



Estado Plurinacional de Bolivia
Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas
Dirección General de Energías Alternativas



Imagen: GIZ/PEERR (Kempten – Alemania)

“Estudio técnico de viabilidad para la introducción de Generación Distribuida (GD) a través de Energías Alternativas Renovables a la red eléctrica en baja y media tensión (BT y MT) en Bolivia, incluyendo análisis de interconexión de sistemas híbridos (desplazamiento de diésel)”

Gestión 2019

MINISTERIO DE
ENERGÍAS

PROGRAMA DE ASISTENCIA TÉCNICA DE LA COOPERACIÓN ALEMANA AL DESARROLLO

La Cooperación Alemana al Desarrollo a través de la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH y su Programa de Energías Renovables (PEERR) tiene como objetivo brindar asistencia técnica a través del Ministerio de Energías (MEN) a las entidades del sector eléctrico en el área técnica, normativa y formación de capacidades para el desarrollo de las Energías Renovables (EERR) y Eficiencia Energética (EE).

En este contexto, la información contenida en este documento es de carácter referencial y no representa necesariamente la política institucional del Ministerio de Energías y de las entidades del sector eléctrico.



Implementada por:

giz Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH



Estado Plurinacional de Bolivia
Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas
Dirección General de Energías Alternativas



Imagen: GIZ/PEERR (Kempten – Alemania)

“Estudio técnico de viabilidad para la introducción de Generación Distribuida (GD) a través de Energías Alternativas Renovables a la red eléctrica en baja y media tensión (BT y MT) en Bolivia, incluyendo análisis de interconexión de sistemas híbridos (desplazamiento de diésel)”

Gestión 2019

MINISTERIO DE
ENERGÍAS

PROGRAMA DE ASISTENCIA TÉCNICA

Entre el:

Ministerio de Energías

Casa Grande del Pueblo Piso 17
Calle Potosí Esq. Ayacucho S/N, Zona Central

Y

Deutsche Gesellschaft für Internationale

Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Av. Julio C. Patiño N° 1178, entre calles 17 y 18, Calacoto



Implementada por:



La Paz – Bolivia

2019

ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN	1
1.1	Antecedentes del Estudio	1
1.2	Objetivo y Alcance.....	2
2	MARCO TEORICO	4
2.1	Generación distribuida fotovoltaica	4
2.1.1	Concepto General de GD	4
2.1.2	Características y ventajas de la GD	5
2.1.3	Energía Solar Fotovoltaica.....	6
2.1.4	Red de Distribución.....	12
2.1.5	La figura del Prosumidor - Beneficiario de la GD.....	16
2.1.6	Generación Distribuida Fotovoltaica (GDF)	17
2.1.7	Conclusión – Definición de la GD FV	17
2.2	Situación de la GD en Bolivia	17
2.2.1	Autoproducción en el SIN	20
2.2.2	Sistemas Híbridos en SAs.....	20
3	ANÁLISIS NORMATIVO	23
3.1	Análisis de la normativa boliviana para la implementación de la gd...23	
3.1.1	Nueva Constitución Política del Estado	23
3.1.2	Ley de Electricidad	25
3.1.3	Sobre la Autoproducción	27
3.1.4	Sobre Energías Alternativas Renovables	27
3.1.5	Resolución AETN N° 253/2016, de 25 de mayo de 2016.....	31
3.2	Análisis legal comparado.....	33
3.2.1	Introducción	33
3.2.2	México	33
3.2.3	Brasil	36
3.2.4	Chile	39
3.3	Aspectos fundamentales para una normativa sobre gd en bolivia	45
3.3.1	Definición legal del concepto de generación distribuida fotovoltaica	46
3.3.2	Garantía de conexión o derecho de acceso a la red	46
3.3.3	Definición de la potencia.....	46
3.4	Procedimiento formal para la implementación de los ssfv para gd.....	46
3.5	Mecanismo legal de compensación	47
3.5.1	Feed-in-Tariff	47
3.5.2	Net Billing	49
3.5.3	Net Metering.....	49
3.5.4	Naturaleza Regulatoria de los Sistemas de Compensación.....	50
4	CONDICIONES TÉCNICAS GENERALES PARA LA INTERCONEXIÓN	52
4.1	Procedimientos y condiciones técnicas exigibles por las distribuidoras.....	52
4.1.1	Certificación y Aprobación de equipos	52
4.1.2	Aspectos de Seguridad - Protección.....	52
4.1.3	Requisitos técnicos.....	54
5	ANÁLISIS DE IMPACTO EN LAS REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN BT..... Y MT	60
5.1	Posibles pérdidas causadas por sgds a las distribuidoras	63
5.1.1	Pérdidas por nivel de potencia con relación a la distancia de la subestación	63

