



**INSTITUTO LATINO-AMERICANO DE
TECNOLOGIA, INFRAESTRUTURA E
TERRITORIO (ILATIT)**

INGENIERIA DE ENERGIA

**ESTUDIO COMPARATIVO BRASIL - PARAGUAY: ANÁLISIS TÉCNICO,
REGULATORIO Y ECONÓMICO DEL ENTORNO REGULADO Y DEL MERCADO
LIBRE DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

RUTH MARIA ROLON QUIÑONEZ

Foz de Iguazú
2025



**INSTITUTO LATINO-AMERICANO DE
TECNOLOGIA, INFRAESTRUTURA E
TERRITORIO (ILATIT)**

INGENIERIA DE ENERGIA

**ESTUDIO COMPARATIVO BRASIL - PARAGUAY: ANÁLISIS TÉCNICO,
REGULATORIO Y ECONÓMICO DEL ENTORNO REGULADO Y DEL MERCADO
LIBRE DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

RUTH MARIA ROLON QUIÑONEZ

Trabajo de final de Curso presentado al Instituto Latino-Americano de Tecnología, Infraestructura y Territorio de la Universidad Federal de Integración Latinoamericana, como requisito para obtener el título de Bachiller en Ingeniería de Energías.

Orientador: Jorge Javier Giménez Ledesma

Foz de Iguazú
2025

RUTH MARIA ROLON QUIÑONEZ

**ESTUDIO COMPARATIVO BRASIL - PARAGUAY: ANÁLISIS TÉCNICO,
REGULATORIO Y ECONÓMICO DEL ENTORNO REGULADO Y DEL MERCADO
LIBRE DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

Trabajo de final de Curso presentado al Instituto Latino-Americano de Tecnología, Infraestructura y Territorio de la Universidad Federal de Integración Latinoamericana, como requisito para obtener el título de Bachiller en Ingeniería de Energías.

BANCA EXAMINADORA

Orientador: Jorge Javier Giménez Ledesma
UNILA

Prof. Maicon Coelho Evaldt
UNILA

Prof. Diego Diéferson Apolinário
IFPR

Ing. Amina Ahmed Coronel
A&A Ingeniería y Servicios

Foz de Iguazú, 12 de Diciembre del 2025.

Dedico este trabajo a mi familia, cuyo apoyo incondicional ha fortalecido mi espíritu y cuyos sueños han sido el motor que ha sostenido mi perseverancia a lo largo de este camino.

AGRADECIMENTOS

A Dios, por ser mi guía silenciosa y fuerza constante, por otorgarme serenidad en los momentos difíciles, iluminar mi camino y sostenerme con esperanza hasta alcanzar esta meta.

A mis padres, por su apoyo incondicional, sus valiosos consejos y los principios que han guiado cada uno de mis pasos.

A mi esposo, César David, por su paciencia infinita, su aliento constante y su presencia firme en los momentos más desafiantes.

A mi hijo, César Alejandro, cuya ternura y alegría dieron un significado aún más profundo a este logro, recordándome la importancia de cada esfuerzo.

A mis hermanos, por ser mi inspiración, sostén constante y los primeros en animarme a seguir, ofreciendo siempre afecto, confianza y fuerza en cada etapa de este camino.

A Jorge Javier Giménez Ledesma, mi orientador, le agradezco profundamente su dedicación, su guía precisa y su compromiso académico, que no solo enriquecieron este trabajo, sino también mi formación y crecimiento profesional.

A quienes, de una u otra manera, acompañaron este recorrido, brindándome su apoyo, sus palabras y su aliento, expreso mi gratitud más profunda y sincera, conscientes de que cada gesto contribuyó a que este sueño se hiciera realidad.

ROLON QUIÑONEZ, Ruth Maria. ESTUDIO COMPARATIVO BRASIL–PARAGUAY: ANÁLISIS TÉCNICO, REGULATORIO Y ECONÓMICO DEL ENTORNO REGULADO Y DEL MERCADO LIBRE DE ENERGÍA ELÉCTRICA. Número de Páginas: 79. Documento de Conclusión de Curso de Ingeniería de Energías – Universidad Federal de Integración Latinoamericana, Foz de Iguazú, 2025.

RESUMEN

El estudio realiza un análisis económico comparativo la migración al ambiente de contratación libre (ACL), contrastando con un escenario hipotético para Paraguay. El objetivo es determinar la viabilidad económica y los ahorros potenciales en ambos contextos. La metodología se basa en un estudio de caso de un consumidor comercial en Foz de Iguazú, analizando series temporales de consumo de doce meses. Se establecen umbrales tarifarios de indiferencia mediante la comparación de costos totales entre el Ambiente de Contratación Regulada (ACR) y los precios del ACL. El análisis brasileño utiliza tarifas aplicables al subgrupo A4 (COPEL) bajo modalidad horoestacional verde. La adaptación al escenario hipotético paraguayo emplea la Categoría Tarifaria 412 (ANDE), desagregando componentes tarifarios integrados según proporciones observadas en Brasil y ajustando al régimen tributario local (IVA 10%). El análisis comparativo revela que, aunque los porcentajes de ahorro son similares en ambos países, los impactos absolutos difieren debido a la mayor base tarifaria brasileña. Sin embargo, proporcionalmente, los beneficios en Paraguay pueden ser igualmente relevantes para usuarios comerciales e industriales, dada su menor escala operativa y su elevada sensibilidad a los costos energéticos, La experiencia brasileña muestra además que la expansión del ACL ha dependido históricamente de la reducción progresiva de las barreras de entrada, lo que sugiere que Paraguay podría adoptar umbrales iniciales más inclusivos, entre 100 y 300 kW, para promover una participación más amplia desde las primeras etapas. En conjunto, los hallazgos indican que la migración al mercado libre es económicamente viable en ambos contextos, aunque sustentada por factores distintos: en Brasil, por la necesidad de escapar de un sistema regulado costoso y volátil; en Paraguay, por el aprovechamiento de una estructura tarifaria estable, simple y de bajo costo.

Palabras clave: Migración; Contratación Regulada; Contratación Libre; Paraguay; Brasil; Punto de Equilibrio.

ROLON QUIÑONEZ, Ruth Maria. ESTUDO COMPARATIVO BRASIL-PARAGUAI: ANÁLISE TÉCNICA, REGULATÓRIA E ECONÔMICA DO AMBIENTE REGULADO E DO MERCADO LIVRE DE ELETRICIDADE. Número de páginas: 79. Trabalho de conclusão sobre Engenharia Energética - Universidade Federal da Integração Latino-Americana, Foz do Iguaçu, 2025.

RESUMO

O estudo apresenta uma análise econômica comparativa da migração para o Ambiente de Contratação Livre (ACL), contrastada com um cenário hipotético para o Paraguai. O objetivo é determinar a viabilidade econômica e as economias potenciais em ambos os contextos. A metodologia baseia-se em um estudo de caso de um consumidor comercial em Foz do Iguaçu, utilizando dados de consumo em série temporal de doze meses. Os limites de indiferença tarifária são estabelecidos comparando-se os custos totais entre os cenários de preços do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e do ACL. A análise brasileira aplica tarifas do subgrupo A4 (COPEL) sob a modalidade verde de tempo de uso. A adaptação ao cenário hipotético paraguaio utiliza a Categoria 412 da ANDE, desagregando os componentes tarifários agrupados de acordo com as proporções observadas no Brasil e ajustando-os à estrutura tributária monofásica do Paraguai (10% de IVA). A análise comparativa mostra que, embora as economias percentuais sejam semelhantes em ambos os países, as economias absolutas diferem devido à base tarifária mais alta do Brasil. No entanto, em termos proporcionais, os benefícios no Paraguai podem ser igualmente significativos para usuários comerciais e industriais, dada sua menor escala operacional e maior sensibilidade aos custos de energia. A experiência brasileira também demonstra que a expansão do ACL dependeu historicamente da redução gradual dos limites de entrada, sugerindo que o Paraguai poderia adotar limites iniciais mais inclusivos — entre 100 e 300 kW — para promover uma participação mais ampla desde o início. No geral, as conclusões indicam que a migração para o mercado livre é economicamente viável em ambos os contextos, embora por razões subjacentes diferentes: no Brasil, como um mecanismo para escapar de um sistema regulado caro e volátil; e no Paraguai, devido à sua estrutura tarifária estável, simples e de baixo custo, que proporciona uma base favorável para o desenvolvimento de um mercado elétrico competitivo.

Palavras-chave: Migração; Contratação Regulamentada; Contratação Livre; Paraguai; Brasil, Ponto de equilíbrio.

ROLON QUIÑONEZ, Ruth Maria. BRAZIL–PARAGUAY COMPARATIVE STUDY: TECHNICAL, REGULATORY, AND ECONOMIC ANALYSIS OF THE REGULATED ENVIRONMENT AND THE FREE ELECTRICITY MARKET. Number of Pages: 79. Conclusion Paper on Energy Engineering- Federal University of Latin American Integration, Foz de Iguazú, 2025.

ABSTRACT

The study presents a comparative economic analysis of the migration to the Free Contracting Environment (ACL), contrasted with a hypothetical scenario for Paraguay. The objective is to determine economic viability and potential savings in both contexts. The methodology is based on a case study of a commercial consumer in Foz do Iguazu, using twelve months of time-series consumption data. Tariff indifference thresholds are established by comparing total costs between the Regulated Contracting Environment (ACR) and ACL price scenarios. The Brazilian analysis applies tariffs from the A4 subgroup (COPEL) under the green time-of-use modality. The adaptation to the hypothetical Paraguayan scenario uses ANDE's Category 412, disaggregating bundled tariff components according to proportions observed in Brazil and adjusting them to Paraguay's monophasic tax structure (10% VAT). The comparative analysis shows that although the percentage savings are similar in both countries, absolute savings differ due to Brazil's higher tariff base. Nonetheless, on a proportional basis, the benefits in Paraguay can be equally significant for commercial and industrial users, given their smaller operational scale and higher sensitivity to energy costs. The Brazilian experience also demonstrates that ACL expansion has historically depended on the gradual reduction of entry thresholds, suggesting that Paraguay could adopt more inclusive initial limits—between 100 and 300 kW—to promote broader participation from the outset. Overall, the findings indicate that migration to the free market is economically viable in both contexts, albeit for different underlying reasons: in Brazil, as a mechanism to escape a costly and volatile regulated system; and in Paraguay, due to its stable, simple, and low-cost tariff structure, which provides a favorable foundation for the development of a competitive electricity market.

Key words: Migration; Regulated Contracting; Free Contracting; Paraguay; Brazil, Break-Even Point.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Estructura institucional del sector eléctrico brasileño	6
Figura 2 – Clasificación de grupo de consumidores en el ambiente ACR	8
Figura 3 – Subclasificación de consumidores del Grupo B.....	10
Figura 4 – Modalidades de consumidores en el ACL	12
Figura 5 – Estructura institucional del sistema eléctrico paraguay	14
Figura 6 – Metodología del punto de equilibrio	23
Figura 7 – Estructura metodológica del estudio	29
Figura 8 – Adaptación al contexto paraguay	30
Figura 9 – Metodología para determinar el punto de equilibrio	32
Figura 10 – Demanda y demanda contratada del objeto de estudio.....	38
Figura 11 – Precios ACL de la plataforma DCide en el periodo de estudio	46
Figura 12 – Comportamiento comparativo entre las modalidades de estudio	49
Figura 13 – Comportamiento de las modalidades de estudio en el contexto paraguay	58
Figura 14 – Comparación de costos en ACR Brasil vs Paraguay	59
Figura 15 – Comportamiento del punto de equilibrio tarifario Brasil vs Paraguay	60
Figura 16 – Economía porcentual por modalidad. Brasil vs Paraguay	61
Figura 17 – Comparación de ahorros totales anuales. Brasil vs Paraguay	61

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 – Subclasificación de consumidores del Grupo A	9
Tabla 2 – Grupos de consumo según Pliego de Tarifas N°21	16
Tabla 3 – Categorías de Subclasificación del grupo Otros	17
Tabla 4 – Resumen de trabajos relacionados	25
Tabla 5 – Datos de consumo y demanda del objeto de estudio	37
Tabla 6 – TE e TUSD para subgrupo A4.....	39
Tabla 7 – Históricos de los impuestos gubernamentales referentes al período de estudio	39
Tabla 8 – Valor total y TUSD referentes al período de estudio	40
Tabla 9 – Valor final y punto de equilibrio.....	41
Tabla 10 – TE y TUSD y sus respectivos impuestos	43
Tabla 11 – Impuestos y el valor total en ambiente ACR	44
Tabla 12 – Impuestos relacionados a TUSD.....	45
Tabla 13 – Valor final y punto de equilibrio modificado.....	46
Tabla 14 – Valores de ICMS para las modalidades en estudio	47
Tabla 15 – Economía resultante para el contexto brasileño analizado	48
Tabla 16 – TE e TUSD para grupo “Otros” en categoría 412	50
Tabla 17 – Valor total y TUSD en el contexto hipotético paraguayo en el periodo de estudio	51
Tabla 18 – Valor final y punto de equilibrio en contexto hipotético paraguayo	52
Tabla 19 – TE y TUSD en el contexto hipotético paraguayo y sus respectivos impuestos	53
Tabla 20 – Impuestos en el contexto hipotético paraguayo y el valor total del ambiente ACR.....	54
Tabla 21 – Impuestos en contexto hipotético paraguayo relacionados a TUSD.....	55
Tabla 22 – Valor final y punto de equilibrio en contexto hipotético paraguayo modificado	56
Tabla 23 – Valores resultantes de ICMS en el contexto hipotético paraguayo	56
Tabla 24 – Economía resultante para el contexto hipotético paraguayo	58
Tabla 25 – Indicadores económicos y costos comparativos por escenario.....	63
Tabla 26 – Economías y viabilidad financiera, Brasil vs Paraguay	64

LISTA DE ABREVIATURAS Y SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratación Libre;
ACR	Ambiente de Contratación Regulado;
ANDE	Administración Nacional de Electricidad;
ANEEL	Agencia Nacional de Energía Eléctrica;
CCEE	Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica;
CCEAL	Contratos de Compra de Energía en Ambiente Libre;
CCEI	Contratos de Compra de Energía en Ambiente Especial;
CDNC	Centro de Despacho Nacional de Cargas;
CMSE	Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico;
CNPE	Consejo Nacional de Política Energética;
COPEL	Compañía Paranaense de Energía;
CUSD	Contratos de Uso del Sistema de Distribución;
CUST	Contratos de Uso del Sistema de Transmisión;
EPE	Empresa de Investigación Energética;
FIESP	Federación de Industrias del Estado de San Paulo;
ICMS	Impuesto sobre Circulación de Mercancías y Servicios;
IVA	Impuesto al Valor Agregado;
MCP	Mercado de Corto Plazo;
MME	Ministerio de Minas y Energía;
ONS	Operador Nacional del Sistema Eléctrico;
PIS	Programa de Integración Social;
PLD	Precio de Liquidación de Diferencias;
SEP	Sistema Eléctrico Paraguayo;
SIN	Sistema Interconectado Nacional (Brasil);
SIN-PY	Sistema Interconectado Nacional (Paraguay);
SMF	Sistema de Medición y Facturación;
TE	Tarifa de Energía;
TIR	Tasa Interna de Retorno;
TUSD	Tarifa de Uso del Sistema de Distribución;
TUST	Tarifa de Uso del Sistema de Transmisión;

SUMARIO

1. INTRODUCCION	1
1.1 JUSTIFICATIVA	2
1.2 MOTIVACION	3
1.3 OBJETIVOS.....	3
1.4 ESTRUCTURA DEL TRABAJO	3
2. REFERENCIA TEORICA.....	5
2.1 SECTOR ELECTRICO BRASILEÑO	5
2.2 SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO	13
2.3 DIFERENCIAS ENTRE EL MERCADO ELECTRICO BRASILEÑO Y PARAGUAYO	17
2.4 METODOLOGÍAS DE ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE MIGRACIÓN	21
2.5 TRABAJOS RELACIONADOS.....	24
3. MÉTODO PROPUESTO.....	28
3.1 ESTRUCTURA METODOLÓGICA COMPARATIVA.....	28
3.2 METODOLOGÍA DEL PUNTO DE EQUILIBRIO TARIFARIO	31
3.3 MEJORA DEL PUNTO DE EQUILIBRIO	33
3.4 VALIDACIÓN DE PRECIOS DE MERCADO Y CÁLCULO DE ECONOMÍA	36
4. RESULTADOS OBTENIDOS	37
4.1 ESTUDIO DE CASO	37
4.2 ANÁLISIS DEL MERCADO BRASILEÑO	39
4.3 ANÁLISIS DEL MERCADO PARAGUAYO	50
4.4 ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE LOS MERCADOS ESTUDIADOS	59
CONCLUSIONES.....	65
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	66

1. INTRODUCCIÓN

El sector eléctrico latinoamericano ha experimentado transformaciones significativas en las últimas décadas, caracterizadas por procesos de desregulación y liberalización orientados a incrementar la eficiencia económica y promover la competencia (Rudnick & Zolezzi, 2001). Brasil, pionero regional, implementó su modelo de mercado libre a partir de 1995, estableciendo el Ambiente de Contratación Libre (ACL), estructura que permitió históricamente que grandes consumidores negociaran directamente con generadores, logrando ahorros sustanciales frente a las tarifas reguladas (Rodrigues et al., 2021).

Sin embargo, la dinámica del mercado brasileño sufrió un punto de inflexión tras la crisis hídrica de 2021, los incrementos tarifarios de ese periodo, exacerbados por el sistema de banderas tarifarias que alcanzaron costos adicionales de hasta 14,20 R\$ por cada 100 kWh (ANEEL, 2021), evidenciaron la necesidad de flexibilizar las rígidas barreras de entrada existentes (anteriormente de 500 kW y 1.500 kW). Como respuesta regulatoria, la Portaria Normativa nº 50/GM/MME de 2022 marcó un hito decisivo: a partir del 1 de enero de 2024, se habilitó el acceso al mercado libre a todos los consumidores del Grupo A independientemente de su demanda contratada, eliminando así las restricciones de potencia que excluían a pequeñas industrias y comercios medianos.

Actualmente, el debate regulatorio se centra en la última frontera de la liberalización: los consumidores de Baja Tensión (Grupo B), bajo el cronograma regulatorio vigente (referenciado en la Medida Provisoria N°. 1.300/2025), se proyecta una apertura escalonada que promete rediseñar la estructura de consumo nacional: se prevé que para agosto de 2026, los consumidores comerciales e industriales en baja tensión puedan migrar al mercado libre, extendiéndose este derecho a los consumidores residenciales a partir de diciembre de 2027, evolución normativa busca subsanar las inequidades de acceso y extender los beneficios de la competitividad a la totalidad de la matriz de consumo.

En contraste, Paraguay mantiene un modelo eléctrico tradicional centralizado, donde la Administración Nacional de Electricidad (ANDE) opera como empresa estatal verticalizada, controlando la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica (Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones, 2019).

A pesar de contar con una matriz energética predominantemente hidroeléctrica que representa el 99.8% de la generación nacional y tarifas subsidiadas que históricamente han sido competitivas a nivel regional con un costo promedio de 0,048 USD/kWh para el sector comercial (ANDE, 2022), el país enfrenta crecientes presiones para modernizar su sector eléctrico en línea con tendencias internacionales de liberalización.

Mientras que países como Chile, Colombia y Perú han desarrollado marcos regulatorios que permiten la participación gradual de consumidores con demandas menores a 500 kW en mercados competitivos (Pollitt, 2019), Paraguay ha dado pasos iniciales hacia la comercialización energética competitiva con la primera licitación de la ANDE para vender 100 MW de energía de la Central Hidroeléctrica Acaray al mercado libre brasileño (ANDE, 2024), esta incursión en esquemas de comercialización competitiva representa una oportunidad para evaluar la viabilidad económica de dichos mecanismos para la realidad nacional, considerando que el sector comercial paraguayo representa aproximadamente el 35% del consumo eléctrico nacional, con establecimientos que operan en el rango de 100-500 kW de demanda y que podrían constituir un segmento objetivo para futuros esquemas de mercado competitivo interno (ANDE, 2022).

Este estudio se delimita específicamente a la evaluación de la viabilidad económica de migración al ambiente de contratación libre para consumidores comerciales con demanda inferior a 500 kW, utilizando como caso de referencia un supermercado. El análisis temporal se circunscribe al período 2021-2022 para el caso base brasileño y proyecciones 2023-2024 para el escenario hipotético paraguayo.

1.1 JUSTIFICATIVA

La presente investigación se fundamenta en la necesidad crucial de abordar el contexto de transición energética y la de modernización institucional que atraviesa el sector eléctrico paraguayo, dado que la tendencia regional hacia la liberalización de mercados y la creación de ambientes de contratación libre (ACL) representa un cambio paradigmático en la gestión de la energía.

Paraguay, con su modelo centralizado y el monopolio legal ejercido por la ANDE, se encuentra en una encrucijada regulatoria impulsada por presiones de eficiencia y competitividad, lo que justifica conceptualmente este estudio al llenar un vacío de evidencia empírica que evalúe la pertinencia de esquemas competitivos en un sistema con la particularidad de una pequeña escala de mercado y la naturaleza binacional de sus principales fuentes de generación.

La investigación se justifica además por su capacidad de generar una herramienta cuantitativa de alto valor para la toma de decisiones de política energética, ofreciendo una evaluación rigurosa sobre si los beneficios de la competencia superarían los costos transaccionales y de infraestructura asociados a la apertura del mercado

En síntesis, este trabajo es crucial para determinar si la adopción de esquemas competitivos constituye una vía viable y eficiente para modernizar el sector eléctrico paraguayo en consonancia con las tendencias regionales, además esta factibilidad económica proporcionará a los reguladores una base sólida para definir la hoja de ruta de la reforma, minimizando los riesgos de inestabilidad

regulatoria y de precios, sentando las bases para atraer inversiones privadas al segmento de comercialización, lo que resulta vital para el desarrollo de la infraestructura y la competitividad del país a largo plazo.

1.2 MOTIVACION

La motivación del trabajo es la necesidad de comprender si los beneficios tangibles observados en el modelo brasileño son alcanzables en el contexto paraguayo, considerando las condiciones institucionales, regulatorias y de mercado particulares. La liberalización del mercado eléctrico brasileño ha transformado la dinámica competitiva de su sector comercial, y esta realidad motiva analizar las oportunidades y desafíos que enfrentaría Paraguay en un eventual proceso similar.

1.3 OBJETIVOS

El objetivo del presente trabajo es analizar comparativamente los procesos de migración al ambiente de contratación libre de energía eléctrica en Brasil y Paraguay, evaluando los marcos regulatorios, las condiciones de mercado y los impactos económicos generados en el sector comercial de ambos países. Para ello es necesario que se logren los siguientes objetivos específicos.

1. Determinar los prerrequisitos técnicos y económicos que un consumidor debe poseer para efectuar la migración hacia esquemas competitivos, estableciendo el marco comparativo entre ambos países.
2. Caracterizar el proceso de migración al Ambiente de Contratación Libre de energía eléctrica en Brasil, identificando las etapas, requisitos técnicos, plazos y costos operacionales involucrados.
3. Validar y replicar la metodología del punto de equilibrio tarifario.
4. Adaptar el modelo analítico al contexto paraguayo.
5. Evaluar comparativamente la viabilidad económica.

1.4 ESTRUCTURA DEL TRABAJO

El primer capítulo tiene carácter introductorio, presentando una contextualización comprehensiva sobre la problemática de los mercados competitivos de energía eléctrica en América Latina, con énfasis específico en la experiencia brasileña consolidada y las oportunidades hipotéticas para Paraguay

El segundo capítulo desarrolla el marco teórico conceptual necesario para proporcionar al lector los fundamentos teóricos esenciales para la comprensión integral del trabajo. Este capítulo introduce conceptos fundamentales sobre sistemas eléctricos competitivos, presentando las

características distintivas de cada ambiente de contratación (regulado y libre), sus ventajas y desventajas comparativas, los marcos regulatorios aplicables, y los requisitos técnicos y económicos para la participación de consumidores en mercados competitivos.

El tercer capítulo se dedica a la metodología de investigación, presentando la selección y justificación del método del punto de equilibrio tarifario como herramienta analítica principal. Se incluye un desarrollo detallado de los fundamentos teóricos de esta metodología, las ecuaciones matemáticas aplicables, los procedimientos de cálculo, y las adaptaciones específicas necesarias para su aplicación en contextos donde los mercados competitivos son hipotéticos.

El cuarto capítulo presenta los resultados empíricos obtenidos mediante la aplicación de la metodología establecida en el capítulo anterior. Se desarrolla inicialmente la replicación del caso brasileño para validar la metodología, seguida por la adaptación y aplicación al escenario hipotético paraguayo.

