



Cláusula de cesión de derecho de publicación de tesis/monografía

Yo... JOSE LUIS AGUILAR ARUQUIPA C.I. 2639106 LP
autor/a de la tesis titulada

PROPUESTA DE MECANISMO DE COMPENSACION DE EXCEDENTES DE ENERGIA
ELECTRICA, PARA SER APLICADO EN LA CENTRAL FOTOVOLTAICA DEL CAMPUS DE COTA COTA (IIE-UMSA)

mediante el presente documento de constancia de que la obra es de mi exclusiva
autoría y producción, que la he elaborado para cumplir con uno de los requisitos previos
para la obtención del título de

MAGISTER EN GESTION ESTRATEGICA DE ENERGIA-HIDROCARBUROS
Y ELECTRICIDAD

En la Universidad Andina Simón Bolívar, Sede académica La Paz.

1. Cedo a la Universidad Andina Simón Bolívar, Sede Académica La Paz, los derechos exclusivos de reproducción, comunicación pública, distribución y divulgación a partir de la fecha de defensa de grado, pudiendo, por lo tanto, la Universidad utilizar y usar esta obra por cualquier medio conocido o por conocer, siempre y cuando no se lo haga para obtener beneficio económico. Esta autorización incluye la reproducción total o parcial en formato virtual, electrónico, digital u óptico, como usos en red local y en internet.

2. Declaro que en caso de presentarse cualquier reclamo de parte de terceros respecto de los derechos de autor/a de la obra antes referida, yo asumiré toda responsabilidad frente a terceros y a la Universidad.

3. En esta fecha entrego a la Secretaría Adjunta a la Secretaria General sede Académica La Paz, los tres ejemplares respectivos y sus anexos en formato impreso y digital o electrónico.

Fecha. 31 de Marzo de 2022

Firma:



UASB
Universidad Andina Simón Bolívar
ORGANISMO ACADÉMICO DE LA COMUNIDAD ANDINA

UNIVERSIDAD ANDINA SIMÓN BOLÍVAR

SEDE ACADÉMICA LA PAZ

**PROGRAMA DE MAESTRÍA EN GESTIÓN ESTRATÉGICA DE
ENERGÍA – HIDROCARBUROS Y ELECTRICIDAD**

**“PROPUESTA DE MECANISMO DE COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES
DE ENERGÍA ELÉCTRICA, PARA SER APLICADO EN LA CENTRAL
FOTOVOLTAICA DEL CAMPUS DE COTA COTA (IIIE – UMSA)”**

**Tesis presentada para optar el Grado
Académico de Magister en Gestión
Estratégica de Energía–Hidrocarburos
y Electricidad**

MAESTRANTE: Ing. José Luis Aguilar Aruquipa

TUTOR: M.A. Fernando Escalante Carrasco

La Paz – Bolivia

Año 2022

DEDICATORIA

Este trabajo, lo dedico:

A mis queridos padres Luis Aguilar Ch. y Nieves Aruquipa V.

A mi querida esposa Marina Mamani.

A mis Hijos: Maeva, María José, Dylan Gael y en especial a María Belén que siempre me lleno de aliento al verla estudiar con entusiasmo y se decidió a seguir mis pasos en lo académico.

AGRADECIMIENTO

A Dios por permitirme estar con una salud física, mental y espiritual.

En especial al Lic. Fernando Escalante que siempre supo tomarse su tiempo para poder revisar mis avances con relación al presente trabajo.

A todos los Docentes de la MAESTRÍA EN GESTIÓN ESTRATÉGICA DE ENERGÍA - HIDROCARBUROS Y ELECTRICIDAD de la Universidad Andina Simón Bolívar por impartirme los tópicos más importantes, y de esta manera poder culminar el presente trabajo.

CONTENIDO

RESUMEN.....	i
1 INTRODUCCIÓN	1
2 ASPECTOS GENERALES.....	4
2.1 ANTECEDENTES.....	4
2.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	5
2.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	5
2.4 OBJETIVOS.....	6
2.4.1 OBJETIVO GENERAL.....	6
2.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	6
2.5 ALCANCE Y LIMITACIONES.....	6
3 MARCO TEÓRICO Y DEFINICIONES.....	7
3.1 ENERGÍA ELÉCTRICA	7
3.2 CARGA ELÉCTRICA	7
3.3 POTENCIA DEMANDADA	7
3.4 POTENCIA MÁXIMA.....	7
3.5 POTENCIA DE PUNTA.....	8
3.6 CURVA DE DEMANDA.....	8
3.7 CURVA DE GENERACIÓN SOLAR.....	8
3.8 BLOQUES HORARIOS.....	8
3.9 ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES.....	8
3.10 SISTEMA ELÉCTRICO CONVENCIONAL	9
3.11 GENERACIÓN DISTRIBUIDA	9
3.12 GENERACIÓN DISTRIBUIDA CON SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	10
3.13 AUTOCONSUMO	11
3.14 BALANCE NETO	11
3.14.1 BALANCE NETO SIMPLE.....	13
3.14.2 BALANCE NETO CON CRÉDITO.....	13
3.15 FACTURACIÓN NETA.....	14
4 GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA REGIÓN	15
4.1 EXPERIENCIA DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA REGIÓN... 15	
4.1.1. GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN CHILE	16

4.1.2.	GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN BRASIL	18
4.1.3.	GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN ARGENTINA	19
4.1.4.	GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN MÉXICO	20
1.1.5	GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN BOLIVIA	21
4.2	GENERACIÓN ELÉCTRICA FOTOVOLTAICA EN BOLIVIA.....	22
4.2.1	CENTRALES FOTOVOLTAICA INTEGRADAS AL SIN	23
4.2.2	GENERACIÓN DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA EN BOLIVIA	25
4.3	RESUMEN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LOS PAÍSES DE LA REGIÓN.....	27
5	ANÁLISIS Y RESULTADOS	28
5.1	PROPUESTA DE MECANISMO DE COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES APLICADO A LA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE COTA COTA 28	
5.1.1	ENERGÍA GENERADA POR LA CENTRAL FOTOVOLTAICA	28
5.1.2	ENERGÍA INYECTADA A DELAPAZ Y RECIBIDA DE DELAPAZ	29
5.1.3	ESTRUCTURA TARIFARIA APLICABLE POR PARTE DE DELAPAZ 30	
5.1.4	CALCULO DEL BALANCE NETO PARA EL CASO DE LA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE COTA COTA.....	32
5.1.5	CALCULO DE FACTURACIÓN NETA (NET BILLING) PARA EL CASO DE LA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE COTA COTA.....	37
5.2	RESULTADOS.....	39
6	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	40
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	43
	ANEXOS.....	45

RESUMEN EJECUTIVO

Bolivia está pasando por una etapa de transición en su matriz energética, por lo cual se está implementando centrales de Generación que inyectan energía al sistema Interconectado Nacional (SIN). Asimismo, se está realizando la implementación de Proyectos de Generación Distribuida en especial con sistemas fotovoltaicos.

Este estudio trata principalmente de realizar una comparación de dos mecanismos de compensación muy utilizados en países de la región, para este cometido se ha tomado como referencia 4 países, que actualmente están muy avanzados en cuanto se refiere a la Generación Distribuida, como es el caso de Chile, Brasil, Argentina y México, por orden de mayor participación en inversión en este tipo de sistemas, por lo tanto, tienen mayor experiencia.

Asimismo, se ha visto sus normativas con relación a la aplicación de estos mecanismos, también los límites de potencia que manejan, el periodo que utilizan en el mecanismo y el plazo máximo para realizar la compensación.

Posteriormente se realizó cálculos con diferentes mecanismos de compensación con los datos que se obtuvo de la central de generación distribuida fotovoltaica del campus de Cota Cota perteneciente a la UMSA, carrera de Ingeniería Eléctrica. Los datos que se obtuvo son de energía consumida e inyectada que se toman de un medidor bidireccional (**924817**), estos datos son desde mayo de 2018 hasta abril de 2019.

En los dos mecanismos más utilizados, se ha visto que el **Balance Neto** es el que tiene mayor beneficio para el generador, pero si se puede introducir unas variantes a la **Facturación Neta**, es posible que el mecanismo más atractivo para el generador sea este, esto principalmente se refiere a la variable (T_{cm}) precio de la energía mayorista en la ecuación (2).

Finalmente se emite una propuesta de mecanismo que puede ser aplicado a la central de Cota Cota.

Se recomienda que el análisis realizado sirva de respaldo a las normativas que emane el gobierno de Bolivia a través de sus entes responsables del sector energético.

LISTA DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1: ESQUEMA GENERAL DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA	10
GRÁFICO 2: GENERACIÓN DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA	11
GRÁFICO 3: ESQUEMA DE BALANCE NETO	12
GRÁFICO 4: RADIACIÓN SOLAR EN BOLIVIA	23
GRÁFICO 5: DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO DE COTA COTA	28

LISTA DE TABLAS

TABLA 1: CENTRALES ELÉCTRICAS FOTOVOLTAICAS CONECTADAS AL SIN	24
TABLA 2: GENERACIÓN DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA	26
TABLA 3: RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE MECANISMO DE COMPENSACIÓN UTILIZADOS Y NORMATIVA	27
TABLA 4: ENERGÍA INYECTADA Y RECIBIDA HA DELAPAZ	29
TABLA 5: BLOQUES DE ENERGÍA PARA EL MES DE ABRIL - 2019	30
TABLA 6: TARIFAS POR BLOQUE HORARIO MES DE ABRIL 2019	30
TABLA 7: ESTRUCTURA TARIFARIA MES DE ABRIL DE 2019	31
TABLA 8: APLICACIÓN DE FACTURACIÓN MENSUAL AL IMPORTE POR CONSUMO DE ENERGÍA	31
TABLA 9: TARIFAS POR BLOQUE HORARIO MES DE MAYO 2018	32
TABLA 10: BLOQUES DE ENERGÍA PARA EL MES DE MAYO 2018	33
TABLA 11: BALANCE NETO SIMPLE	34
TABLA 12: BALANCE NETO CON CRÉDITO	36
TABLA 13: FACTURACIÓN NETA (NET BILLING) APLICADO A LA CENTRAL DE COTA COTA	38
TABLA 14: COMPARACIÓN DE LOS MECANISMOS DE COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES DURANTE EL PERIODO DE ANÁLISIS MAYO/2018 – ABRIL/2019	39

1 INTRODUCCIÓN

En la actualidad a nivel mundial estamos viviendo una transformación en la matriz energética, esto quiere decir que los sistemas de generación de energía convencionales, están siendo cambiados por otro tipo de generación, como es el caso de la Generación con Energías Renovables No Convencionales.

Cuando hablamos de generación eléctrica en la que utilizan energías renovables no convencionales, entre los más utilizados están; la generación con centrales eléctricas Fotovoltaicas y Eólicas.

Estas centrales se conectan directamente al sistema interconectado de cada país, esto quiere decir que inyectan electricidad a las líneas de alta tensión.

En Bolivia las Grandes Centrales Eléctricas a partir de Energías Alternativas, son los de tipo fotovoltaico en primer lugar y los eólicos en segundo lugar, los mismos inyectan Energía Eléctrica al Sistema Interconectado Nacional (SIN), estos poseen mecanismos de remuneración especificados en el **Decreto Supremo Nº 2048** de julio de 2014.

Existen otro tipo de centrales eléctricas, Estas Centrales son Fotovoltaicas o Eólicas, por sus características se encuentran cerca a poblaciones urbanas e inyectan electricidad directamente a las líneas de media tensión o de baja tensión del sistema de distribución.

A este tipo de generación se la denomina **Generación Distribuida**.

En Bolivia tenemos Centrales de Generación Distribuida conectadas a la red de Distribución, las mismas ingresaron en operación a partir del año 2010 hasta el 2019, las potencias de estas centrales son desde los 2.7 kWp hasta los 315 kWp (<https://electronica.umsa.edu.bo/>).

Una de estas de Centrales Eléctricas es la Central Fotovoltaica de Cota Cota perteneciente a la UMSA, administrada por la Carrera de Ingeniería Eléctrica a través del Instituto de Investigaciones de Ingeniería Eléctrica (IIIE).

Esta central Fotovoltaica tiene una potencia instalada de 50 kW, básicamente está compuesta por 192 módulos de paneles fotovoltaicos distribuidos en 2 grupos (<https://electronica.umsa.edu.bo/>).

En el caso de esta Central en específico, no se percibe ninguna compensación por la energía excedente que inyecta a la red de Media Tensión de la empresa distribuidora DELAPAZ.