5.1.2	Lineamiento normativo para el caso de pérdidas técnicas	64
6	POTENCIAL PARA LA GENERACION DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA EN BOLIVIA	66
6.1	Breve descripción del contexto regional e internacional.....	66
6.2	El sistema eléctrico boliviano.....	66
6.2.1	Oferta: Generación de Energía	67
6.2.2	Demanda: Continuo aumento en las ventas de energía y en las tarifas de distribución	74
6.2.3	Beneficios de la GD en Bolivia.....	78
6.2.4	Condiciones que posibilitan la GD en Bolivia	78
6.2.5	Viabilidad económica general para la implementación de la GD en Bolivia en el SIN	82
6.2.6	Viabilidad económica general para la implementación de la GD en Bolivia en los SA.....	83
7	SISTEMAS DE COMPENSACION DE LA GD – CONCEPTOS ECONÓMICOS..	85
7.1	<i>Feed-in tariff</i> o tarifas promocionales.....	85
7.2	Net billing o facturación neta	86
7.3	Net metering o balance neto	86
8	PREFACTIBILIDAD ECONÓMICA DE SSFV PARA GD EN BOLIVIA	89
8.1	Análisis del sector distribución y de las tarifas de electricidad en Bolivia.....	89
8.2	Metodología para la evaluación económica financiera del potencial de conexión de gd	91
8.2.1	Universo de evaluación y criterios de aceptación o rechazo de los resultados financieros.....	94
8.2.2	Resultados de la Evaluación Económica-Financiera para la implementación de GD en Bolivia desde el punto de vista del cliente	95
9	ANÁLISIS DEL IMPACTO EN LA DEMANDA DE ENERGÍA.....	105
9.1	Probabilidad de instalación según tipo de cliente	105
9.2	Estimación de energía y potencia producto de la penetración de la gd en bolivia.....	106
9.3	Crecimiento de la GD e Impacto en la demanda de energía	112
9.3.1	Evolución de los SGD en países de la Región y sus posibles implicancias en Bolivia	112
9.3.2	Posibles efectos en la demanda de energía para Bolivia	114
10	OPCIONES DE FINANCIAMIENTO E INCENTIVOS.....	116
10.1	Incentivos para la instalación de GD para autoconsumo	117
11	CONCLUSIONES	118
12	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	122
13	ANEXOS.....	125
13.1	Anexo 1: planilla de cálculo prefactibilidad económica.....	125
13.2	Anexo 2: resumen de resultados del análisis de la viabilidad económica de los sistemas solares fotovoltaicos para la generación distribuida en bolivia incluyendo el net billing a base del precio monómico.....	125
13.3	Anexo 3: Estudio de caso	130

ÍNDICE DE TABLAS Y GRÁFICOS

Tabla 3-1 Regulación de la Generación Distribuida en México, Brasil y Chile	41
Tabla 4-1 Parámetros Técnicos Exigidos en Brasil	54
Tabla 4-2 Parámetros Técnicos Exigidos en México.....	55
Tabla 4-3 Parámetros Técnicos Exigidos en Chile.....	56
Tabla 4-4 Requisitos Manual de CRE.....	57
Tabla 4-5 Recomendaciones Técnicas para GD en Bolivia	58
Tabla 7-1 Potencia Instalada SIN 2017	68
Tabla 7-2 Potencia Instalada SA y Autopr.	69
Tabla 7-3 Generación Bruta (GWh) en el SIN Gestión 2016, 2017.....	70
Tabla 7-4 Generación Bruta (GWh) Sistemas Aislados y Auto productores 2017	71
Tabla 7 Ejemplo indicativo de una Planta Fotovoltaica a ubicarse en La Paz...	82
Tabla 7-5 Ejemplo indicativo de un SSFV a ubicarse en un SA.....	84
Tabla 8-1 Cantidad de clientes y venta de energía por distribuidora. Gestión 2017	89
Tabla 8-2 Análisis Tarifa Residencial para DELAPAZ	96
Tabla 8-3 Análisis Tarifa General para DELAPAZ	54
Tabla 8-4 Análisis Tarifa Industrial para DELAPAZ.....	93
Tabla 8-5 Análisis Tarifa Mineros para DELAPAZ.....	94
Tabla 8-6 Análisis Tarifa Residencial para CRE.....	94
Tabla 8-7 Análisis Tarifa Especial (Grandes Hoteles) para CRE.....	94
Tabla 8-8 Análisis Tarifa General para CRE.....	95
Tabla 8-9 Ejemplo indicativo de un SSFV a ubicarse en un SA.....	95
Tabla 8-10 Análisis Tarifa Industrial para CRE.....	96
Tabla 8-11 Análisis Tarifa Residencial ELFEC	96
Tabla 8-12 Análisis Tarifa General y Comercial ELFEC	96
Tabla 8-13 Análisis Tarifa Agrícola ELFEC	97
Tabla 8-14 Análisis Tarifa Industrial ELFEC.....	97
Tabla 8-15 Resultado de Prefactibilidad económica de GD para DELAPAZ....	97
Tabla 8-16 Resultado de Prefactibilidad económica de GD para CRE.....	98
Tabla 8-17 Resultado de Prefactibilidad económica de GD para ELFEC	98
Tabla 8-18 Resultado de Prefactibilidad económica de GD general.....	98
Tabla 8-19 Resultados evaluación económica para posibles conexiones en los SA	99
Tabla 9-1 Probabilidades de conexión y proyección de Autoconsumo para clientes de DELAPAZ	823
Tabla 9-2: Probabilidades de conexión y proyección de Autoconsumo para clientes de CRE.....	104
Tabla 9-3: Probabilidades de autoconsumo para clientes elfec.....	105
Tabla 9-4 Resumen de energía y potencia por instalaciones de SGD en Bolivia	106
Ilustración 1 sobre Generación Distribuida con Energías Renovables	4
Ilustración 2 SISTEMA INTERCONECTADO DE BOLIVIA	68
Ilustración 3 Radiación solar de Bolivia.....	77
Diagrama 1 Tecnología Solar Fotovoltaica.....	7
Diagrama 2 Esquema sistema fotovoltaico autónomo.....	8