Los resultados se presentan mediante análisis comparativos sistemáticos, tablas de datos, gráficos ilustrativos y evaluaciones de sensibilidad que permiten establecer conclusiones sobre la viabilidad económica de la migración al ambiente de contratación libre en ambos contextos nacionales.

El capítulo quinto contiene las conclusiones derivadas del análisis empírico, incluyendo recomendaciones para futuras investigaciones e implicaciones para la formulación de políticas energéticas en Paraguay.

2. REFERENCIA TEÓRICA

El presente capítulo desarrolla el marco teórico que fundamenta la investigación, estructurado en tres secciones principales que examinan comparativamente los sistemas eléctricos brasileño y paraguayo.

La primera sección analiza la arquitectura institucional del sector eléctrico brasileño, caracterizando su modelo dual de contratación mediante el Ambiente de Contratación Regulada (ACR) y el Ambiente de Contratación Libre (ACL), incluyendo los requisitos de elegibilidad, estructuras tarifarias diferenciadas, procedimientos de migración y metodologías de evaluación de viabilidad económica aplicables a procesos de transición entre ambientes contractuales. La segunda sección examina el sistema eléctrico paraguayo, describiendo su configuración monopolística centralizada bajo la Administración Nacional de Electricidad (ANDE), la estructura tarifaria vigente según el Pliego N° 21, y las particularidades regulatorias que caracterizan este modelo, por último, se presentan las diferencias entre ambos mercados.

2.1 SECTOR ELÉCTRICO BRASILEÑO

El sector eléctrico brasileño fue históricamente dominado por empresas estatales verticalmente integradas que controlaban la totalidad de la cadena de valor energético, configuración que permitió la materialización de grandes proyectos de infraestructura, como las centrales hidroeléctricas de Itaipú y Tucuruí, junto con el desarrollo de extensas redes de transmisión y distribución que consolidaron el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Este modelo estatal tradicional era necesario para sustentar el crecimiento económico del país, el cual demandaba inversiones masivas en infraestructura energética (Embrasul, 2025).

A partir de la década de 1990, el sector experimentó transformaciones estructurales para introducir la competencia, la primera fase de reformas se centró en la desverticalización, estableciendo la separación funcional entre los segmentos de generación, transmisión y distribución (Dadald & Costa, 2019).

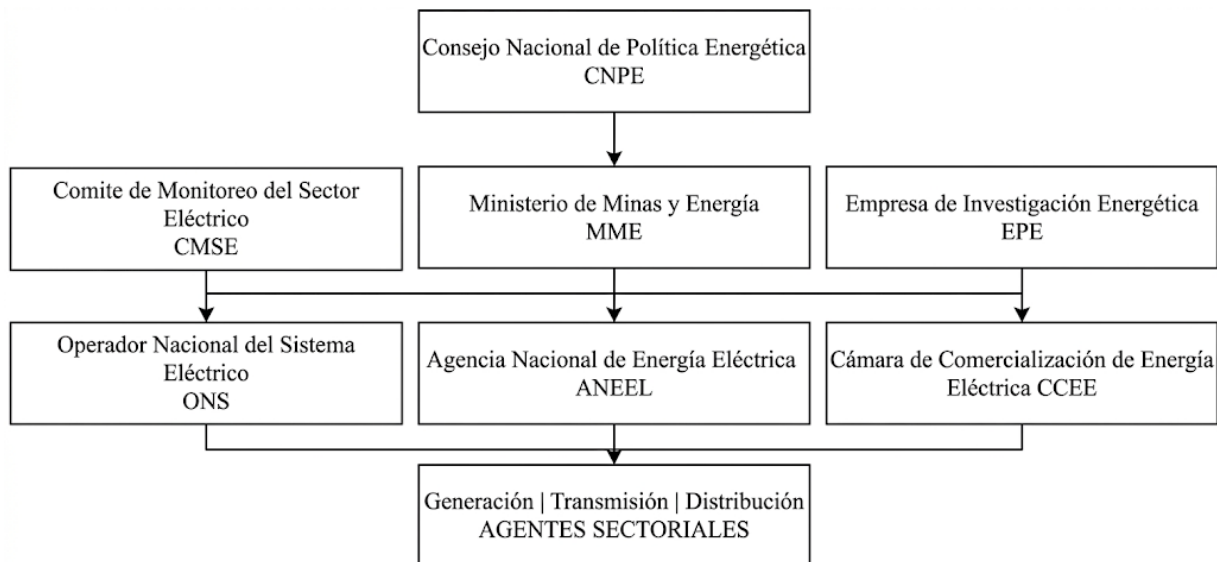
La generación fue concebida como un segmento potencialmente competitivo, mientras que la transmisión y distribución mantuvieron su carácter de monopolio natural bajo regulación estatal. Posteriormente, una segunda ola de reformas formalizada en 2004 ("Nuevo Modelo") fortaleció el rol del Estado en la regulación y planificación, creando los dos ambientes de contratación vigentes: el Ambiente de Contratación Regulado (ACR) y el Ambiente de Contratación Libre (ACL) (ANEEL, 2008).

El marco legal resultante, sustentado en las Leyes No. 10.847 y No. 10.848 de 2004, estableció una arquitectura institucional compleja que distribuye funciones de planificación, regulación,

operación y comercialización. Como se puede observar en la Figura 1, esta estructura obedece a una jerarquía clara que va desde la formulación de políticas públicas hasta la operación física y comercial del sistema.

En el nivel superior de decisión estratégica (mostrado en la cúspide de la Figura 1) se encuentra el Consejo Nacional de Política Energética (CNPE), órgano de asesoramiento presidencial encargado de definir las directrices nacionales y optimizar el uso de los recursos energéticos. Subordinado a estas políticas, el Ministerio de Minas y Energía (MME) actúa como el brazo ejecutor y supervisor, apoyándose en el Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico (CMSE) para vigilar la seguridad del suministro y en la Empresa de Investigación Energética (EPE) para la planificación técnica a largo plazo.

Figura 1 – Estructura institucional del sector eléctrico brasileño



Fuente: Elaboración Propia

Por debajo de la esfera política, la gobernanza se divide en tres pilares operativos y regulatorios fundamentales para el funcionamiento del mercado:

- Regulación: La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), que fiscaliza y regula económicamente a los agentes.
- Operación Física: El Operador Nacional del Sistema (ONS), responsable de coordinar la generación y transmisión del SIN para garantizar la optimización hidrotérmica.
- Gestión Comercial: La Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE), que viabiliza las transacciones financieras y contables en los ambientes de contratación (ACR y ACL).

Esta segregación de funciones es crítica para la estabilidad del modelo brasileño actual ya que la independencia entre la operación física (ONS) y la comercial (CCEE) asegura que el despacho de energía se realice por criterios de seguridad y costo técnico, sin interferencias de los contratos financieros firmados entre las partes. De este modo, la estructura institucional no solo organiza a los agentes estatales, sino que proporciona la seguridad jurídica y regulatoria necesaria para que los agentes privados puedan operar e invertir en el mercado, sabiendo que existe un sistema de pesos y contrapesos que mitiga el riesgo de decisiones arbitrarias y garantiza la liquidez de las operaciones en el Mercado Libre.

2.1.1 Ambientes de Contratación de Energía Eléctrica

El marco regulatorio brasileño establece dos modalidades diferenciadas para la contratación de energía eléctrica: el Ambiente de Contratación Regulado (ACR) y el Ambiente de Contratación Libre (ACL). Esta dualidad contractual responde a la necesidad de atender diferentes perfiles de consumidores con características técnicas y económicas heterogéneas, permitiendo la coexistencia de mecanismos regulados tradicionales con esquemas competitivos de mercado.

La segmentación entre ambos ambientes no es arbitraria, sino que obedece a criterios técnicos y económicos que consideran el tamaño de la demanda, la capacidad de gestión energética de los consumidores, y los costos transaccionales asociados a la participación en mercados competitivos.

2.1.1.1 Contratación Regulada

El Ambiente de Contratación Regulada (ACR) constituye el marco contractual tradicional donde se ubican los consumidores cautivos, es decir, aquellos con demanda contratada inferior a 500 kW o que no cumplen los requisitos mínimos de tensión para acceder al ACL. En este esquema, la adquisición de energía se realiza exclusivamente a través de las concesionarias de distribución local. Las tarifas aplicadas están preestablecidas por el regulador y no son objeto de negociación bilateral, abarcando la totalidad de consumidores residenciales, rurales, establecimientos comerciales de pequeño y mediano porte, y pequeñas industrias (ABRACEEL, 2019).

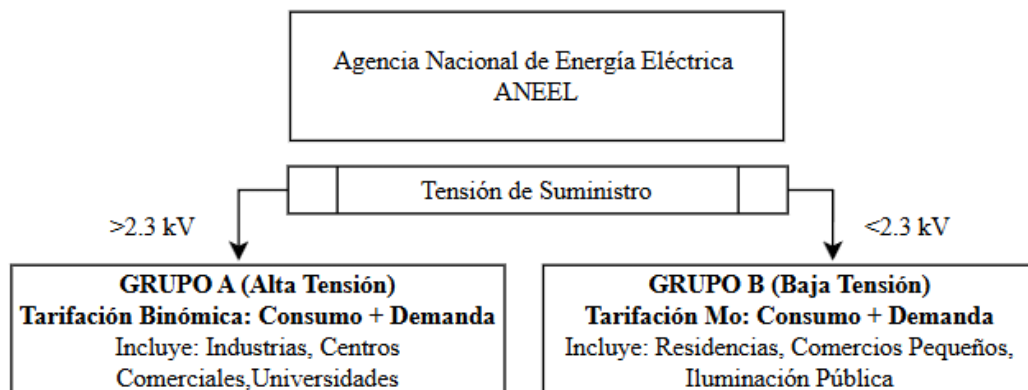
El abastecimiento del ACR opera mediante un sistema de contratación anticipada donde las distribuidoras aseguran el suministro para su mercado cautivo a través de subastas de energía. En estos procesos licitatorios, el ganador es el oferente que presenta el menor precio de venta (R\$/MWh). El Ministerio de Minas y Energía (MME) establece el cronograma de las subastas, ejecutadas por la ANEEL y la CCEE, fijando precios techo para cada fuente energética. Los valores de adjudicación deben ser iguales o inferiores a estos máximos preestablecidos, garantizando una contratación eficiente y trasladando los beneficios de la competencia de generación a los consumidores finales

(ANEEL, 2008; Rizkalla, 2018).

La ANEEL define el nivel de tensión de suministro en función de la carga instalada y la demanda de la unidad consumidora. Cuando la carga instalada es de hasta 75 kW, el suministro se realiza en tensión secundaria de distribución, habitual en usuarios residenciales y pequeños comercios. Para cargas superiores a 75 kW, con demanda contratada o estimada de hasta 2.500 kW, el suministro pasa a tensión primaria de distribución por debajo de 69 kV, aplicado a consumidores comerciales medianos e industrias de menor porte. En casos donde la demanda supera los 2.500 kW, el suministro se establece en tensión primaria igual o superior a 69 kV, propia de grandes consumidores industriales y comerciales.

Los consumidores del ambiente regulado son clasificados por ANEEL en dos grupos tarifarios principales que se diferencian fundamentalmente por el nivel de tensión de suministro y la modalidad de facturación aplicable descrito en la Figura 2.

Figura 2 – Clasificación de grupo de consumidores en el ambiente ACR



Fuente: Elaboración Propia

El Grupo A, correspondiente a consumidores con suministro superior a 2,3 kV (grandes consumidores industriales y comerciales). Utiliza tarifación binómica (cobra por consumo y demanda facturable). La conexión se realiza en tensión primaria si la demanda supera los 2.500 kW. Los consumidores de este grupo seleccionan entre tres modalidades horoestacionales (Convencional, Azul y Verde) para gestionar costos por horario.

Por su parte, el Grupo B, abarca consumidores de baja tensión, en ella se emplea tarifación monómica, basada exclusivamente en el consumo de energía, la conexión se realiza en tensión secundaria si la carga instalada es menor o igual 75 kW, este grupo incluye residencias, tiendas, y gran parte de edificios comerciales y públicos, y se subdivide en cuatro categorías según el tipo de consumidor.

El Grupo A, correspondiente a consumidores de alta tensión como industrias, centros y

edificios comerciales, se subdivide según el nivel de tensión de atendimento en cinco categorías principales tal y como se presenta en la Tabla 1.

Los consumidores pertenecientes al Grupo A tienen la posibilidad de seleccionar entre tres modalidades tarifarias diferenciadas, cuya elección óptima debe considerar la variación de costos durante las horas de mayor consumo del sistema y la capacidad de la unidad consumidora para adaptar su patrón de uso y reducir el consumo en horarios estratégicos.

Tabla 1 – Subclasificación de consumidores del Grupo A

Subgrupo	Nivel de Tensión (kV)	Clasificación Técnica	Perfil del Consumidor (Ejemplos)
A1	>= 230 kV	Extra Alta Tensión	Grandes industrias, siderúrgicas
A2	88 - 138 kV	Alta Tensión	Industrias grandes, centros de distribución
A3	69 kV	Alta Tensión	Industrias medianas, grandes comercios
A3a	30 - 44 kV	Media Tensión	Industrias pequeñas, shopping centers
A4	2,3 - 25 kV	Media Tensión	Supermercados, edificios comerciales
AS	Subterráneo	Sistema Subterráneo	Centros urbanos, áreas especiales

Fuente: Elaboración Propia

De acuerdo con las actualizaciones regulatorias más recientes, especialmente la Resolución Normativa ANEEL No. 1000 de 2021 y la Ley No. 14.300 de 2022 (Marco Legal de Generación Distribuida), las modalidades tarifarias para consumidores de energía eléctrica en Brasil han evolucionado.

Según la Resolución Normativa ANEEL No. 1000 de 2021, que consolida y moderniza el marco regulatorio aplicable a las relaciones entre consumidores y distribuidoras, incorporando y reorganizando disposiciones previamente tratadas en la Resolución Normativa No. 482 de 2012, las modalidades tarifarias principales son:

- Tarifa Convencional Monómia: Aplicable a consumidores del Grupo B (baja tensión), con un único precio aplicado al consumo de energía, independientemente del horario de uso.
- Tarifa Blanca: Disponible para consumidores del Grupo B, con precios diferenciados según el horario de consumo - punta, intermedio y fuera de punta. Busca incentivar el desplazamiento del consumo hacia horarios fuera de punta.
- Tarifa Binómia: Aplicable a consumidores del Grupo A (alta tensión), compuesta por dos elementos - demanda contratada (kW) y consumo de energía (kWh). Puede ser:

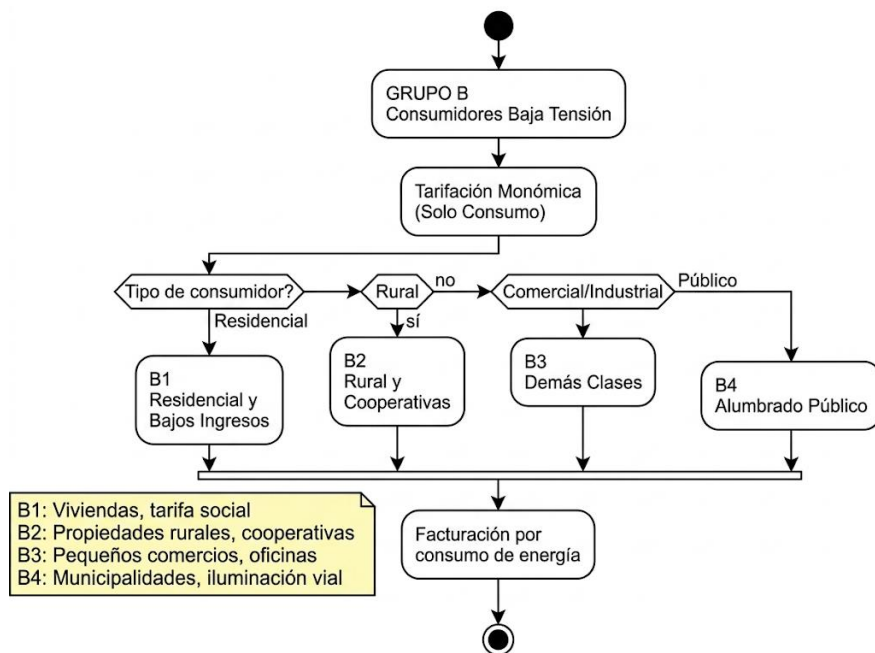
- Convencional: Precio único para demanda y consumo, independiente del horario.
- Horoestacional Verde: Demanda única y consumo diferenciado por horario (punta y fuera de punta).
- Horoestacional Azul: Demanda y consumo diferenciados por horario (punta y fuera de punta).

Además, la Ley No. 14.300 de 2022 establece el marco legal para la generación distribuida, definiendo las condiciones para el suministro de energía por parte de los consumidores-generadores y el sistema de compensación de energía (net-metering).

La estructura tarifaria del ACR se fundamenta en dos componentes principales: la Tarifa de Uso del Sistema de Distribución (TUSD), que cubre los costos de utilización de la infraestructura de distribución, y la Tarifa de Energía (TE), que refleja el costo de la energía eléctrica consumida, ambas expresadas en R\$/kWh y determinadas por ANEEL a través de la metodología de ingresos anuales permitidos por distribuidora (FIESP, 2017).

Por su parte, el Grupo B abarca las unidades consumidoras atendidas en tensión inferior a 2,3 kV, categorizadas como consumidores de baja tensión que incluyen residencias, tiendas, agencias bancarias, pequeños talleres, edificios residenciales, gran parte de los edificios comerciales y la mayoría de los edificios públicos federales, en la Figura 3 puede observarse la subdivisión según el tipo de consumidor en cuatro categorías.

Figura 3 – Subclasificación de consumidores del Grupo B



Fuente: Elaboración Propia

La estructura tarifaria del ACR se fundamenta en dos componentes principales: la Tarifa de Uso del Sistema de Distribución (TUSD), que cubre los costos de utilización de la infraestructura de distribución, y la Tarifa de Energía (TE), que refleja el costo de la energía eléctrica consumida, ambas expresadas en R\$/kWh y determinadas por ANEEL a través de la metodología de ingresos anuales permitidos por distribuidora (FIESP, 2017).

2.1.1.2 Contratación Libre

El Ambiente de Contratación Libre (ACL) surge como respuesta al incremento tarifario, permitiendo que los consumidores finales elegibles seleccionen su propio proveedor de energía y negocien contratos directamente con agentes generadores, esquema que permite a los consumidores planificar sus gastos sin la intermediación obligatoria de la distribuidora local. El ACL ha logrado una penetración significativa en el sector industrial brasileño, donde aproximadamente el 80% de la energía consumida se adquiere bajo esquemas competitivos (ABRACEEL, 2019).

La extensión del Sistema Interligado Nacional (SIN) permite a los consumidores libres seleccionar proveedores en cualquier región del país, con la seguridad del suministro garantizada por el registro obligatorio de todos los contratos en la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE), esta última actúa como garante del sistema; en caso de incumplimiento del vendedor, el consumidor mantiene su suministro físico, y la CCEE gestiona las diferencias contractuales y la liquidación financiera (FIESP, 2017).

El ACL fue establecido inicialmente por la Ley 9.074 de 1995 durante el gobierno de Fernando Henrique Cardoso, buscando aumentar la competitividad y reducir costos. El Nuevo Modelo del Sector Eléctrico de 2003 refinó las reglas operativas, facilitando la migración masiva.

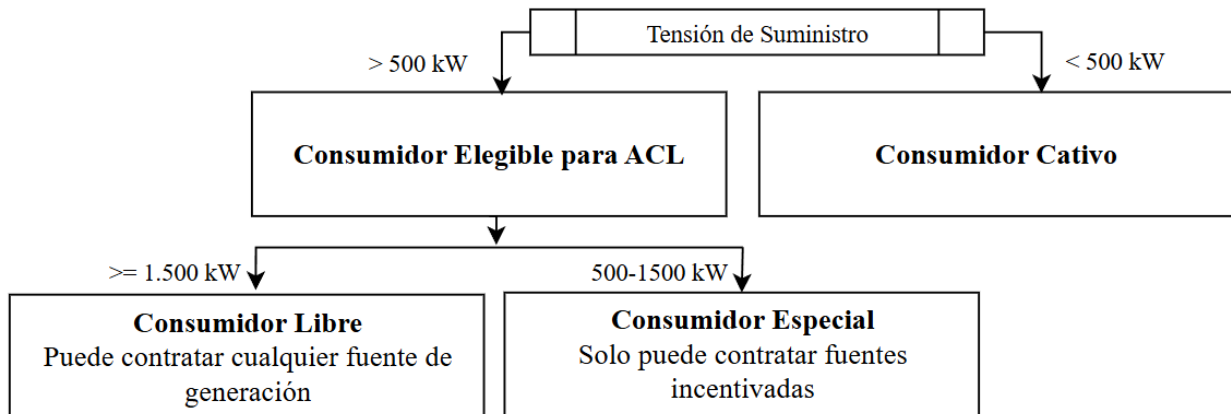
Una característica fundamental del ACL es que, si bien los costos de energía pueden negociarse libremente, los cargos por transmisión y distribución permanecen regulados.

Las distribuidoras mantienen Contratos de Uso del Sistema (CUSD o CUST) con los consumidores libres, cobrando tarifas reguladas por el uso de la infraestructura de red, esta estructura híbrida permite la competencia en la comercialización, mientras preserva el monopolio natural de la infraestructura. (ABRACEEL, 2019).

- **Consumidores Libres:** Constituyen el segmento de mayor demanda, con un requisito mínimo de 1.500 kW. Tienen la prerrogativa de contratar energía proveniente de cualquier fuente de generación disponible en el sistema (convencionales como hidráulicas de gran porte, térmicas, nucleares, o renovables no convencionales). Esta categoría abarca grandes industrias y complejos comerciales que poseen la escala para gestionar los riesgos del mercado competitivo.

- **Consumidores Especiales:** Representan un segmento intermedio con demanda contratada entre 500 kW y 1.500 kW. Su principal restricción es que solo pueden contratar energía proveniente de fuentes especiales o incentivadas, que incluyen biomasa, solar fotovoltaica, eólica y pequeñas centrales hidroeléctricas.

Figura 4 – Modalidades de consumidores en el ACL



Fuente: Elaboración Propia

Los consumidores que adquieren energía de fuentes incentivadas obtienen beneficios económicos significativos a través de descuentos que oscilan entre el 50% y el 100% en las Tarifas de Uso del Sistema de Distribución (TUSD) y Transmisión (TUST). Estos descuentos se conceden inicialmente a los generadores por la ANEEL y luego se transfieren a los consumidores finales (ABRACEEL, 2019). No obstante, existe una particularidad tributaria importante: la base de cálculo para tributos como el ICMS mantiene el valor integral sin descuento, calculándose los impuestos sobre el valor total de la TUSD y TUST antes de aplicar el beneficio. Para portafolios de contratos mixtos, el descuento aplicable es el promedio ponderado de los descuentos de la energía incentivada (Tatemoto, 2013; Rovaris, 2021).

La migración al ACL conlleva riesgos inherentes que requieren gestión especializada, el principal identificado por Rizkalla (2018) es la volatilidad de precios de energía, la cual puede generar variaciones significativas en los costos según la oferta y la demanda del sistema. Adicionalmente, un dimensionamiento inadecuado de la demanda contratada expone al consumidor al Mercado de Corto Plazo (MCP), donde los precios pueden ser sustancialmente superiores a los contractuales.

El MCP opera como un mecanismo de ajuste donde la CCEE contabiliza las diferencias entre los volúmenes contratados y los volúmenes efectivamente producidos o consumidos por cada agente. Los desequilibrios se liquidan financieramente en el MCP, utilizando como referencia el Precio de Liquidación de Diferencias (Oliveira, 2019).

Un aspecto regulatorio fundamental del ACL es la posibilidad de retorno al mercado cautivo.

El marco normativo establece un período mínimo de permanencia de 5 años en el ambiente libre antes de que un consumidor pueda solicitar el retorno al mercado regulado, lo cual busca evitar migraciones especulativas u oportunistas y proporcionar estabilidad a ambos mercados.

En casos excepcionales, donde se requiera un retorno anticipado, la decisión queda a discreción de la distribuidora local. La distribuidora debe evaluar individualmente cada situación, considerando la viabilidad técnica y el impacto en el sistema, lo que proporciona una red de seguridad para los consumidores que enfrentan dificultades imprevistas, sin comprometer la integridad sistémica. Esta reversibilidad mitiga parcialmente los riesgos asociados a la migración. (FIESP, 2017).