Los países de la región tienen varios mecanismos de apoyo a la Generación Distribuida, con el objeto de promocionar el autoconsumo con fuentes renovables, para este cometido, subvencionan este tipo de generación, utilizan métodos de compensación a la energía eléctrica que se inyecta a la red.

En países de la región se utilizan generalmente 2 mecanismos para el caso de Generación Distribuida con sistemas Fotovoltaicos, uno es el **BALANCE NETO (NET METERING)** y el otro la **FACTURACIÓN NETA (NET BILLING)**, es evidente que ambos mecanismos pueden tener sus variantes. Para nuestro caso en especial vamos a realizar la comparación de estas dos mecanismos y variantes.

Es necesario realizar este estudio sobre estos métodos de remuneración y finalmente proponer un mecanismo de compensación de excedentes para el caso en específico de la Central fotovoltaica de Cota Cota de la UMSA para que pueda servir de base para una negociación con la empresa distribuidora de electricidad DELAPAZ.

En fecha 24 de marzo de 2021, se ha promulgado el Decreto Supremo N° 4477, cuyo objeto es establecer condiciones generales para normar la actividad de Generación Distribuida en los sistemas de distribución de energía eléctrica.

El artículo 5 del Decreto Supremo No 4477, establece que el Ente Regulador del sector eléctrico establecerá mediante Resolución Administrativa, el mecanismo de Retribución por la Energía Inyectada a la Red de Distribución, considerando los siguientes criterios:

- a) El desarrollo del mercado eléctrico;
- b) Las categorías de consumo;

c) La energía consumida por el Generador Distribuido;

d) La Energía Inyectada a la Red de Distribución.

Además, establece que, para efectos de aplicación del mecanismo de Retribución por la Generación Distribuida, el Ente Regulador del sector eléctrico aplicará un costo mínimo que debe ser equivalente al costo mínimo vigente de la energía producida en el Sistema Interconectado Nacional y un máximo que equivale al costo final de distribución, que se aplicará en función al balance entre el consumo y la energía horaria inyectada a la Red de Distribución (DS N°4477, 2021).

La presente investigación resulta perfectamente oportuna, puesto que establece el análisis de 3 opciones como mecanismo de retribución para que puedan ser consideradas por el Ente Regulador para reglamentar el Decreto Supremo No 4477.

2 ASPECTOS GENERALES

2.1 ANTECEDENTES

El 23 de marzo de 2018 entra en operación la Central Fotovoltaica (FVU) que se encuentra instalada en el Campus de Cota Cota de la Universidad Mayor de San Andrés (<https://electronica.umsa.edu.bo/>).

Actualmente la central fotovoltaica está siendo administrada por la Carrera de Ingeniería Eléctrica a través del Instituto de Investigaciones de Ingeniería Eléctrica (IIIE).

Uno de los problemas que actualmente cuenta, es que la Central Fotovoltaica, **no percibe ninguna compensación por la energía inyectada a la red de distribución** de la distribuidora de energía eléctrica DELAPAZ.

En fecha 24 de marzo de 2021, se ha promulgado el Decreto Supremo N° 4477, cuyo objeto es establecer condiciones generales para normar la actividad de Generación Distribuida en los sistemas de distribución de energía eléctrica.

El artículo 5 del Decreto Supremo No 4477 (DS N°4477, 2021), establece que el Ente Regulador del sector eléctrico establecerá mediante Resolución Administrativa, el mecanismo de Retribución por la Energía Inyectada a la Red de Distribución, considerando los siguientes criterios:

- a) El desarrollo del mercado eléctrico;
- b) Las categorías de consumo;
- c) La energía consumida por el Generador Distribuido;
- d) La Energía Inyectada a la Red de Distribución.

Además, establece que, para efectos de aplicación del mecanismo de Retribución por la Generación Distribuida, el Ente Regulador del sector eléctrico aplicará un costo mínimo que debe ser equivalente al costo mínimo vigente de la energía producida en el Sistema Interconectado Nacional y un máximo que equivale al costo final de distribución, que se aplicará en función al balance entre el consumo y la energía horaria inyectada a la Red de Distribución (DS N°4477, 2021).

La presente investigación resulta perfectamente oportuna, puesto que establece el análisis de 3 opciones como mecanismo de retribución para que puedan ser consideradas por el Ente Regulador para reglamentar el Decreto Supremo No 4477.

2.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

¿Cuál es la mejor propuesta de compensación por excedentes inyectados a la red de distribución que se puede aplicar a la Central Fotovoltaica instalada en el campus de Cota Cota?

2.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

En la actualidad debido a la demanda de energía eléctrica requerida por los usuarios finales de las empresas distribuidoras, hace que se busquen nuevas opciones de generación eléctrica, como es el caso de la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos.

Con este estudio se ve dos de los mecanismos de compensación de excedentes que se aplican en sistemas de generación distribuida, en países de la región.

Las centrales fotovoltaicas de Generación Distribuida, son una opción atractiva, es por eso que nos hemos de concentrar en estas, como es el caso de la central fotovoltaica de Cota Cota.

Con relación al marco normativo para este tipo de sistemas de Generación Distribuida en Bolivia, aún no se ha generado el marco normativo que regule un mecanismo de compensación por la inyección de excedentes.

Es necesario realizar un análisis al caso de la compensación de excedentes, mismo que servirá como aporte en la componente económica desde el punto de vista del consumo de energía para ver si es posible disminuir el monto que factura la empresa DELAPAZ por concepto de energía neta consumida durante un mes.

2.4 OBJETIVOS

2.4.1 OBJETIVO GENERAL

Proponer un mecanismo de compensación de excedentes de energía eléctrica inyectada para ser aplicado en la Central Fotovoltaica de Generación Distribuida de Cota Cota, que permita reducir el costo por facturación de energía eléctrica por parte de la empresa distribuidora DELAPAZ.

2.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Para lograr el objetivo general se considera cumplir con los siguientes objetivos específicos:

- Analizar normativas de países de la región que mayor representatividad y experiencia tienen en la aplicación de mecanismos de compensación de excedentes de energía en sistemas de Generación Distribuida Fotovoltaica.
- Realizar estimaciones con los esquemas anteriores, el mismo que permitirá observar la reducción de la factura de energía eléctrica.
- Establecer una propuesta de mecanismo de remuneración para su aplicación en la central fotovoltaica de Cota Cota.

2.5 ALCANCE Y LIMITACIONES

Con las mediciones de consumo e inyección de energía eléctrica del sistema eléctrico, el cual nos proporciona el medidor de energía bidireccional (924817) de la empresa distribuidora de electricidad DELAPAZ, desde el mes de mayo de 2018 hasta abril de 2019, se realizarán cálculos de cargo de energía, utilizando mecanismos de compensación aplicados a la Central Fotovoltaica de Cota Cota.

Para realizar la comparación de mecanismo de compensación, en el cálculo de los cargos de la facturación, solo se utilizará cargo por energía y no se tomará en cuenta los cargos por; aseo urbano, alumbrado público y bajo factor de potencia.

En el presente estudio solo se realiza análisis de generación fotovoltaica, se excluyen la generación eléctrica con otras fuentes de energía no convencionales.

La categoría de demanda que se estudiara en el presente proyecto es General Grandes Demandas Media Tensión, (Superintendencia de Electricidad, Res. N° 162/2001, 2001).

3 MARCO TEÓRICO Y DEFINICIONES

3.1 ENERGÍA ELÉCTRICA

La energía eléctrica se produce gracias al movimiento de electrones en un generador eléctrico, su unidad en el sistema internacional es el Joule, pero el más utilizado en la jerga eléctrica es el kWh.

3.2 CARGA ELÉCTRICA

La carga desde el punto de vista de Sistemas de Distribución, es la parte del sistema que convierte la energía eléctrica que proviene de una fuente, en otra forma de energía que podría ser en energía mecánica en el caso de motores eléctricos o en forma de calor en el caso de resistencias eléctricas.

3.3 POTENCIA DEMANDADA

En redes de distribución eléctrica la demanda por lo general se mide en potencia eléctrica y su unidad utilizada habitualmente es kW, medida en intervalos de tiempo especificados, esta potencia es la necesita la carga para poder funcionar, el intervalo del tiempo a la que nos referimos se denomina ***intervalo de demanda***, y su representación en forma gráfica es indispensable para determinar un valor de demanda en específico.

3.4 POTENCIA MÁXIMA

Es la demanda máxima de potencia en kW, integrada de 15" consecutivos de registro, que se produce durante un periodo determinado, en cada punto de suministro y en el respectivo nivel de tensión.

3.5 POTENCIA DE PUNTA

Es la demanda máxima de potencia en kW, integrada de 15" consecutivos de registro, que se produce durante un periodo correspondiente al Bloque Alto o de punta, en cada punto de suministro y en el respectivo nivel de tensión.

3.6 CURVA DE DEMANDA

Es el consumo de energía de una carga determinada en un determinado intervalo de tiempo. La curva de demanda es un gráfico de potencia de la carga en kWh versus el tiempo, los intervalos de tiempo pueden ser de un día, una semana, un mes por lo general.

3.7 CURVA DE GENERACIÓN SOLAR

Es la generación de energía eléctrica por parte del sistema fotovoltaico en un determinado intervalo de tiempo. La curva de generación es un gráfico de potencia kWh versus el tiempo, los intervalos de tiempo pueden ser de un día, una semana, un mes por lo general.

3.8 BLOQUES HORARIOS

Para fines de facturación, en aplicación de la norma para la aplicación de tarifas de distribución SSDDE N° 162/01, el CNDC ha definido los siguientes bloques (Superintendencia de Electricidad, Res. N° 162/2001, 2001):

Bloque Bajo (BB): 00:00 – 07:00

Bloque Medio (BM): 07:00 – 18:00 y 23:00 – 24:00

Bloque Alto o de Punta (BA): 18:00 – 23:00

3.9 ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

Energía que proviene de recursos naturales inagotables, como ser la energía solar y eólica principalmente.

3.10 SISTEMA ELÉCTRICO CONVENCIONAL

Los sistemas eléctricos se basaron básicamente en las fuentes de energía convencionales, para poder convertirlos en energía eléctrica, en centrales eléctricas de conversión.

Como principal energético primario tenemos los obtenidos de combustibles fósiles, también se utiliza la altura del agua para aprovechar su potencial energético en centrales hidroeléctricas, el ser humano se basó hasta la actualidad en un modelo energético que sigue una cadena en el orden siguiente: generación, transporte, distribución y consumo de la energía eléctrica.

3.11 GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Existen una variedad de definiciones de la Generación Distribuida, a continuación, vemos algunas más importantes:

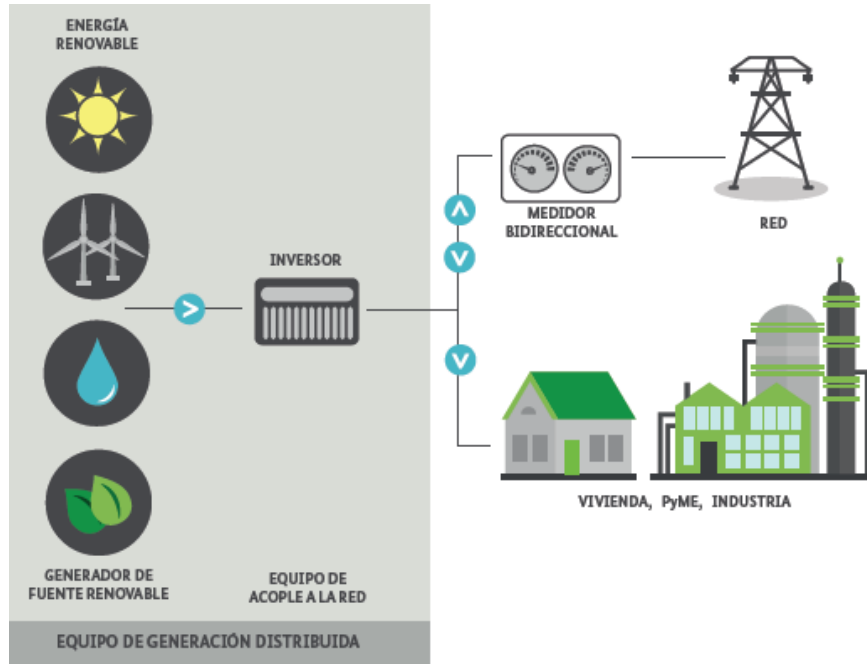
La Agencia Internacional de Energía (EIA) define a la Generación Distribuida como los sistemas de generación que sirven a un usuario en el sitio o que alimenta una red de unidades de consumo y que se conecta a la red pública de distribución a los voltajes corrientes de distribución.

