, con la finalidad de evitar la entrada de comercializadores especulativos en el mercado eléctrico y asegurar el abastecimiento de energía eléctrica a los usuarios regulados ante quiebra de algún agente comercializador o cualquier otro motivo, es necesario exigirles garantías de cobertura, como sucede en los países estudiados en el Capítulo V. Consideramos que, para nuestro caso, las garantías monetarias deben ser equivalentes a 6 meses de ventas de electricidad.
- g) Proponemos que, con la finalidad de garantizar la cadena de pagos a los agentes del sector eléctrico, se debe establecer un fideicomiso. Los pagos de los usuarios irán a este fideicomiso y será este quien se encargue de realizar los pagos a los agentes del mercado eléctrico.
- h) De acuerdo con la teoría estudiada y a la experiencia de otros países, como se ha revisado en el Capítulo V, se debe garantizar el libre acceso de los comercializadores a las redes de distribución. Esto se vuelve una condición muy importante para que haya una efectiva competencia, debido a que estas redes son

consideradas instalaciones esenciales en la industria eléctrica, junto con las redes de transmisión.

- i) Los equipos de medición actuales pueden resultar en una barrera de entrada para los comercializadores, por lo que se debe implementar un proyecto de reemplazo de medidores analógicos por medidores inteligentes, con la finalidad que el comercializador pueda ofrecer servicios diferenciados a los clientes, basados en patrones de consumo, estacionalidad, entre otros.

CAPÍTULO IX. ANEXOS

Archivo Excel con el análisis económico de la tesis, y se detalla en:

- Costos de energía

ítem	opciones de contratación de energía, asumidos en el presente documento	Costo (USD/MWh)
1	Mercado Spot	25,0
2	Licitaciones	50,0
3	Contratos Bilaterales	47,5
4	Potencia	12,0

- Demanda activa

Consumo BT5B (kWh)	Número de Clientes			
	ENEL	Luz del Sur	Total	Media (kWh)
1-30	2 819	2 237	5 056	15
31-100	38 470	23 209	61 679	65
101-150	48 500	32 584	81 084	125
151-300	121 587	102 660	224 247	225
301-500	86 651	88 552	175 203	400
501-750	48 760	53 946	102 706	625
751-1000	23 077	26 310	49 387	875
>1000	68 238	60 580	128 818	1000

Tasa Crecimiento Demanda	3%
% Mercado	10%

○ Demanda activa de mercado (MWh) y penetración de mercado

Año	2,022	2,023	2,024	2,025	2,026	2,027	2,028	2,029	2,030	2,031	2,032	2,033	2,034	2,035	2,036	2,037	2,038	2,039	2,040	2,041
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Demanda (KWh)	MWh																			
1-30	910	937	966	994	1,024	1,055	1,087	1,119	1,153	1,187	1,223	1,260	1,298	1,336	1,377	1,418	1,460	1,504	1,549	1,596
31-100	48,110	49,553	51,039	52,571	54,148	55,772	57,445	59,169	60,944	62,772	64,655	66,595	68,593	70,651	72,770	74,953	77,202	79,518	81,903	84,361
101-150	121,626	125,275	129,033	132,904	136,891	140,998	145,228	149,585	154,072	158,694	163,455	168,359	173,410	178,612	183,970	189,489	195,174	201,029	207,060	213,272
151-300	605,467	623,631	642,340	661,610	681,458	701,902	722,959	744,648	766,987	789,997	813,697	838,108	863,251	889,149	915,823	943,298	971,597	1,000,745	1,030,767	1,061,690
301-500	840,974	866,204	892,190	918,955	946,524	974,920	1,004,167	1,034,292	1,065,321	1,097,281	1,130,199	1,164,105	1,199,028	1,234,999	1,272,049	1,310,211	1,349,517	1,390,003	1,431,703	1,474,654
501-750	770,295	793,404	817,206	841,722	866,974	892,983	919,773	947,366	975,787	1,005,060	1,035,212	1,066,268	1,098,256	1,131,204	1,165,140	1,200,095	1,236,097	1,273,180	1,311,376	1,350,717
751-1000	518,564	534,120	550,144	566,648	583,648	601,157	619,192	637,768	656,901	676,608	696,906	717,813	739,348	761,528	784,374	807,905	832,142	857,106	882,820	909,304
>1000	1,545,816	1,592,190	1,639,956	1,689,155	1,739,830	1,792,024	1,845,785	1,901,159	1,958,193	2,016,939	2,077,447	2,139,771	2,203,964	2,270,083	2,338,185	2,408,331	2,480,581	2,554,998	2,631,648	2,710,598
Penetración de mercado	%																			
Demanda (kWh)	%																			
1-30	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
31-100	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
101-150	1.00%	2.00%	3.50%	5.00%	7.50%	10.00%	10.00%	10.00%	10.00%	10.00%	10.00%	10.00%	10.00%	10.00%	10.00%	10.00%	10.00%	10.00%	10.00%	10.00%
151-300	2.50%	5.00%	7.50%	10.00%	12.50%	15.00%	15.00%	15.00%	15.00%	15.00%	15.00%	15.00%	15.00%	15.00%	15.00%	15.00%	15.00%	15.00%	15.00%	15.00%
301-500	2.50%	5.00%	7.50%	10.00%	12.50%	15.00%	17.50%	17.50%	17.50%	17.50%	17.50%	17.50%	17.50%	17.50%	17.50%	17.50%	17.50%	17.50%	17.50%	17.50%
501-750	2.50%	5.00%	7.50%	10.00%	15.00%	20.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%
751-1000	2.50%	5.00%	7.50%	10.00%	15.00%	20.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%
>1000	2.50%	5.00%	7.50%	10.00%	15.00%	20.00%	25.00%	30.00%	40.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%