2.2 SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO

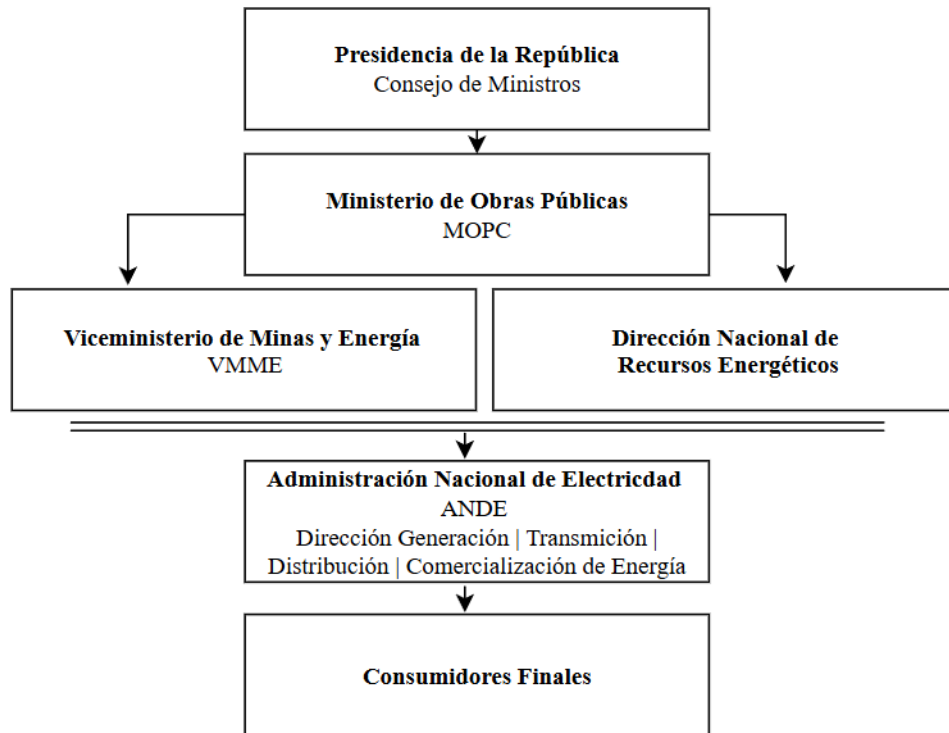
El desarrollo del sector eléctrico paraguayo ha estado históricamente caracterizado por un modelo estatal centralizado sustentado en el aprovechamiento de sus abundantes recursos hidroeléctricos, particularmente a través de las centrales binacionales de Itaipú (con Brasil) y Yacyretá (con Argentina).

La Figura 5 exhibe la estructura del mercado paraguayo predominantemente estatal y verticalmente integrada siendo la Administración Nacional de Electricidad (ANDE), creada por la Ley N° 966/64, la institución que ejerce un monopolio de facto sobre las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en todo el territorio nacional.

La ANDE es, por tanto, el actor central y hegemónico del sistema, responsable de la planificación, operación y expansión de la red, así como de la comercialización del servicio a los consumidores finales. Esta configuración institucional ha permitido el desarrollo de una matriz energética predominantemente renovable, con aproximadamente 99,8% de generación hidroeléctrica, posicionando a Paraguay como uno de los principales exportadores netos de energía eléctrica de América Latina.

El marco regulatorio es definido por el Poder Ejecutivo, a través de decretos y resoluciones, siendo el Viceministerio de Minas y Energía el órgano rector de la política energética nacional. A diferencia de su contraparte brasileña, Paraguay no cuenta con una agencia reguladora independiente (como la ANEEL en Brasil) ni con un operador independiente del sistema (como el ONS brasileño), todas estas funciones recaen sobre la ANDE, lo que simplifica la cadena de mando, pero limita la competencia y la participación de actores privados, especialmente en el segmento de comercialización.

Figura 5 – Estructura institucional del sistema eléctrico paraguayo



Fuente: Elaboración Propia

El sistema eléctrico paraguayo se encuentra totalmente interconectado a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN-PY), que opera en sincronismo con los sistemas de Brasil y Argentina mediante las conexiones de las centrales binacionales.

ANDE opera una red de transmisión en tensiones de 500 kV, 220 kV y 66 kV que integra las centrales generadoras con los centros de consumo, principalmente ubicados en la región Oriental del país donde se concentra más del 95% de la demanda nacional. La operación del sistema se realiza desde el Centro de Despacho Nacional de Cargas (CDNC) localizado en Asunción, que coordina la operación de las centrales propias de ANDE y administra los contratos de importación desde las centrales binacionales.

2.2.1 Ambiente de Contratación de Energía Eléctrica

El Pliego de Tarifas N° 21, aprobado por Decreto N° 6904 del 10 de marzo de 2017 y sus sucesivas modificaciones, constituye el instrumento normativo que rige la relación comercial entre la ANDE y sus clientes, documento que no da solo una lista de precios, sino que también define las condiciones técnicas y comerciales del suministro eléctrico en Paraguay (ANDE, 2017).

El Pliego establece una estructura tarifaria basada en dos criterios principales: el nivel de tensión del suministro y el grupo de consumo al que pertenece el cliente, clasificación que determina no solo el precio de la energía, sino también la modalidad de contratación y las obligaciones técnicas

asociadas.

2.2.1.1 Contratación Regulada

El sector eléctrico paraguayo opera bajo un modelo de contratación regulada centralizada donde la Administración Nacional de Electricidad (ANDE) ostenta el monopolio legal sobre la comercialización de energía para la totalidad de los segmentos de consumidores.

Todos los consumidores, independientemente de su escala de demanda o actividad económica, deben adquirir energía eléctrica exclusivamente a través de ANDE bajo tarifas reguladas establecidas por resolución del Directorio de la empresa estatal.

Esta configuración monopolística responde a dos factores estructurales principales: la escala relativamente pequeña del mercado doméstico (demanda máxima de aproximadamente 3.500 MW), la cual no justifica económicamente estructuras competitivas complejas, y la naturaleza binacional de las principales fuentes de generación (Itaipú y Yacyretá), que introduce complejidades regulatorias internacionales. La estructura tarifaria de ANDE diferencia consumidores por categorías (Doméstico, Industrial, Otros, Alta y Muy Alta Tensión, etc.) y por niveles de tensión, pero mantiene un esquema regulado uniforme sin opciones de contratación alternativa.

La estructura tarifaria actual de ANDE diferencia consumidores por categorías (doméstico, industrial, otros, alta y muy alta tensión, gubernamental, diferencial, alumbrado público, y las electro intensivas especial) y niveles de tensión, pero mantiene un esquema regulado uniforme sin opciones de contratación alternativa.

El Pliego de Tarifas N° 21 de ANDE establece una segmentación técnica de consumidores basada en tensiones nominales de entrega de energía. Los suministros con potencia inferior a 40 kW son atendidos obligatoriamente en baja tensión, mientras que demandas superiores a 66 kW requieren conexión en media tensión debido a las necesidades de infraestructura y equipamiento específico. Para el rango intermedio entre 40 y 66 kW, la conexión en baja tensión es posible únicamente cuando un estudio técnico de ANDE determine que las condiciones de la red local lo permiten sin comprometer la calidad y estabilidad del servicio, requiriendo autorización expresa de la empresa distribuidora.

El Pliego de Tarifas N° 21 clasifica a los clientes de ANDE en diferentes grupos según la modalidad de uso de la energía eléctrica tal y como puede observarse en la Tabla 2.

Tabla 2 – Grupos de consumo según Pliego de Tarifas N°21

Grupo Tarifario	Tipo de Actividad	Nivel de Tensión	Requisitos/Características Clave
Grupo Doméstico	Residencial	Baja Tensión (Implícito)	Tarifas subsidiadas, Política social, Viviendas, Electrodomésticos.
Grupo Industrial	Industrial	Baja o Media Tensión (Implícito)	Producción, Manufactura, Requiere certificación MIC, Tarifas preferenciales.
Grupo Otros	Comercial/Servicios	Baja o Media Tensión	Comercios pequeños, Servicios menores, Supermercados, Centros Comerciales/Servicios.
Grupo Gubernamental	Gubernamental	Baja, Media o Alta Tensión	Sector público, Financiado por Presupuesto Nacional.
Grupo Alta Tensión	Cualquiera (Residencial, Industrial, Comercial, etc.)	Alta Tensión 66 y 220 kV	Aplica a cualquier actividad si se conecta a Alta Tensión. Tarifas más competitivas y menores costos de distribución.
Grupo Diferencial	Cualquiera (Derivado)	Alta Tensión	Requiere diferenciación horaria (Punta, Fuera de punta).

Fuente: Elaboración Propia

En la Tabla 3 puede ver la segmentación y especificación del Grupo de Consumo "Otros" del Pliego Tarifario No. 21 representa el segmento comercial y de servicios que no califica para las categorías especializadas (residencial, industrial o gubernamental). Este grupo se subdivide en tres subcategorías específicas (410, 411, 412) que diferencian los niveles de tensión y modalidades de facturación disponibles para consumidores comerciales y de servicios.

El término principalmente establece que la carga instalada para el uso principal debe representar al menos una relación de 10 a 1 respecto a cargas subsidiarias, como viviendas de personal de custodia en plantas industriales (ANDE, 2017).

El Pliego de Tarifas N° 21 de ANDE establece una diferenciación horaria en la facturación eléctrica que segmenta el día en periodos de 'punta de carga' y 'fuera de punta de carga', reflejando los costos marginales de generación y transmisión según la demanda del sistema, el horario de punta de carga se extiende de lunes a sábado entre las 18:00 y 22:00 horas, periodo en que la demanda alcanza sus picos máximos y las tarifas son más elevadas para incentivar la reducción o desplazamiento del consumo.

Tabla 3 – Categorías de Subclasificación del grupo Otros

Categoría	Nivel de Tensión	Rango de Demanda (kW)	Estructura Tarifaria	Ejemplos de Usuarios Típicos
410	Baja Tensión Menor o igual a 380V	Sin requisitos de potencia	Tarifa Monómica (Solo consumo)	Comercios pequeños, Oficinas menores, Consultorios.
411	Media Tensión 23 kV	2.000 - 6.000 kW	Estructura Binómica Horaria (Potencia reservada + Energía por horario)	Grandes activos comerciales, Hospitales privados, Industrias comerciales.
412	Media Tensión 23 kV	40,1 - 3.000 kW	Estructura Binómica Horaria (Potencia reservada + Energía por horario)	Supermercados, Centros comerciales, Clínicas.

Fuente: Elaboración Propia

El horario fuera de punta abarca de lunes a sábado desde las 00:00 hasta las 18:00 horas y desde las 22:00 hasta las 24:00 horas, así como la totalidad de los domingos, con tarifas más reducidas que fomentan el traslado de actividades de alto consumo energético.

2.3 DIFERENCIAS ENTRE EL MERCADO ELECTRICO BRASILEÑO Y PARAGUAYO

La diferencia más fundamental entre los sistemas eléctricos brasileño y paraguayo radica en sus respectivas estructuras de mercado y arquitecturas institucionales.

2.3.1 Estructura de Mercado y Modelo Institucional

Brasil ha implementado un modelo dual que combina el Ambiente de Contratación Regulada (ACR) con el Ambiente de Contratación Libre (ACL), permitiendo la coexistencia de segmentos regulados y competitivos. El ACR funciona bajo un esquema tradicional donde las distribuidoras adquieren energía mediante subastas públicas supervisadas por la agencia reguladora ANEEL para atender a consumidores cautivos. Por otro lado, el ACL habilita a consumidores con demanda superior a 500 kW (o 1.500 kW para acceder como consumidores libres) a negociar bilateralmente contratos de suministro eléctrico con generadores y comercializadoras, estableciendo condiciones de precio, plazo y volumen según sus necesidades específicas. Esta dualidad de ambientes contractuales se sustenta en una arquitectura institucional descentralizada donde diferentes entidades autónomas ejercen funciones especializadas: el Ministerio de Minas y Energía (MME) como órgano político-estratégico, ANEEL como agencia reguladora independiente, el Operador Nacional del Sistema

(ONS) como responsable de la coordinación técnica centralizada, y la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE) como administradora de los procesos comerciales y financieros del mercado.

Paraguay, en contraste, mantiene un modelo de mercado monopólico y una estructura institucional verticalmente integrada donde la Administración Nacional de Electricidad (ANDE) concentra todas las actividades de la cadena de valor eléctrico. ANDE ejerce simultáneamente las funciones de generación, transmisión, distribución y comercialización, operando como un monopolio legal sin separación funcional ni competencia en ningún segmento. No existen entidades independientes para la regulación económica o la operación técnica del sistema; estas atribuciones recaen directamente sobre ANDE, cuyos directivos son designados por el Poder Ejecutivo. Esta estructura monolítica se refleja en la ausencia de opciones de suministro alternativas para los consumidores, quienes deben contratar exclusivamente con ANDE bajo tarifas reguladas uniformes, sin posibilidad de migrar hacia esquemas competitivos.

2.3.2 Tamaño de Mercado y Viabilidad de Estructuras Competitivas

Las divergencias en escala y tamaño de los mercados eléctricos constituyen otro factor explicativo clave de las diferencias estructurales entre Brasil y Paraguay.

El Sistema Interligado Nacional (SIN) brasileño atiende una demanda de electricidad que justifica económicamente el desarrollo de mercados competitivos y estructuras institucionales sofisticadas. Con una capacidad instalada de generación que supera los 180 GW y una demanda máxima que ronda los 90 GW, el sistema brasileño posee la escala y complejidad necesarias para diluir los costos transaccionales inherentes a un mercado multi-agente con interacciones comerciales descentralizadas.

El ACL brasileño representa aproximadamente el 30% del consumo total del país y el 80% del consumo industrial, evidenciando su relevancia como mecanismo de optimización de costos energéticos para grandes usuarios. Esta madurez de los esquemas competitivos se evidencia también en la diversidad de agentes y modalidades contractuales presentes en el ACL, con más de 300 comercializadoras activas, plataformas de negociación sofisticadas y múltiples productos estandarizados.

El sistema eléctrico paraguayo, por su parte, opera con una escala significativamente menor que limita la viabilidad económica de replicar estructuras competitivas similares a las brasileñas. Con una capacidad instalada de generación en torno a 8,8 GW (de los cuales 7,4 GW corresponden a centrales binacionales) y una demanda máxima que ronda los 3,5 GW, el mercado paraguayo no

alcanza el tamaño crítico que justificaría los costos de implementar y mantener esquemas competitivos multi-agente. La ausencia de un número relevante de grandes consumidores industriales que pudieran conformar una masa crítica de agentes libres, sumada a la elevada concentración de la oferta de generación en un reducido número de activos estratégicos (Itaipú, Yacyretá, Acaray), han limitado históricamente las presiones e incentivos para introducir esquemas de mercado mayorista en el sector eléctrico paraguayo.

2.3.3 Mecanismos de Formación de Precios y Regulación Tarifaria

Los mecanismos de formación de precios y regulación tarifaria constituyen otra dimensión donde se manifiestan diferencias significativas entre los mercados eléctricos brasileño y paraguayo.

En Brasil, la dualidad de ambientes contractuales se refleja en la coexistencia de mecanismos de precio administrados y competitivos. En el ACR, las tarifas son reguladas por ANEEL con base en costos de servicio y remuneración de inversiones, ajustándose anualmente mediante procesos de revisión tarifaria. ANEEL define tarifas diferenciadas según niveles de tensión y franjas horarias, estableciendo señales económicas para gestionar la demanda e incentivar consumos eficientes. Adicionalmente, se aplican instrumentos como las banderas tarifarias que trasladan parcialmente al consumidor final variaciones en los costos marginales de generación derivados de condiciones hidrológicas adversas o accionamiento de termoeléctricas. En el ACL, por el contrario, los precios se determinan libremente mediante negociación bilateral entre consumidores libres, generadores y comercializadoras, reflejando expectativas individuales y disposición a contratar. Coexisten así transacciones de corto y largo plazo (hasta 20 años), balanceando señales de escasez coyuntural con inversiones en expansión. Estudios indican que, en promedio, los precios del ACL son 30-40% inferiores a los del ACR debido a factores como ausencia de subsidios cruzados, señales locacionales, mayor competencia y asignación eficiente de riesgos.

En Paraguay, la regulación tarifaria responde al modelo verticalmente integrado con predominancia de criterios político-sociales sobre señales económicas de costos. ANDE concentra la totalidad de las transacciones mayoristas y minoristas, sin separación explícita entre segmentos potencialmente competitivos (generación, comercialización) y monopolios naturales (transmisión, distribución). El Pliego de Tarifas N° 21, homologado por Decreto del Poder Ejecutivo, establece una estructura tarifaria única para todo el sistema con precios diferenciados según categorías de consumo y nivel de tensión, pero sin discriminación horaria o locacional que refleje señales de costos marginales. Históricamente, Paraguay ha mantenido una política de tarifas eléctricas artificialmente deprimidas, con precios finales inferiores a costos reales de abastecimiento, generando déficits recurrentes en la gestión de ANDE que deben ser compensados con subsidios gubernamentales. Esta

distorsión de precios, sumada a la ausencia de un mercado spot transparente y de instrumentos modernos de gestión de riesgos (derivados financieros, seguros), limita los incentivos para inversiones privadas en expansión de capacidad y dificulta la asignación eficiente de recursos energéticos.

2.3.4 Regímenes Comerciales y Opciones de Contratación

Las diferencias estructurales y regulatorias entre Brasil y Paraguay también se manifiestan en sus respectivos regímenes comerciales y opciones de contratación disponibles para los consumidores finales.

En Brasil, el modelo dual segmenta explícitamente el mercado entre consumidores regulados (cautivos) y libres. Los consumidores cautivos son atendidos obligatoriamente por las distribuidoras concesionarias de su área geográfica bajo contratos de adhesión con tarifas reguladas por ANEEL. Por encima de los umbrales de demanda de 500 kW (especiales) o 1.500 kW (libres), los consumidores pueden optar por migrar al ACL y negociar contratos bilaterales libremente con generadores y comercializadoras. Adicionalmente, consumidores con demanda entre 75 kW y 500 kW pueden adherirse al Ambiente de Contratación Parcialmente Libre (ACL-P) para adquirir energía incentivada (renovable) a precios libremente negociados.

Esta segmentación reconoce perfiles y necesidades heterogéneas, otorgando progresivamente opciones de contratación alternativas para grandes usuarios mientras mantiene protecciones regulatorias para pequeños consumidores cativos. El régimen comercial brasileño también admite figuras como la comercialización varejista (donde agentes agregadores gestionan portfolios de consumidores libres), contratos flexibles con modulación de consumo y cláusulas de mitigación de exposición financiera, reforzando la libertad contractual y diversificación de riesgos.

En Paraguay, por el contrario, el monopolio legal de ANDE impone un régimen comercial homogéneo sin opciones de suministro alternativo para ninguna categoría de consumidor. El Pliego de Tarifas N° 21 establece condiciones contractuales uniformes para todo el mercado, tipificando adhesión compulsoria a cláusulas predefinidas sin posibilidad de negociación bilateral. Todos los consumidores deben suscribir contratos bajo el mismo régimen independientemente de su nivel de tensión, perfil de carga o requerimientos específicos.

No se admiten esquemas de comercialización minorista, gestión delegada de compras, agregación de consumos o contratos a medida; la contratación es directa y exclusiva con ANDE. Si bien existen categorías tarifarias diferenciadas según rangos de potencia contratada y energía consumida, no hay evidencia de que reflejen fielmente estructuras de costos subyacentes o brinden

señales eficientes para decisiones de inversión y consumo.

La ausencia de penalizaciones explícitas por desvíos en calidad o garantía de suministro y la no diferenciación de precios según costos de abastecimiento nodales también sugieren debilidad en los incentivos contractuales para asignar eficientemente riesgos y costos del sistema.

2.3.5 Patrones de Consumo y Estacionalidad Hidrológica

Es importante también destacar diferencias en los patrones de consumo eléctrico y la influencia de factores climáticos e hidrológicos entre Brasil y Paraguay.

El sistema eléctrico brasileño exhibe una marcada estacionalidad en su operación derivada del régimen pluviométrico subtropical predominante. La generación hidráulica representa cerca del 65% de la capacidad instalada total y la energía almacenada en los embalses multianual es esencial para modular la oferta de acuerdo a ciclos húmedos y secos. Así, el despacho del parque generador sigue la disponibilidad hídrica: periodos lluviosos (noviembre-abril) permiten abastecer picos de demanda estival con generación fluyente minimizando accionamiento térmico, mientras periodos secos (mayo-octubre) requieren gestión estratégica de reservas y despacho térmico para atender carga. Las señales de escasez se reflejan en instrumentos como el PLD (Precio de Liquidación de Diferencias) que baliza valor del agua, y mecanismos como las banderas tarifarias que ajustan precios minoristas, esta marcada estacionalidad obliga a optimizaciones energéticas complejas para conciliar cobertura de demanda, uso eficiente de recursos y modicidad tarifaria.

El sistema eléctrico paraguayo, por su parte, presenta patrones menos volátiles al depender casi exclusivamente de generación hidráulica de pasada binacional (Itaipú y Yacyretá representan ~90% de capacidad instalada). El perfil mensual de consumo muestra picos invernales por calefacción eléctrica y repuntes estivales por refrigeración, pero sin oscilaciones pronunciadas. La baja capacidad relativa de regulación hídrica de embalses determina que cobertura de demanda instantánea dependa más del despacho que energía almacenada, minimizando opciones de modulación estacional o anual. La tarifa eléctrica escasamente refleja señales coyunturales de disponibilidad hídrica o accionamiento térmico marginal, pues su diseño responde más a objetivos distributivos que asignación eficiente. Si bien menor estacionalidad reduce necesidad de mecanismos sofisticados para gestionar volatilidad precio-riesgo, también genera incentivos subóptimos para optimizar inversiones, despacho y consumo a lo largo del año hidrológico.

2.4 METODOLOGÍAS DE ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE MIGRACIÓN

La evaluación de viabilidad para migración al ACL requiere la aplicación de metodologías analíticas específicas que permitan comparar objetivamente los costos energéticos entre ambos

ambientes de contratación.

La selección metodológica depende fundamentalmente de la disponibilidad de datos y las características particulares de cada caso, reconociendo que no existe un método universalmente aplicable a todas las situaciones de migración. Los métodos de análisis económico constituyen herramientas ampliamente utilizadas para verificar la viabilidad financiera del proceso, involucrando comparaciones sistemáticas de los gastos energéticos en ambos ambientes contractuales mediante técnicas que van desde análisis simples de punto de equilibrio hasta evaluaciones financieras sofisticadas que incorporan valor presente neto, tasa interna de retorno y análisis de sensibilidad.

2.4.1 Método del Punto de Equilibrio Tarifario

El método del punto de equilibrio tarifario constituye una herramienta de análisis expedito ampliamente utilizada por agentes comercializadores y consultores del sector eléctrico para la elaboración de propuestas preliminares dirigidas a consumidores interesados en la migración hacia el Ambiente de Contratación Libre (ACL). Su aplicación se ha vuelto frecuente debido a su simplicidad conceptual, facilidad de interpretación y capacidad de proporcionar una evaluación económica inicial de manera rápida y objetiva. Además, permite al consumidor visualizar de forma clara las posibles ventajas financieras derivadas de la migración, sirviendo como un primer filtro para determinar la viabilidad económica del cambio de ambiente de contratación.

Cuando se aplica al análisis de tarifas de energía eléctrica, este método tiene como finalidad determinar el valor máximo que puede pagarse por la Tarifa de Energía (TE) en el mercado libre manteniendo equivalencia económica con el Ambiente de Contratación Regulada (ACR). En términos prácticos, identifica el precio límite en el cual el costo total de adquisición de energía en ambos ambientes resulta equivalente, de modo que no exista diferencia económica significativa entre permanecer en el mercado regulado o migrar al mercado libre (Cardoso & Rocha, 2017). De esta manera, el punto de equilibrio tarifario funciona como un parámetro de referencia para apoyar la toma de decisiones estratégicas por parte de los consumidores.