Según la IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineers), la generación distribuida es aquella energía eléctrica producida por instalaciones de menor tamaño que las actuales grandes centrales de generación, de manera que se puedan conectar en cualquier punto del sistema eléctrico.

Desde mi punto de vista una definición más corta sería; la producción de energía eléctrica mediante un conjunto de unidades de energía renovable no convencionales instalados cerca del lugar de consumo y conectadas directamente a la red de distribución de la empresa concesionaria de energía.

Gráfico 1:

Esquema general de la Generación Distribuida



Nota: <http://www.argentina.gob.ar/energía/generación-distribuida>

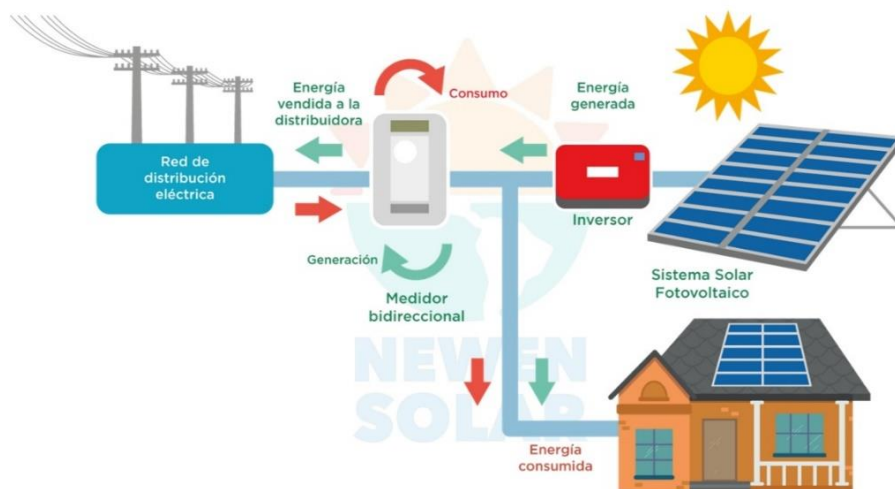
3.12 GENERACIÓN DISTRIBUIDA CON SISTEMA FOTOVOLTAICO

Un sistema fotovoltaico conectado a la red está compuesto por un área extensa según la cantidad de energía eléctrica que se requiera satisfacer, y un sistema inversor electrónico que opera en paralelo con la red eléctrica convencional. Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red pueden tener una gama de aplicaciones las cuales pueden ir desde centrales de gran tamaño hasta pequeñas centrales.

La diferencia con el sistema fotovoltaico autónomo es que no utiliza un sistema de acumulación de energía, ya que la energía producida es consumida para satisfacer la demanda de energía y en el caso de que no se cubra la demanda con el sistema fotovoltaico se utiliza la energía de la red.

Gráfico 2:

Generación Distribuida Fotovoltaica



Nota: <https://newsolar.cl/taller-n1-energia-solar-fv-aplicada-hasta-10-kw/>

3.13 AUTOCONSUMO

El autoconsumo se basa en que los propios consumidores puedan producir su propia energía mediante pequeñas instalaciones situadas en el punto de consumo.

Se trata de un tipo de instalaciones muy adecuadas para el aprovechamiento de las energías renovables, fotovoltaica y eólica principalmente. Así los consumidores pasan a ser propietarios de las unidades de producción.

3.14 BALANCE NETO

Se define la modalidad de suministro de Balance Neto como aquel sistema de compensación de excedentes de energía de manera mensual (instantánea) o diferida, que permite a los productores producir individualmente la energía para su propio consumo para compatibilizar su curva de producción con su curva de demanda. Este sistema es especialmente interesante para las instalaciones de generación de energía eléctrica con fuentes renovables no gestionables¹, como eólica o solar, ya que les permite adecuar su producción al consumo sin necesidad de acumulación. Con este sistema, si la demanda es

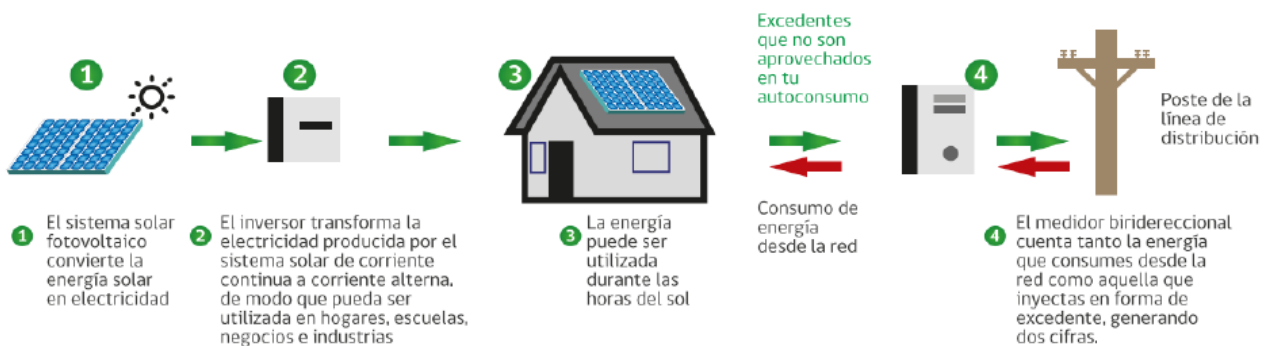
¹ No gestionable, quiere decir que el recurso energético es intermitente por lo que no se puede predecir

superior a la producción, se importa energía de la red, y cuando la demanda sea inferior a la producción, se exporta energía a la red.

El principio de funcionamiento es simple, el propietario de un inmueble puede disponer de un sistema de energía propio y también puede recibir energía eléctrica desde la red pública; el excedente de energía que pudiera tener, se entrega al sistema eléctrico para el uso futuro o venta, todo esto registrado en un medidor de tipo bidireccional que censa estos valores. El Gráfico 4 muestra el esquema Balance Neto.

Gráfico 3:

Esquema de Balance Neto



Nota: Ministerio de Energías, Ley 20571, Santiago de Chile 2014

El Balance Neto se basa en la ecuación

$$\text{Fact}_{\text{NM}} = (E_c - E_i) \cdot T_r \quad (1)$$

Donde:

- E_c : Energía consumida de la red de distribución
- E_i : Energía inyectada a la red de distribución por parte del usuario
- T_r : Es el costo de la energía por parte del distribuidor

3.14.1 BALANCE NETO SIMPLE

Esta forma de Balance Neto consiste en que el medidor bidireccional contabiliza la energía eléctrica que consume la red de distribución cuando la generación fotovoltaica no sustituye la necesidad del cliente y cuando el sistema cubre la demanda requerida además de tener un excedente que el sistema inyecta energía a la red, durante un periodo de tiempo que generalmente es mensual.

Por lo que tendremos dos escenarios al realizar la comparación entre lo consumido de la red y lo inyectado a la red.

Cuando la energía consumida de la red es mayor que la energía que se inyecta, en este caso se entenderá que el sistema fotovoltaico no ha podido generar lo necesario para atender la carga del cliente, por lo que la carga ha consumido energía de su propio sistema, pero también parte de la energía requerida se ha obtenido de la red, entonces el cliente solo deberá pagar la energía requerida.

Cuando la energía inyectada a la red es mayor a la consumida, en este caso se tiene excedente, por lo que la empresa distribuidora de electricidad no pagara por esta energía, pero el cliente ya no tiene que pagar por el consumo de energía por que el sistema sustituye toda su demanda.

3.14.2 BALANCE NETO CON CRÉDITO

En el caso anterior cuando la energía consumida es mayor a la inyectada a la red, es razonable que el cliente tenga que pagar por la cantidad de energía consumida de la red. Pero que sucede cuando la energía inyectada es mayor a la consumida, suena injusto que el cliente no perciba una compensación por esta, entonces podemos hablar de una segunda variante del Balance Neto.

El excedente generado por el sistema e inyectada a la red puede ser descontada dentro de un numero de periodos de facturación, establecido por la empresa distribuidora, es decir es como un crédito de energía, que el cliente pueda utilizar para reducir el pago del siguiente mes de facturación o el mes que lo necesite, es decir el excedente se acumula a favor del cliente.

3.15 FACTURACIÓN NETA

Facturación Neta o Net Billing, es un sistema que permite a usuarios **residenciales o generales**, generar energía para autoconsumo, y en el caso que se genere excedentes de energía se permite inyectar a la red y recibir un pago por la energía inyectada.

Para que un usuario se someta al sistema de Net Billing es necesario que su instalación de generación de energía eléctrica use fuentes de energías renovables no convencionales, además que la instalación cumpla con todas las exigencia y requisitos que se dispongan en el reglamento y normativa establecida en cada país.

El precio de la energía inyectada a la red tendrá el mismo precio que la energía suministrada por la empresa distribuidora. Esta remuneración por la energía inyectada a la red será descontada en la factura del mes correspondiente; cuando existe un remanente a favor del usuario este será descontado en el mes siguiente

El Net Billing se basa en la ecuación:

$$\text{Fact}_{\text{NB}} = E_c \cdot T_r - E_i \cdot T_{\text{cm}} \quad (2)$$

Donde:

- Ec : Energía consumida de la red de distribución
- Ei : Energía inyectada a la red de distribución
- Tr : Es el costo de la energía por parte del distribuidor
- Tcm: Es el costo de la energía mayorista

Cabe notar que este mecanismo de compensación es solamente una variante del esquema Balance Neto.

4 GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA REGIÓN

4.1 EXPERIENCIA DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA REGIÓN

Es importante notar que el cambio de matriz energética no solamente se está dando a nivel mundial, también se puede apreciar en los países de la región.

Una nota que realiza la página web de energía limpia, destaca que entre los países más atractivos de la región para la inversión en energías renovables están: Chile, Brasil, Argentina y México (<http://www.energialimpiaparatodos.com>, 2020).

El informe más reciente sobre el sector de renovables publicado por RECAI (Renewable Energy Country Attractiveness Index)² destaca un moderado reacomodo de los mercados más atractivos para las inversiones en energía limpia en América Latina. El ranking ubica a Chile, Brasil, Argentina y México como los países más atractivos para invertir en energía limpia principalmente eólica y solar en Latinoamérica

Chile ocupa el puesto número uno en América Latina y el 13avo a nivel mundial. Su liderazgo se mantiene incólume³ el país es uno de los principales líderes en materia de marco jurídico de inversiones energéticas y sigue dinámico en energía solar y la movilidad eléctrica.

Brasil ha escalado con éxito tres posiciones teniendo un mayor dinamismo en energía solar y escalando del 19 al 16 en el ranking mundial y es el segundo a nivel de América Latina.

Argentina retrocedió 7 puestos para posicionarse en el puesto número 18. Datos de Energía Limpia XXI confirman que en 2018 el país registró 102 nuevos proyectos, 19 en operación comercial y 83 proceso de construcción. En números: 3.7 GW de nueva potencia, 5.200 millones de dólares de inversión directa y 7.300 nuevos empleos al cierre de 2018.

Por otro lado, México se ubica en el puesto número 25 a nivel mundial y cuarto en América Latina. El país que tiene un alto potencial para las renovables ha salido del top 10

² Índice de atractivo de país de energías renovables

³ Que no ha sufrido daños

mundial del índice atractivo para inversiones renovables (<http://www.energialimpiaparatodos.com>,2020).

4.1.1. GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN CHILE

El caso de Chile es destacable, pues pese a la reciente entrada en vigor de su regulación de balance neto (2014), en los dos primeros años se han aprobado más proyectos de autoconsumo que en países como México o Uruguay, este último con un total acumulado superior a 8 MW. A 31 de enero de 2017 se habían registrado en Chile 828 instalaciones por un total de 5,89 MW. El éxito es, en parte, fruto del excelente monitoreo, reporte y evaluación de la regulación de autoconsumo por parte del gobierno de Chile. La reciente simplificación de los procesos administrativos para proyectos de menor capacidad y de viviendas multifamiliares es un ejemplo de la adaptación de la regulación a las condiciones de mercado en función de las lecciones aprendidas. (<https://www.factorco2.com/>)

Chile ha desarrollado un plan estratégico llamado Energía 2050 para definir su sector energético en el largo plazo. Energía 2050 se sustenta en cuatro pilares: seguridad y calidad de suministro, energía como motor de desarrollo, compatibilidad con el medio ambiente y educación energética. Sobre estas bases, deben desarrollarse las diversas medidas y planes de acción planteados hasta el año 2050. Esta visión, obedece a un enfoque sistémico, impulsado por el gobierno y participado por el sector privado y la sociedad civil (Factor, 2017, página 23).