Diagrama 3 SSFVs con Batería	9
Diagrama 4 Esquema sistema fotovoltaico ON GRID básico	10
Diagrama 5 Esquema de sistema eléctrico	13
Diagrama 6 SISTEMA INTERCONECTADO DE BOLIVIA	69
Diagrama 7 SISTEMA INTERCONECTADO DE BOLIVIA	17
Diagrama 8 Empresas que componen el SIN (Generación, Transmisión y Distribución)	64
Diagrama 9	81
Diagrama 10 Comparación fujos de caja para SGD Domiciliarios en DELAPAZ, ELFEC y CRE	89
Gráfico 1 CURVA DE GENERACION DE UN SFV DURANTE UN DIA NUBLADO	59
Gráfico 2 Composición de Matriz Energética en el SIN, Bolivia.....	68
Gráfico 3 Composición de Matriz Energética SA y Auto productores.....	69
Gráfico 4 Comparación por tecnología de generación 2016 - 2017	71
Gráfico 5 Generación de electricidad en el SIN 1992-2016 (GWh)	72
Gráfico 6 Serie histórica de los Costos Marginales de Generación (Sin IVA) en US\$/MWh	73
Gráfico 7 Comparación precio Gas Natural de Exportación con el de generación eléctrica (primer trimestre de 2018).....	73
Gráfico 8 Incremento de la demanda de energía por sectores 2008 - 2017	75
Gráfico 9 Porcentaje de venta de energía en el SIN durante el 2017	76
Gráfico 10 Incremento en el volumen de venta de energía para CRE y DELAPAZ (en MWh), Gestión 2017	77
Gráfico 11 Incremento tarifario por categoría tarifaria 2008 - 2017	77
Gráfico 12 Tarifas Eléctricas Industriales y Comerciales en Latino América - 4to Trimestre Del 2017	80
Gráfico 13 Tarifas Eléctricas "Residenciales" en Latino América - 4to Trimestre Del 2017	81
Gráfico 14 Tamaño de cada distribuidora en términos de números de clientes	90
Gráfico 15 Tamaño de cada distribuidora en términos de números de clientes	69
Gráfico 16 Potencia Instalada y de SGG en Guatemala 2008 – 2017 en MW .	107
Gráfico 17 Potencia Instalada y de SGD en El Salvador 2013 – 2017 en MW ...	107
Gráfico 18 Potencia Instalada y de SGD en Costa Rica 2016 – 2018 en MW ...	108
Gráfico 19 Crecimiento de la GD en Chile 2008 - 2016.....	109

ABREVIACIONES

AETN:	Autoridad de Electricidad y Tecnología Nuclear
AG:	Agente generador
ANEEL:	Agencia Nacional de Energía Eléctrica de Brasil
AUTOpr:	Autoproducción
BT:	Baja Tensión
CA:	Corriente Alterna
CC:	Corriente Continua
CEL:	Certificados de Energía Limpia
CER:	Cooperativa de Electricidad de Riberalta
CESSA:	Compañía Eléctrica Sucre S.A.
CFE:	Comisión Federal de Energía de México
CGEE:	Central Generadora de Energía Eléctrica
CIER:	Comisión Interamericana de Energía y Regulación
CNDC:	Comité Nacional de Despacho de Carga
CNE:	Comisión Nacional de Energía
COBEE:	Compañía Boliviana de Energía Eléctrica S.A.
CRE:	Cooperativa Rural de Electrificación
DELAPAZ:	Distribuidora de Electricidad La Paz S.A.
ED:	Empresa Distribuidora
EG:	Equipamiento de Generación
ELFEC S.A.:	Fuerza Eléctrica de Cochabamba S.A.
EMDECRUZ S.A.:	Empresa de Distribución de Energía Eléctrica Santa Cruz S.A.
ENDE DELBENI S.A.M.:	Distribuidora de Electricidad ENDE DELBENI S.A.M.
ENDE:	Empresa Nacional de Electricidad de Bolivia
FIT:	Sistema Feed-in-Tariff
FNDR:	Fondo Nacional de Desarrollo Rural de Argentina
FONDESIF:	Fondo de Desarrollo del Sistema Financiero y de Apoyo al Sector Productivo
FV:	Fotovoltaico
GD:	Generación Distribuida
GDF:	Generación Distribuida Fotovoltaica
GE:	Generadores Exentos
GED:	Generación de Energía Distribuida
GEI:	Gases de Efecto Invernadero
GLD:	Generación Limpia Distribuida
IEEE:	Instituto Internacional de Ingenieros Eléctricos
IVA:	Impuesto al Valor Agregado
IRENA:	Agencia Internacional de Energía Renovable
Kg:	Kilogramo
KWh:	Kilovatio hora
KWp:	Kilovatio pico