○ Demanda activa proyectada (MWh)

Año	2,022	2,023	2,024	2,025	2,026	2,027	2,028	2,029	2,030	2,031	2,032	2,033	2,034	2,035	2,036	2,037	2,038	2,039	2,040	2,041
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Demanda Proyectada (KWh)	MWh																			
1-30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31-100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
101-150	1,216	2,505	4,516	6,645	10,267	14,100	14,523	14,958	15,407	15,869	16,346	16,836	17,341	17,861	18,397	18,949	19,517	20,103	20,706	21,327
151-300	15,137	31,182	48,175	66,161	85,182	105,285	108,444	111,697	115,048	118,500	122,055	125,716	129,488	133,372	137,373	141,495	145,739	150,112	154,615	159,253
301-500	21,024	43,310	66,914	91,896	118,316	146,238	175,729	181,001	186,431	192,024	197,785	203,718	209,830	216,125	222,609	229,287	236,165	243,250	250,548	258,064
501-750	19,257	39,670	61,290	84,172	130,046	178,597	229,943	236,841	243,947	251,265	258,803	266,567	274,564	282,801	291,285	300,024	309,024	318,295	327,844	337,679
751-1000	12,964	26,706	41,261	56,665	87,547	120,231	154,798	159,442	164,225	169,152	174,226	179,453	184,837	190,382	196,093	201,976	208,036	214,277	220,705	227,326
>1000	38,645	79,610	122,997	168,915	260,974	358,405	461,446	570,348	783,277	1,008,470	1,038,724	1,069,885	1,101,982	1,135,041	1,169,093	1,204,165	1,240,290	1,277,499	1,315,824	1,355,299
TOTAL MWh	10,824	22,298	34,515	47,445	69,233	92,286	114,488	127,429	150,834	175,528	180,794	186,218	191,804	197,558	203,485	209,590	215,877	222,354	229,024	235,895
GWh	11	22	35	47	69	92	114	127	151	176	181	186	192	198	203	210	216	222	229	236

○ Flujo de caja

Año	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Ingresos por Energía		\$1,469,339	\$3,102,510	\$4,922,413	\$6,935,592	\$10,373,556	\$14,173,296	\$18,022,790	\$20,561,375	\$24,946,323	\$29,756,285	\$31,415,198	\$33,166,596	\$35,015,633	\$36,967,755	\$39,028,707	\$41,204,558	\$43,501,712	\$45,926,932	\$48,487,359	\$51,190,529
Margen Comercial		\$110,200	\$232,688	\$369,181	\$520,169	\$778,017	\$1,062,997	\$1,351,709	\$1,542,103	\$1,870,974	\$2,231,721	\$2,356,140	\$2,487,495	\$2,626,173	\$2,772,582	\$2,927,153	\$3,090,342	\$3,262,628	\$3,444,520	\$3,636,552	\$3,839,290
Pago Personal		-\$749,000	-\$767,725	-\$786,918	-\$806,591	-\$826,756	-\$847,425	-\$868,610	-\$890,326	-\$912,584	-\$935,398	-\$958,783	-\$982,753	-\$1,007,322	-\$1,032,505	-\$1,058,317	-\$1,084,775	-\$1,111,895	-\$1,139,692	-\$1,168,184	-\$1,197,389
Alquiler Local		-\$40,000	-\$41,000	-\$42,025	-\$43,076	-\$44,153	-\$45,256	-\$46,388	-\$47,547	-\$48,736	-\$49,955	-\$51,203	-\$52,483	-\$53,796	-\$55,140	-\$56,519	-\$57,932	-\$59,380	-\$60,865	-\$62,386	-\$63,946
Garantías	-\$734,670																				
FCE	-\$734,670	-\$678,800	-\$576,037	-\$459,762	-\$329,497	-\$92,892	\$170,316	\$436,711	\$604,230	\$909,654	\$1,246,369	\$1,346,153	\$1,452,258	\$1,565,055	\$1,684,936	\$1,812,317	\$1,947,635	\$2,091,353	\$2,243,963	\$2,405,981	\$2,577,955
VAN - 20 años		\$2,122,874.26																			
TIR - 20 años		18.39%																			
VAN - 10 años		-\$1,132,114.42																			
TIR - 10 años		2.28%																			