Chile comienza su recorrido en el desarrollo de un modelo de Generación Distribuida con fuentes de Energías Renovables con posibilidad de inyección a la red en el año 2012. Esto fue posible mediante la sanción de la Ley 20.571, denominada Ley de Generación Distribuida o Ley de Net Billing.

Esta norma, que entra en vigencia el 22 de octubre de 2014, establece el derecho al auto abastecimiento del consumo eléctrico a los denominados clientes regulados (hogares, escuelas, negocios, etc.) por medio de equipos de generación propia posibilitando la inyección de excedentes de energía a la red eléctrica, recibiendo una compensación económica por ello bajo el esquema de Net Billing. El Net Billing crea un valor neto producto de la diferencia entre el valor de la energía consumida y de la inyectada siendo este último

equivalente al valor del precio base al cual las empresas distribuidoras venden a sus clientes regulados (sin considerar costos por servicio), (Ochoa Di Masi, 2018, página 31).

Chile ha adoptado diferentes modalidades que se enmarcan dentro del concepto de Generación Distribuida. Entre ellas se distinguen las siguientes:

- ❖ Las conexiones que se realizan en el marco de la ley 20.571 (ley de interés en el desarrollo del presente trabajo) que en principio se limitaban a proyectos de 100 kW. La reciente modificación ha incrementado el límite a 300 kW de potencia instalada.
- ❖ Proyectos para autoabastecimiento de energía eléctrica de consumidores finales que no inyectan excedentes a la red de distribución.
- ❖ Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD). Este segmento está vinculado a los medios de generación cuyos excedentes de potencia son menores o iguales a 9 MW y se encuentran conectados a redes de media tensión de una empresa de distribución, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público.

A lo largo del año 2017, todas las modalidades enunciadas anteriormente han evidenciado un crecimiento sostenido en el mercado chileno. Si se analiza puntualmente la modalidad de Net Billing, el incremento se tornó más notorio a partir del año 2017. El número de instalaciones declaradas ante la SEC⁴, a diciembre de 2017, ascendía a 2000 lo que equivale a 12 MW de potencia instalada.

El pasado diciembre de 2017, la Comisión de Energía del Senado en Chile aprobó una modificación de la Ley de Generación Distribuida. La modificación introduce una ampliación del límite de potencia a instalar de 100 kW a 300 kW, permitiendo la incorporación de potenciales clientes comerciales, industriales, hospitales, etc. que se veían limitados por la potencia anterior (Ochoa Di Masi, 2018, página 33).

⁴ Superintendencia de Electricidad y combustibles

4.1.2. GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN BRASIL

Es en la región el país con mayor inyección de energía limpia a la red eléctrica a partir de la generación distribuida. Cuenta desde el año 2012 con la Resolución Normativa N° 482/2012 de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) que establece las condiciones para el acceso de micro y mini generadores distribuidos a la red de distribución de energía eléctrica bajo el régimen de facturación conocido como balance neto. Aunque las primeras instalaciones comenzaron en 2012, luego de unas mejoras en el modelo, las adhesiones crecieron notablemente, cuadruplicándose entre los años 2014 y 2016. Los incentivos en Brasil son aún mayores que en Uruguay y Chile.

Desde el 17 de abril de 2012, cuando entró en vigencia la resolución normativa de ANEEL N° 482/2012, el consumidor brasileño puede generar su propia energía eléctrica a partir de fuentes renovables o cogeneración calificada, e inclusive volcar su excedente a la red de distribución de su localidad (Ochoa Di Masi, 2018, página 22).

En el año 2015, ANEEL generó una revisión de esta normativa publicando una nueva resolución N°687/2015, con el objetivo de reducir los costos y los tiempos de conexión para la micro y mini generación, compatibilizar el sistema de compensación de energía eléctrica con las condiciones generales de abastecimiento (Res. Norm. 414/2010), aumentar el objetivo público y mejorar las informaciones volcadas en las facturas.

Según las nuevas reglas, que comenzaron a regir el 1° de marzo de 2016, se permite la utilización de cualquier fuente de energía renovable, además de la cogeneración calificada. Se denomina micro generación distribuida a la central generadora con potencia instalada hasta los 75 kW y mini generación distribuida a aquella con una potencia mayor a 75kW y ≤ 5 MW (para fuentes hídricas el límite es 3MW), en ambos casos conectadas a la red de distribución por medio de instalaciones de unidades consumidoras (Ochoa Di Masi, 2018, página 23).

La micro y la mini generación distribuida tiene como principales objetivos:

- ❖ Postergar las inversiones en la expansión de la red eléctrica
- ❖ Reducir la carga de las redes de transmisión y distribución
- ❖ Reducir las pérdidas de energía del sistema
- ❖ Diversificar la matriz energética.

4.1.3. GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN ARGENTINA

El primer gran paso fue hacia finales de 2015, momento en el que se sancionó la Ley N° 27.191 (modificando la Ley N° 26.190) para el fomento de la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables que fijó los principios básicos para un nuevo marco jurídico de promoción. La ley declara de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energías renovables con destino a la prestación de servicio público, como así también la investigación para el desarrollo tecnológico y fabricación de equipos con esa finalidad.

Se establecen metas ambiciosas para la participación de energías renovables en la matriz energética a corto, mediano y largo plazo. La ley expresa como objetivo la contribución de fuentes de energía renovables hasta alcanzar el 8% del consumo de energía eléctrica nacional para el año 2017 (pospuesto al 31 de diciembre de 2018) y el 20% para el 31 de diciembre de 2025. De esta forma, el país se propone en 10 años alcanzar los 10.000 MW de capacidad instalada de generación de energía eléctrica a partir de renovables (Ochoa Di Masi, 2018, página 43).

Recientemente, el país ha dado un nuevo e importante paso en el fomento de la generación eléctrica mediante energías renovables dando sanción, el pasado 30 de noviembre de 2017, a la Ley 27424 “Régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública”. La misma tiene por objeto ‘fijar las políticas y establecer las condiciones jurídicas y contractuales para la generación de energía eléctrica de origen renovable por parte de usuarios de la red de distribución, para su autoconsumo, con eventual inyección de excedentes a la red, y establecer la obligación de los prestadores del servicio público de distribución de facilitar dicha inyección, asegurando el libre acceso a la red de distribución, sin perjuicio de las facultades propias de la provincia” (Ochoa Di Masi, 2018, página 45).

El modelo de Balance Neto de facturación y sus lineamientos se definen en el tercer capítulo de la Ley. El precio de la tarifa por cada kWh inyectado a la red por el “usuario-generador” será acorde al precio estacional que deben pagar los distribuidores al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). El distribuidor deberá reflejar en la facturación que usualmente emite, tanto el volumen de la energía demandada como el de la energía inyectada a la red por el “usuario-generador”, y los precios correspondientes a cada uno por kWh. El valor a pagar será el resultante del cálculo neto. De generarse un saldo a favor del

“usuario-generador”, el mismo se configurará en un crédito para la facturación de los períodos siguientes. Si el crédito persistiese el “usuario-generador” podría cobrarlo en un plazo no mayor a 6 meses. Se incorpora la posibilidad de transferencia o cesión de créditos entre usuarios de un mismo distribuidor, pero se encomienda la determinación de estos mecanismos a la reglamentación.

Es importante aclarar que el “usuario-generador” paga un determinado precio por la energía que consume y recibe un precio menor por la energía que inyecta a la red. El fin de esta modalidad es que se impulsen potencias para autoconsumo y no para ventas al sistema (Ochoa Di Masi, 2018, página 48).

Al final del CAPITULO III de la Ley 27.424⁵ se prohíbe la aplicación de cualquier “cargo adicional” por el uso de la red por parte del distribuidor a los “usuarios-generadores”. Aquí es interesante destacar que debe tenerse en cuenta algún mecanismo para prever la falla de mercado conocida como “espiral de la muerte”. Esta falla se produce cuando los ingresos de las distribuidoras caen por la energía que dejan de comprar los “usuarios-generadores” y se ven forzadas a aumentar drásticamente el precio de la energía para seguir manteniendo y desarrollando la red.

4.1.4. GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN MÉXICO

México, con 117,5 MW, es el país de América Latina con mayor capacidad de generación distribuida instalada. Desde que se publicaron las bases para contratos de interconexión (2007) hasta finales de 2015 se han reportado 16.985 contratos, el 88% de ellos correspondientes a personas físicas⁶. Los cuatro primeros años de funcionamiento del mecanismo vieron un tímido crecimiento en el número de contratos y nueva potencia instalada, pasando ésta última de 3 kW en 2007 a 667 kW en 2010. Desde entonces se ha producido un crecimiento exponencial de la capacidad instalada, acelerándose el ritmo de nuevas instalaciones, que alcanzó los 55.665 kW de nueva potencia instalada en 2015. El cambio de ritmo en el despliegue de capacidad distribuida instalada responde a la modificación de regulaciones y reglamentos en materia energética, los cuales se han ido

⁵ El distribuidor no podrá añadir ningún tipo de cargo adicional por mantenimiento de red, peaje de acceso, respaldo eléctrico o cualquier concepto asociado a la instalación de equipos de generación distribuida

⁶ **Persona física o moral** que adquiere, para su propio consumo o para el consumo dentro de sus instalaciones, el Suministro **Eléctrico** en sus Centros de Carga, como Participante del Mercado o a través de un Suministrador

afinando con la experiencia adquirida. A finales de 2016 se aprobó un nuevo marco regulatorio para la generación distribuida en México, incluyendo el balance neto, de mayor sofisticación que el anterior y del cual se espera que impulse aún más las nuevas instalaciones (<https://www.factorco2.com/>).

La Ley de la Industria Eléctrica (LIE), 2014: en la cual, entre las tareas más importantes, se encuentra que la Secretaría de Energía implementará mecanismos que permitan cumplir la política en materia de diversificación de fuentes de energía, seguridad energética y la promoción de fuentes de energías limpias. La Secretaría establecerá las obligaciones para adquirir Certificados de Energías Limpias (CEL), como instrumento para promover nuevas inversiones en energías limpias y transformar las metas nacionales de generación limpia de electricidad en obligaciones individuales (Maturana, M. & Pelaez, C., 2019, página 15)

1.1.5 GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN BOLIVIA

El gobierno de Bolivia tiene la intención de cambiar la matriz energética con Energía Renovable no Convencional en mediano plazo.

Con este propósito, se han elaborado los siguientes planes y programas gubernamentales:

- Plan de Energías Alternativas 2025
- Plan de Universalización - Bolivia con Energía 2010 – 2025
- Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025
- Programa Electricidad para Vivir con Dignidad

El **Decreto Supremo N° 2048** de julio de 2014 establece el mecanismo de remuneración para la generación de electricidad a partir de Energías Alternativas en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

En fecha 24 de marzo de 2021, se ha promulgado el Decreto Supremo N° 4477, cuyo objeto es establecer condiciones generales para normar la actividad de Generación Distribuida en los sistemas de distribución de energía eléctrica.

El artículo 5 del Decreto Supremo No 4477, establece que el Ente Regulador del sector eléctrico establecerá mediante Resolución Administrativa, el mecanismo de

Retribución por la Energía Inyectada a la Red de Distribución, considerando los siguientes criterios:

- a) El desarrollo del mercado eléctrico;
- b) Las categorías de consumo;
- c) La energía consumida por el Generador Distribuido;
- d) La Energía Inyectada a la Red de Distribución.

Además, establece que, para efectos de aplicación del mecanismo de Retribución por la Generación Distribuida, el Ente Regulador del sector eléctrico aplicará un costo mínimo que debe ser equivalente al costo mínimo vigente de la energía producida en el Sistema Interconectado Nacional y un máximo que equivale al costo final de distribución, que se aplicará en función al balance entre el consumo y la energía horaria inyectada a la Red de Distribución (DS N°4477, 2021).

Por lo tanto, la presente investigación resulta perfectamente oportuna, puesto que establece el análisis de 3 opciones como mecanismo de retribución para que puedan ser consideradas por el Ente Regulador para reglamentar el Decreto Supremo No 4477.