LIE:	Ley de la Industria Eléctrica
LTE:	Ley de Transición Energética
MEM:	Mercado Eléctrico Mayorista
MEN:	Ministerio de Energías
MHE:	Ministerio de Hidrocarburos y Energía
MT:	Media Tensión
MVA:	Megavoltiamperio
Mw:	Megavatio (potencia máxima)
MWe:	Megavatios de Electricidad
MWh:	Megavatio Hora
NTCO:	Norma Técnica de Conexión y Operación
O&M:	Operación y Mantenimiento
ON GRID:	Conectado a la Red
PCC:	Puesto de Conexión Común
PEERR:	Programa de Energía Renovable
PMGD:	Pequeños medios de Generación Distribuida
PML:	Precio Marginal Local
PPA:	(del ingles) Power Purchase Agreement
Pro GD:	Programa de Desarrollo de Generación Distribuida de Energía
RAE:	Real Academia Española
RD:	Red de Distribución
RPT:	Reglamento de Precio y Tarifas
S.A.:	Sociedad Anónima
S.A.M.:	Administración de Activos de Software
S.R.L. :	Sociedad de Responsabilidad Limitada
SA:	Sistema Aislado
SAs:	Sistemas Aislados
SDB S.A. :	Construcciones Métalliques S.A.
SEC:	Superintendencia de Electricidad y Combustibles
SEG:	Superintendencia de Electricidad y Combustibles
SENER:	Secretaria Nacional de Electricidad
SEPSA:	Servicios Eléctricos Potosí S.A
SETAR:	Servicios Eléctricos de Tarija
SFVGD:	Sistema Fotovoltaico de Generación Distribuida
SGD:	Sistema de Generación Distribuida
SHFV:	Sistemas Híbridos con Componente Solar Fotovoltaico
SIN:	Sistema Interconectado Nacional
SSFV:	Sistema Solar Fotovoltaico
SSFVs:	Sistemas Solares Fotovoltaicos
STI:	Sistema Troncal Interconectado
TE4:	Trámite Eléctrico
V:	Voltio
VAC:	Tensión en Corriente Alterna

VMEEA:	Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas
W:	Vatio (potencia mínima)
Wh:	Vatio hora
Wp:	Vatio Pico

RESUMEN EJECUTIVO

El presente Estudio presenta un análisis regulatorio, técnico y económico con la finalidad de determinar la viabilidad para la implementación de generación distribuida de energía eléctrica mediante el uso de sistemas fotovoltaicos de menor escala en Bolivia y está dirigido a los “tomadores de decisión” (*Policy makers*) del sector eléctrico para incorporar cambios y mejoras de orden regulatorio que permitan un suministro de energía más eficiente, económico y favorable para el Medio Ambiente.

El análisis normativo o regulatorio describe el ordenamiento jurídico vigente en Bolivia relativo a las energías renovables y los sistemas de generación de energía eléctrica para el autoconsumo y determina vacíos legales respecto a la generación distribuida de energía eléctrica, concluyendo, que la implementación de este tipo de suministro energético requiere de una normativa especial que la regule.

Para entender el alcance de la generación distribuida, el estudio desarrolla y presenta una definición que permite comprender las características principales y los presupuestos técnicos y económicos necesarios para su implementación. Asimismo, la definición se enfoca en una última instancia en la tecnología solar fotovoltaica, como los sistemas más exitosos, prácticos y fáciles de aplicar en la generación distribuida y presenta un potencial importante para la generación fotovoltaica gracias a los altos índices de radiación solar que registra el territorio boliviano, principalmente en las zonas con mayor altura sobre el nivel del mar.