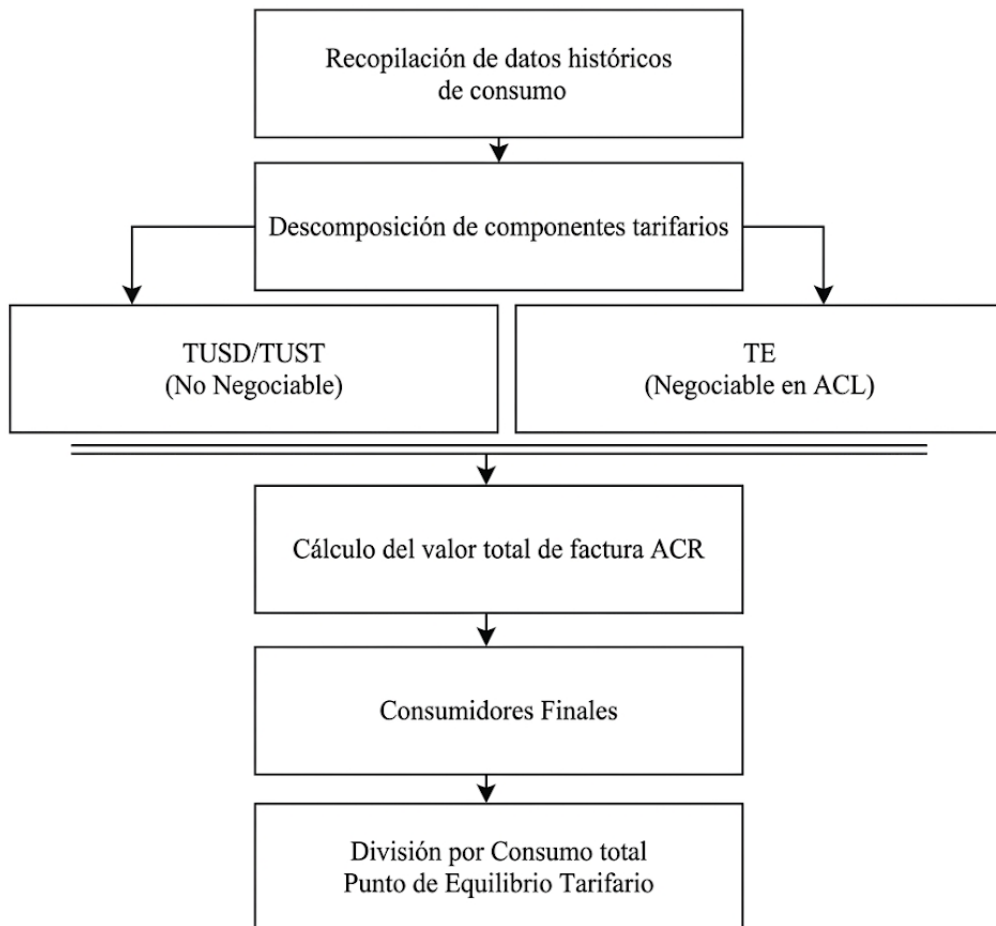
La aplicación de esta metodología requiere una descomposición detallada de las tarifas eléctricas en sus componentes constitutivos, incluyendo costos de transporte, pérdidas eléctricas, encargos sectoriales, tributos y la energía propiamente dicha, conforme aparecen discriminados en las facturas de energía eléctrica. Este proceso de desagregación tarifaria resulta fundamental para comprender qué componentes permanecen invariantes independientemente del ambiente de contratación y cuáles pueden ser efectivamente negociados en el ACL.

Asimismo, dicha desagregación permite identificar específicamente los componentes que permanecen constantes entre ambos ambientes —como la TUSD/TUST— y diferenciarlos de

aquellos susceptibles de negociación, principalmente la Tarifa de Energía (TE). Esta diferenciación constituye uno de los aspectos centrales del análisis económico de migración, ya que posibilita estimar con mayor precisión el potencial de ahorro asociado al mercado libre.

Tal y como se exhibe en la Figura 6, el método implica recopilar datos de consumo, descomponer la tarifa ACR en componentes negociables y no negociables, calcular un precio equivalente en R\$/MWh, compararlo con el punto de equilibrio tarifario, y en base a eso decidir si la migración al ACL es recomendable o no desde el punto de vista económico.

Figura 6 – Metodología del punto de equilibrio



Fuente: Elaboración Propia

2.4.2 Métodos de Análisis Económico-Complementarios

Los métodos de análisis económico proporcionan herramientas cuantitativas para evaluar la rentabilidad de la migración al ACL desde una perspectiva de largo plazo, incorporando no solo los ahorros potenciales en costos energéticos sino también los gastos asociados al proceso de migración

y adecuación de la unidad consumidora. Ross et al. (2013) identifican tres metodologías principales que pueden aplicarse a la evaluación de proyectos de migración energética: el Valor Presente Líquido (VPL), el período de recuperación (payback) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), cada una proporcionando perspectivas complementarias sobre la viabilidad financiera del proyecto.

El Valor Presente Líquido constituye la metodología más robusta para evaluación de proyectos, calculando el valor presente de todos los flujos de caja futuros descontados a una tasa apropiada de descuento, permitiendo comparar directamente beneficios y costos expresados en valores monetarios actuales, expresado por la ecuación (1).

$$VPL= 0= FC_o + \sum_{n=1}^{n=N} \frac{FC_n}{(1+i)^{tir}} \quad (1)$$

Siendo N el número total de periodos considerados, n el índice de periodo específico FC_n el flujo de caja neto considerado en el periodo, que en el análisis de migración se traduce en el ahorro anual en la factura de energía, finalmente el termino $(1+i)^{tir}$ es el factor de descuento utilizado para traer esos flujos de caja futuro a valor presente.

El período de payback representa el tiempo necesario para que los ahorros acumulados recuperen completamente la inversión inicial requerida para la migración, siendo considerado aceptable cuando este período es inferior a un umbral predeterminado por el inversionista, esto queda definido matemáticamente por la ecuación (2).

$$\text{payback} = \frac{\text{Inversion}_{\text{inicial}}}{\text{Ganancias}_{\text{periodo}}} \quad (2)$$

2.5 TRABAJOS RELACIONADOS

La presente sección sistematiza los antecedentes investigativos más relevantes que sustentan el marco metodológico y conceptual de este trabajo, organizándolos en función de su aporte específico a los ejes temáticos centrales: evaluación de viabilidad económica de migración al ACL, metodologías de punto de equilibrio tarifario, análisis financiero complementario, y estudios de mercado comparados.

La revisión abarca tanto trabajos académicos nacionales (Brasil/Paraguay) como contribuciones internacionales de referencia. La Tabla 4 sintetiza los trabajos de mayor relevancia directa, indicando el método empleado, contexto de aplicación y los aportes específicos al presente estudio.

Tabla 4 – Resumen de trabajos relacionados

Autor(es) / Año	Título / Fuente	Método / Enfoque	Contexto	Aporte al Presente Trabajo
Silva (2022)	Migração para o ACL: caso de um supermercado em Foz do Iguaçu. TCC UNILA.	Punto de equilibrio tarifario (break-even). Plataforma DCide.	Brasil (COPEL A4)	Antecedente metodológico directo. Proporciona los valores de referencia (447,1 R\$/MWh y 493,52 R\$/MWh) replicados y validados en el presente estudio.
Martignago, Lorandi & Freitas (2017)	Custos de energia elétrica de empresas de SC e viabilidade de migração ao ACL. Congresso Brasileiro de Custos.	Cuantitativo comparativo ACR vs ACL. Entrevistas con gestoras.	Brasil (SC - PMEs)	Precedente metodológico para PMEs. Diferencia de precios del 30,02% entre ACL y ACR.
Rizkalla (2018)	Migração ao ACL: estudo de caso do Centro de Tecnologia da UFRJ. TCC UFRJ.	Break-even point. Análisis de modalidad tarifaria (azul → verde).	Brasil (RJ - Grande consumidor)	Validación del método. Economía del 23% en factura. Introduce análisis complementarios de cambio de modalidad tarifaria.
Rodrigues Junior et al. (2021)	Analysis of migration to the Brazilian free energy market based on statistical methods and ANN. SBIC.	Métodos estadísticos + Redes Neuronales Artificiales.	Brasil (sectorial)	Marco cuantitativo ampliado. Confirma patrones de ahorro y perfila variables predictoras de viabilidad.
FIESP/ABRAC EEL/CCEE (2017)	Mercado Livre de Energia Elétrica. Cartilha técnica.	Guía normativa-técnica.	Brasil (regulatorio)	Referencia estándar para marcos

		Revisión regulatoria.		regulatorios y elegibilidad para migración al ACL
Fernández et al. (2016)	Análisis multi-criterio sobre la valoración de la energía de Itaipú en el mercado eléctrico brasileño. GISE-UNA.	Análisis multi-criterio (MCDM).	Paraguay-Brasil (binacional)	Marco binacional. Articula la estructura tarifaria de Itaipú con los mercados eléctricos de ambos países.
Rudnick & Zolezzi (2001)	Electric sector deregulation and restructuring in Latin America. IEE Proceedings.	Revisión comparativa regional. Lecciones de desregulación.	América Latina (8 países)	Encuadre regional. Provee el contexto histórico de las reformas eléctricas latinoamericanas, posicionando a Brasil y Paraguay en la tendencia regional.
Pollitt (2019)	The role of policy in energy transitions: lessons from liberalisation era. Energy Policy.	Revisión de políticas. Lecciones comparativas de liberalización.	Internacional (Europa, Latam)	Referencia metodológica para el análisis de políticas de transición. Sustenta las recomendaciones sobre umbrales de acceso para Paraguay.
Santos et al. (2021)	Electricity Market in Brazil: A Critical Review on the Ongoing Reform. Energies, 14(10), 2873.	Revisión crítica del proceso de reforma regulatoria brasileña.	Brasil (reforma 2021-2024)	Contextualiza la apertura total del ACL (Portaria 50/2022) y sus implicaciones para consumidores del Grupo A.

El análisis de los trabajos relacionados permite identificar tres brechas metodológicas que el

presente estudio busca llenar: (i) la ausencia de aplicaciones del break-even tarifario en contextos regulatorios emergentes como el paraguay; (ii) la falta de análisis de viabilidad financiera complementarios (VPL, TIR, Payback) en los estudios de migración al ACL para consumidores de pequeño porte; y (iii) la inexistencia de estudios comparativos sistemáticos que confronten directamente las estructuras tarifarias de Brasil y Paraguay bajo un mismo marco metodológico.

3. MÉTODO PROPUESTO

La metodología del punto de equilibrio tarifario ha demostrado ser una herramienta efectiva para evaluar la viabilidad económica de la migración hacia mercados libres de energía, permitiendo determinar el precio máximo que un consumidor puede pagar en un ambiente competitivo sin incurrir en pérdidas económicas respecto al sistema regulado (Rizkalla, 2018).

A pesar de lo anterior, la aplicación de la metodología en contextos donde el mercado libre es hipotético, como el caso paraguayo, requiere adaptaciones específicas que consideren las características particulares del sistema eléctrico nacional, la estructura de costos existente y los marcos regulatorios vigentes.

La extrapolación directa de resultados obtenidos en sistemas eléctricos maduros hacia contextos emergentes plantea desafíos metodológicos significativos que deben ser cuidadosamente abordados para garantizar la validez y aplicabilidad de las conclusiones.

La comparación sistemática entre el caso brasileño consolidado y un escenario hipotético paraguayo presenta una oportunidad única para evaluar la transferibilidad de beneficios económicos observados en mercados liberalizados hacia contextos de economías emergentes con sistemas eléctricos tradicionales, evaluación que resulta crucial considerando que Paraguay podría requerir marcos regulatorios diferenciados que reconozcan las particularidades de su matriz energética, estructura de costos y características del mercado doméstico (Hunt & Shuttleworth, 1996).

Como los únicos datos disponibles corresponden a las facturas de energía eléctrica durante un período de 12 meses del supermercado brasileño, se optó por implementar la metodología del punto de equilibrio tarifario (break-even point) como herramienta analítica principal, esta decisión metodológica permite obtener indicadores de viabilidad de migración utilizando exclusivamente datos de consumo, demanda y tarifas vigentes de las concesionarias locales, sin requerir información adicional sobre costos de adecuación de infraestructura o proyecciones complejas de variables macroeconómicas.

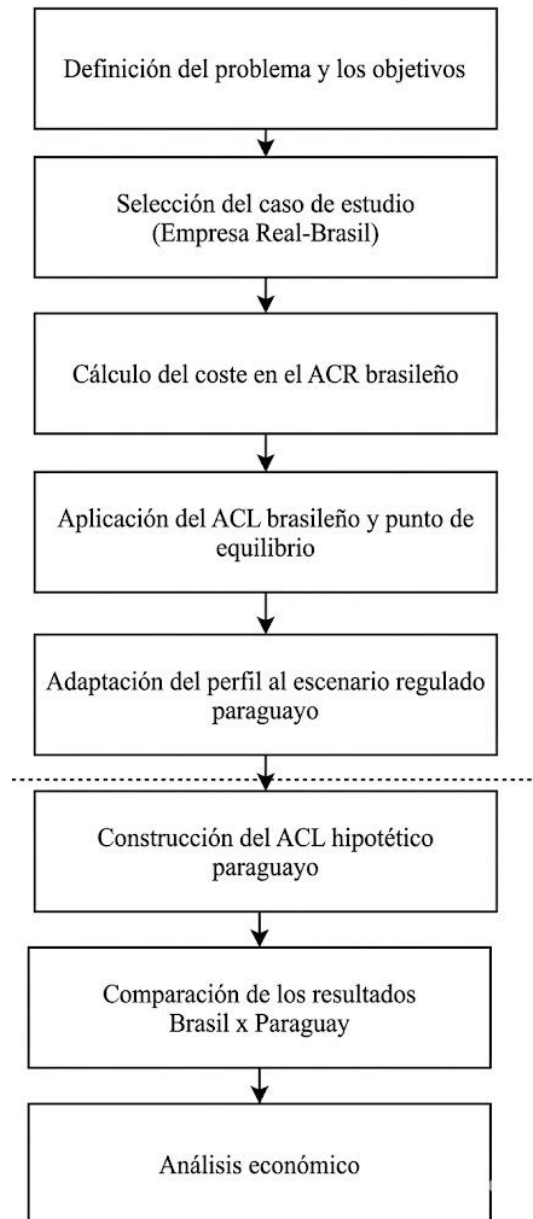
La implementación de métodos de análisis financiera más sofisticados (VPL, TIR, payback) requeriría información complementaria actualmente no disponible, incluyendo: costos específicos de adecuaciones técnicas necesarias para la migración, estimaciones del tiempo requerido para que la migración genere retorno económico, proyecciones de largo plazo del consumo energético de la unidad consumidora, evolución futura de tarifas de energía y uso del sistema, y tendencias de tributos gubernamentales aplicables.

3.1 ESTRUCTURA METODOLÓGICA COMPARATIVA

Tal y como se presenta en la Figura 7 la metodología se estructura en tres fases consecutivas

alineadas con los objetivos específicos establecidos, separados en 8 actividades específicas.

Figura 7 – Estructura metodológica del estudio



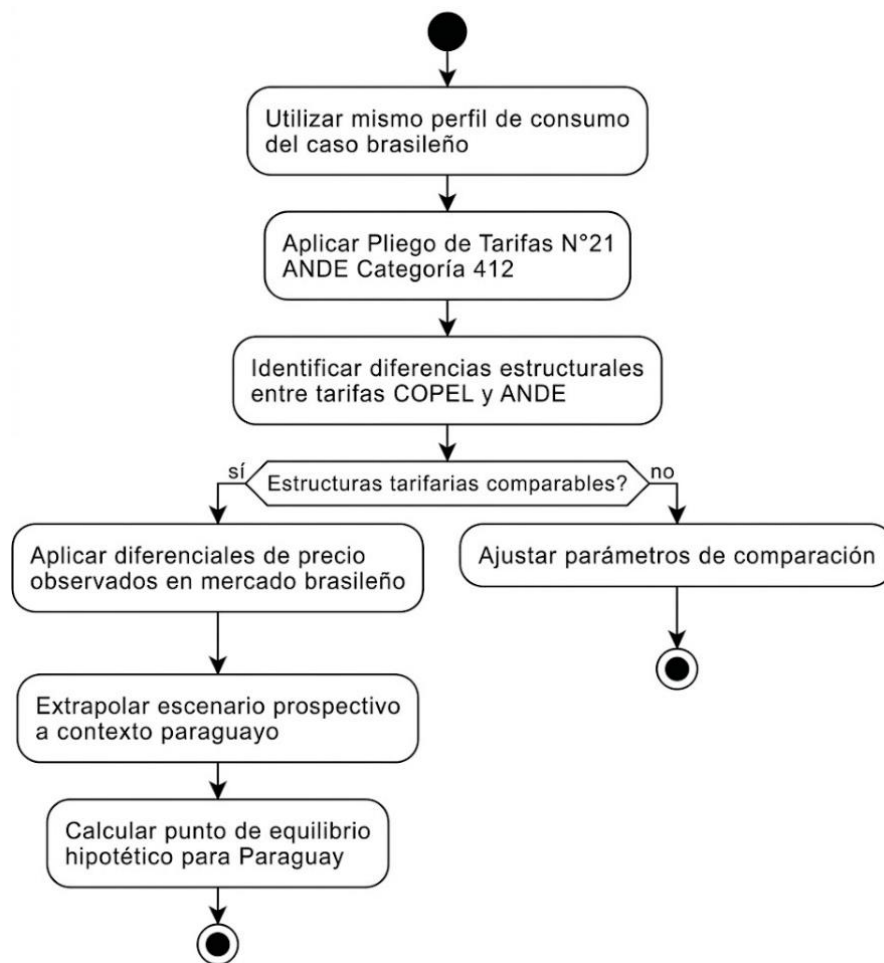
Fuente: Elaboración Propia

La Fase 1 consiste en la replicación y validación del caso brasileño original, aplicando tanto el método simplificado como el modificado que incorpora descuentos para fuentes incentivadas y costos operacionales de la CCEE, esta fase permite validar la consistencia metodológica y establecer resultados de referencia para la comparación posterior.

Tal y como puede observarse en la Figura 8 la Fase 2 desarrolla la adaptación al contexto paraguayo manteniendo la estructura metodológica brasileña, pero incorporando las particularidades del sistema tributario y tarifario paraguayo. Se sustituyen las tarifas de COPEL por las tarifas vigentes de ANDE correspondientes a la Categoría 412.

Una diferencia fundamental entre ambos sistemas radica en la estructura tributaria: mientras Brasil aplica múltiples tributos (ICMS que grava circulación de mercaderías y servicios, COFINS para financiamiento de salud pública y seguridad social, y PIS relacionado con integración social de trabajadores y beneficios laborales), Paraguay únicamente aplica el Impuesto al Valor Agregado (IVA) del 10% sobre el consumo energético. Adicionalmente, ANDE no diferencia explícitamente entre costos de energía (TE) y costos de uso del sistema de distribución (TUSD) como ocurre en Brasil, sino que integra ambos componentes en una tarifa unificada por categoría de consumidor.

Figura 8 – Adaptación al contexto paraguayo



Fuente: Elaboración Propia

Para mantener la comparabilidad metodológica, se utilizan los mismos porcentajes de diferencial de costos y márgenes identificados en el caso brasileño, aplicándolos proporcionalmente a la estructura tarifaria paraguaya.

La aplicación de los mismos márgenes y diferenciales brasileños al contexto paraguayo busca evaluar si la estructura de beneficios económicos observada en mercados competitivos maduros sería

transferible a economías con sistemas eléctricos tradicionales. Esta metodología permite estimar los ahorros potenciales que justificarían la implementación de esquemas competitivos en Paraguay, proporcionando evidencia empírica para análisis de política energética sin requerir la existencia previa de un mercado libre doméstico.

La Fase 3 comprende el análisis comparativo sistemático entre ambos contextos nacionales, cuantificando potenciales ahorros económicos y estableciendo condiciones mínimas para justificar implementación de esquemas competitivos en Paraguay

3.2 METODOLOGÍA DEL PUNTO DE EQUILIBRIO TARIFARIO

Para verificar el precio real de la energía eléctrica consumida, resulta fundamental comprender los mecanismos de tarifación del ambiente regulado e identificar los componentes negociables versus los regulados, considerando que la relación TUSD/TUST permanece común en ambos ambientes.

Mientras la primera porción puede ser negociada en el ACL, la segunda debe pagarse en ambos ambientes según las características técnicas de conexión del consumidor (Rizkalla, 2018).

La estructura tarifaria del ACR se compone de dos elementos principales: la Tarifa de Energía (TE) que cubre costos de adquisición energética y pérdidas en la red básica del SIN, y la Tarifa de Uso del Sistema de Distribución (TUSD) o Transmisión (TUST) que cubre costos operacionales e inversiones de la distribuidora local.

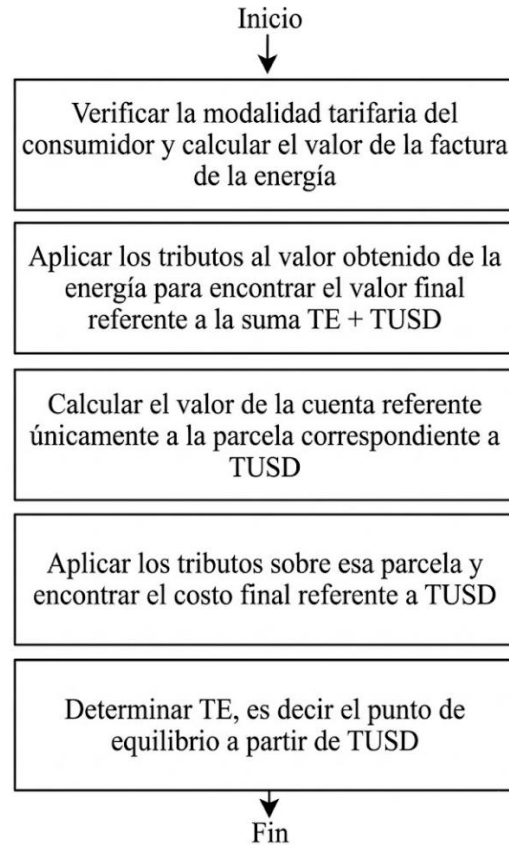
La tarifa considera tres costos distintos: la energía generada, el transporte de energía hasta los puntos de consumo, sumado esta, las administraciones Federal, Estatal y Municipal implementan el PIS/COFINS, el ICMS y la Contribución para Alumbrado Público (Cardozo; Rocha, 2017).

El Impuesto sobre Circulación de Mercancías y Servicios (ICMS) constituye el gravamen que se aplica al movimiento comercial de productos. En lo que respecta a la tasa correspondiente al COFINS, su finalidad consiste en recaudar recursos destinados principalmente al sector de salud pública y protección social nacional. El PIS, a su vez, se vincula directamente con la inclusión social de los empleados y con el seguro por desempleo, bonificaciones salariales y participación en los ingresos de organismos públicos y privado.

La ausencia de tributos específicos del sector eléctrico en Paraguay (equivalentes a PIS/COFINS) y la aplicación de unas alícuotas únicas de IVA se consideran al evaluar la transferibilidad de beneficios económicos desde el contexto brasileño hacia el paraguayo.

En la Figura 9 pueden observarse los pasos necesarios para el punto de equilibrio correspondiente al ACL.

Figura 9 – Metodología para determinar el punto de equilibrio



Fuente: Elaboración Propia

El cálculo del costo energético para el consumidor regulado considera su consumo expresado en kWh y la demanda contratada en kW, además de las tarifas particulares del grupo al cual pertenece la unidad consumidora.

De forma general el punto de equilibrio puede ser representado a través de la ecuación (3)

$$V_{\text{finalTE}} = V_{\text{finaltotal}} - V_{\text{finalTUSD}} \quad (3)$$

La expresión matemática para el cálculo del valor parcial (sin el aporte de los impuestos) para la demanda y consumo de energía está definida por la ecuación (4).

$$V_{\text{parcial}} = D_c \cdot T_{\text{TUSD}_{Dc}} + C_p \cdot T_{C_p} + C_{fp} \cdot T_{C_{fp}} + D_{ult} \cdot T_{D_{ult}} \quad (4)$$

Siendo,

V_{parcial} valor de pago sin tributos en R\$;

D_c demanda contratada kW;

$T_{\text{TUSD}_{Dc}}$ tarifa de la demanda contratada R\$/ kW;

C_p consumo en kWh del cliente en horario de punta de carga;

T_{C_p} tarifa del consumo del cliente en horario de punta de carga en R\$/ kWh;

C_{fp}	consumo en kWh del cliente en horario fuera de punta de carga;
T_{Cfp}	tarifa del consumo del cliente en horario fuera de punta de carga en R\$/ kWh;
D_{ult}	demanda de ultrapasaje o exceso en kW;
T_{Cfp}	tarifa de demanda de ultrapasaje en R\$/ kWh;

Sin embargo, es importante mencionar que el valor final debe contener el aporte de los impuestos, matemáticamente representado según la ecuación (5).

$$V_{final} = \frac{V_{parcial}}{1 - \sum \text{Valor}_{impuestos}} \quad (5)$$

La determinación del punto de equilibrio tarifario se completa mediante la aplicación de la ecuación fundamental que relaciona el valor final de la tarifa de energía con el consumo total de la unidad consumidora. Una vez calculado el valor parcial y aplicados los tributos correspondientes según el contexto nacional (Brasil o Paraguay), se obtiene el valor final de la factura energética que debe ser normalizado para permitir la comparación con precios de mercados competitivos.

Dado que la energía comercializada en mercados libres se cotiza en unidades estándar de R\$/MWh, resulta necesario convertir el valor absoluto de la diferencia tarifaria a la base unitaria de consumo que permita la comparación directa, esto se expresa matemáticamente según la ecuación (6).

$$V_{punto-equilibrio} = \frac{V_{finalTE}}{C_{total}} \quad (6)$$

Siendo,

$V_{punto-equilibrio}$	valor de punto de equilibrio tarifario en R\$/KWh;
C_{total}	consumo total de energía en MWh;

3.3 MEJORA DEL PUNTO DE EQUILIBRIO

El método básico del punto de equilibrio, aunque útil como indicador inicial, presenta limitaciones al no considerar factores específicos del ambiente competitivo que pueden alterar significativamente los resultados de viabilidad económica.