CAPÍTULO X. BIBLIOGRAFIA

- 21st Century Power Partnership. (2017). *An Introduction to retail electricity choice in the United States*. Denver: NREL.
- Aguaza, O. (s.f.). *Análisis Coste-Beneficio*. Obtenido de file:///C:/Users/linco/Downloads/Dialnet-AnalisisCosteBeneficio-5583839.pdf
- Aleasoft Energy Forecasting. (13 de Marzo de 2019). *El faraónico reto de Francia: sustituir la nuclear con renovables*. Obtenido de El periodico de la Energia: <https://elperiodicodelaenergia.com/el-faraonico-reto-de-francia-sustituir-la-nuclear-con-renovables/>
- Alvaro Hermana, R., & Larrea Basterra, M. (2018). *La transición energética en Francia*. Bilbao: Orkestra - Instituto Vasco de Competitividad - Fundacion Deusto.
- bilan-electrique. rte-france.com. (2019). */bilan-electrique*. Janvier, France: RTE - la Reseau de transport d'électricity. Obtenido de https://bilan-electrique-2019.rte-france.com/wp-content/uploads/2020/05/pdf_BE201_EN-1.pdf
- Cátedra de Sostenibilidad Energética. (2017). *Funcionamiento y Situación del Mercado Eléctrico en España*. España: Julio. Obtenido de <http://www.fundacionnaturgy.org/wp-content/uploads/2017/06/joan-batalla-els-juliols-2017.pdf>
- Centro de Energia de FCFM de la Universidad de Chile. (2020). *Análisis para el diseño e implementación, en el mercado mayorista, del comercializador de energía a usuarios finales en distribución*. Santiago: Noviembre.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (05 de Mayo de 2021). *Perfil del Usuario: Ciudadano*. Obtenido de creg.gov.co: <https://www.creg.gov.co/sectores/energia-electrica/estructura-tarifaria>
- Cordoba, Z. M. (2012). *Las empresas comercializadoras de Electricidad en España*. España: <https://repositorio.unican.es/xmlui/bitstream/handle/10902/1352/%5b1%5d%201%20noviembre%202017%20C%c3%b3rdoba%20Zatara%c3%adn%20M.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.
- Dammert Lira, A., Molinelli Aristondo, F., & Carbajal Navarro, M. (2011). *Fundamentos*

- Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano*. Lima: OSINERGMIN.
- Dammert, A., García Carpio, R., & Molinelli, F. (2008). *Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico*. Lima: Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú.
- Díaz Castro, R. D. (2009). *Estudio sobre la factibilidad de la implementación de un modelo de comprador único o monopsonio en un mercado eléctrico mayorista de Ecuador*. Quito: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/1406/1/CD-2137.pdf>.
- Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas. (2009, 3 de Junio). *Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas*. Lima: Diario Oficial El Peruano.
- Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas. (2010, 29 de Abril). *Ley de Concesiones Eléctricas*. Lima: Diario Oficial El Peruano.
- EIA.GOV. (18 de marzo de 2021). www.eia.gov. Obtenido de /electricity-in-the-us-generation-capacity-and-sales: <https://www.eia.gov/energyexplained/electricity/electricity-in-the-us-generation-capacity-and-sales.php>
- Endesa Energía, Endesa S.A. (2021). *Los 2 mercados eléctricos: el libre y el regulado*. Obtenido de Endesa: <https://www.endesa.com/es/conoce-la-energia/energia-y-mas/mercado-libre-mercado-regulado-pvpc>
- Energía y Sociedad. (s.f.). *Las Claves del Sector Energético*. Obtenido de <http://www.energiaysociedad.es/>: <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/6-2-formacion-de-precios-en-los-mercados-mayoristas-a-plazo-de-electricidad/>
- Fernández, M. A. (2000). *La Competencia*. Madrid: Alianza Editorial.
- Ferret, R. M. (2014). *"Análisis de la Garantía de Origen como mecanismo de cambio hacia un sector eléctrico más sostenible"*. Barcelona, España: Universidad Autónoma de Barcelona.
- Hunt, S. (2002). *Making competition work in electricity*. New York: John Wiley & Sons.
- IEA. (2019). *World Energy Investment 2019*.
- Instituto Totum, ". F. (2020). Obtenido de <https://www.institutototum.com.br/index.php/servicos/273-i-rec> (2016-04-22)
- I-RECS, ". f. (2020). *The international standard I-REC*. Obtenido de [Obtenido de https://www.irecstandard.org/stakeholders](https://www.irecstandard.org/stakeholders) (2016-04-22)