Sirviéndose de un amplio análisis de las normas y ordenamientos sobre generación distribuida en países como Brasil, México y Chile, en los cuales se tienen fehacientes referencias de éxito al respecto, el estudio presenta lineamientos generales que una futura norma en Bolivia debería prever para regular adecuadamente sobre la materia, recomendando no repetir errores que causaron retrasos u obstáculos en los países estudiados. Este análisis enmarca también los pasos administrativos que deberían observarse a la hora de la implementación de los sistemas de generación distribuida en redes de Baja y Media Tensión, tratando en lo posible que los mismos exijan lo mínimo necesario de manera que sean prácticos, breves, objetivos y transparentes.

El análisis técnico presenta una descripción de las redes de distribución en Bolivia y de los sistemas de generación distribuida y aporta con una lista de requisitos técnicos y de seguridad esenciales, que deben ser considerados para un funcionamiento adecuado de los sistemas de generación distribuida, identificando los potenciales problemas y sus soluciones. Asimismo, el estudio identifica los pasos que se deben seguir para la implementación de un sistema fotovoltaico y las características de los dispositivos y sus funciones que comprende el sistema.

Por otro lado, se analizan los posibles efectos que puede llegar a tener la implementación de estos sistemas, tanto en las redes de distribución del SIN

como en los Sistemas Aislados de Bolivia. En ninguno de los casos se presentan efectos negativos, siempre que se cumplan las normas técnicas y de seguridad. En el caso del SIN, se considera que durante los primeros años la proliferación de estos sistemas tendría un alcance marginal, probablemente por debajo del 1% de la potencia instalada total, lo cual para el SIN no implica un efecto considerable; y en el plazo de una década probablemente la participación de estos sistemas aun estaría por debajo de un 10% de la demanda de energía nacional, continuando la generación distribuida en ese caso siendo marginal.

En los sistemas aislados, se toma contacto con la distribuidora, hoy en día también generadora de energía eléctrica CER, y se constata que la implementación de generación fotovoltaica distribuida sería de gran beneficio para estos sistemas aislados, ya que permitiría, por un lado, el desplazamiento de la generación basada en el consumo de Diesel como combustible y, por otro lado, un alivio en la creciente demanda de energía eléctrica que hoy en día está muy cerca del nivel de la capacidad de generación del sistema de Riberalta. Finalmente, para Riberalta, debido a que sus tarifas de energía eléctrica son mayores que las registradas en el SIN, se podría contar con un mayor incentivo para que los usuarios consideren implementar estos sistemas.

Los análisis recogen las opiniones de varias empresas distribuidoras de electricidad sobre las ventajas y desventajas de la generación distribuida y la visión de cómo debería regularse la materia, aprovechando la experiencia que han tenido con sistemas de generación distribuida conectados a sus redes de distribución. Es interesante, que la etapa de la implementación, las distribuidoras suelen tener una posición escéptica y en algunos casos negativa respecto a este sistema, y luego de la implementación su posición se vuelve considerablemente positiva. En general, todos asumen que la Generación Distribuida es el futuro y que más temprano que tarde será implementada en todos los países de la región.

Finalmente, el estudio presenta un detallado análisis económico que determina la viabilidad económica para la implementación de sistemas fotovoltaicos de generación distribuida. El análisis económico se divide en dos etapas. Primero, se realiza una prefactibilidad económica desde el punto de vista del cliente (Capítulo 9), que analiza la capacidad de conexión para clientes con tarifas residencial, general e industrial para las tres distribuidoras más grandes del país, DELAPAZ, CRE y ELFEC. Para esto, se toman en cuenta, principalmente, *outputs* financieros como la Recuperación de la Inversión (*Payback*), VAN y TIR que tiene el cliente al invertir en una planta de GD. La segunda etapa (Capítulo 10), tiene por objetivo analizar el impacto en la demanda de energía a nivel nacional. Si bien no se incluyen en la evaluación otras variables como, espaciales (si los clientes con resultado positivo tienen la capacidad territorial para instalar sus equipos) o, de ingreso disponible (capacidad económica de los para adquirir equipos de GD), el objetivo de los escenarios de conexión es analizar los impactos en la demanda de energía en el caso de que se ejecutara la mayor

cantidad de conexiones, que se definen en base a las probabilidades establecidas en capítulo 10.

Por último, el análisis económico plantea de forma conclusiva que, desde el punto de vista del cliente y una vez aprobada una normativa, usuarios residenciales (de alto consumo) y comerciales principalmente, tiene el mayor potencial para iniciar con la implementación de la generación distribuida fotovoltaica en Bolivia, generando importantes beneficios para ellos mismos. Ahora bien, desde el punto de vista de los posibles impactos en el sector eléctrico a nivel nacional, vemos que, incluso con los mejores escenarios de conexión, afecta de manera muy poco significativa a los sistemas y a la demanda agregada de energía, y, por consiguiente, a las empresas de distribución de energía eléctrica.