La ecuación (7) establece el principio fundamental de equivalencia económica entre ambos ambientes de contratación, donde el costo total del consumidor debe ser idéntico independientemente del ambiente seleccionado. Esta igualdad matemática permite determinar el valor máximo admisible para la Tarifa de Energía en el ambiente competitivo.

$$TE_{ACR} + TUSD_{ACR} = TE_{ACL} + TUSD_{ACL} \quad (7)$$

Para determinar el punto de equilibrio, se despeja la variable correspondiente al valor de la

TE en el ambiente libre, aislando este componente mediante manipulación algebraica de la ecuación de equivalencia (8).

$$V_{\text{punto-equilibrio}} = TE_{ACL} = (TE_{ACR} + TUSD_{ACR}) - TUSD_{ACL} \quad (8)$$

El resultado representa el precio máximo que puede pagarse por energía en el ambiente competitivo manteniendo neutralidad económica respecto al ambiente regulado, valores de mercado inferiores a este umbral indican viabilidad económica favorable para la migración, mientras que precios superiores sugieren que la permanencia en el ambiente regulado resulta más conveniente desde la perspectiva de costos energéticos.

El cálculo del valor de la Tarifa de Energía (TE) para unidades consumidoras del Grupo A requiere considerar el consumo energético diferenciado por horarios, aplicando las tarifas específicas correspondientes a los períodos de punta y fuera de punta establecidos por cada distribuidora, según la ecuación (9).

$$V_{TE_{\text{Parcial}}} = C_{TE_p} \cdot T_{TE_p} + C_{TE_{fp}} \cdot T_{TE_{fp}} \quad (9)$$

La porción TUSD presenta una estructura más compleja al incluir tanto componentes de demanda como de consumo, diferenciados según la modalidad tarifaria del consumidor. El método de cálculo varía dependiendo de si la unidad utiliza tarifa horoestacional azul definido por la ecuación (10) o verde según la ecuación (11).

$$TUSD_{\text{Azul Parcial}} = D_{fp} \cdot T_{USD_{D_{fp}}} + D_p \cdot T_{USD_{D_p}} + C_p \cdot T_{C_p} + C_{fp} \cdot T_{C_{fp}} + D_{ult} \cdot T_{D_{ult}} \quad (10)$$

$$TUSD_{\text{Verde Parcial}} = D_c \cdot T_{TUSD_{D_c}} + C_p \cdot T_{C_p} + C_{fp} \cdot T_{C_{fp}} + D_{ult} \cdot T_{D_{ult}} \quad (11)$$

Existen dos factores fundamentales que deben incorporarse para obtener una evaluación más precisa: los descuentos en la TUSD para determinadas fuentes incentivadas y los costos operacionales referentes a la participación en la CCEE, los cuales pueden subdividirse en tres componentes principales que se explicitan posteriormente.

El primer componente corresponde a la aplicación diferenciada de tributos gubernamentales, cuya complejidad requiere verificación específica según la jurisdicción donde se localiza la unidad consumidora. La aplicación de tributos presenta variabilidad considerable, particularmente el ICMS que fluctúa según el estado federativo, ramo de actividad económica y franja de consumo del cliente, matemáticamente representado por la ecuación (12).

$$V_{\text{final}_{ICMS}} = \frac{V_{\text{parcial}} \cdot ICMS}{1 - \sum \text{Valor}_{\text{impuestos}}} \quad (12)$$

Los valores de PIS y COFINS, por su parte, se calculan mensualmente y sus índices varían según la distribuidora local, añadiendo una dimensión temporal a la complejidad tributaria, a través

de la ecuación (13).

$$V_{\text{final PIS/PASEP+COFINS}} = \frac{V_{\text{parcial}} \cdot (\text{PIS/PASEP+COFINS})}{1 - \sum \text{Valor}_{\text{impuestos}}} \quad (13)$$

A partir de los valores obtenidos mediante las ecuaciones (12) y (13), es posible determinar el valor absoluto correspondiente a los impuestos aplicados sobre ambas parcelas (TE y TUSD) mediante el cálculo de la diferencia entre los valores finales y los valores parciales, mediante la ecuación (14).

$$V_{\text{impuestos}} = V_{\text{final}} - V_{\text{parcial}} \quad (14)$$

El segundo componente de refinamiento considera los descuentos aplicables a la TUSD/TUST para consumidores que adquieren energía de fuentes incentivadas (eólica, solar, biomasa, pequeñas centrales hidráulicas). Según la Resolución Normativa ANEEL No. 77/2004, estos descuentos pueden variar entre 50%, 80% o 100% de la tarifa de transporte, aplicándose tanto en la generación como en el consumo de energía comercializada (CCEE, 2014; Oliveira, 2019).

Para consumidores bajo modalidad tarifaria azul, el descuento se aplica tanto sobre la demanda de punta como fuera de punta, manteniendo sin descuento los componentes de consumo energético y demanda de ultrapase, representado a través de la ecuación (15).

$$\text{TUSD}_{\text{Azul ACL}} = (1 - \text{Desc}) \left(D_{\text{fp}} \cdot T_{\text{USD}_{D_{\text{fp}}}} + D_{\text{p}} \cdot T_{\text{USD}_{D_{\text{p}}}} \right) + C_{\text{p}} \cdot T_{C_{\text{p}}} + C_{\text{fp}} \cdot T_{C_{\text{fp}}} + D_{\text{ult}} \cdot T_{D_{\text{ult}}} \quad (15)$$

En modalidad tarifaria verde, el descuento se aplica sobre la demanda total contratada y adicionalmente sobre el consumo en horario de punta, reflejando la estructura particular del consumo diferenciado, matemáticamente representado por la ecuación (16).

$$\text{TUSD}_{\text{Verde ACL}} = (1 - \text{Desc}) \left(D_{\text{c}} \cdot T_{\text{TUSD}_{D_{\text{c}}}} + C_{\text{p}} \cdot T_{C_{\text{p}}} \right) + C_{\text{fp}} \cdot T_{C_{\text{fp}}} + D_{\text{ult}} \cdot T_{D_{\text{ult}}} \quad (16)$$

El tercer y último componente comprende los costos operacionales de participación en la CCEE, que incluyen tres componentes principales: Encargos de Servicios del Sistema (ESS) que compensan servicios auxiliares para operación segura, Encargos de Energía de Reserva (EER) que financian contratación de energía de respaldo, y contribución asociativa que cubre gastos administrativos de la cámara de comercialización, según la ecuación (17)

$$\text{ACL}_{\text{impuestos}} = V_{\text{impuestos}} + E_{\text{CCEE}} \cdot C_{\text{total}} \quad (17)$$

Con los valores obtenidos mediante las ecuaciones anteriores, se procede al cálculo de la diferencia entre el valor final de la factura energética en el mercado regulado y los componentes correspondientes al ambiente competitivo. Esta diferencia representa el valor máximo negociable para la Tarifa de Energía en el ACL, definida por la ecuación (18).

$$V_{\text{dif}} = V_{\text{total}} - TUSD_{\text{ACL}} - ACL_{\text{impuestos}} \quad (18)$$

Para obtener el valor final del punto de equilibrio económico entre ambos ambientes contractuales, se normaliza el resultado de la diferencia dividiéndolo por el consumo total del período analizado, expresando el resultado en unidades estándar de mercado, por medio de la ecuación (19).

$$V_{\text{punto-equilibrio}} = \frac{V_{\text{dif}}}{C_{\text{total}}} = \frac{V_{\text{finalTE}}}{C_{\text{total}}} \quad (19)$$

3.4 VALIDACIÓN DE PRECIOS DE MERCADO Y CÁLCULO DE ECONOMÍA

Dado que los valores negociados en el ambiente libre no son divulgados por confidencialidad comercial, para obtener estimaciones de precios energéticos se utiliza la plataforma Dcide, un ambiente colaborativo de precios forward que procesa información mediante herramientas analíticas y proporciona valores próximos a los utilizados en negociaciones reales (Santos, 2019).

El valor promedio de la curva de precios queda definido por la ecuación (20), a través de esta plataforma se suma al valor calculado para el ACL, resultando en el costo total del ambiente libre.

$$TE_{\text{ACL}} = V_{\text{Dcide}} \cdot C_{\text{total}} + V_{\text{ICMS}} \quad (20)$$

El valor pagado por energía en el ambiente libre no incluye ICMS, conteniendo solamente las porciones referentes a otros tributos.

Según la CCEE, el ICMS opera bajo régimen de sustitución tributaria donde se atribuye a un contribuyente específico la responsabilidad de retención y pago del ICMS debido por operaciones subsecuentes.

En el estado de Paraná, la cobranza del ICMS se realiza mediante el llenado de la Declaración del Valor de Adquisición de Energía Eléctrica (DEVEC), documento transferido a la distribuidora local que calcula el ICMS utilizando el valor pagado en el ACL como base, tomando en consideración la ecuación (21).

$$V_{\text{ACL}} = TE_{\text{ACL}} + TUSD_{\text{ACL}} + ACL_{\text{impuestos}} \quad (21)$$

El valor del ICMS específico para el componente energético del ACL se obtiene mediante la aplicación de la ecuación (22), que permite calcular exclusivamente la porción tributaria correspondiente al ICMS sobre la energía adquirida en el ambiente competitivo.

$$V_{\text{ACL}} = TE_{\text{ACL}} + TE_{\text{ICMS}} + TUSD_{\text{ACL}} \quad (22)$$

A partir del resultado obtenido mediante la ecuación (23), se procede al cálculo de la economía final prevista con la migración.

$$\text{Economía} = 1 - \frac{V_{\text{ACL}}}{V_{\text{ACR}}} \quad (23)$$

4. RESULTADOS OBTENIDOS

El presente capítulo desarrolla la implementación práctica de la metodología establecida en el capítulo anterior, aplicando el método del punto de equilibrio tarifario tanto en su versión simplificada como refinada para evaluar la viabilidad económica de migración al ambiente de contratación libre.

4.1 ESTUDIO DE CASO

El estudio de caso se fundamenta en una unidad consumidora localizada en el municipio de Foz de Iguazú, estado de Paraná, Brasil. La unidad corresponde a un supermercado con horario de funcionamiento de lunes a sábado de 08:00 a 22:00 horas y domingos de 08:00 a 21:00 horas.

La Compañía Paranaense de Energía (COPEL) actúa como concesionaria responsable de la transmisión y distribución de energía eléctrica en el estado de Paraná, aplicando las tarifas correspondientes al marco regulatorio establecido por ANEEL para esta región.

Los datos de consumo y demanda se presentan en la Tabla 5, y en ella se observa un período de 12 meses consecutivos, desde febrero de 2021 hasta enero de 2022, proporcionando una base estadística robusta para la aplicación de la metodología del punto de equilibrio tarifario.

Tabla 5 – Datos de consumo y demanda del objeto de estudio

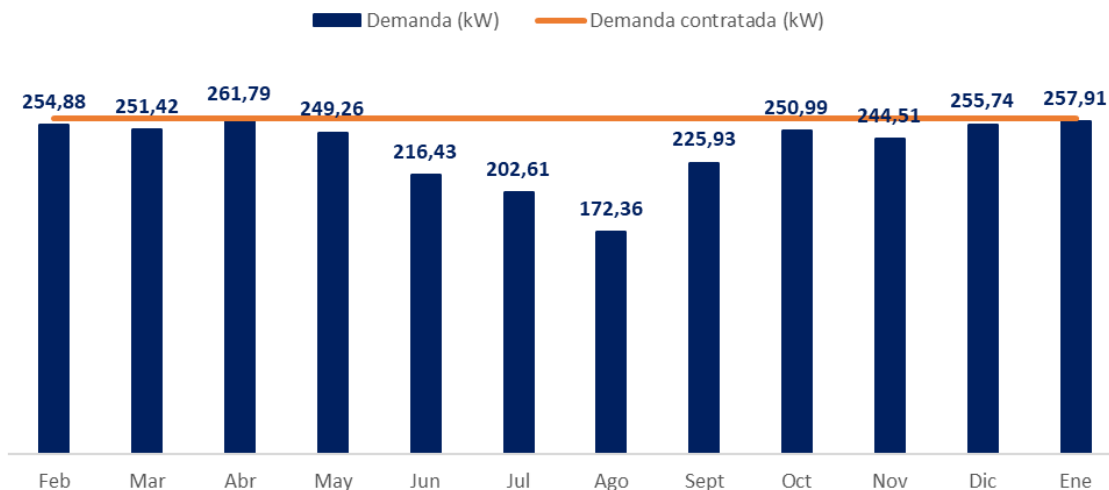
Consumo de punta (kWh)	Consumo fuera de punta (kWh)	Demanda (kW)	Demanda contratada (kW)
11.724	106.793	254,88	260
10.808	95.622	251,42	260
12.237	100.536	261,79	260
10.038	91.629	249,26	260
8.695	77.038	216,43	260
7.962	71.547	202,61	260
8.152	71.185	172,36	260
9.844	83.287	225,93	260
11.261	96.198	250,99	260
10.295	96.904	244,51	260
11.570	107.825	255,74	260
13.857	115.972	257,91	260
126.443	1.114.536	2843,83	3.120
10.537	92.878	236,99	260

Según la documentación tarifaria proporcionada por la unidad consumidora, el establecimiento se clasifica dentro del Grupo A, subgrupo A4, operando bajo modalidad tarifaria horoestacional verde. La tensión contratada de la unidad es de 13,2 kV, con límites adecuados de tensión establecidos entre 12,28 y 13,86 kV.

Observando la Figura 10 el perfil energético revela que la unidad consumidora presenta una

demanda promedio de aproximadamente 237 kW, con demanda contratada de 260 kW mensuales, indicando un factor de utilización del 91,2% que sugiere una gestión relativamente eficiente de la capacidad contratada

Figura 10 – Demanda y demanda contratada del objeto de estudio



Fuente: Elaboración Propia

El presente estudio considera el escenario hipotético de reducción de barreras de acceso, donde la demanda mínima para calificar como consumidor especial se reduciría de 500 kW a 250 kW, con ello el supermercado analizado accede al ambiente competitivo sin requerir expansiones artificiales de su demanda contratada.

El análisis se desarrolla bajo condiciones óptimas para el ambiente regulado, aplicando el escenario de bandera verde, es decir, no existe sobre costo por condiciones adversas de generación. Esta configuración garantiza que los precios de energía calculados representen el valor mínimo que la unidad consumidora pagaría en el ACR, estableciendo la línea base más favorable para la comparación con alternativas competitivas.

La modalidad tarifaria considerada en ambos métodos (simplificado y refinado) corresponde a la tarifa horoestacional verde actualmente aplicada al consumidor. Esta modalidad, caracterizada por demanda única y consumo diferenciado por horarios de punta y fuera de punta, resulta apropiada para establecimientos comerciales con limitada flexibilidad para desplazar cargas entre períodos horarios, pero que pueden optimizar su consumo energético total.

Para asegurar una comparación equitativa y rigurosa de la metodología del punto de equilibrio tarifario, se subraya que todas las condiciones operativas y tarifarias definidas en el presente estudio se aplican de manera idéntica y consistente tanto para el contexto del mercado brasileño, como en el hipotético caso paraguayo.

4.2 ANÁLISIS DEL MERCADO BRASILEÑO

Los valores correspondientes a las parcelas de Tarifa de Energía (TE) y Tarifa de Uso del Sistema de Distribución (TUSD) aplicados por COPEL, distribuidora responsable del estado de Paraná donde se localiza la unidad consumidora, constituyen la base fundamental para los cálculos del punto de equilibrio tarifario.

En la Tabla 6 se presentan las tarifas establecidas según las directrices de ANEEL para el subgrupo A4 en modalidad horoestacional verde, tanto los costos de energía como los de utilización de la infraestructura de distribución.

Tabla 6 – TE e TUSD para subgrupo A4

Modalidad Verde						
TUSD			TE		TE+TUSD	
Demanda (R\$/kW)	Punta (R\$/kW)	FPC (R\$/kW)	Punta (R\$/kW)	FPC (R\$/kW)	Punta (R\$/kW)	FPC (R\$/kW)
17,07	0,95922	0,0826	0,43787	0,27536	1,39709	0,35796

La estructura tarifaria evidencia una diferenciación significativa entre horarios de punta y fuera de punta, tanto para el componente energético (TE) como para el uso del sistema (TUSD). La tarifa de punta resulta aproximadamente 4 veces superior a la de fuera de punta en el componente total.

Para determinar los valores correspondientes a los costos relacionados con tributos gubernamentales, resulta fundamental considerar las cuotas específicas de PIS y COFINS aplicables durante cada mes del período analizado, presentados en la Tabla 7.

Tabla 7 – Históricos de los impuestos gubernamentales referentes al período de estudio

Impuestos Gubernamentales Brasil				
Mes	Año	PIS/PASEP	COFINS	ICMS
Feb	2021	0,0089	0,0411	0,29
Mar	2021	0,0089	0,0408	0,29
Abr	2021	0,0068	0,0312	0,29
May	2021	0,0068	0,0312	0,29
Jun	2021	0,0068	0,0312	0,29
Jul	2021	0,0068	0,0312	0,29
Ago	2021	0,0103	0,0475	0,29
Sept	2021	0,0111	0,0509	0,29
Oct	2021	0,0113	0,0519	0,29
Nov	2021	0,0153	0,0707	0,29
Dic	2021	0,0153	0,0707	0,29
Ene	2022	0,013	0,0601	0,29

Para obtener los valores correspondientes al costo sin tributos, se utiliza la ecuación (3). Ejemplificando con los datos del mes de febrero, se procede al cálculo paso a paso.

$$V_{\text{parcial}} = D_c \cdot T_{\text{TUSD}_{Dc}} + C_p \cdot T_{C_p} + C_{fp} \cdot T_{C_{fp}} + D_{ult} \cdot T_{D_{ult}}$$

$$V_{\text{parcial}} = 260 \cdot 17,07 + 11724 \cdot 1,39709 + 106793 \cdot 0,35796 \times = \mathbf{59.045,305 \text{ R\$}}$$

Posterior a ello se calcula el aporte de los tributos sobre el valor parcial por medio de la ecuación (4)

$$V_{\text{finaltotal}} = \frac{V_{\text{parcial}}}{1 - \sum \text{Valor}_{\text{impuestos}}} = \frac{V_{\text{parcial}}}{1 - (\text{PIS/PASEP} + \text{COFINS} + \text{ICMS})} = \frac{59045}{1 - (0,0089 + 0,0411 + 0,29)} = \mathbf{89.462 \text{ R\$}}$$

De manera similar, se procede a calcular el valor parcial y con tributos específicamente para la Tarifa de Uso del Sistema de Distribución (TUSD), utilizando exclusivamente los componentes correspondientes a este valor.

$$V_{\text{parcial ITUSD}} = D_c \cdot T_{\text{TUSD}_{Dc}} + C_p \cdot T_{\text{TUSD}_p} + C_{fp} \cdot T_{\text{TUSD}_{fp}} + D_{ult} \cdot T_{D_{ult}}$$

$$V_{\text{parcial TUSD}} = 260 \cdot 17,07 + 11724 \cdot 0,95922 + 106793 \cdot 0,0826 = 24505,197 \text{ R\$}$$

$$V_{\text{finalTUSD}} = \frac{V_{\text{parcial}}}{1 - \sum \text{Valor}_{\text{impuestos}}} = \frac{V_{\text{parcial}}}{1 - (\text{PIS/PASEP} + \text{COFINS} + \text{ICMS})} = \frac{24505,197}{1 - (0,0089 + 0,0411 + 0,29)} = \mathbf{37.129 \text{ R\$}}$$

La Tabla 8 presenta los resultados obtenidos mediante la aplicación sistemática de las ecuaciones ejemplificadas para todos los meses del período de análisis.

Tabla 8 – Valor total y TUSD referentes al período de estudio

Mes	Vparcial (R\$)	Vfinal_impuestos (R\$)	VparcialTUSD (R\$)	VTUSD_impuestos (R\$)
Feb	59.045	89.463	24.505	37.129
Mar	53.767	81.428	22.704	34.384
Abr	57.522	85.599	24.480	36.429
May	51.262	76.282	21.635	32.196
Jun	44.162	65.718	19.142	28.485
Jul	41.173	61.269	17.985	26.764
Ago	41.309	63.337	18.138	27.810
Sept	48.005	74.081	20.760	32.037
Oct	54.606	84.425	23.186	35.847
Nov	53.509	85.752	22.318	35.765
Dic	59.200	94.871	24.443	39.171
Ene	65.311	102.545	27.309	42.879
Total	628.870	964.769	266605,73	408.896
Media	52.406	80.397	22217,14	34.075

Aplicando la ecuación (2) es posible determinar el valor de punto de equilibrio en reales.

$$V_{\text{finalTE}} = V_{\text{finaltotal}} - V_{\text{finalTUSD}} = 89462,584 - 37129,086 = \mathbf{52.333,497 \text{ R\$}}$$

Una vez obtenido el valor por la tarifa eléctrica es importante normalizarlo en base al consumo total, según la ecuación (5).

$$V_{\text{punto-equilibrio}} = \frac{V_{\text{finalTE}}}{C_{\text{total}}} = \frac{52333,497}{118,517} = \mathbf{441,57 \text{ R\$}}$$

Replicando este procedimiento para cada uno de los meses es posible determinar el valor mínimo y máximo a la que debe ser negociado la electricidad en un ambiente ACL, resultados presentados en la Tabla 9.

Tabla 9 – Valor final y punto de equilibrio

Mes	Vfinal (R\$)	Ctotal (MWh)	Vbreak-even (R\$/MWh)
Feb	52.333	118,52	441,57
Mar	47.044	106,43	442,02
Abr	49.169	112,77	436,00
May	44.087	101,67	433,64
Jun	37.233	85,73	434,29
Jul	34.505	79,51	433,98
Ago	35.527	79,34	447,80
Sept	42.044	93,13	451,45
Oct	48.578	107,46	452,06
Nov	49.986	107,20	466,29
Dic	55.700	119,40	466,52
Ene	59.667	129,83	459,58
Total	555.873	1.241	5.365
Media	46.323	103	447

Los resultados consolidados en la Tabla 8 demuestran que la migración al ACL sería económicamente viable para cualquier precio de energía negociado por debajo del umbral máximo de 466,52 R\$/MWh, valor correspondiente al mes de diciembre que representa el escenario más Vdesfavorable del periodo analizado.

La variabilidad del 7,6% entre los valores extremos del punto de equilibrio evidencia la influencia de factores externos sobre la competitividad relativa de ambos ambientes de contratación. Los meses con puntos de equilibrio más elevados (noviembre-diciembre) coinciden con períodos de mayor carga tributaria federal, mientras que los valores más bajos (abril-julio) corresponden a alícuotas reducidas de PIS/COFINS, demostrando la sensibilidad del método a variaciones en la política fiscal.

Para considerar la porción correspondiente a los costos relacionados con la CCEE y el

descuento en la TUSD concebido para consumidores de energía proveniente de fuente incentivada, es necesario modificar el método anterior en algunos aspectos fundamentales.

La primera parte del método del punto de equilibrio tarifario no difiere substancialmente, pero permite calcular cada una de las porciones por separado para posteriormente aplicar los ajustes específicos del ambiente competitivo, aplicando la ecuación (8).

$$V_{TE_{parcial}} = C_{TE_p} \cdot T_{TE_p} + C_{TE_{fp}} \cdot T_{TE_{fp}}$$

$$V_{TE_{parcial}} = 11724 \cdot 0,4378 + 106793 \cdot 0,27536 = \mathbf{34.540,108 \text{ R\$}}$$

A partir de los valores parciales es posible encontrar los valores referentes a los impuestos ICMS, PIS/COFINS para la tarifa eléctrica TE a través de la ecuación (11).

$$V_{final_{ICMS}} = \frac{V_{parcial} \cdot ICMS}{1 - \sum \text{Valor}_{impuestos}} = \frac{V_{TE_{parcial}} \cdot ICMS}{1 - (PIS/PASEP + COFINS + ICMS)} = \frac{34540,108 \cdot 0,29}{1 - (0,0089 + 0,0411 + 0,29)}$$

$$= 15176,715 \text{ R\$}$$

$$V_{PIS/PASEP+COFINS} = \frac{V_{TE_{parcial}} \cdot (PIS/PASEP+COFINS)}{1 - \sum \text{Valor}_{impuestos}} = \frac{V_{TE_{parcial}} \cdot PIS/PASEP+COFINS}{1 - (PIS/PASEP+COFINS+ICMS)}$$

$$= \frac{34540,108 \cdot 0,29}{1 - (0,0089 + 0,0411 + 0,29)} = \mathbf{2.616,675 \text{ R\$}}$$

Repitiendo esto casos, pero considerando el valor de la TUSD se obtiene el valor referente al ICMS e PIS/COFINS a través de las ecuaciones (12) y (13)

$$V_{final_{ICMS}} = \frac{V_{parcial} \cdot ICMS}{1 - \sum \text{Valor}_{impuestos}} = \frac{24505,197 \cdot 0,29}{1 - (0,0089 + 0,0411 + 0,29)} = \mathbf{10.767,435 \text{ R\$}}$$

$$V_{PIS/PASEP+COFINS} = \frac{V_{parcial} \cdot (PIS/PASEP+COFINS)}{1 - \sum \text{Valor}_{impuestos}} = \frac{V_{parcial} \cdot PIS/PASEP+COFINS}{1 - (PIS/PASEP+COFINS+ICMS)}$$

$$\frac{24505,197 \cdot 0,29}{1 - (0,0089 + 0,0411 + 0,29)} = \mathbf{1.856,545 \text{ R\$}}$$

Para facilitar la visualización de datos, la Tabla 10 presenta los resultados correspondientes a la parcela TE y sus respectivos valores referentes a tributos gubernamentales aplicados durante el período de análisis.