- Japan Electric Power Information Center, Inc. (2020). *The Electric Power Industry in Japan*. Japan: Vegetable Oil Link.
- Marco, A. (2012). *El sistema de Garantía de Origen de la electricidad*. Zaragoza.
- Mealey, E. (12 de 12 de 2017). World Bank Group Announcements at One Planet Summit. *The world bank*.
- MINAM. (2020). Huella de Carbono Perú. <https://huellacarbonoperu.minam.gob.pe/huellaperu/#/inicio>.
- MINEM - OSINERGMIN. (2020). *Esquema de Mejora en las Licitaciones para el Suministro de Electricidad*. Lima: Julio.
- MINEM. (2010). *Política Energética Nacional del Perú 2010 – 2040*.
- Ministerial, O. (2007). *Orden ITC/1522/2007*. España.
- Ocaña, C. (2005). *Modelos de regulación e instituciones para el sector eléctrico*. Madrid: Universidad Pontificia de Comillas.
- Organizacion Latinoamericana de Energia (OLADE). (2020). *Panorama Energetico de America Latina y el Caribe*. Ecuador: Circulo Publicitario.
- Pampa Energia S.A. (19 de 09 de 2020). *El Sector Eléctrico de Argentina*. Obtenido de <https://ri.pampaenergia.com/>: <https://ri.pampaenergia.com/nuestros-activos/electricidad/el-sector-electrico-de-argentina/>
- RECS, “. E. (2020). *RECS Internacional* . Obtenido de obtenido de <https://www.recs.org/glossary/eecs-system> (2016-04-22)
- Reyes Garcia, F. E. (1999). *La Funcion del Comercializador en el Negocio Electrico y su aplicacion en Chile*. Santiago de Chile: <https://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/paperspdf/reyes.pdf>.
- Rudnick, H. (Setiembre de 2018). *Distribución*. Obtenido de <https://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/>: <https://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/southamerica/cuadro8.htm>
- Rudnick, H. (2018). *Generacion*. Chile: <https://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/southamerica/cuadro6.htm>.
- Selectra. (29 de Abril de 2020). *Comercializadoras de Referencia en España*. Obtenido de Tarifaluzhora by Selectra: <https://tarifaluzhora.es/info/comercializadoras-referencia>

- smartgridsinfo.es. (12 de Enero de 2021). *www.smartgridsinfo.es*. Obtenido de mas mitad energia producida Espana diciembre renovable: <https://www.smartgridsinfo.es/2021/01/12/mas-mitad-energia-producida-espana-diciembre-renovable>
- statista.com. (17 de marzo de 2021). *www.statista.com*. Obtenido de potencia electrica instalada en espana 2020: <https://es.statista.com/estadisticas/993769/potencia-electrica-instalada-en-espana/>
- Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. (2017). *Boletin Tarifario*. Colombia: https://www.superservicios.gov.co/sites/default/archivos/Publicaciones/Boletines/2019/Mar/boletin_tarifario_ii_2017.pdf.
- Superintendencia de Servicios Publicos Domiciliarios. (17 de 09 de 2020). *Superservicios*. Obtenido de Superservicios: <https://www.superservicios.gov.co/servicios-vigilados/energia-gas-combustible/energia/mercado-de-energia-mayorista>
- XM. (2020). *XM*. Obtenido de XM: <http://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/descripcion-del-sistema-electrico-colombiano.aspx>