Respecto al potencial en Bolivia, el estudio muestra que las áreas metropolitanas de La Paz, El Alto y Cochabamba, por tener mejores índices de radiación solar, presentan los mejores escenarios de recuperación de la inversión (*payback*) en sistemas fotovoltaicos para GD.

1 INTRODUCCIÓN

La Generación Distribuida de electricidad se entiende como los sistemas de generación de tamaño pequeño y mediano cercanos a las cargas individuales de sistemas interconectados, los cuales reducen la necesidad de las centrales de generación eléctrica convencionales y la infraestructura importante que requieren para el transporte de la electricidad, tales como extensas líneas de transmisión, subestaciones, transformadores, etc. El principal impulso para el desarrollo de esta alternativa de (auto) generación de energía lo ha dado la tecnología solar fotovoltaica, gracias a los considerables aumentos de la eficiencia y reducciones en sus costos que se han venido registrando año tras año.

La reducción del costo de los sistemas solares fotovoltaicos los hace accesibles para los consumidores finales de electricidad, por lo cual muchos países del mundo, no solo los más desarrollados sino también muchos en vías de desarrollo, incluidos los vecinos de Bolivia, han implementado normativas para regular e incentivar la instalación de estos sistemas en domicilios, comercios e industrias conectados a las redes de distribución. El objetivo final es reducir la generación con combustibles fósiles y con ello la contaminación del medio ambiente, aprovechando la infraestructura y la inversión del propio consumidor de electricidad.

El potencial para el aprovechamiento de este tipo de energía en Bolivia es importante, gracias a sus altos índices de radiación solar que registra en su geografía, especialmente en la zona del altiplano que presenta los mayores niveles de radiación a escala mundial y una buena radiación en todo el resto de su territorio, mejor que la de numerosos países con las mayores potencias instaladas de sistemas fotovoltaicos.

Debido a que los precios de la electricidad en Bolivia son bajos (establecidos en base a un precio de gas natural subsidiado), y a que no existe una legislación que regule e incentive la instalación de sistemas fotovoltaicos por parte de los consumidores, actualmente existen solo unos pocos sistemas de generación solar distribuida en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), instalados sin una normativa que regule su existencia. En este sentido, Bolivia se encuentra en la fase inicial de la Generación Distribuida.

Sin embargo, con el incremento vegetativo de las tarifas de electricidad, el interés por estos sistemas está creciendo y ya existen señales de que se necesita una norma para regularlos y para incentivarlos.

1.1 Antecedentes del Estudio

La Ley N° 1604 de Electricidad, de fecha 21 de diciembre de 1994, fue diseñada pensando en centrales hidroeléctricas y térmicas a gas natural y/o diésel del Sistema Interconectado Nacional (SIN), y carece de los mecanismos o normas que regulen, incentiven o permitan la Generación Distribuida Fotovoltaica.

Para viabilizar la implementación de este nuevo concepto de generación de energía, el gobierno de Bolivia impulsa activamente la realización de los estudios necesarios que permitan conocer más de cerca este nuevo concepto y, entre otras cosas, que se verifique la viabilidad desde los puntos de vista regulatorios, técnicos y económicos, que puedan servir de referencias a las instancias de la AETN, el CNDC y el VMEEA y otras instituciones del sector.

En ese sentido, la empresa boliviana Bruecken Consult Bolivia S.R.L. fue seleccionada para realizar el estudio “Estudio técnico de viabilidad para la introducción de Generación Distribuida (GD) a través de Energías Alternativas Renovables a la red eléctrica en baja y media tensión (BT y MT) en Bolivia, incluyendo análisis de interconexión de sistemas híbridos (desplazamiento de diésel)”, en el marco del Programa PEERR Energías Renovables de la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, Agencia La Paz, programa de apoyo de la Cooperación Alemana al gobierno de Bolivia para el desarrollo de las Energías Alternativas.

1.2 Objetivo y Alcance

El objetivo principal del Estudio es, establecer los lineamientos y las condiciones generales que sean necesarios para impulsar la implementación de la Generación Distribuida, mediante la conexión de sistemas fotovoltaicos a las redes de distribución del Sistema Interconectado Nacional y en los Sistemas Aislados, en base a los análisis de la viabilidad técnica y económica, así como la comparación de normativas que regulen esta materia en otros países.