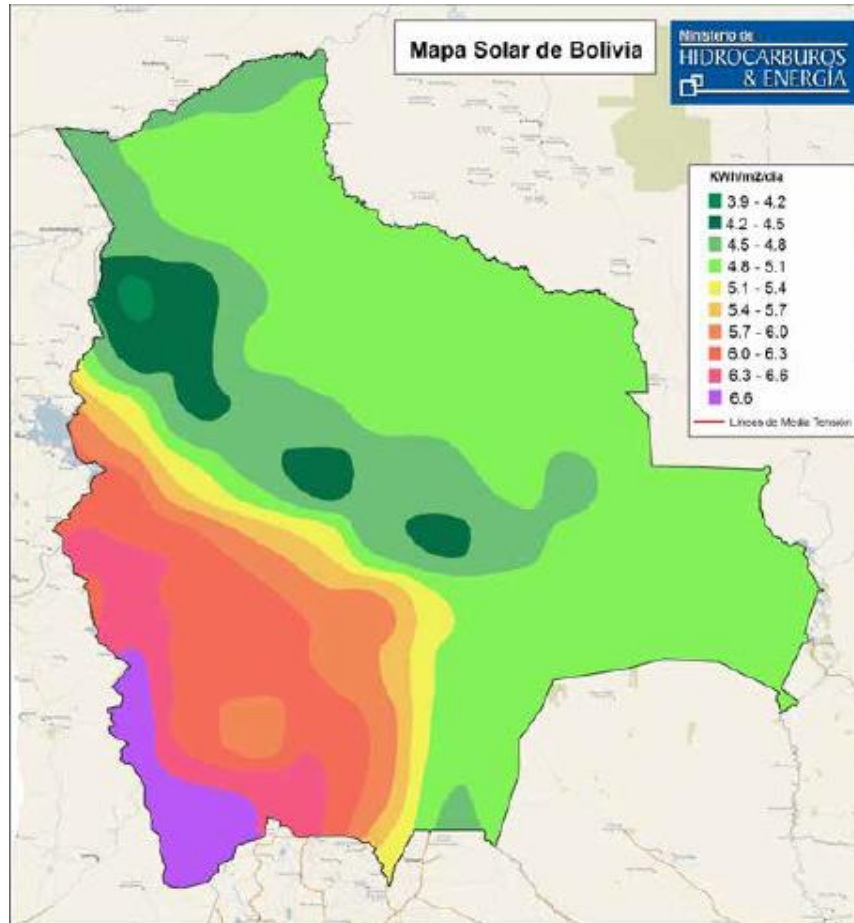
4.2 GENERACIÓN ELÉCTRICA FOTOVOLTAICA EN BOLIVIA

La energía solar es aquella que proviene de la irradiación del sol, Bolivia es uno de los países que mayor radiación solar recibe en el mundo. La mayor radiación solar diaria media anual se presenta en el altiplano.

El Índice de radiación para este mapa se mide en (kWh/m²-día), el color violeta es el que más índice de radiación tiene.

Gráfico 4:

Radiación solar en Bolivia



Nota: Este mapa se obtuvo del Ministerio de Hidrocarburos y Energía – Plan para el Desarrollo de las Energías Alternativas – 2025.

4.2.1 CENTRALES FOTOVOLTAICA INTEGRADAS AL SIN

Los sistemas fotovoltaicos conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN) son Yunchará (5 MW), Uyuni (60 MW) y Oruro (50 MW), haciendo un total de 115 MW. El primero se encuentra en la localidad de Uyuni en el departamento de Potosí, el segundo en el municipio de Yunchará en Tarija y el tercero en el municipio de Caracollo en Oruro.

Tabla 1:*Centrales eléctricas fotovoltaicas conectadas al SIN*

	Planta solar Yunchara	Planta solar fotovoltaica Uyuni	Planta solar fotovoltaica Oruro fase I
Ubicación	Tarija, municipio de Yunchara	Potosí, municipio de Uyuni	Oruro, municipio caracollo
Potencia instalada	5 MW	60 MW	50 MW
Inicio de operaciones	Abril de 2018	Septiembre de 2018	Septiembre de 2019
Inversión	11,4 millones de dólares	73,61 millones de dólares	42,6 millones de dólares
costo de inversión por MW de potencia instalada	2,28 millones de dólares	1,22 millones de dólares	1,13 millones de dólares

Nota: Elaboración propia en base a la rendición de cuentas ENDE 2019

La planta solar de Yunchara se inauguró en abril de 2018, en septiembre de ese mismo año empezó a funcionar la de Uyuni, y un año más tarde –en septiembre de 2019– se inauguró la planta solar de Oruro Fase I. Según el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), se estima que la planta de Uyuni con sus 60 MW de potencia instalada generará al año 140 GWh y la de Yunchará con 5 MW de potencia instalada producirá 10 GWh anuales. No existen datos aún sobre Oruro Fase I. Con estas cifras el factor de planta de Uyuni es 26% y el de Yunchará 22%.

La planta de Uyuni ha requerido una inversión de 73,61 millones de dólares. Esto representa un costo de inversión por MW de potencia instalada de 1,22 millones de dólares. La inversión de la planta de Yunchará ha alcanzado los 11,4 millones de dólares, lo que significa una inversión de 2,28 millones de dólares por MW de potencia instalada. La inversión de la Fase I de la planta de Oruro es de 54 millones de dólares. Estas plantas se han financiado con recursos del Banco Central de Bolivia y fondos de la cooperación internacional (Fundación Solón, 2019, página 17).

4.2.2 GENERACIÓN DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA EN BOLIVIA

Energética el año 2010 puso en marcha el primer sistema de generación distribuida en Cochabamba, la misma que se conectó a la red de distribución, tiene una potencia instalada pico de 2,7 kWp.

La primera experiencia piloto de un pequeño proyecto fotovoltaico que inyecta electricidad al Sistema de Interconexión Nacional está construida en el campus de Cota Cota de la Universidad Mayor de San Andrés de La Paz con el apoyo de la Cooperación Japonesa. Este pequeño sistema consta de 250 paneles de 200 W cada uno. La potencia total instalada es de 50kW y es un proyecto pionero en conectarse a la red.

En una primera fase, la electricidad del sistema fotovoltaico de 50 kW que está ubicado en el campo universitario de Cota Cota es entregada sin costo alguno a la red, para posteriormente llegar a un acuerdo en torno al precio de compra de esta electricidad fotovoltaica. La conexión a la red y el pago por la energía solar será una experiencia que marcará un precedente a nivel técnico, normativo y económico que contribuirá a futuros emprendimientos de conexión a la red que se basen en el esquema de balance neto.

Este proyecto se pudo instalar en marzo del año 2018, y en la actualidad está en operación.

El proyecto fotovoltaico Viru Viru, implementado mediante una donación de la Agencia de Cooperación Internacional del Japón (JICA),

La planta piloto de Viru Viru está compuesta por 1.204 paneles solares, todos interconectados en cuatro circuitos. Para un mejor rendimiento, las placas fueron fabricadas con silicio policristalino azul de industria japonesa.

En su mayor rendimiento la planta genera 315 kilovatios (kWp).

Este proyecto está en operación actualmente.

El año 2019, Energética llevo a cabo la primera instalación de un sistema fotovoltaico de generación distribuida a nivel industrial bajo un esquema financiero basado en el ahorro de energía. Se trata de un sistema de 10 kWp capaz de generar energía

suficiente para cubrir más del 50% del consumo eléctrico de la fábrica de pisos de goma Mamut.

La tabla siguiente muestra un listado de centrales Fotovoltaicas de Generación distribuida en orden cronológico de acuerdo a su puesta en operación.

Tabla 2:
Generación Distribuida Fotovoltaica

N°	Institución	Ciudad	Operación	Potencia (kWp)
1	Energética	Cochabamba	2010	2,70
2	Phocos	Cochabamba	2011	2,00
3	SIE S.A.	Cochabamba	2012	2,90
4	Hospital Sangre de Cristo	La Paz	2014	2,00
5	CAF	La Paz	2015	5,00
6	UMSA	La Paz	2018	50,88
7	Viru viru	Santa Cruz	2018	315,00
8	Energética	Cochabamba	2019	10,00

Nota: Elaboración propia en base a datos de la IIIE⁷

⁷ Instituto de Investigaciones de Ingeniería Eléctrica

4.3 RESUMEN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LOS PAÍSES DE LA REGIÓN

Una vez realizado el análisis de la generación distribuida fotovoltaica en los países de la región y realizando una comparación con nuestro país Bolivia se presenta la siguiente tabla comparativa.

Tabla 3:

Resumen de las características de mecanismo de compensación utilizados y normativa

País	Chile	Brasil	Argentina	México	Bolivia
LEY o DECRETO SUPREMO	Ley de Generación Distribuida (Ley N° 20.571, 2012) Entra en vigencia el 2014	Resolución N° 482/2012 revisado: Resolución N° 687/2015	(Ley N° 27191 - 2015) para el fomento de la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. (Ley N° 27424 - 2017) Régimen de fomento a la Generación Distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública	Ley de la Industria Eléctrica - 2014	DS N° 4477
Limitación de Potencia Instalada	Inicio con 100 kW, se modificó el 2017 a 300 kW	micro generación: hasta los 75 kW mini generación: mayor a 75kW y menor igual a 5MW	En la Ley N° 27424 - 2017, no estipula el límite	Residencial BT hasta 50 kW Comercial MT hasta 500 kW	Nanogeneración ≤ 10 kW Microgeneración > 10 kW y ≤ 50 kW Minigeneración > 50 kW y ≤ 350 kW
Valor del excedente de energía	Facturación Neta "Net Billing", valor de la energía en el nodo	Medición Neta "Balance Neto",	Facturación Neta " Net Billing"	Facturación Neta "Net billing" valor de energía liquidada de acuerdo a PML	En elaboración por parte de la AETN
periodo de Balance Neto o facturación Neta	mensual	mensual	mensual	mensual	En elaboración por parte de la AETN
Plazo máximo de compensación	12 meses	60 meses	6 meses	mayor a 12 meses	En elaboración por parte de la AETN

Nota: Elaboración propia en base al marco regulatorio de cada país

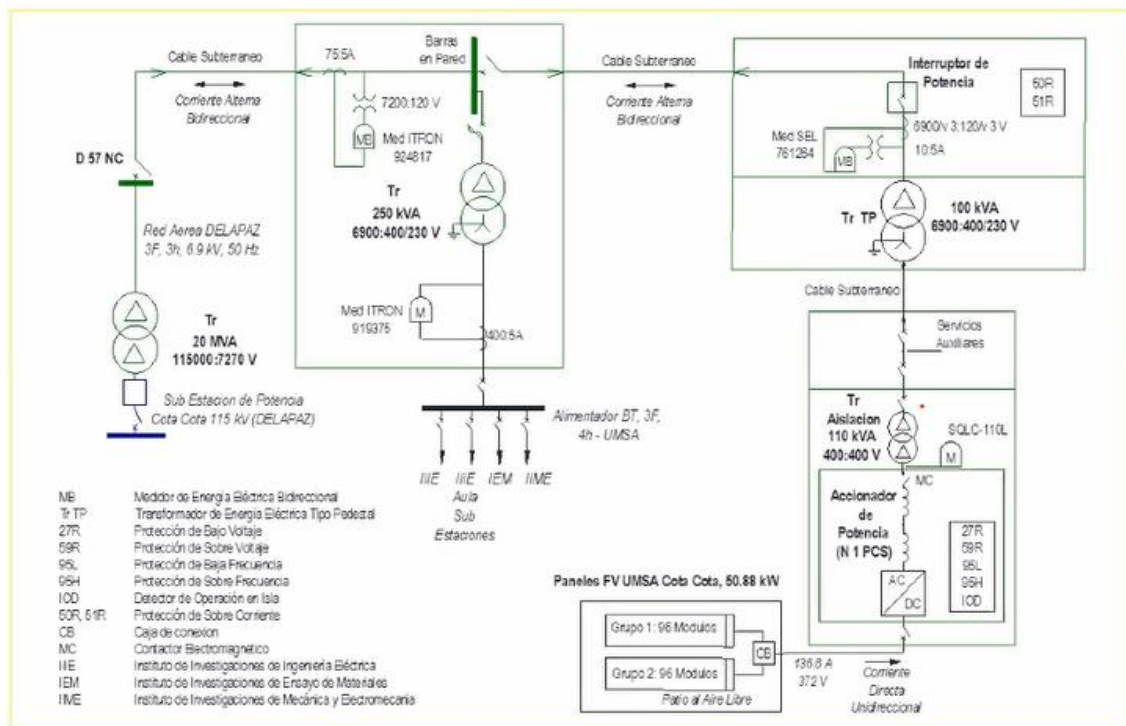
5 ANÁLISIS Y RESULTADOS

5.1 PROPUESTA DE MECANISMO DE COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES APLICADO A LA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE COTA COTA

Para el estudio de la central fotovoltaica de Cota Cota con relación a la energía inyectada y energía recibida a DELAPAZ, vamos a considerar el diagrama unifilar del sistema.