El valor total correspondiente a los impuestos de TE no es más que la suma de los impuestos individuales obtenidos anteriormente.

$$V_{impuestos_{TE}} = V_{ICMS} + V_{PIS/PASEP+COFINS} = 15176,715 + 2616,675 = \mathbf{17.793,389 \text{ R\$}}$$

El valor total correspondiente a los impuestos de TUSD no es más que la suma de los impuestos individuales obtenidos anteriormente.

$$V_{\text{impuestosTUSD}} = V_{\text{ICMS}} + V_{\text{PIS/PASEP+COFINS}} = 10767,4 + 1856,454 = \mathbf{12.623,889 \text{ R\$}}$$

Tabla 10 – TE y TUSD y sus respectivos impuestos

Mes	TUSDparcial (R\$)	TEParcial (R\$)	VicmsTUSD (R\$)	VicmsTE (R\$)	VpisecofinsTUSD (R\$)	VpisecofinsTE (R\$)
Feb	24.505,2	34.540,1	10.767,4	15.176,7	1.856,5	2.616,7
Mar	22.703,8	31.063,0	9.971,4	13.642,7	1.708,9	2.338,1
Abr	24.480,4	33.041,8	10.564,5	14.259,1	1.384,3	1.868,4
May	21.635,4	29.626,3	9.336,7	12.785,2	1.223,4	1.675,3
Jun	19.142,0	25.020,5	8.260,7	10.797,5	1.082,4	1.414,8
Jul	17.985,3	23.187,5	7.761,5	10.006,5	1.017,0	1.311,2
Ago	18.137,6	23.171,0	8.064,9	10.303,0	1.607,4	2.053,5
Sept	20.760,3	27.244,3	9.290,9	12.192,7	1.986,3	2.606,7
Oct	23.185,9	31.419,9	10.395,7	14.087,5	2.265,5	3.070,1
Nov	22.317,6	31.191,4	10.372,0	14.496,0	3.075,8	4.298,8
Dic	24.442,7	34.756,8	11.359,6	16.153,0	3.368,7	4.790,2
Ene	27.309,4	38.001,6	12.434,8	17.303,3	3.134,4	4.361,6
Total	266.605,7	362.264,2	118.580,0	161.203,1	23.710,8	32.405,5
Media	22.217,1	30.188,7	9.881,7	13.433,6	1.975,9	2.700,5

El valor final correspondiente al total pagado en el ACR resulta de la suma de los valores de ambas parcelas (TE y TUSD) más los tributos gubernamentales ICMS y PIS/COFINS que inciden sobre ambos componentes tarifarios. Para el mes de febrero, el valor final de la cuenta de energía en el ACR se calcula como:

$$V_{\text{finalACR}} = V_{\text{TUSD}} + V_{\text{TE}} + V_{\text{impuestos}} = 24505,19 + 34540,108 + 30417,28 = \mathbf{89.462,584 \text{ R\$}}$$

La Tabla 11 presenta los resultados referentes al costo con impuesto y los valores finales en un ambiente de contratación regulada. Como era de esperarse los valores finales en un ambiente de contratación regulada son los mismos obtenidos anteriormente por medio de la tarifa única presentada en la tabla.

El cálculo de la parcela TUSD en el ACL se realiza mediante la ecuación (15). Utilizando nuevamente los datos del mes de febrero y considerando contratos que utilicen exclusivamente fuentes incentivadas con 50% de descuento, dado que la modalidad tarifaria actual del consumidor es la modalidad verde.

$$TUSD_{\text{Verde ACL}} = (1 - \text{Desc}) \left(D_c \cdot T_{\text{TUSD}_{Dc}} + C_p \cdot T_{C_p} \right) + C_{fp} \cdot T_{C_{fp}} + D_{ult} \cdot T_{D_{ult}}$$

$$TUSD_{\text{Verde ACL}} = (1 - 50\%) (260 \cdot 17,07 + 11724 \cdot 0,9592) + 106793 \cdot 0,0826 = \mathbf{16.663,24 \text{ R\$}}$$

Tabla 11 – Impuestos y el valor total en ambiente ACR

Mes	VtributoTE (R\$)	VtributoTUSD (R\$)	VTUSD (R\$)	VTE (R\$)	VfinalACR (R\$)
Feb	17.793,4	12.623,9	24.505,2	34.540,1	89.462,6
Mar	15.980,8	11.680,3	22.703,8	31.063,0	81.427,8
Abr	16.127,5	11.948,8	24.480,4	33.041,8	85.598,6
May	14.460,5	10.560,1	21.635,4	29.626,3	76.282,3
Jun	12.212,4	9.343,1	19.142,0	25.020,5	65.717,9
Jul	11.317,7	8.778,5	17.985,3	23.187,5	61.269,0
Ago	12.356,5	9.672,3	18.137,6	23.171,0	63.337,4
Sept	14.799,4	11.277,2	20.760,3	27.244,3	74.081,1
Oct	17.157,6	12.661,2	23.185,9	31.419,9	84.424,7
Nov	18.794,8	13.447,8	22.317,6	31.191,4	85.751,6
Dic	20.943,2	14.728,3	24.442,7	34.756,8	94.871,1
Ene	21.664,9	15.569,2	27.309,4	38.001,6	102.545,2
Total	193.608,6	142.290,8	266.605,7	362.264,2	964.769,3
Media	16.134,0	11.857,6	22.217,1	30.188,7	80.397,4

La porción ESS presenta volatilidad considerable, siendo necesario considerar este componente al analizar la viabilidad de migración. Según los valores presentados por Perusso (2021) la media general de los últimos tres años es de 14,68 R\$ /MWh, sin embargo, para un análisis más conservador se utiliza en el estudio un valor de 20 R\$ /MWh. La porción EER es cobrada esporádicamente de modo que su valor simbólico es de 0,1 R\$ /MWh, por último, según los valores de CCEE, 2020 en los últimos años la contribución asociativa estaba cercano a los 0,1 R\$ /MWh.

Para calcular el valor de los tributos en el ACL es necesario considerar los valores correspondientes al ICMS y PIS/COFINS incidentes sobre la TUSD calculados previamente, utilizando el valor integral de la parcela como base de cálculo (sin considerar el descuento para efectos tributarios).

$$ACL_{\text{impuestos}} = V_{\text{impuestoTUSD}} + E_{\text{CCEE}} \cdot C_{\text{total}} = 12623,89 + 2370,34 = \mathbf{14.994,229 \text{ R\$}}$$

Los resultados referentes al cálculo de TUSD considerando un descuento de 50% y los valores de los impuestos pagados en ACL mensualmente pueden ser observados en la Tabla 11.

Para obtener los valores correspondientes a la diferencia se utiliza la ecuación (20) considerando el valor TUSD con descuento.

$$V_{\text{dif}} = V_{\text{total}} - TUSD_{\text{ACL}} - ACL_{\text{impuestos}} = 89462,584 - 16663,1 - 14994,224 = \mathbf{57.805 \text{ R\$}}$$

Al considerar nuevamente que los precios ofertados en ACL están en R\$/MWh nuevamente es posible utilizar la normalización de la diferencia en base al consumo total.

$$V_{\text{punto-equilibrio}} = \frac{V_{\text{dif}}}{C_{\text{total}}} = \frac{57805}{118,517} = 487,74 \text{ R\$}$$

La Tabla 12 presenta los resultados consolidados del método refinado para todo el período analizado, evidenciando el comportamiento del punto de equilibrio considerando descuentos.

Tabla 12 – Impuestos relacionados a TUSD

Mes	TUSDparcial 50% (R\$)	Ctotal (MWh)	CCEExCtotal (R\$)	ACLimpuestos (R\$)
Feb	16.663,1	118,52	2.370,340	14.994,229
Mar	15.301,1	106,43	2.128,600	13.808,882
Abr	16.392,4	112,77	2.255,460	14.204,250
May	14.602,0	101,67	2.033,340	12.593,479
Jun	12.752,6	85,73	1.714,660	11.057,758
Jul	11.947,5	79,51	1.590,180	10.368,715
Ago	12.008,8	79,34	1.586,740	11.259,037
Sept	13.819,9	93,13	1.862,620	13.139,803
Oct	15.565,9	107,46	2.149,180	14.810,390
Nov	15.161,0	107,20	2.143,980	15.591,789
Dic	16.674,5	119,40	2.387,900	17.116,206
Ene	18.444,3	129,83	2.596,580	18.165,810
Total	179.333	1.241	24.820	167.110
Media	14.944	103	2.068	13.926

Es importante resaltar que cuanto mayor sea el valor del punto de equilibrio, más ventajosa resulta la migración para el consumidor. Esto se debe a que un punto de equilibrio más elevado indica que el costo de la Tarifa de Energía en el ambiente regulado es superior, lo que presupone mayor potencial de economía al realizar la migración hacia el ambiente competitivo. Además, este comportamiento evidencia que el consumidor dispone de un margen más amplio para absorber posibles variaciones tarifarias y costos adicionales, manteniendo aun así beneficios económicos derivados de la contratación libre de energía.

Los resultados confirman que la migración mantiene atractivo económico sustancial incluso considerando todos los costos adicionales y limitaciones tributarias del ambiente competitivo. Los resultados confirman que la migración mantiene atractivo económico sustancial incluso considerando todos los costos adicionales y limitaciones tributarias del ambiente competitivo.

El método refinado, como puede verse en la Tabla 13, presenta puntos de equilibrio consistentemente más elevados, con variación entre 482,82 R\$/MWh y 513,05 R\$/MWh (noviembre). Esta diferencia de 30,23 R\$/MWh representa una variabilidad del 6,3%, menor que la observada en el método simplificado.

Tabla 13 – Valor final y punto de equilibrio modificado

Mes	Vfinal (R\$)	Ctotal (MWh)	Vbreak-even (R\$/MWh)
Feb	57.805	118,52	487,74
Mar	52.318	106,43	491,57
Abr	55.002	112,77	487,72
May	49.087	101,67	482,82
Jun	41.907	85,73	488,81
Jul	38.953	79,51	489,92
Ago	40.070	79,34	505,06
Sept	47.121	93,13	505,97
Oct	54.048	107,46	502,97
Nov	54.999	107,20	513,05
Dic	61.080	119,40	511,58
Ene	65.935	129,83	507,86
Total	618.326	1.241	5.975
Media	51.527	103	498

Para verificar la viabilidad de la migración resulta necesario conocer los precios actuales de energía ofertados en el ambiente libre, permitiendo comparar estos valores con los puntos de equilibrio calculados y determinar si se encuentran por debajo de los umbrales obtenidos mediante ambos métodos. La plataforma Dcide, a través de su herramienta de curva forward, proporciona información actualizada sobre precios de mercado que refleja las condiciones reales de negociación.

Según los datos de la plataforma Dcide correspondientes a la octava semana de 2022, presentados en la Figura 11, los precios promedio para energía incentivada con 50% de descuento se establecían en 130,15 R\$/MWh para periodos trimestrales y 217,27 R\$/MWh para contratos de largo plazo.

Figura 11 – Precios ACL de la plataforma DCide en el periodo de estudio



Fuente: Plataforma Dcide (2022)

En el estado de Paraná, el cálculo del ICMS se realiza a través de la propia distribuidora

utilizando el valor pagado por energía en el ambiente libre, requiriendo el llenado de la DEVEC según se explicó previamente. Considerando el valor de energía incentivada trimestral y aplicando la ecuación (20), se obtiene el valor de la TE en el ACL que incluye el tratamiento tributario correspondiente.

$$TE_{ACL} = V_{Dcide} \cdot C_{total} + V_{ICMS} = 130,15 \cdot 118,52 + 6777,6 = \mathbf{22202,6 \text{ R\$}}$$

Los valores referentes al ICMS para un ambiente de contratación regulada tanto para valores de contratación de corto y largo plazo son presentados en la Tabla 14, así también se exhiben los valores de TE obtenidos anteriormente.

Tabla 14 – Valores de ICMS para las modalidades en estudio

Mes	V_te ACR (R\$)	ICMS TE ACR (R\$)	V_te ACL corto plazo (R\$)	ICMS TE corto plazo (R\$)	V_te ACL largo plazo (R\$)	ICMS TE largo plazo (R\$)	V_te trimestr al con tributos (R\$)	V_te largo plazo con tributos (R\$)	V_te ACR con tributos (R\$)
Feb	34.540	15.177	15.425	6.778	25.750	11.314	22.203	37.065	49.717
Mar	31.063	13.643	13.852	6.084	23.124	10.156	19.936	33.280	44.706
Abr	33.042	14.259	14.677	6.334	24.502	10.574	21.011	35.076	47.301
May	29.626	12.785	13.232	5.710	22.089	9.533	18.942	31.622	42.411
Jun	25.020	10.798	11.158	4.815	18.627	8.039	15.973	26.666	35.818
Jul	23.188	10.007	10.348	4.466	17.275	7.455	14.814	24.730	33.194
Ago	23.171	10.303	10.326	4.591	17.238	7.665	14.917	24.902	33.474
Sept	27.244	12.193	12.121	5.425	20.235	9.056	17.546	29.290	39.437
Oct	31.420	14.087	13.986	6.271	23.348	10.468	20.256	33.816	45.507
Nov	31.191	14.496	13.952	6.484	23.291	10.824	20.436	34.116	45.687
Dic	34.757	16.153	15.539	7.222	25.941	12.056	22.761	37.997	50.910
Ene	38.002	17.303	16.897	7.694	28.208	12.844	24.591	41.052	55.305
Total	362.264	161.203	161.513	71.873	269.628	119.983	233.386	389.610	523.467
Med.	30.189	13.434	13.459	5.989	22.469	9.999	19.449	32.468	43.622

Utilizando los valores correspondientes al mes de febrero, el valor aproximado de precio total pagado por la energía utilizando el valor trimestral incluido la TUSD en el ambiente ACL es dado por

$$V_{ACL} = TE_{ACL} + TUSD_{ACL} + ACL_{impuestos} = 22202,6 + 14994,23 + 16663,2 = \mathbf{53.860 \text{ R\$}}$$

Con este valor se estima la economía obtenida por el consumidor con un contrato utilizando el precio referente a la energía de fuentes incentivadas trimestral

$$\text{Economía} = 1 - \frac{V_{ACL}}{V_{ACR}} = 1 - \frac{53860,0}{89462,58} = \mathbf{0,40}$$

La Tabla 15 presenta los resultados comparativos entre los costos del ambiente regulado (V_{ACR}) y las dos modalidades de contratación en el ACL evaluadas, evidenciando los niveles de

economía alcanzables según el horizonte temporal seleccionado.

Tabla 15 – Economía resultante para el contexto brasileño analizado

Mes	V_ACR (R\$)	V_ACL corto plazo (R\$)	V_ACL largo plazo (R\$)	Economía (corto plazo)	Economía (largo plazo)
Feb	89.462,6	53.860,0	68.722,0	0,40	0,23
Mar	81.427,8	49.045,5	62.390,0	0,40	0,23
Abr	85.598,6	51.608,0	65.672,7	0,40	0,23
May	76.282,3	46.137,6	58.817,2	0,40	0,23
Jun	65.717,9	39.783,8	50.476,1	0,39	0,23
Jul	61.269,0	37.130,0	47.046,1	0,39	0,23
Ago	63.337,4	38.184,8	48.170,0	0,40	0,24
Sept	74.081,1	44.505,2	56.249,9	0,40	0,24
Oct	84.424,7	50.632,8	64.192,1	0,40	0,24
Nov	85.751,6	51.188,8	64.868,3	0,40	0,24
Dic	94.871,1	56.551,8	71.787,6	0,40	0,24
Ene	102.545,2	61.201,2	77.662,0	0,40	0,24
Total	964.769	579.830	736.054	-	-
Media	80.397	48.319	61.338	0,40	0,24

Los contratos de corto plazo (trimestral) generan economías superiores, con un promedio de aproximadamente 40% de ahorro respecto al ambiente regulado. Esta ventaja se debe a que los precios de energía suelen ser más competitivos en negociaciones de corto plazo, reflejando condiciones spot del mercado que pueden favorecer al consumidor en períodos de abundancia energética.

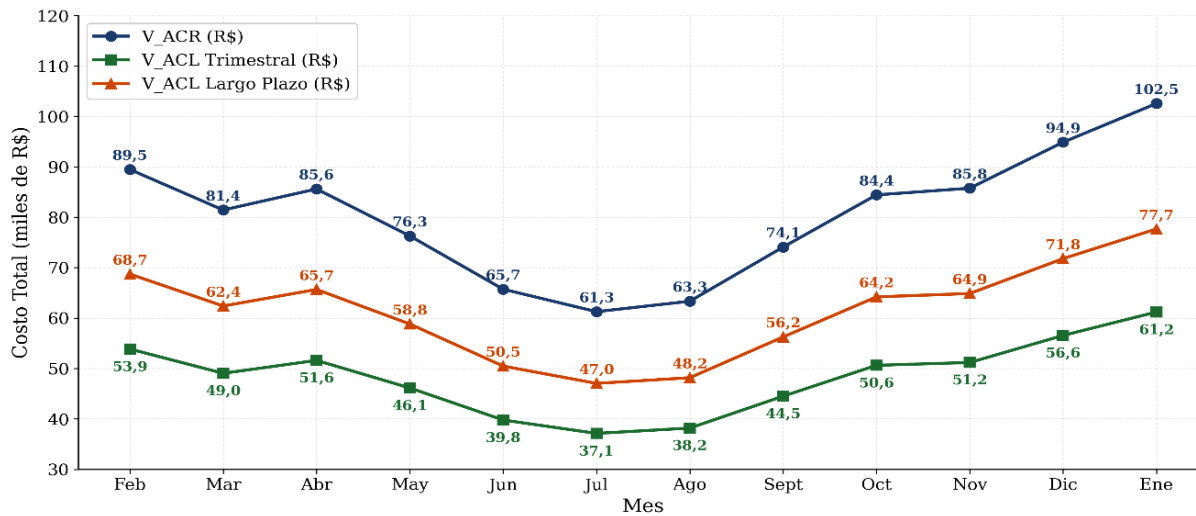
Los contratos de largo plazo presentan economías menores, pero más estables, con promedio del 24% de ahorro. Aunque parezcan menos atractivos en términos absolutos, ofrecen un factor de riesgo significativamente menor, compensando el descuento reducido mediante predictibilidad tarifaria y protección contra volatilidades de mercado.

Los datos de la Figura 12 muestran que tanto el ACL trimestral como el de largo plazo ofrecen ahorros considerables comparados con el ACR.

El ACL trimestral presenta ahorros que oscilan entre el 39,5% y el 40,3% durante todo el período analizado, lo que representa una reducción de costos promedio de aproximadamente R\$ 33.000 mensuales. Por su parte, el ACL de largo plazo mantiene ahorros más conservadores pero consistentes, con reducciones del 23,1% al 26,0%, equivalentes a ahorros mensuales de R\$ 21.000 promedio.

Estos resultados demuestran que, independientemente del horizonte contractual adoptado, el ambiente de contratación libre continúa representando una alternativa económicamente favorable frente al ambiente regulado.

Figura 12 – Comportamiento comparativo entre las modalidades de estudio



Fuente: Plataforma DCide (2022), tarifas COPEL subgrupo A4 (2021-2022). Elaboración propia

El ACL de largo plazo demuestra ser la opción más estable a lo largo del año, con menores fluctuaciones en comparación con el ACR. Mientras que el ACR experimenta variaciones significativas (desde R\$ 61.269 en julio hasta R\$ 102.545 en enero), el ACL de largo plazo mantiene un rango más controlado (entre R\$ 47.046 y R\$ 77.662).

Los datos revelan patrones estacionales importantes que pueden aprovecharse estratégicamente. Los meses de junio a agosto muestran los menores costos en todos los ambientes, con el ACR alcanzando su punto más bajo en julio (R\$ 61.269), mientras que enero representa el pico más alto (R\$ 102.545).

Esta información permite a las empresas en el ACL planificar sus contratos de manera más eficiente, aprovechando los períodos de menor costo para negociar contratos más favorables o ajustar su demanda energética.

A lo largo del período analizado, una empresa que optara por el ACL trimestral habría ahorrado aproximadamente R\$ 396.000 anuales comparado con permanecer en el ACR, mientras que el ACL de largo plazo habría generado ahorros de aproximadamente R\$ 252.000 anuales. Estos ahorros significativos no solo mejoran la competitividad empresarial, sino que también liberan capital para inversiones en modernización, expansión o mejoras tecnológicas.

Además, la flexibilidad del mercado libre permite a las empresas desarrollar estrategias energéticas más sofisticadas, incluyendo la posibilidad de contratos con fuentes renovables específicas o acuerdos de compra de energía a medida.

4.3 ANÁLISIS DEL MERCADO PARAGUAYO

Para el análisis comparativo del caso paraguayo, se seleccionó la Categoría 412 del Pliego Tarifario de ANDE, en la Tabla 16 se presentan las características similares a la modalidad horoestacional verde brasileña al contemplar demanda única con consumo diferenciado por horarios de punta y fuera de punta. Esta categoría corresponde a consumidores comerciales conectados en media tensión (23 kV) con rangos de potencia entre 40,1 kW y 3.000 kW, perfil compatible con el supermercado analizado.

Tabla 16 – TE e TUSD para grupo “Otros” en categoría 412

Categoría Otros 412						
TUSD			TE		TE+TUSD	
Demanda (R\$/kW)	Punta (R\$/kW)	FPC (R\$/kW)	Punta (R\$/kW)	FPC (R\$/kW)	Punta (R\$/kW)	FPC (R\$/kW)
30,35129	0,16819	0,024664	0,076776	0,082222	0,244967	0,106885609

Dado que Paraguay no diferencia explícitamente entre Tarifa de Energía (TE) y Tarifa de Uso del Sistema de Distribución (TUSD) como ocurre en Brasil, sino que integra ambos componentes en una tarifa unificada por categoría de consumidor, fue necesario establecer una metodología de desagregación para mantener la comparabilidad analítica.

Para preservar la estructura metodológica brasileña, se aplicaron las mismas proporciones observadas en el caso COPEL para desagregar la tarifa paraguaya integrada. El componente TE representa 69% de la tarifa en horario punta y 77% en horario fuera de punta, mientras que el componente TUSD constituye 31% en punta y 23% en fuera de punta del valor total.

El sistema tributario paraguayo presenta ventajas significativas respecto al brasileño al aplicar únicamente IVA del 10% sobre el consumo energético, eliminando la complejidad de múltiples tributos federales y estatales. Esta simplificación reduce la carga tributaria total de aproximadamente 35% en Brasil a 10% en Paraguay, constituyendo una ventaja comparativa sustancial para el análisis de viabilidad económica.