En ese sentido el trabajo realizado presenta a continuación los siguientes elementos que conforman su alcance:

- Análisis para determinar la existencia de Sistemas de GD en Bolivia y descripción de las condiciones técnicas y regulatorias exigidas para su interconexión a las Redes de Distribución en el Sistema Interconectado Internacional (SIN) y en los Sistemas Aislados (SAs), con un enfoque en los Sistemas Solares Fotovoltaicos y Sistemas Híbridos con componente Solar Fotovoltaico (SSFV y SHFV).
- Se presenta una descripción detallada de las alternativas de la Generación Distribuida solar fotovoltaica y un diagnóstico de lo que se requiere para permitir e impulsar su desarrollo.
- Este análisis prevé una revisión detallada de la normativa existente en Bolivia relativa a la autoproducción de energía, especialmente la Resolución AETN N°253/2016, Norma Operativa N°13, se plantea evaluar el alcance de GD respecto a la potencia nominal de los generadores en dicha norma como un rango entre 300 W (potencia mínima) y 2 MW (potencia máxima).
- Análisis y propuesta de modelos normativos sobre las alternativas de norma o régimen regulatorio para la GD más adecuada/s para Bolivia. Se presenta el Estudio de Derecho Energético Comparado, identificando los sistemas

regulatorios sobre GD en Brasil, México y Chile, incluyendo un cuadro comparativo con el resumen de los ordenamientos normativos.

- El Estudio de Derecho Comparado identifica críticamente las diferencias en las normas y su aplicación, recomendando u observando la implementación de los mecanismos específicos que favorecen o en su caso obstaculizan la inserción y proliferación de instalaciones de SSFVs para GD.
- El análisis normativo recomienda las mejores alternativas para la realidad boliviana, proponiendo los aspectos fundamentales a incluir en una norma para la viabilidad de GD.
- El análisis de un posible Régimen Regulatorio de GD más adecuado para Bolivia, en el que se plantea lineamientos normativos que establezcan tanto límites de potencia instalada, como también roles y facultades de este sistema.
- Análisis de los Sistemas Híbridos con recursos renovables actualmente aislados del SIN.
- Planteamiento de Condiciones Técnicas Generales para Interconexión
- Análisis y propuesta de procedimientos y condiciones técnicas exigibles por las empresas distribuidoras para los SSFVs de GD a instalarse dentro del SIN.
- Los lineamientos y requisitos técnicos mínimos que deberían exigir las distribuidoras a los interesados en instalar sistemas de generación distribuida fotovoltaica, así como una propuesta de procedimiento eficiente y poco burocrático a cumplir por el interesado y la distribuidora.
- Análisis de impacto de las redes eléctricas de distribución BT y MT
- El Estudio propone recomendar un procedimiento regulatorio para que las distribuidoras compartan información estadística con el Ministerio de Energía, CNDC y la AETN.
- Prefactibilidad Económica de SSFV para GD
- Por medio de un análisis económico financiero se realiza un estudio de rentabilidad para los SGD y de esa manera analizar su viabilidad económica de implementación. El mismo se realiza por categoría tarifaria.

2 MARCO TEORICO

2.1 Generación distribuida fotovoltaica

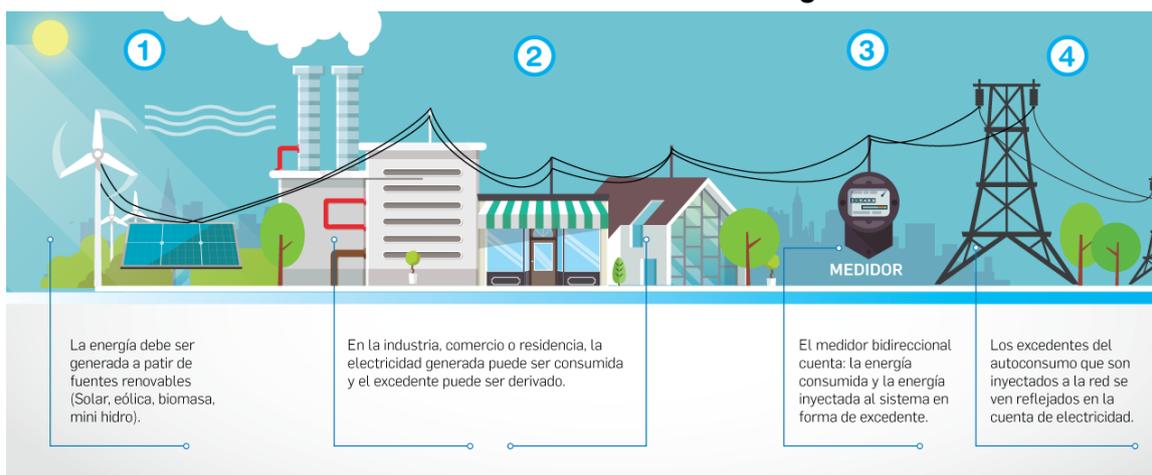
2.1.1 Concepto General de GD

Existen numerosas definiciones sobre la Generación Distribuida con aproximaciones o enfoques técnicos, económicos o legales. No hay una definición o concepto universal. En las diversas normas que regulan sobre la materia en diferentes países se presentan así también diversas definiciones.

Generalmente hablando, la generación distribuida (GD) es aquella que se conecta a la red de distribución eléctrica y que se caracteriza por encontrarse instalada en puntos cercanos al consumo.