Gráfico 5:

Diagrama Unifilar del Sistema fotovoltaico de Cota Cota



Nota: Instituto de Investigaciones de Ingeniería Eléctrica

5.1.1 ENERGÍA GENERADA POR LA CENTRAL FOTOVOLTAICA

La energía activa generada por la central fotovoltaica se la mide con el medidor de energía SQL-110 (medidor de energía unidireccional).

Pero para realizar el análisis de balance neto debemos utilizar el medidor de energía 924817 (medidor de energía bidireccional), que toma datos en Media Tensión.

Se tienen datos de consumo de energía desde mayo de 2018 hasta abril de 2019.

5.1.2 ENERGÍA INYECTADA A DELAPAZ Y RECIBIDA DE DELAPAZ

El medidor de energía **924817**, es un medidor bidireccional, el mismo que nos proporcionara los datos del balance neto con solo realizar la diferencia entre la energía inyecta y la energía recibida. Estos datos son registros mensuales.

Tabla 4:

Energía inyectada y recibida ha DELAPAZ

Mes-Año	Inyectada a DELAPAZ	Recibida de DELAPAZ
	kWh	kWh
may-18	3.109,8	4.378,4
jun-18	2.225,7	4.679,8
jul-18	2.708,2	4.985,1
ago-18	2.533,0	5.122,9
sep-18	3.209,1	4.286,0
oct-18	2.052,1	5.856,2
nov-18	2.078,1	4.771,4
dic-18	3.584,5	3.283,0
ene-19	4.236,1	3.190,7
feb-19	2.393,9	3.877,1
mar-19	2.824,8	5.148,9
abr-19	2.535,3	5.565,9

Nota: Elaboración propia en base a datos del IIIE⁸

⁸ Instituto de Investigaciones de Ingeniería Eléctrica

5.1.3 ESTRUCTURA TARIFARIA APLICABLE POR PARTE DE DELAPAZ

La estructura tarifaria aplicable por parte DELAPAZ a las instalaciones de la UMSA en Cota Cota, corresponde a G-GD-MT⁹ (ver ANEXO 1).

Esta se aplica solamente a la Energía Recibida de la red de distribución de la Distribuidora de Electricidad (DELAPAZ), registrada por el medidor de energía bidireccional **924817**. En el mes de abril la energía recibida es de 5565,9 kWh. El Importe por Energía Recibida que se debe pagar a DELAPAZ es de Bs. 7.973,31¹⁰

De acuerdo a la energía recibida y medida con el medidor **924817**, en cada bloque obtenemos la tabla 5:

Tabla 5:

Bloques de energía para el mes de Abril - 2019

Energía Recibida mes de Abril 2019	
Bloque	(kWh)
Bloque Alto	1.409,2
Bloque Medio	2.202,3
Bloque Bajo	1.954,4
Total mes	5.565,9

Nota: Elaboración propia en base a datos del IIIE

De acuerdo a la estructura tarifaria aprobada por la entonces Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad con Resolución AE N° 604/2015 y G-GD-MT, los factores indexados para el mes de abril de 2019 son:

Tabla 6:

Tarifas por bloque horario mes de Abril 2019

0-5000 kWh "alto"	Bs/kwh	1,166
0-5000 kWh "medio"	Bs/kwh	1,000
0-5000 kWh "bajo"	Bs/kwh	0,833

Nota: Elaboración propia en Base a tarifas aprobadas por la AE (noviembre 2015-octubre 2019)

⁹ General Gran Demanda Media Tensión

¹⁰ No se considera las tasas por alumbrado público y aseo urbano ni importe por bajo factor de potencia

Tabla 7:*Estructura tarifaria mes de Abril de 2019*

Mes de Abril	Bs.
Importe por energía (cargo fijo)	546,7
Importe por energía - Bloque Alto	1.643,13
Importe por energía - Bloque Medio	2.202,32
Importe por energía - Bloque Bajo	1.628,03
Importe por Potencia	1.756,33
Importe por Exceso de Potencia fuera de Punta	196,79
Total Bs.	7.973,31

Nota: Elaboración propia en base a datos del IIIE (ver ANEXO 2 y ANEXO 5)

La Tabla 8 ilustra los datos de facturación de DELAPAZ (sin considerar tasas de alumbrado público, aseo urbano e importe por bajo factor de potencia), desde mayo de 2018 hasta abril de 2019.

En el mismo podemos observar el comportamiento del consumo de energía (kWh) durante el periodo de estudio.

Para la facturación DELAPAZ utiliza tarifas aprobadas por la entonces Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad de acuerdo a RESOLUCIÓN AE N° 604/2015, en el periodo (noviembre 2015-octubre 2019), así mismo se debe considerar las fórmulas de indexación para cada mes.

Tabla 8:*Aplicación de facturación mensual al importe por consumo de energía*

MES	Mayo 2018	Junio 2018	Julio 2018	Agosto 2018	Sep. 2018	Oct. 2018	Nov. 2018	Dic. 2018	Enero 2019	Feb. 2019	Marzo 2019	Abril 2019
Consumo kWh	4.378,4	4.679,8	4.985,1	5.122,9	4.286,0	5.856,2	4.771,4	3.283,0	3.190,7	3.877,1	5.148,9	5.565,9
Importe Bs.	8.192,9	8.489,3	8784,4	8.935,2	8.102,2	9.662,1	8.642,1	7.168,2	7.080,4	7.797,1	9.067,5	7.973,3

Nota: Elaboración propia en base a datos del IIIE sin considerar el efecto del bajo factor de potencia

5.1.4 CALCULO DEL BALANCE NETO PARA EL CASO DE LA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE COTA COTA

Como se ha mencionado anteriormente que el Balance Neto (Net Metering), en este mecanismo el exceso de energía eléctrica puede ser manejado de dos formas un Balance Neto Simple y otro con Crédito que pasara a la cuenta del cliente para un consumo futuro.

La energía que inyecta la central fotovoltaica de Cota Cota a DELAPAZ se mide con el medidor de energía **924817** el mismo esta expresado en (kWh).

La energía recibida de la red de distribución de DELAPAZ, también se mide con el medidor de energía **924817** el mismo que se expresa en (kWh).

El periodo de análisis es desde mayo - 2018 hasta abril - 2019.

Como ejemplo vamos a calcular el balance neto para el mes de mayo de 2018, utilizando la ecuación del Balance Neto.

$$\text{Fact}_{\text{NM}} = (E_c - E_i) \cdot T_r \quad (1)$$

La energía consumida (E_c) para el mes de mayo es de 4378,4 kWh.

La energía inyectada a la red de distribución (E_i) para el mes de mayo es de 3109,8 kWh.

El costo de la energía por parte del distribuidor (T_r) está de acuerdo a los Bloques horarios, y se aplicara la estructura Tarifaria Base aprobado por la entonces Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad de acuerdo a RESOLUCIÓN AE N° 604/2015.

Las tarifas para el mes de mayo de 2018 con indexación son:

Tabla 9:

Tarifas por Bloque horario mes de Mayo 2018

BLOQUE	Unidad	Tarifa
0-5.000,0 kWh "alto"	Bs/kwh	1,152
0-5.000,0 kWh "medio"	Bs/kwh	0,988
0-5.000,0 kWh "bajo"	Bs/kwh	0,823

*Nota: Elaboración propia en base a datos de la resolución AE N° 604/2015
Considerando la fórmula de actualización*

Tabla 10:*Bloques de energía para el mes de Mayo 2018*

Energía Recibida mes de Mayo 2018	
Bloque	(kWh)
Bloque Alto	1.281,8
Bloque Medio	1.373,0
Bloque Bajo	1.723,7
Total mes	4.378,4

Nota: Elaboración propia en base a datos del IIIE

Para aplicar la formula (1), debemos definir el bloque a utilizar, o de lo contrario desarrollar la formula en función de 3 bloques horarios tal como sigue:

$$\text{Fact}_{\text{NM}} = (E_c - E_i) \cdot T_r$$

$$\text{Fact}_{\text{NM}} = (E_{\text{cBA}} \cdot T_{\text{rBA}} + E_{\text{cBM}} \cdot T_{\text{rBM}} + E_{\text{cBB}} \cdot T_{\text{rBB}}) - (E_{\text{iBA}} \cdot T_{\text{rBA}} + E_{\text{iBM}} \cdot T_{\text{rBM}} + E_{\text{iBB}} \cdot T_{\text{rBB}})$$

Pero existe un problema la empresa distribuidora de Electricidad no proporcionara los datos de energía inyectado por bloques, por lo que nos remitiremos utilizar el costo de la energía del distribuidor (T_r) en el Bloque Medio, ya que este intervalo está dentro las 7:00 a.m. hasta las 18:00 p.m., donde la Central Fotovoltaica genera mayor energía eléctrica por la radiación solar que se tiene en esos horarios.

$$\text{Fact}_{\text{NM}} = (4.378,4 - 3.109,8) \cdot 0,988 = 1.253,4 \text{ Bs}$$

El cargo por energía consumida en el mes de mayo 2018, sin considerar cargo por bajo factor de potencia ni los cargos de aseo y alumbrado público, de acuerdo a la Tabla 7 es de **8.192,9 Bs**. Obviamente considerando los tres bloques, pero el monto que la UMSA debería pagar de acuerdo a cálculos es de **1.253,4 Bs**.

El ahorro que va tener la universidad en el mes de mayo – 2018 es la diferencia entre lo que cobra DELAPAZ por concepto de energía y lo que deberíamos de pagar por balance neto.

$$\text{Ahorro} = \text{Fact} - \text{Fact}_{\text{NM}} = 8.192,9 - 1.253,4 = 6.939,5 \text{ Bs}$$

Como podrá verse el ahorro en el mes de mayo de 2018, es significativo y asciende a **6.939,5 Bs**.

5.1.4.1 BALANCE NETO SIMPLE

Si analizamos los 12 meses, podremos ver cómo se comporta el Balance Neto Simple (sin acumulado) en este periodo.

Tabla 11:
Balance Neto Simple

Mes-Año	Medidor 924817	Medidor 924818	Balance Neto	Resolución 604/2015	Facturación	Resolución 604/2015	Ahorro (Bs/mes)
	Inyectado a Delapaz (kWh)	Consumida de Delapaz (kWh)	Neto usado por mes (kWh)	Cargo por energía, Bloque medio (Bs/kWh)	Balance neto (Bs/mes)	Cargo por energía Delapaz (Bs/mes)	
may-18	3.109,8	4.378,4	1.268,6	0,988	1.253,4	4.325,9	3.072,5
jun-18	2.225,7	4.679,8	2.454,1	0,987	2.422,2	4.619,0	2.196,8
jul-18	2.708,2	4.985,1	2.276,9	0,988	2.249,6	4.925,3	2.675,7
ago-18	2.533,0	5.122,9	2.589,9	0,999	2.587,3	5.117,8	2.530,5
sep-18	3.209,1	4.286,0	1.076,9	0,989	1.065,1	4.238,9	3.173,8
oct-18	2.052,1	5.856,2	3.804,1	0,990	3.766,1	5.797,6	2.031,6
nov-18	2.078,1	4.771,4	2.693,3	0,995	2.679,8	4.747,5	2.067,7
dic-18	3.584,5	3.283,0	-301,5	0,996	0,0	3.269,9	3.269,9
ene-19	4.236,1	3.190,7	-1.045,4	0,997	0,0	3.181,1	3.181,1
feb-19	2.393,9	3.877,1	1.483,2	0,999	1.481,7	3.873,2	2.391,5
mar-19	2.824,8	5.148,9	2.324,1	1,001	2.326,4	5.154,0	2.827,6
abr-19	2.535,3	5.565,9	3.030,6	1,000	3.030,6	5.565,9	2.535,3
TOTAL	33.490,6	55.145,4	21.654,8	TOTAL	22.862,1	54.816,1	31.953,9

Nota: Elaboración propia con datos del IIIE

Bajo los principios de Balance Neto Simple (sin acumulado), desde mayo a noviembre de 2018, asimismo desde febrero a abril de 2019, se muestra que la energía consumida de DELAPAZ es mayor a la Inyectada por lo que no se tiene excedentes, pero si se ha podido disminuir en la factura en el cargo por energía, si solamente pagaríamos por la energía durante el periodo de análisis (mayo-2018 hasta abril-2019) , se pagaría 5.4816,1 Bs. como actualmente DELAPAZ realiza el cobro por cargo por energía consumida (recordar que no se considera tasa de aseo, alumbrado público e importe por bajo factor de potencia).