Para obtener los valores correspondientes al costo sin tributos, se utiliza la ecuación (4), ejemplificando con los datos del mes de febrero, se procede al cálculo paso a paso.

$$V_{\text{parcial}} = D_c \cdot T_{\text{TUSD}_{Dc}} + C_p \cdot T_{C_p} + C_{fp} \cdot T_{C_{fp}} + D_{ult} \cdot T_{D_{ult}}$$

$$V_{\text{parcial}} = 260 \cdot 30,35 + 11724 \cdot 0,244967 + 106793 \cdot 0,10689 = \mathbf{22.178 \text{ R\$}}$$

Posterior a ello se calcula el aporte de los tributos sobre el valor parcial por medio de la ecuación (5).

$$V_{\text{finaltotal}} = \frac{V_{\text{parcial}}}{1 - \sum \text{Valor}_{\text{impuestos}}} = \frac{V_{\text{parcial}}}{1 - \text{IVA}} = \frac{22178}{1 - 0,1} = \mathbf{24.642 \text{ R\$}}$$

De manera similar, se procede a calcular el valor parcial y con tributos específicamente para la Tarifa de Uso del Sistema de Distribución (TUSD), utilizando exclusivamente los componentes correspondientes a este valor.

$$V_{\text{parcial ITUSD}} = D_c \cdot T_{\text{TUSD}_{Dc}} + C_p \cdot T_{\text{TUSD}_{Dp}} + C_{fp} \cdot T_{\text{TUSD}_{Dfp}} + D_{ult} \cdot T_{D_{ult}}$$

$$V_{\text{parcial TUSD}} = 260.30,35 + 11724 \cdot 0,16819 + 106793 \cdot 0,024664 = \mathbf{12.497 \text{ R\$}}$$

$$V_{\text{finalTUSD}} = \frac{V_{\text{parcial}}}{1 - \sum \text{Valor}_{\text{impuestos}}} = \frac{V_{\text{parcial}}}{1 - \text{IVA}} = \frac{12497}{1 - 0,1} = \mathbf{13.886 \text{ R\$}}$$

La Tabla 17 presenta los resultados obtenidos mediante la aplicación sistemática de las ecuaciones ejemplificadas para todos los meses del período de análisis, proporcionando una visión integral del comportamiento del punto de equilibrio tarifario a lo largo del año.

Tabla 17 – Valor total y TUSD en el contexto hipotético paraguayo en el periodo de estudio

Mes	Vparcial (R\$)	Vfinal_impuestos (R\$)	VparcialTUSD (R\$)	VparcialTUS_impuestos (R\$)
Feb	22.178	24.642	12.497	13.886
Mar	20.760	23.066	12.068	13.408
Abr	21.635	24.039	12.429	13.810
May	20.144	22.382	11.840	13.155
Jun	18.256	20.284	11.254	12.504
Jul	17.489	19.432	10.995	12.217
Ago	17.497	19.441	11.018	12.242
Sept	19.205	21.339	11.601	12.890
Oct	20.932	23.258	12.158	13.509
Nov	20.771	23.079	12.013	13.348
Dic	22.251	24.723	12.497	13.885
Ene	23.682	26.313	13.082	14.536
Total	244.798	271.998	143.452	159.391
Media	20.400	22.667	11.954	13.283

Aplicando la ecuación es posible determinar el valor de punto de equilibrio en reales.

$$V_{\text{finalTE}} = V_{\text{finaltotal}} - V_{\text{finalTUSD}} = 24642 - 13886 = \mathbf{10.756 \text{ R\$}}$$

Una vez obtenido el valor por la tarifa eléctrica es importante normalizarlo en base al consumo total.

$$V_{\text{punto-equilibrio}} = \frac{V_{\text{finalTE}}}{C_{\text{total}}} = \frac{10756}{118,517} = \mathbf{90,76 \text{ R\$}}$$

Replicando este procedimiento para cada uno de los meses es posible determinar el valor mínimo y máximo a la que debe ser negociado la electricidad en un ambiente ACL.

La Tabla 18 presenta los resultados del punto de equilibrio para el escenario hipotético de liberalización del mercado eléctrico paraguayo, evidenciando características distintivas comparadas con el caso brasileño.

Tabla 18 – Valor final y punto de equilibrio en contexto hipotético paraguayo

Mes	Vfinal (R\$)	Ctotal (MWh)	Vbreak-even (R\$/MWh)
Feb	10.756	118,52	90,76
Mar	9.658	106,43	90,74
Abr	10.229	112,77	90,70
May	9.227	101,67	90,76
Jun	7.780	85,73	90,74
Jul	7.216	79,51	90,75
Ago	7.199	79,34	90,74
Sept	8.449	93,13	90,72
Oct	9.749	107,46	90,72
Nov	9.731	107,20	90,78
Dic	10.838	119,40	90,77
Ene	11.777	129,83	90,71
Total	112.607	1.241	1.089
Media	9.384	103	91

El punto de equilibrio paraguayo muestra notable estabilidad, oscilando entre 90,70 R\$/MWh y 90,78 R\$/MWh (abril) con una variación de apenas 0,08 R\$/MWh que representa únicamente 0,09% de variabilidad. Esta estabilidad contrasta marcadamente con la volatilidad observada en el caso brasileño, donde las fluctuaciones alcanzaron 7,6% entre valores extremos.

La menor incidencia tributaria constituye el factor principal que explica esta estabilidad. Mientras Brasil presenta carga tributaria variable entre 32-38% según alícuotas mensuales de PIS/COFINS, Paraguay mantiene IVA fijo del 10%, eliminando la volatilidad temporal asociada a políticas fiscales federales.

La primera parte del método del punto de equilibrio tarifario no difiere substancialmente, pero permite calcular cada una de las porciones por separado para posteriormente aplicar los ajustes específicos del ambiente competitivo.

$$V_{TE_{parcial}} = C_{TE_p} \cdot T_{TE_p} + C_{TE_{fp}} \cdot T_{TE_{fp}}$$

$$V_{TE_{parcial}} = 11724 \cdot 0,0767 + 106793 \cdot 0,08222 = 9.680,8 \text{ R\$}$$

A partir de los valores parciales es posible encontrar los valores referentes al impuesto de

valor agregado

$$V_{TEIVA} = \frac{V_{\text{parcial}} \cdot IVA}{1 - \sum \text{Valor}_{\text{impuestos}}} = \frac{V_{TE\text{parcial}} \cdot IVA}{1 - IVA} = \frac{9680,8 \cdot 0,1}{1 - 0,1} = \mathbf{1075,6 \text{ R\$}}$$

$$V_{TUSDVA} = \frac{V_{\text{parcial}} \cdot IVA}{1 - \sum \text{Valor}_{\text{impuestos}}} = \frac{V_{TUSD\text{parcial}} \cdot IVA}{1 - IVA} = \frac{12497,1 \cdot 0,1}{1 - 0,1} = \mathbf{1388,6 \text{ R\$}}$$

Para facilitar la visualización de datos, la Tabla 19 presenta los resultados correspondientes a la porción TE y sus respectivos valores referentes a tributos gubernamentales aplicados durante el período de análisis.

Tabla 19 – TE y TUSD en el contexto hipotético paraguayo y sus respectivos impuestos

Mes	TUSDparcial (R\$)	TEParcial (R\$)	VivaTUSD (R\$)	VivaTE (R\$)
Feb	12.497,1	9.680,8	1.388,6	1.075,6
Mar	12.067,6	8.692,0	1.340,8	965,8
Abr	12.429,1	9.205,7	1.381,0	1.022,9
May	11.839,6	8.304,6	1.315,5	922,7
Jun	11.253,8	7.001,8	1.250,4	778,0
Jul	10.995,1	6.494,0	1.221,7	721,6
Ago	11.018,1	6.478,8	1.224,2	719,9
Sept	11.601,2	7.603,8	1.289,0	844,9
Oct	12.158,0	8.774,1	1.350,9	974,9
Nov	12.012,9	8.758,0	1.334,8	973,1
Dic	12.496,7	9.753,8	1.388,5	1.083,8
Ene	13.082,3	10.599,3	1.453,6	1.177,7
Total	143.451,5	101.346,7	15.939,1	11.260,7
Media	11.954,3	8.445,6	1.328,3	938,4

El valor total correspondiente a los impuestos de TE no es más que la suma de los impuestos individuales obtenidos anteriormente.

$$V_{\text{impuestos}} = V_{TUSDIVA} + V_{TEIVA} = 1388,6 + 1075,6 = \mathbf{2.464,2 \text{ R\$}}$$

El valor final correspondiente al total pagado en el ACR resulta de la suma de los valores parciales de ambas porciones (TE y TUSD) más los tributos gubernamentales que inciden sobre ambos componentes tarifarios. Para el mes de febrero, el valor final de la cuenta de energía en el ACR se calcula como:

$$V_{\text{finalACR}} = V_{TUSD} + V_{TE} + V_{\text{impuestos}} = 12497 + 9680,8 + 2464,2 = \mathbf{24.642 \text{ R\$}}$$

La Tabla 20 presenta los resultados referentes al costo con impuesto y los valores finales en un ambiente de contratación regulada.

Tabla 20 – Impuestos en el contexto hipotético paraguayo y el valor total del ambiente ACR

Mes	VtributoTE (R\$)	VtributoTUSD (R\$)	VTUSD (R\$)	VTE (R\$)	VfinalACR (R\$)
Feb	1.075,6	1.388,6	12.497,1	9.680,8	24.642,2
Mar	965,8	1.340,8	12.067,6	8.692,0	23.066,2
Abr	1.022,9	1.381,0	12.429,1	9.205,7	24.038,7
May	922,7	1.315,5	11.839,6	8.304,6	22.382,4
Jun	778,0	1.250,4	11.253,8	7.001,8	20.284,0
Jul	721,6	1.221,7	10.995,1	6.494,0	19.432,3
Ago	719,9	1.224,2	11.018,1	6.478,8	19.441,1
Sept	844,9	1.289,0	11.601,2	7.603,8	21.338,9
Oct	974,9	1.350,9	12.158,0	8.774,1	23.257,9
Nov	973,1	1.334,8	12.012,9	8.758,0	23.078,8
Dic	1.083,8	1.388,5	12.496,7	9.753,8	24.722,8
Ene	1.177,7	1.453,6	13.082,3	10.599,3	26.312,9
Total	11.260,7	15.939,1	143.451,5	101.346,7	271.998,0
Media	938,4	1.328,3	11.954,3	8.445,6	22.666,5

El cálculo de la parcela TUSD en el ACL se realiza mediante la ecuación (16). Utilizando nuevamente los datos del mes de febrero y considerando contratos que utilicen exclusivamente fuentes incentivadas con 50% de descuento, dado que la modalidad tarifaria actual del consumidor es la modalidad verde.

$$TUSD_{\text{Verde ACL}} = (1 - \text{Desc}) \left(D_c \cdot T_{TUSD_{Dc}} + C_p \cdot T_{C_p} \right) + C_{fp} \cdot T_{C_{fp}} + D_{ult} \cdot T_{D_{ult}}$$

$$TUSD_{\text{Verde ACL}} = (1 - 50\%) (260 \cdot 30,35 + 11724 \cdot 0,16819) + 106793 \cdot 0,024 = 7.565,5 \text{ R\$}$$

Utilizando los datos de la parcela V_tributos correspondientes a la TUSD de la Tabla 16 para el mes de febrero, el cálculo del valor de los tributos en el ambiente libre se obtiene mediante la ecuación (17).

$$ACL_{\text{impuestos}} = V_{\text{impuesto}_{TUSD}} = 1.388,572$$

Los resultados referentes al cálculo de TUSD considerando un descuento de 50% y los valores de los impuestos pagados en ACL mensualmente pueden ser observados en la Tabla 21.

Para obtener los valores correspondientes a la diferencia se utiliza la ecuación (18) considerando el valor TUSD con descuento.

$$V_{\text{dif}} = V_{\text{total}} - TUSD_{\text{ACL}} - ACL_{\text{impuestos}} = 24642 - 7565,5 - 1388,672 = 15.688 \text{ R\$}$$

Al considerar nuevamente que los precios ofertados en ACL están en R\$/MWh nuevamente es posible utilizar la normalización de la diferencia en base al consumo total.

$$V_{\text{punto-equilibrio}} = \frac{V_{\text{dif}}}{C_{\text{total}}} = \frac{15688}{118,517} = 132,37 \text{ \$}$$

Tabla 21 – Impuestos en contexto hipotético paraguayo relacionados a TUSD

Mes	TUSDparcial 50% (R\$)	Ctotal (MWh)	CCEExCtotal (R\$)	ACLimpuestos (R\$)
Feb	7.565,5	118,52	0,000	1.388,572
Mar	7.213,0	106,43	0,000	1.340,841
Abr	7.454,4	112,77	0,000	1.381,012
May	7.049,8	101,67	0,000	1.315,508
Jun	6.576,9	85,73	0,000	1.250,425
Jul	6.379,9	79,51	0,000	1.221,679
Ago	6.386,9	79,34	0,000	1.224,237
Sept	6.827,7	93,13	0,000	1.289,022
Oct	7.265,3	107,46	0,000	1.350,885
Nov	7.201,5	107,20	0,000	1.334,767
Dic	7.578,1	119,40	0,000	1.388,522
Ene	7.971,3	129,83	0,000	1.453,588
Total	85.470	1.241	0	15.939
Media	7.123	103	0	1.328

La Tabla 22 presenta los resultados consolidados del método refinado para todo el período analizado, evidenciando el comportamiento del punto de equilibrio considerando descuentos TUSD y costos operacionales.

El método refinado presenta puntos de equilibrio consistentemente más elevados, con variación entre 130,08R\$/MWh y 137,87 R\$/MWh.

Contrariamente al patrón observado en Brasil, donde el método refinado presentaba menor volatilidad que el simplificado, en Paraguay el método refinado muestra mayor fluctuación. Esta inversión se debe a que los costos fijos CCEE extrapolados representan una proporción mayor del costo total en un contexto de tarifas base significativamente menores, amplificando el impacto relativo de estos componentes sobre el punto de equilibrio final y generando mayor sensibilidad a variaciones de consumo mensual.

Dado que Paraguay no posee un ambiente de contratación libre ni plataformas equivalentes a Dcide para referenciación de precios de mercado, fue necesario desarrollar una metodología alternativa para estimar los costos energéticos en un escenario hipotético de liberalización. La aproximación adoptada se basó en el análisis de las relaciones proporcionales observadas entre costos del ambiente regulado y competitivo en el caso brasileño.

Tabla 22 – Valor final y punto de equilibrio en contexto hipotético paraguayo modificado

Mes	Vfinal (R\$)	Ctotal (MWh)	Vbreak-even (R\$/MWh)
Feb	15.688	118,52	132,37
Mar	14.512	106,43	136,36
Abr	15.203	112,77	134,81
May	14.017	101,67	137,87
Jun	12.457	85,73	145,30
Jul	11.831	79,51	148,80
Ago	11.830	79,34	149,11
Sept	13.222	93,13	141,97
Oct	14.642	107,46	136,25
Nov	14.543	107,20	135,66
Dic	15.756	119,40	131,97
Ene	16.888	129,83	130,08
Total	170.589	1.241	1.661
Media	14.216	103	138

El análisis del caso brasileño reveló que el valor promedio de la TE en el ACL mantenía relaciones específicas con los costos del ambiente regulado. Para contratos de período trimestral, la relación observada fue de 2,24, mientras que para contratos de largo plazo la proporción alcanzó 1,34.

A partir de esta relación se pudo obtener los precios para mantener el mismo margen del mercado brasileño, 36,46 R\$/MWh trimestral y 60,95 R\$/MWh en condición de largo plazo. Estos valores permiten establecer una referencia comparativa para evaluar la viabilidad económica de la migración al ambiente competitivo bajo diferentes horizontes contractuales y condiciones tarifarias.

$$TE_{ACL} = V_{Dcide} \cdot C_{total} + V_{ICMS} = 36,46 \cdot 118,52 + 1392,4 = \mathbf{5.713,5 \text{ R\$}}$$

Los valores referentes al IVA para un ambiente de contratación regulada tanto para valores de contratación de corto y largo plazo son presentados en la tabla. Así también se exhiben los valores de TE obtenidos anteriormente. La Tabla 23 presenta los resultados comparativos entre los costos del ambiente regulado (V_{ACR}) y las dos modalidades de contratación en el ACL evaluadas, evidenciando los niveles de economía alcanzables según el horizonte temporal seleccionado.

Además, los resultados obtenidos permiten observar diferencias relevantes entre las modalidades contractuales analizadas, demostrando que el comportamiento de los costos energéticos puede variar significativamente según la estrategia de contratación adoptada por el consumidor. Esto evidencia la importancia de seleccionar adecuadamente el horizonte contractual conforme a los

objetivos económicos y al perfil de riesgo de cada consumidor.

Tabla 23 – Valores resultantes de ICMS en el contexto hipotético paraguayo

Mes	V_te ACR (R\$)	ICMS TE ACR (R\$)	V_te ACL corto plazo (R\$)	ICMS TE corto plazo (R\$)	V_te ACL largo plazo (R\$)	ICMS TE largo plazo (R\$)	V_te corto plazo al con tributos (R\$)	V_te largo plazo con tributos (R\$)	V_te ACR con tributos (R\$)
Feb	9.680,8	1.075,6	4.321,1	1.392,4	7.223,6	2.327,6	5.713,5	9.551,2	10.756,5
Mar	8.692,0	965,8	3.880,4	1.250,4	6.486,9	2.090,2	5.130,8	8.577,1	9.657,8
Abr	9.205,7	1.022,9	4.111,7	1.324,9	6.873,5	2.214,8	5.436,6	9.088,3	10.228,6
May	8.304,6	922,7	3.706,8	1.194,4	6.196,6	1.996,7	4.901,2	8.193,3	9.227,3
Jun	7.001,8	778,0	3.125,8	1.007,2	5.225,4	1.683,7	4.133,0	6.909,2	7.779,7
Jul	6.494,0	721,6	2.898,9	934,1	4.846,1	1.561,5	3.833,0	6.407,6	7.215,6
Ago	6.478,8	719,9	2.892,6	932,1	4.835,6	1.558,1	3.824,7	6.393,7	7.198,7
Sept	7.603,8	844,9	3.395,6	1.094,1	5.676,3	1.829,0	4.489,7	7.505,4	8.448,6
Oct	8.774,1	974,9	3.918,0	1.262,5	6.549,6	2.110,4	5.180,4	8.660,1	9.749,0
Nov	8.758,0	973,1	3.908,5	1.259,4	6.533,8	2.105,3	5.167,9	8.639,1	9.731,1
Dic	9.753,8	1.083,8	4.353,1	1.402,7	7.277,1	2.344,9	5.755,8	9.622,0	10.837,6
Ene	10.599,3	1.177,7	4.733,6	1.525,3	7.913,1	2.549,8	6.258,8	10.462,8	11.777,0
Total	101.347	11.261	45.246	14.579	75.638	24.372	59.825	100.010	112.607
Media	8.446	938	3.771	1.215	6.303	2.031	4.985	8.334	9.384

Utilizando los valores correspondientes al mes de febrero, el valor aproximado de precio total pagado por la energía utilizando el valor trimestral incluido la TUSD en el ambiente ACL es dado por

$$V_{ACL} = TE_{ACL} + TUSD_{ACL} + ACL_{impuestos} = 5723,5 + 1388,572 + 7565,5 = 14.667 \text{ R\$}$$

Con este valor se estima la economía obtenida por el consumidor con un contrato utilizando el precio referente a la energía de fuentes incentivadas trimestral.

$$\text{Economía} = 1 - \frac{V_{ACL}}{V_{ACR}} = 1 - \frac{14667}{24642,2} = 0,40$$

La Tabla 24 presenta los resultados comparativos entre los costos del ambiente regulado (V_{ACR}) y las dos modalidades de contratación en el ACL evaluadas, evidenciando los niveles de economía alcanzables según el horizonte temporal seleccionado.

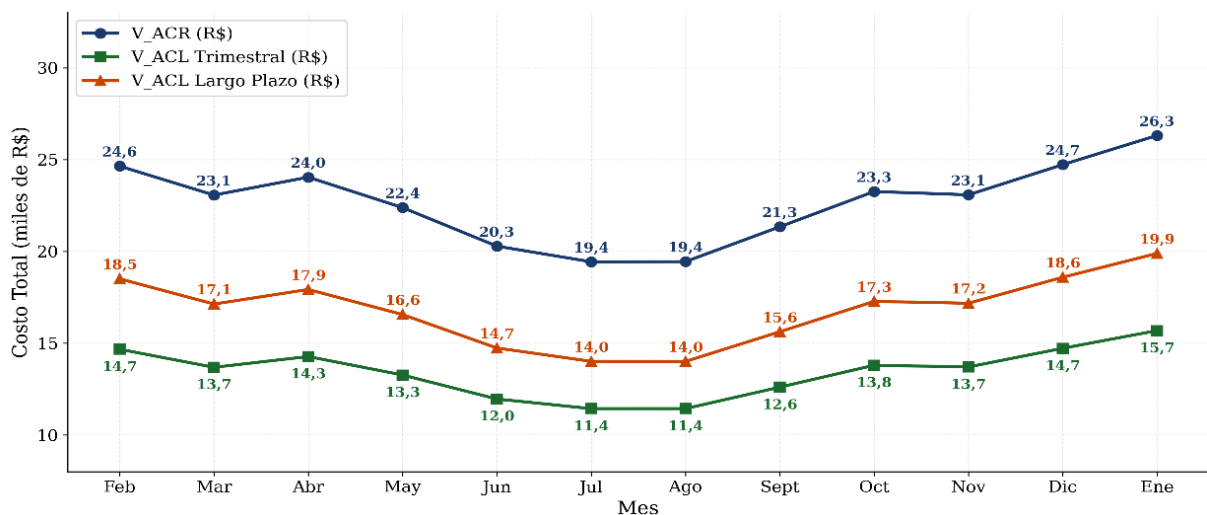
Los datos muestran que el ACL trimestral ofrece ahorros consistentes del 40,5% aproximadamente en comparación con el ACR, representando una reducción promedio mensual de cerca de US\$ 9.400. El ACL de largo plazo presenta ahorros más moderados, pero igualmente significativos del 24,8% promedio, equivalentes a aproximadamente US\$ 5.700 mensuales. Estos resultados demuestran que ambas modalidades de contratación libre poseen potencial relevante de reducción de costos frente al ambiente regulado.

Tabla 24 – Economía resultante para el contexto hipotético paraguayo

Mes	V_ACR (R\$)	V_ACL trimestral (R\$)	V_ACL largo plazo (R\$)	Economía (trimestral)	Economía (largo plazo)
Feb	24.642,2	14.667,6	18.505,3	0,40	0,25
Mar	23.066,2	13.684,6	17.131,0	0,41	0,26
Abr	24.038,7	14.272,0	17.923,7	0,41	0,25
May	22.382,4	13.266,5	16.558,6	0,41	0,26
Jun	20.284,0	11.960,4	14.736,5	0,41	0,27
Jul	19.432,3	11.434,5	14.009,1	0,41	0,28
Ago	19.441,1	11.435,9	14.004,9	0,41	0,28
Sept	21.338,9	12.606,4	15.622,1	0,41	0,27
Oct	23.257,9	13.796,6	17.276,2	0,41	0,26
Nov	23.078,8	13.704,1	17.175,3	0,41	0,26
Dic	24.722,8	14.722,4	18.588,6	0,40	0,25
Ene	26.312,9	15.683,7	19.887,8	0,40	0,24
Total	271.998	161.235	201.419	-	-
Media	22.667	13.436	16.785	0,41	0,26

Los datos de la Figura 13 revelan un patrón estacional claro, el mercado paraguayo muestra un ACR fluctuando entre US\$ 19.432 (julio-agosto) y US\$ 26.313 (enero), representando una variación del 35%. Esta menor volatilidad, combinada con la estabilidad inherente del ACL de largo plazo, crea un ambiente más predecible para la planificación energética empresarial.

Figura 13 – Comportamiento de las modalidades de estudio en el contexto paraguayo



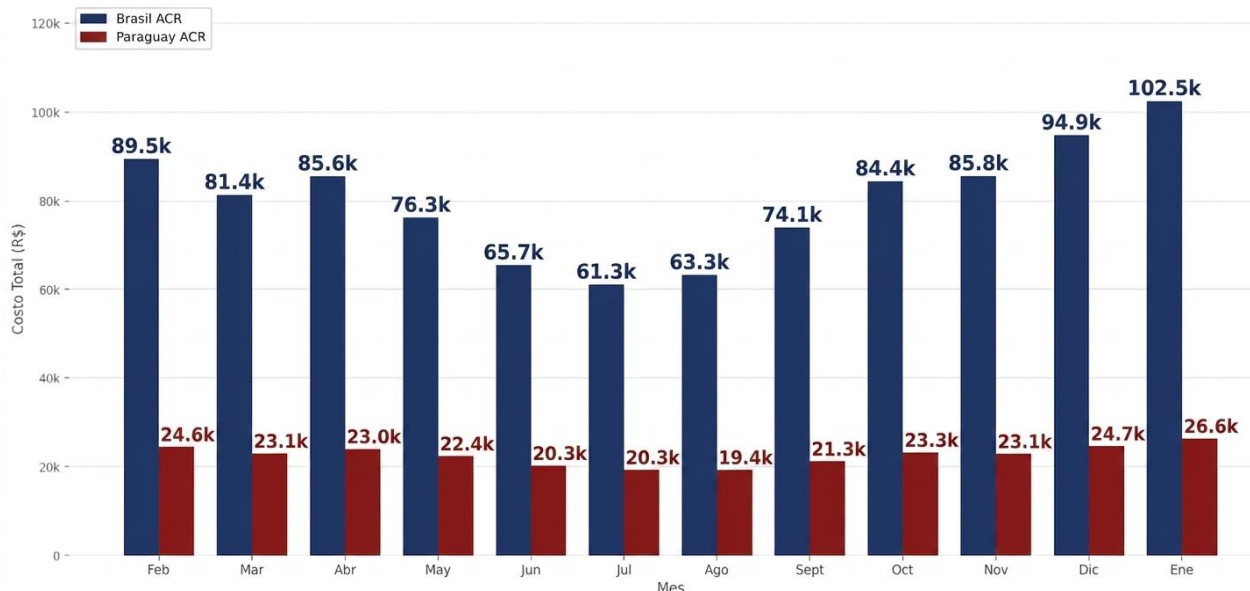
Fuente: Tarifas ANDE Categoría 412, Pliego N°21(2023-2024). Elaboración propia

Las empresas paraguayas pueden beneficiarse de una menor exposición a riesgos de precios mientras aprovechan las ventajas del mercado liberalizado.