En los meses de diciembre – 2018 y enero – 2019, se tiene mayor energía inyectada que consumida, por lo tanto, en estos dos meses tenemos excedentes de energía, los

cuales en este tipo de balance neto simple no se pueden acumular, por lo tanto, no se tiene crédito a favor.

El ahorro que tendría la Universidad por este tipo de mecanismo de remuneración sería de 31.953,9 Bs.

5.1.4.2 BALANCE NETO CON CRÉDITO (CON ACUMULADO)

En los meses desde mayo-18 hasta noviembre-2018 el procedimiento del Balance Neto es similar a Balance Neto Simple.

En los meses de diciembre – 2018 y enero – 2019, se tiene mayor energía inyectada que consumida, por lo tanto, en estos dos meses tenemos excedentes de energía, los cuales pueden ser acumulados (crédito a favor) para un mes posterior en este caso en febrero de 2019.

La energía excedente del mes de diciembre-18 y enero-19, se suman y se acumulan para ser descontados en el mes de febrero 2019:

$$E_a = 301,5 + 1.045,4 = 1.346,9 \text{ kWh}$$

$$BN = E_c - E_i - E_a = 3.877,1 - 2.393,9 - 1.346,9 = 136,3 \text{ kWh}$$

Podemos observar que en el mes de febrero 2019 el cliente ya no pagaría 1.481,7 Bs por concepto de energía de facturación de Balance Neto, sino solo pagaría.

$$\text{Fact} = (E_c - E_i - E_a) \cdot T_r = 136,3 \cdot 0,999 = 136,2 \text{ Bs}$$

Con el paso del tiempo se seguirá depositando el exceso de energía a lo largo del año, permitiendo usar estos acumulados en meses de alto consumo, pero por lo general se utiliza en el mes siguiente (ver Tabla 12).

Tabla 12:
Balance Neto con crédito

Mes-Año	Medidor 924817	Medidor 924818	Balance Neto	Acumulado (kWh)	Resolución 604/2015	Facturación	Resolución 604/2015	Ahorro (Bs/mes)
	Inyectado a Delapaz (kWh)	Consumida de Delapaz (kWh)	Neto usado por mes (kWh)		Cargo por energía, Bloque medio (Bs/kWh)	Balance Neto con crédito (Bs/mes)	Cargo por energía Delapaz (Bs/mes)	
may-18	3.109,8	4.378,4	1.268,6	0,0	0,988	1.253,4	4.325,9	3.072,5
jun-18	2.225,7	4.679,8	2.454,1	0,0	0,987	2.422,2	4.619,0	2.196,8
jul-18	2.708,2	4.985,1	2.276,9	0,0	0,988	2.249,6	4.925,3	2.675,7
ago-18	2.533,0	5.122,9	2.589,9	0,0	0,999	2.587,3	5.117,8	2.530,5
sep-18	3.209,1	4.286,0	1.076,9	0,0	0,989	1.065,1	4.238,9	3.173,8
oct-18	2.052,1	5.856,2	3.804,1	0,0	0,990	3.766,1	5.797,6	2.031,6
nov-18	2.078,1	4.771,4	2.693,3	0,0	0,995	2.679,8	4.747,5	2.067,7
dic-18	3.584,5	3.283,0	-301,5	301,5	0,996	0,0	3.269,9	3.269,9
ene-19	4.236,1	3.190,7	-1.045,4	1.045,4	0,997	0,0	3.181,1	3.181,1
feb-19	2.393,9	3.877,1	136,3	0,0	0,999	136,2	3.873,2	3.737,1
mar-19	2.824,8	5.148,9	2.324,1	0,0	1,001	2.326,4	5.154,0	2.827,6
abr-19	2.535,3	5.565,9	3.030,6	0,0	1,000	3.030,6	5.565,9	2.535,3
TOTAL	33.490,6	55.145,4	20.307,9	1.346,9	TOTAL	21.516,6	54.816,1	33.299,5

Nota: Elaboración propia con datos del IIIE

El ahorro que tendría la Universidad por este tipo de mecanismo de remuneración sería de 33.299,5 Bs.

Podemos realizar la comparación del balance neto simple con el balance neto con crédito (ver Tablas 11 y 12).

Obviamente el Balance Neto con crédito tiene mayor beneficio para el generador (usuario) que el simple.

5.1.5 CALCULO DE FACTURACIÓN NETA (NET BILLING) PARA EL CASO DE LA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE COTA COTA

Para el caso de Net Billing, se considera una tarifa de compra de energía, y una tarifa de venta de energía.

El periodo de análisis es desde mayo - 2018 hasta abril - 2019.

Como ejemplo vamos a calcular la Facturación Neta para el mes de mayo de 2018, utilizando la ecuación del Net Billing.

$$\text{Fact}_{\text{NB}} = E_c \cdot T_r - E_i \cdot T_{\text{cm}} \quad (2)$$

La energía consumida (E_c) para el mes de mayo es de 4.378,4 kWh.

La energía inyectada a la red de distribución (E_i) para el mes de mayo es de 3.109,8 kWh.

El costo de la energía por parte del distribuidor (T_r) está de acuerdo a los Bloques horarios, y se aplicara la estructura Tarifaria Base aprobado por la entonces Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (Resolución AE N° 604/2015) como la central fotovoltaica trabaja entre 8:00 – 18:00, esta comprende el bloque medio entonces la tarifa para el bloque medio e indexada variara por cada mes de acuerdo a formula de actualización.

La tarifa de venta de la energía en el mercado mayorista (T_{cm}) podemos obtenerlo del CNDC¹¹.

Los precios Spot de energía en los diferentes nodos del Sistema Troncal de Interconexión STI, no consideran los cargo por energía renovable, por potencia y por peaje.

Para que sea atractivo este mecanismo de compensación, vamos a utilizar los **precios medios monómicos** (ver ANEXOS 3 y 4) en el mercado Spot.

¹¹ Comité Nacional de Despacho de Carga

Si bien este dato varío por mes y por día, el CNDC publica los **precios medios monómicos de cada año**, para el caso de la distribuidora de energía de electricidad DELAPAZ, para el año 2018 este precio es de 55,46 US\$/MWh (sin IVA) (Memoria Anual, CNDC, 2018, página 39) y para el año 2019 es de 59,33 US\$/MWh (sin IVA) (Memoria Anual, CNDC, 2019, página 39).

Vamos a realizar un el cálculo para el mes de mayo 2018

$$\text{Fact}_{\text{NB}} = E_c \cdot T_r - E_i \cdot T_{\text{cm}} = 4.378,4 \cdot 0,988 - 3.109,8 \cdot 0,386 = 3.125,5 \text{ Bs}$$

La Facturación Neta (Net Billing) en los 12 meses sería:

Tabla 13:

Facturación Neta (Net Billing) aplicado a la central de Cota Cota

Mes-Año	Medidor 924817	Medidor 924818	Resolución 604/2015	"Tcm" costo de la energía en el MEM (Bs/kWh)	Net Billing	Resolución 604/2015	Ahorro (Bs/mes)
	Inyectado a Delapaz (kWh)	Consumida de Delapaz (kWh)	"Tr" costo de la energía distribución (Bs/kWh)		Facturación neta (Bs/mes)	Cargo por energía Delapaz (Bs/mes)	
may-18	3.109,80	4.378,40	0,988	0,386	3.125,48	4.325,86	1.200,38
jun-18	2.225,70	4.679,80	0,987	0,386	3.759,84	4.618,96	859,12
jul-18	2.708,20	4.985,10	0,988	0,386	3.879,91	4.925,28	1.045,37
ago-18	2.533,00	5.122,90	0,999	0,386	4.140,04	5.117,78	977,74
sep-18	3.209,10	4.286,00	0,989	0,386	3.000,14	4.238,85	1.238,71
oct-18	2.052,10	5.856,20	0,990	0,386	5.005,53	5.797,64	792,11
nov-18	2.078,10	4.771,40	0,995	0,386	3.945,40	4.747,54	802,15
dic-18	3.584,50	3.283,00	0,996	0,386	1.886,25	3.269,87	1.383,62
ene-19	4.236,10	3.190,70	0,997	0,413	1.431,62	3.181,13	1.749,51
feb-19	2.393,90	3.877,10	0,999	0,413	2.884,54	3.873,22	988,68
mar-19	2.824,80	5.148,90	1,001	0,413	3.987,41	5.154,05	1.166,64
abr-19	2.535,30	5.565,90	1,000	0,413	4.518,82	5.565,90	1.047,08
TOTAL	33.490,6	55.145,4	TOTAL		41.564,98	54.816,08	13.251,10

Nota: Elaboración propia con datos del IIIE

El cliente tiene que pagar la tarifa de 0,988 Bs/kWh cuando extrae de la red de distribución y solo le pagan al cliente 0,386 Bs/kWh cuando inyecta a la red, se puede ver que el costo total de facturación neta durante el periodo de análisis de los 12 meses asciende a 41.564,98 Bs.

El ahorro que tendría la Universidad por este tipo de mecanismo de remuneración sería de 13.251,1 Bs.

Este mecanismo de compensación con relación a los dos anteriores ahorra poco.

Realizando la comparación el mecanismo de compensación más atractivo para el usuario es el Balance Neto con crédito (Balance neto con acumulación).

5.2 RESULTADOS

Para poder realizar la comparación de estos mecanismos de compensación, vamos a referirnos a la Tabla 14 y vamos a observar cuanto pagaría la universidad UMSA con cada uno de los mecanismos.

Tabla 14:

Comparación de los mecanismos de compensación de excedentes durante el periodo de análisis mayo/2018 – abril/2019

Balance Neto simple (Bs/periodo)	Balance Neto con crédito (Bs/periodo)	Facturación neta (Bs/periodo)
22.862,15	21.516,60	41.564,98
Ahorro (Bs/periodo)	Ahorro (Bs/periodo)	Ahorro (Bs/periodo)
31.953,93	33.299,49	13.251,10

Nota: Elaboración propia en base a las Tablas 11,12 y 13

Actualmente la UMSA pago durante el periodo de análisis (Cincuenta y Cuatro Mil Ochocientos Diez y Seis 00/100 Bolivianos) 54.816,1 Bs, este precio es sin considerar los importes por aseo urbano, alumbrado público y bajo factor de potencia.

6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En base a el análisis realizado, se emite las siguientes conclusiones y recomendaciones:

- El objetivo de la presente investigación es proponer un mecanismo de compensación de excedentes de energía eléctrica inyectada para ser aplicado en la Central Fotovoltaica de Generación Distribuida de Cota Cota, que permita reducir el costo por facturación de energía eléctrica por parte de la empresa distribuidora DELAPAZ.
- El artículo 5 del Decreto Supremo No 4477 promulgado en fecha 24 de marzo de 2021, establece que el Ente Regulador del sector eléctrico establecerá mediante Resolución Administrativa, el mecanismo de Retribución por generación Distribuida. Por tanto, la presente investigación resulta perfectamente oportuna, puesto que establece el análisis de 3 opciones como mecanismo de retribución para que puedan ser consideradas por el Ente Regulador para reglamentar el Decreto Supremo No 4477.
- Los mecanismos de compensación considerados en el presente estudio son:

Balance Neto es un mecanismo de compensación de excedentes de energía de manera instantánea o diferida, si la generación de energía es superior a la demanda, entonces se inyecta energía a la red, esta inyección se la puede utilizar para la disminución en la factura de energía consumida, de dos maneras.

- **Balance Neto Simple** consiste en que la empresa distribuidora no paga la energía inyectada por el cliente, y al cliente se le descuenta la energía consumida de la red con su energía inyectada, por lo que el cliente tampoco paga a la empresa distribuidora por la energía que consume de la red.
- **Balance Neto con Crédito** consiste en que la energía inyectada a la red puede ser descontada dentro un numero de meses de facturación, establecido por la empresa distribuidora, es como un crédito de energía, que el cliente puede utilizar para reducir el pago del siguiente mes de facturación o el mes que lo necesite, es decir el excedente se acumula a favor del cliente.

Facturación Neta es un mecanismo de compensación de excedentes, donde la empresa distribuidora paga la energía inyectada por el cliente al precio de la energía mayorista.

- Se analizaron las normativas de países de la región, que mayor experiencia tienen en la aplicación de mecanismos de compensación de excedentes de energía, donde se pudo observar que Chile, Argentina y México utilizan el mecanismo de la **Facturación Neta** (Net Billing) con variantes en el precio de la energía en el mercado mayorista (T_{cm}), que pueden ser precios que se calculan de diferente manera de acuerdo a la normativa de cada país. En el caso de Brasil se utiliza el mecanismo de Balance Neto con Crédito.
- Se realizaron los cálculos en base a la medición de la energía inyectada y la energía consumida a la red de distribución, por medio del medidor bidireccional de energía **924817**, los datos de medición de energía con los que se contaron son del periodo: mayo/2018 – abril/2019. Luego se realizaron los cálculos para estimar la compensación de excedentes de energía eléctrica inyectada, considerando los métodos de **Balance Neto** (Simple y con Crédito) y **Facturación Neta**.
- En base al procedimiento descrito, se realizaron evaluaciones con los mecanismos de compensación de excedentes citados, todos dieron como resultado el ahorro en la factura, pero el que tiene mayor beneficio para el generador es el de **Balance Neto con crédito**. Por lo que este mecanismo puede servir para la negociación con la empresa de distribución DELAPAZ.
- El resumen de los resultados obtenidos durante el periodo de análisis, es el siguiente:

Balance Neto simple (Bs/periodo)	Balance Neto con crédito (Bs/periodo)	Facturación neta (Bs/periodo)
22.862,15	21.516,60	41.564,98
Ahorro (Bs/periodo)	Ahorro (Bs/periodo)	Ahorro (Bs/periodo)
31.953,93	33.299,49	13.251,10

- Se recomienda que el periodo de **Balance Neto con Crédito** sea mensual, debido a que las empresas de distribución en los países de la región realizan su facturación de forma mensual, asimismo la empresa de distribución eléctrica DELAPAZ también factura mensualmente.
- Se recomienda que el plazo máximo de compensación sea de 12 meses, este valor equivale a un año de facturación, Chile utiliza este periodo y tiene una buena aplicación en la Generación Distribuida de su país, este periodo puede ser modificado en el momento de realizar la reglamentación y sea justificado.
- Finalmente, se recomienda que se considere este estudio como base para emitir la reglamentación del Decreto Supremo No 4477, a fin que se determine el mecanismo de compensación de la Generación Distribuida, y de esta manera se cubra el vacío normativo que en la actualidad existe con un mecanismo claro y concreto para la aplicación y cumplimiento de todos los actores involucrados en la Generación Distribuida.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Portal Ingeniería Eléctrica, UMSA (2020). *Sistema de Generación Distribuida*. Bolivia, La Paz: UMSA, Ingeniería Eléctrica.

<https://electronica.umsa.edu.bo/?p=1117>

Superintendencia de Electricidad, Sistema de Regulación Sectorial. (2001). Resolución SSDE N° 162/2001.

<https://cbe.com.bo/marco-legal/ml/6/Resolucion-SSDE-162-2001.pdf>

Energía Limpia. (2020). *Destacados Chile, Brasil, Argentina y México en el top de atractivos para inversión energía renovables eólica y solar principalmente*.

<https://energialimpiaparatodos.com/2020/05/28/chile-brasil-argentina-y-mexico-en-el-top-de-atractivos-para-inversion-energia-renovables-eolica-y-solar-principalmente/>

Factor CO₂. (2017, 7 de noviembre). *Balance Neto en América Latina - La historia imparable*.

<https://www.factorco2.com/es/balance-neto-en-america-latina-la-historia-imparable/noticia/1990>

Factor. (2017). *Utilización del mecanismo de balance neto para la generación de electricidad descentralizada a partir de fuentes renovables en América Latina y Caribe*. Fondo para el Medio Ambiente Mundial.

<http://fundacionbariloche.org.ar/wp-content/uploads/2019/04/2.-Resumen-Ejecutivo-Balance-Neto.pdf>

Ochoa Di Masi, B. (2018). *Alcance de un modelo de generación distribuida de energías renovables integrada a la red eléctrica pública en la república argentina*. alcance de un modelo de generación distribuida de energías renovables integrada a la red eléctrica pública en la República de Argentina. Buenos Aires, Argentina: Instituto Tecnológico de Buenos Aires. (tesis de maestría), Instituto Tecnológico de Buenos Aires. Repositorio Institucional ITBA.

https://ri.itba.edu.ar/bitstream/handle/123456789/1251/Tesis_OchoaDiMasi.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Maturana, M. & Pelaez C. (2019). *Análisis Comparativo sobre el Abordaje de las Distribuidoras de Energía Eléctrica en los países del SICA, México y Bolivia*. San Salvador: GIZ, Bruecken Consult Bolivia S.R.L.

Estado Plurinacional de Bolivia (2021, 22 de marzo). Gaceta Oficial de Bolivia.
Decreto Supremo N° 4477.

<http://www.gacetaoficialdebolivia.gob.bo/edicions/view/1371NEC>

Fundación Solón. (2019). *Sobredosis de electricidad - Situación de la energía eléctrica en Bolivia*. Bolivia: Revista TUNUPA, Boletín n° 110.

<https://fundacionsolon.org/2020/01/24/tunupa-110-sobredosis-de-electricidad-situacion-de-la-energia-electrica-en-bolivia/>

Ministerio de Energía. Comité Nacional de Despacho de Carga. (2018). *Memoria anual 2019 resultados de la operación del SIN*.

https://www.cndc.bo/home/media/memyres_2018.pdf

Ministerio de Energía. Comité Nacional de Despacho de Carga. (2019). *Memoria anual 2019 resultados de la operación del SIN*.

https://www.cndc.bo/home/media/memyres_2019.pdf

ANEXOS

ANEXO 1: CATEGORÍA DE CONSUMIDORES

De acuerdo a la norma SSDE N° 162/2001, para la aplicación de Tarifas de distribución, todos los clientes se clasifican considerando:

CATEGORÍAS DE CONSUMIDORES

I.- Nivel de Demanda

- Pequeñas demandas (PD). En esta categoría se clasifican a aquellos consumidores conectados en BT o MT, cuya Potencia máxima es \leq a 10 kW.
- Medianas Demandas (MD). En esta categoría se clasifican a aquellos consumidores conectados en BT o MT, cuya Potencia máxima es \geq a 10 kW y \leq a 50 kW.
- **Grandes Demandas(GD). En esta categoría se clasifican aquellos consumidores conectados en BT, MT o AT, cuya potencia máxima es > a 50 kW**

II.- Punto de suministro – Nivel de tensión:

- Baja Tensión (BT). Conectado directamente con acometida a la red de BT (115, 230 o 400 V)
- **Media Tensión (MT). Conectado directamente con acometida a la red de MT (6900 o 12000 V).**
- Alta Tensión (AT). Conectado directamente con acometida a la red de AT (69000 o 115000 V).

ANEXO 2: APLICACIÓN DE TARIFAS Y PARÁMETROS A FACTURAR GRANDES DEMANDAS

Los consumidores clasificados en la categoría grandes demandas, deberán pagar por el suministro de electricidad la tarifa compuesta por los siguientes cargos:

- 1) Un cargo de potencia de punta, aplicado a cada kW de “potencia de punta a facturar” en baja, media o alta tensión; exista o no consumo de energía.
- 2) Un cargo de exceso de potencia fuera de punta, aplicado a cada kW de “exceso de potencia fuera de punta” en baja, media o alta tensión, exista o no consumo de energía. Este cargo se aplicará solo si a “potencia fuera de punta” es mayor a la “potencia de punta a facturar”.
- 3) Un cargo por la energía activa entregada en el nivel de tensión correspondiente al suministro, de acuerdo con el consumo registrado en cada uno de los bloques horarios “alto”, “medio” y “bajo”.
- 4) Un cargo fijo mensual por consumidor; exista o no consumo de energía en baja, media o alta tensión.
- 5) Si corresponde, un cargo por bajo factor de potencia

ANEXO 3: PRECIOS MEDIOS MONOMICOS EN EL MERCADO SPOT (U\$\$/MWh) – 2018 (Sin IVA)

Consumidor	Nodo	Cargo por Energía	Cargo por Energía Renovable	Cargo por Potencia	Cargo por Peaje	Total
CRE	VARIOS	16,94	0,79	23,36	14,57	55,66
DELAPAZ	VARIOS	17,82	0,79	23,04	13,81	55,46
ELFEC	VARIOS	17,26	0,77	22,22	13,88	54,12
ENDE DEORURO	VIN, CAT	17,67	0,74	23,07	13,79	55,27
SEPSA	VARIOS	17,72	0,75	22,73	13,01	54,21
CESSA	VARIOS	17,47	0,74	23,25	13,67	55,14
ENDE	VARIOS	16,56	0,73	19,80	11,97	49,07
SETAR	TAJ, YAG	16,10	0,74	23,67	14,67	55,18
ENDE DELBENI	VARIOS	17,95	0,78	28,71	15,43	62,87
EMDEECRUZ	WAR	16,96	0,99	43,06	26,90	87,91
EMVINTO - COMIBOL	VIN 69	17,37	0,75	16,12	9,69	43,94
COBOCE	COB	17,69	0,43	9,57	5,85	33,53
SAN CRISTOBAL	PUN	17,06	0,75	15,07	8,83	41,71
TOTAL MEM		17,28	0,78	22,70	13,83	54,59

Nota: CNDC, Memoria 2018, Resultados de la Operación del SIN, página 39.

ANEXO 4: PRECIOS MEDIOS MONOMICOS EN EL MERCADO SPOT (U\$\$/MWh) – 2019 (Sin IVA)

Consumidor	Nodo	Cargo por Energía	Cargo por Energía Renovable	Cargo por Potencia	Cargo por Peaje	Total
CRE	VARIOS	19,09	1,05	21,58	15,26	56,97
DELAPAZ	VARIOS	19,72	1,03	22,85	15,73	59,33
ELFEC	VARIOS	19,13	1,00	22,64	16,15	58,92
ENDE DEORURO S.A.	VARIOS	19,59	0,96	22,54	15,51	58,60
SEPSA	VARIOS	19,92	0,96	21,23	14,34	56,46
CESSA	VARIOS	19,78	0,98	22,22	15,28	58,25
ENDE	VARIOS	18,82	0,96	20,76	14,79	55,33
SETAR	TAJ, YAG	18,35	0,98	21,37	15,62	56,31
ENDE DELBENI S.A.M.	VARIOS	20,43	1,01	28,35	17,43	67,22
EMDEECRUZ	WAR	19,23	1,09	24,20	17,12	61,64
EMVINTO - COMIBOL	VIN 69	19,20	0,98	18,79	12,89	51,86
COBOCE	IRP	19,46	0,98	8,79	6,15	35,39
SAN CRISTÓBAL S.A.	LIT	19,04	0,97	16,63	11,58	48,23
TOTAL MEM		19,33	1,02	21,91	15,31	57,57

Nota: CNDC, Memoria 2019, Resultados de la Operación del SIN, página 39.

ANEXO 5: VALIDACIÓN DE DATOS OBTENIDOS DEL MEDIDOR DIRECCIONAL 924817 Y DEL PRECIO DE CONSUMO DE ENERGÍA DEL MES DE ABRIL/2019

La presente Tabla corresponde a las mediciones obtenidas con el medidor bidireccional 924817 desde mayo de 2018 hasta abril de 2019.

Mes-Año	Inyectado a DELAPAZ	Recibido de DELAPAZ
	kWh	kWh
may-18	3.109,8	4.378,4
jun-18	2.225,7	4.679,8
jul-18	2.708,2	4.985,1
ago-18	2.533,0	5.122,9
sep-18	3.209,1	4.286,0
oct-18	2.052,1	5.856,2
nov-18	2.078,1	4.771,4
dic-18	3.584,5	3.283,0
ene-19	4.236,1	3.190,7
feb-19	2.393,9	3.877,1
mar-19	2.824,8	5.148,9
abr-19	2.535,3	5.565,9

Asimismo, el costo de la energía del mes de abril 2019

Importe por energía	Cargo fijo	Bs	546,71
Importe por energía	Bloque Alto	Bs.	1.643,13
Importe por energía	Bloque Medio	Bs.	2.202,32
Importe por energía	Bloque Bajo	Bs.	1.628,03
importe por potencia		Bs.	1.756,33
importe por Exceso de Pot. Fuera de punta		Bs.	196,79
importe por bajo factor de potencia		Bs.	1.171,30
TOTAL EN Bs (sin tasas de aseo y alumbrado público)			9.144,61

Es lo que se certifica de acuerdo a datos del Instituto de Investigaciones Eléctricas de Ingeniería Eléctrica.


 Ing. Rodmy Adalid Miranda Ordoñez
 DIRECTOR
 ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
 FACULTAD DE INGENIERÍA - UMSA