4.4 ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE LOS MERCADOS ESTUDIADOS

Tal y como puede verse en la Figura 14 el análisis comparativo revela diferencias sustanciales en los costos absolutos entre ambos mercados, el costo promedio mensual en el Ambiente de Contratación Regulada (ACR) brasileño alcanza 80.397,50 R\$, cifra que representa 3,55 veces el costo promedio paraguayo de 22.666,50 R\$. Esta disparidad de aproximadamente 57.731 R\$ mensuales se explica fundamentalmente por dos factores estructurales: la elevada carga tributaria brasileña que alcanza entre 32-38% del valor total de la factura (incluyendo ICMS, PIS/PASEP y COFINS), en contraste con el IVA paraguayo fijo del 10%, y las diferencias en las tarifas base de energía y distribución.

Figura 14 – Comparación de costos en ACR Brasil vs Paraguay



Fuente: Elaboración propia.

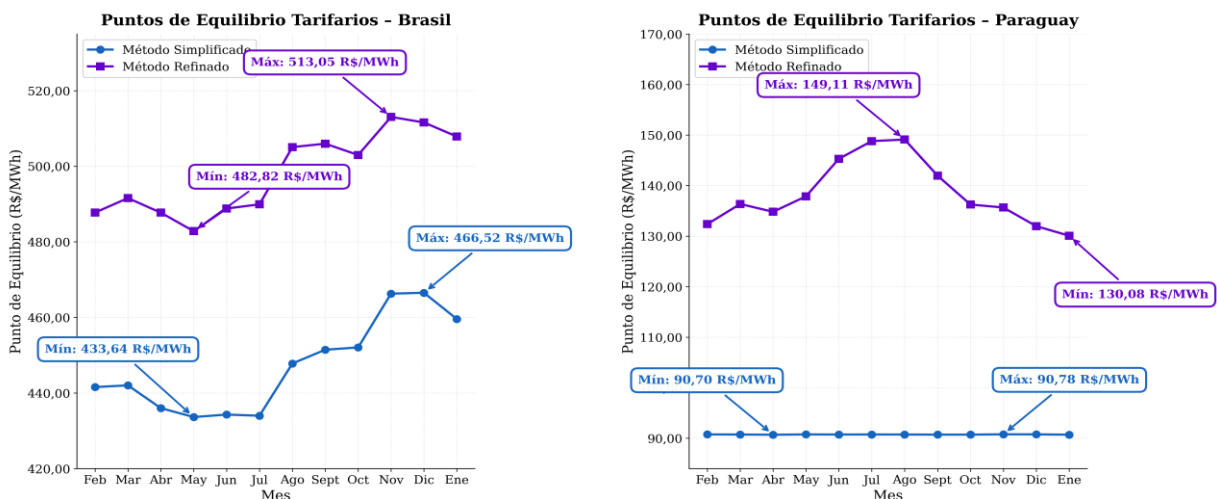
El costo anual total en Brasil asciende a 964.770 R\$, mientras que en Paraguay totaliza 271.998 R\$, generando una diferencia de 692.772 R\$ que evidencia el impacto significativo de las políticas tarifarias y fiscales en la competitividad energética regional.

La volatilidad del mercado regulado presenta patrones diametralmente opuestos entre ambos países. Brasil exhibe una variabilidad del 67,37% entre los valores extremos del ACR (mínimo de 61.269 R\$ en julio y máximo de 102.545 R\$ en enero), reflejando la influencia de múltiples factores: fluctuaciones en las alícuotas de PIS/COFINS que varían mensualmente, diferencias estacionales en el consumo que afectan la estructura de costos, y variaciones en las banderas tarifarias que reflejan las condiciones hidrológicas del sistema.

En contraste, Paraguay demuestra notable estabilidad con apenas 35,41% de variabilidad (oscilando entre 19.432 R\$ y 26.313 R\$), atribuible principalmente a la simplicidad de su sistema tributario monofásico con IVA fijo y a la menor dependencia de despachos termoeléctricos costosos gracias a su matriz predominantemente hidroeléctrica, esta estabilidad paraguaya reduce significativamente el riesgo de planificación financiera para los consumidores industriales y comerciales.

Los puntos de equilibrio tarifarios revelan como puede verse en la Figura 15 las condiciones de competitividad radicalmente diferentes. El método simplificado arroja un punto de equilibrio promedio de 447,10 R\$/MWh en Brasil frente a apenas 90,74 R\$/MWh en Paraguay, estableciendo una brecha de 356,36 R\$/MWh. Esta disparidad de 4,93 veces implica que el mercado libre paraguayo requiere precios de energía sustancialmente menores para justificar la migración, lo cual paradójicamente facilita la viabilidad económica dada la estructura tarifaria base más baja.

Figura 15 – Comportamiento del punto de equilibrio tarifario Brasil vs Paraguay



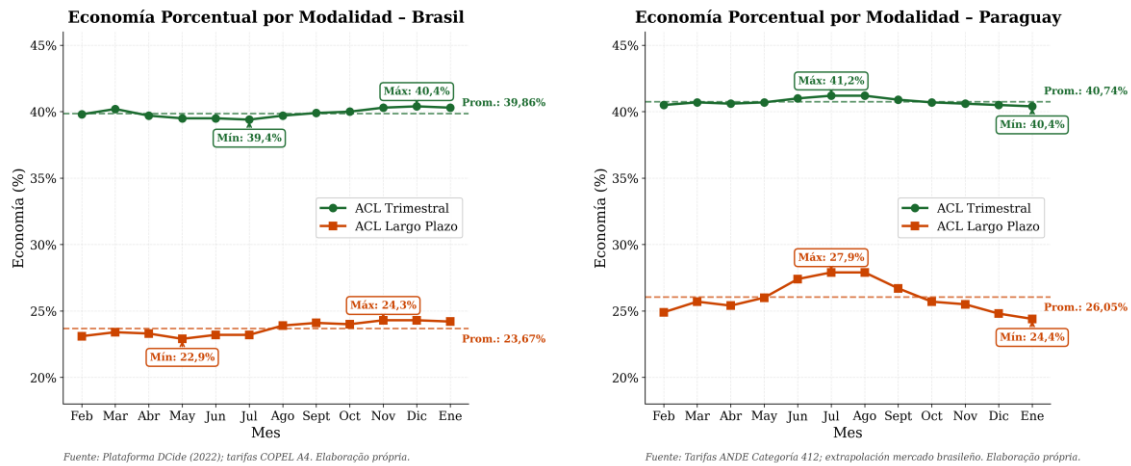
Fuente: Elaboración propia, con base en las Tarifas COPEL y los tributos estaduais de Paraná (Imagen Izquierda), y tarifas ANDE Pliego N°21 (Imagen Derecha)

El método refinado, que incorpora costos adicionales de la CCEE y descuentos TUSD para fuentes incentivadas, eleva los umbrales a 497,92 R\$/MWh en Brasil y 138,38 R\$/MWh en Paraguay. La variabilidad de los puntos de equilibrio también difiere significativamente: Brasil presenta 7,58% de fluctuación en el método simplificado debido a las variaciones tributarias mensuales, mientras que Paraguay mantiene una estabilidad excepcional de apenas 0,09%, equivalente a una diferencia de solo R\$ 0,08/MWh entre meses.

Los porcentajes de economía alcanzables mediante la migración al ACL según la Figura 16 resultan sorprendentemente similares a pesar de las diferencias estructurales. Brasil ofrece economías

promedio de 39,86% con contratos trimestrales y 23,67% con contratos de largo plazo, mientras Paraguay presenta economías marginalmente superiores de 40,74% y 26,05% respectivamente. Sin embargo, los valores absolutos de ahorro difieren sustancialmente: el ahorro anual con modalidad trimestral alcanza 384.939 R\$ en Brasil versus 110.762 R\$ en Paraguay, representando una diferencia de 274.177 R\$.

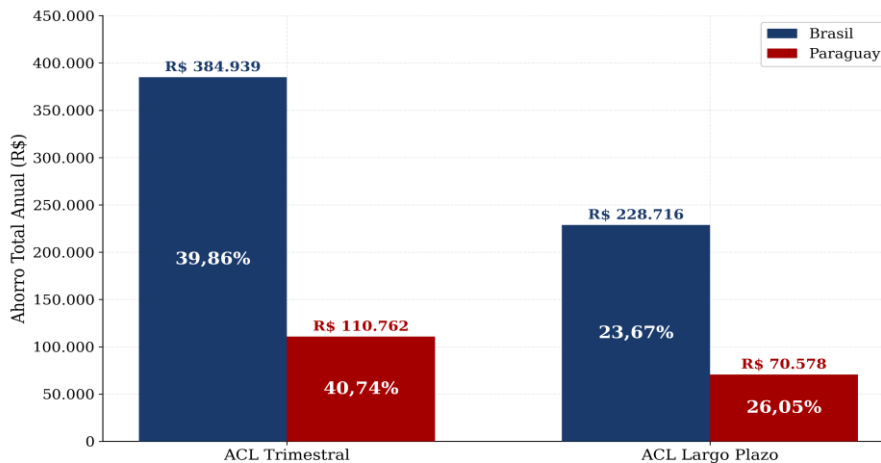
Figura 16 – Economía porcentual por modalidad. Brasil vs Paraguay



Fuente: Elaboración propia, con base en las Tarifas COPEL y los tributos estaduais de Paraná (Imagen Izquierda), y tarifas con extrapolación del mercado brasileño (Imagen Derecha)

Para contratos de largo plazo, la brecha se reduce, pero permanece significativa: 228.716 R\$ en Brasil frente a 70.578 R\$ en Paraguay, resultados que sugieren que, aunque los porcentajes de ahorro sean comparables, el impacto financiero absoluto en Brasil es considerablemente mayor debido a la base tarifaria más elevada, haciendo que la migración represente una oportunidad de optimización de costos más atractiva en términos absolutos para consumidores de mayor porte.

Figura 17 – Comparación de ahorros totales anuales. Brasil vs Paraguay



Fuente: Tarifas COPEL A4; Plataforma DCide; ANDE Categoría 412. Elaboración propia

El sistema tributario constituye el diferenciador más significativo entre ambos mercados. Brasil opera bajo un régimen tributario complejo de incidencia múltiple: ICMS estadual promedio del 29% calculado "por dentro" (sobre el valor que ya incluye el propio tributo), PIS/PASEP con alícuotas variables entre 0,68% y 1,53% mensual, y COFINS fluctuando entre 3,12% y 7,07%, resultando en una carga tributaria total que oscila entre 32% y 38% del costo final. Paraguay, en contraste, aplica únicamente IVA del 10% sobre el consumo energético, eliminando la cascada tributaria y la complejidad administrativa. Esta diferencia evidencia realidades regulatorias y fiscales profundamente distintas entre ambos países, impactando directamente sobre la formación del precio final de la energía eléctrica para el consumidor. Además, la simplicidad tributaria paraguaya podría representar una ventaja competitiva importante en un eventual proceso de apertura del mercado eléctrico nacional, facilitando la comprensión y previsibilidad de los costos para los consumidores.

Esta diferencia de aproximadamente 22 a 28 puntos porcentuales en la carga fiscal explica por qué los valores finales brasileños incluyen entre 11.260,70 R\$ y 193.608,60 R\$ anuales solo en tributos sobre la componente TE, mientras que Paraguay registra 11.260,70 R\$ en tributos totales para todas las componentes. La complejidad tributaria brasileña no solo incrementa costos directos, sino que también genera volatilidad adicional y requiere mayor capacidad técnica para gestión fiscal. Asimismo, el cálculo y control permanente de las variaciones tributarias representan un desafío operativo relevante para los consumidores insertados en el ACL brasileño.

La experiencia brasileña demuestra que la migración al ACL genera economías sustanciales (promedio 40% trimestral) incluso en presencia de elevada complejidad tributaria y regulatoria, sugiriendo que un mercado libre paraguayo podría alcanzar o superar estos beneficios dada su estructura tarifaria más simple. Sin embargo, la estabilidad excepcional del sistema regulado paraguayo (0,09% de variabilidad en puntos de equilibrio) contrasta con la volatilidad brasileña (7,58%), planteando interrogantes sobre si la liberalización mantendría esta estabilidad o introduciría mayor variabilidad de precios. En este contexto, resulta fundamental considerar no solamente el potencial de ahorro económico, sino también los posibles impactos asociados a la exposición del consumidor a un mercado más dinámico y competitivo.

La diferencia en puntos de equilibrio (promedio de 447,10 R\$/MWh en Brasil versus 90,74 R\$/MWh en Paraguay) indica que los precios competitivos en un hipotético ACL paraguayo deberían situarse en rangos significativamente menores, requiriendo estructuras de costos y márgenes comerciales adaptadas a la realidad tarifaria local. Esto implica que eventuales agentes comercializadores deberían operar con estrategias comerciales más ajustadas y eficientes para

garantizar competitividad dentro del mercado paraguayo.

Las Tablas 25 y 26 presentan de forma resumida los principales indicadores económicos obtenidos para los cuatro escenarios analizados: Brasil en Ambiente de Contratación Regulada (ACR), Brasil en Ambiente de Contratación Libre (ACL), Paraguay en escenario regulado equivalente (ANDE Categoría 412) y Paraguay en escenario hipotético de mercado libre. Los indicadores financieros considerados (VPL, TIR y Payback) fueron calculados para un horizonte de cinco años, utilizando una TMA del 12% y una inversión inicial estimada de R\$ 40.000. Estos indicadores permiten comparar de manera objetiva la viabilidad económica de cada alternativa de contratación, facilitando el análisis de rentabilidad y recuperación de la inversión en los distintos contextos evaluados. Asimismo, los resultados obtenidos contribuyen a identificar cuáles escenarios presentan mejores condiciones financieras para el consumidor, considerando tanto el nivel de ahorro como la estabilidad económica proyectada.

Tabla 25 – Indicadores económicos y costos comparativos por escenario

Item	Brasil – ACR	Brasil – ACL	Paraguay – Ambiente Regulado	Paraguay – ACL (hipotético)
	—	<i>Trimestral Largo plazo</i>	—	<i>Trimestral Largo plazo</i>
Consumo anual (kWh)	1.484.256	1.484.256	1.484.256	1.484.256
Costo anual total (R\$)	R\$ 964.770	R\$ 579.831 <i>R\$ 736.054</i>	R\$ 271.998	R\$ 161.235 <i>R\$ 201.420</i>
Costo medio (R\$/MWh)	R\$ 649,9/MWh	R\$ 390,6/MWh <i>R\$ 495,9/MWh</i>	R\$ 183,2/MWh	R\$ 108,6/MWh <i>R\$ 135,7/MWh</i>
Punto de equilibrio tarifario	<i>Método simpl.:</i> R\$ 447,10/MWh <i>Método refi.:</i> R\$ 497,92/MWh	—	<i>Método simpl.:</i> R\$ 90,74/MWh <i>Método refi.:</i> R\$ 138,38/MWh	—

Fuente: Elaboración propia, con base en las Tablas 14, 23 y los resultados de las secciones 5.2, 5.3 y 3.4.3. Consumo anual estimado a partir del costo mensual promedio del ACR. Los valores del ACL corresponden a: 1ª línea = contrato trimestral (energía incentivada); 2ª línea = contrato de largo plazo.

Tabla 26 – Economías y viabilidad financiera, Brasil vs Paraguay

Item	Brasil – ACR	Brasil – ACL	Paraguay – Ambiente Regulado	Paraguay – ACL (hipotético)
	<i>(referencia)</i>	<i>Trimestral Largo plazo</i>	<i>(referencia)</i>	<i>Trimestral Largo plazo</i>
Economía absoluta anual (R\$)	—	R\$ 384.939/año <i>R\$ 228.716/año</i>	—	R\$ 110.762/año <i>R\$ 70.578/año</i>
Economía porcentual (%)	—	39,86% <i>23,67%</i>	—	40,74% <i>26,05%</i>
VPL — 5 años (TMA 12% a.a.)	—	R\$ 1.326,369 <i>R\$ 763.014</i>	—	R\$ 337.825 <i>R\$ 192.887</i>
TIR (% a.a.)	—	>900% <i>>500%</i>	—	261% <i>160%</i>
Payback descontado	—	~2 meses <i>~3 meses</i>	—	~5 meses <i>~8 meses</i>

Fuente: Elaboración propia, con base en las Tablas 14, 23 y Tablas S2-S3 (sección 3.4.3). $I_0 = R\$ 40.000$; costo recurrente gestora = R\$ 6.000/año; TMA = 12% a.a.; n = 5 años. 1ª línea = contrato trimestral; 2ª línea = contrato de largo plazo.

Los resultados consolidados en las tablas anteriores confirman que la migración al mercado libre es económicamente viable y financieramente muy atractiva en ambas jurisdicciones. Los porcentajes de ahorro son notablemente similares ($\approx 40\%$ en contratos trimestrales), aunque los valores absolutos difieren debido a la mayor base tarifaria brasileña ($3,55\times$ superior a la paraguaya). Los indicadores financieros, en particular el período de retorno inferior a un semestre en todos los escenarios, evidencian que los costos de transición son marginales frente a los beneficios acumulados, reforzando la solidez de las conclusiones del estudio.

CONCLUSIONES

El presente trabajo analizó comparativamente la migración al Ambiente de Contratación Libre (ACL) en Brasil y Paraguay, articulando dimensiones técnicas, regulatorias y económicas a partir de un caso real de un consumidor comercial A4 (260 kW, Foz de Iguazú).

Los resultados confirman la viabilidad económica de la migración en ambos países, aunque sustentada por lógicas opuestas: en Brasil, como mecanismo de escape de un sistema regulado oneroso y volátil; en Paraguay, paradójicamente, gracias a la estabilidad y bajo costo estructural de su sistema regulado. Los porcentajes de ahorro son sorprendentemente similares —39,86% y 40,74% trimestral, respectivamente—, pero los valores absolutos difieren de forma sustancial dado que la base tarifaria brasileña es 3,55 veces superior.

La validación metodológica del break-even tarifario arrojó puntos de equilibrio de R\$ 447,10/MWh (Brasil) frente a R\$ 90,74/MWh (Paraguay), una brecha de 4,93 veces que refleja las diferencias estructurales entre ambos mercados y que, paradójicamente, facilita la viabilidad económica paraguaya. Los indicadores financieros —TIR superior al 900% en Brasil y payback inferior a cinco meses en Paraguay para una inversión de R\$ 40.000— confirman la rentabilidad en ambos contextos.

El diferenciador más significativo es el sistema tributario: la carga fiscal brasileña del 32–38% contrasta con el IVA paraguayo fijo del 10%, explicando en gran medida la brecha absoluta de costos y la menor volatilidad del punto de equilibrio paraguayo (0,09% frente al 7,58% brasileño).

En conjunto, el estudio ofrece a los reguladores paraguayos tres insumos concretos: un umbral tarifario de referencia para evaluar precios competitivos en un eventual ACL interno; evidencia cuantitativa de que el segmento de 100–300 kW es económicamente viable como primera oleada de consumidores libres; y la confirmación de que la estabilidad del sistema regulado actual es un activo estratégico que debe preservarse en el diseño del nuevo marco regulatorio.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- ABRACEEL – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA. **Cartilha do consumidor livre de energia**. [S.l.]: ABRACEEL, 2019.
- ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD (ANDE). **Pliego de tarifas N° 21**. Asunción: ANDE, 2017. Modificada por Resolución P/N° 49888, de 26 de noviembre de 2024.
- ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD (ANDE). **Memoria anual 2021**. Asunción: ANDE, 2022.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 3. ed. Brasília: ANEEL, 2008.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Homologatória nº 2.888/2021**: bandeira tarifária escassez hídrica. Brasília: ANEEL, 2021.
- BACON, R. W.; BESANT-JONES, J. E. Global electric power reform, privatization, and liberalization of the electric power industry in developing countries. **Annual Review of Energy and the Environment**, v. 26, n. 1, p. 331–359, 2001.
- BORGES, F. Q. Organizações do setor elétrico brasileiro: um breve estudo sobre suas dificuldades diante da sustentabilidade. **Revista dos Mestrados Profissionais**, v. 4, p. 235–252, 2015.
- CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Proposta conceitual para abertura do mercado livre de energia elétrica**. [S.l.]: CCEE, 2021.
- CARDOSO, M. V. B.; ROCHA, J. F. Estudo de viabilidade na migração para o mercado livre de energia. **Uningá Review Journal**, v. 29, n. 1, p. 37–46, 2017.
- DADALD, M. P.; COSTA, A. M. A. O que esperar da modernização do setor elétrico? **ABRACEEL Blog**, 2019. Disponível em: <https://abraceel.com.br/blog/2019/05/o-que-esperar-da-modernizacao-do-setor-eletrico/>. Acesso em: mar. 2024.
- EMBRASUL. Energia elétrica no Brasil: história, conquistas e desafios. **Embrasul**, 2025. Disponível em: <https://www.embrasul.com.br/es/post/energia-elétrica-no-brasil-história-conquistas-e-desafios>. Acesso em: jan. 2025.
- FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DE SÃO PAULO (FIESP). **Mercado livre de energia elétrica**. São Paulo: FIESP, 2017.
- FERNÁNDEZ, F. et al. Análisis multi-criterio sobre la valoración de la energía eléctrica de Itaipú en el mercado eléctrico brasileño. Asunción: Grupo de Investigación en Sistemas Energéticos (GISE), Universidad Nacional de Asunción, 2016.
- GRUPO DE INVESTIGACIÓN EN SISTEMAS ENERGÉTICOS – UNIVERSIDAD NACIONAL DE ASUNCIÓN (GISE-UNA). **Boletín sobre energía y desarrollo Paraguay 2023**. Asunción: GISE/UNA, 2023.

HUNT, S.; SHUTTLEWORTH, G. **Competition and choice in electricity**. New York: John Wiley & Sons, 1996.

MARTIGNAGO, R. A.; LORANDI, J. A.; FREITAS, M. M. Os custos de energia elétrica das empresas de Santa Catarina e a viabilidade econômica de migração para o ambiente de contratação livre. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE CUSTOS, 24., 2017, Florianópolis. **Anais [...]** Florianópolis: CBC, 2017.

MARTINS, A. C.; SANTOS, R. P. Barriers to entry in the Brazilian free electricity market: an analysis of medium-sized consumers. **Energy Economics**, v. 84, p. 104521, 2019.

MINISTERIO DE OBRAS PÚBLICAS Y COMUNICACIONES (MOPC). **Plan Nacional de Desarrollo del Sector Eléctrico 2019–2023**. Asunción: Gobierno de Paraguay, 2019.

POLLITT, M. The role of policy in energy transitions: lessons from the energy liberalisation era. **Energy Policy**, v. 134, p. 110868, 2019.

RIZKALLA, F. F. **Migração para o mercado livre de energia**: estudo de caso do Centro de Tecnologia da UFRJ. 2018. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018.

RODRIGUES JUNIOR, F. M. et al. Analysis of migration to the Brazilian free energy market based on statistical methods and artificial neural networks. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE INTELIGÊNCIA COMPUTACIONAL (SBIC), 2021. **Anais [...]** [S.l.]: SBIC, 2021.

ROVARIS, N. W. **Migração de consumidor com demanda inferior a 500 kW para o ambiente de contratação livre considerando o PLD horário**. 2021. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2021.

RUDNICK, H.; ZOLEZZI, J. M. Electric sector deregulation and restructuring in Latin America: lessons to be learnt and possible ways forward. **IEE Proceedings – Generation, Transmission and Distribution**, v. 148, n. 2, p. 180–184, 2001.

SANTOS, A. et al. Electricity market in Brazil: a critical review on the ongoing reform. **Energies**, v. 14, p. 2873, 2021. DOI: 10.3390/en14102873.

SILVA, E. C. L. **Migração para o ambiente de contratação livre**: estudo de caso de uma unidade consumidora com demanda abaixo de 500 kW. 2022. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Energia) – Universidade Federal da Integração Latino-Americana, Foz do Iguaçu, 2022.

TATEMOTO, K. A. **Energia incentivada**: uma análise integrada dos aspectos regulatórios, de comercialização e de sustentabilidade. 2013. Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2013.