La Agencia Internacional de Energía define a la GD 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. Las tecnologías de generación generalmente incluyen motores de generación a combustible, turbinas menores y sistemas fotovoltaicos. En general no incluye generadores eólicos, ya que la mayoría de estos funcionan agrupados en parques eólicos en calidad de centrales eléctricas conectadas por lo general a los sistemas de transmisión de energía.¹

Ilustración 1 sobre Generación Distribuida con Energías Renovables



Fuente: Cooperativa Rural de Electrificación de Santa Cruz - CRE

Por su parte, el Departamento de Energía de los Estados Unidos define a la GD como el conjunto de sistemas de escala menor y modular diseñados para suministrar electricidad y a veces energía térmica en localidades cercanas a los consumidores.²

¹ Distributed generation in liberalized electricity market, IEA Publications, 2002.

² <http://energy.gov/oe/technology-development/smart-grid/distributed-energy>

En términos generales y aportando con una interpretación propia, la Generación Distribuida son sistemas de generación de tamaño pequeño y mediano, instalados cerca de las cargas individuales de sistemas interconectados, los mismos que suelen conectarse a las redes de distribución de baja o media tensión.

2.1.2 Características y ventajas de la GD

Entre sus características esenciales, se tiene que la GD reduce la necesidad de las centrales de generación eléctrica de mayor potencia y la infraestructura requerida para el transporte de la electricidad hasta el usuario final, tales como extensas líneas de transmisión, subestaciones, transformadores, etc.

En los últimos años la GD se ha desarrollado mayormente para el Autoconsumo de usuarios residenciales y comerciales y cada vez más se van sumando consumidores industriales. Así como en Bolivia, en otros países los usuarios industriales gozan de tarifas relativamente bajas y por ende tienen un menor incentivo para implementar este tipo de sistemas, pues continúa siendo más económico tomar la energía eléctrica de la red.³ Luego de satisfacer la demanda de autoconsumo, estos sistemas generan excedentes de energía eléctrica cuya única posibilidad de aprovechamiento es la inyección a la red de distribución para el consumo de otros usuarios. Este último elemento viene a completar el concepto de la GD, es decir, la inyección de los excedentes para su aprovechamiento.

Sin embargo y, más bien desde un punto de vista económico, existe un elemento esencial para comprender la GD, el mismo que constituye la forma de remunerar o compensar esos excedentes que se despachan a la red de distribución. Es así como surge el concepto de los "mecanismos de compensación" de la Generación Distribuida que, así como el mismo concepto de la GD no presenta una definición universal y que, por lo general, se definen o clasifican de acuerdo con el objetivo o a la función que persiguen. Así por ejemplo pueden estar destinados a una remuneración tarifaria o a una promoción o incentivo, una subvención para mitigar los costos de inversión, o también pueden presentarse como créditos. También se presentan como ajustes o como sistemas de compensación.

En un intento por aunar todas estas concepciones se pueden definir como la retribución establecida legalmente para viabilizar la implementación y conexión de los sistemas de Generación Distribuida.⁴

Gracias al desarrollo tecnológico, la generación distribuida puede realizarse a partir de varias fuentes de energía renovable, como son la solar, eólica, biomasa, hidráulica, etc., pues existen sistemas de generación de todo tamaño.

³ Álvarez Pelegry, Eloy; Castro Legarza, Unai. Generación distribuida y autoconsumo – Análisis regulatorio. Instituto Vasco de Competitividad, 2014

⁴ National Association of Regulatory Utility Commissioners (Naruc), Manual On Distributed Energy Resources and Compensation. Washington, 2016. P. 25

Sin embargo, los sistemas de generación distribuida más usuales son los solares fotovoltaicos por la facilidad de instalación y mantenimiento.

El desarrollo evidenciado en países como México y Brasil, en los que más del 80% de los sistemas de GD son solares fotovoltaicos, respalda lo afirmado anteriormente. Separando por tipo de fuente, la solar fotovoltaica sigue liderando en Brasil con 41.235 unidades o 414 MW de potencia instalada, seguida por 52 MW de pequeñas centrales hidroeléctricas, 120 térmicas a biogás (35,1 MW) e 57 eólicas (10,3 MW). En total son 512 MW de capacidad instalada.⁵

En ese sentido, es coherente enfocar los primeros esfuerzos para desarrollar la GD en base a la tecnología fotovoltaica. En adelante veremos qué características presentan estos sistemas, para comprender sus ventajas y el rol como el sistema que “punta de lanza” de la GD en Bolivia.

2.1.3 Energía Solar Fotovoltaica

Concepto General

La RAE (Real Academia Española) define a la Energía Solar como aquella obtenida a partir de la radiación del sol y utilizada para usos térmicos mediante colectores o para generar electricidad con paneles fotovoltaicos.⁶ Esta se enmarca en el concepto de la energía renovable, cuyas fuentes se presentan en la naturaleza de modo continuo y prácticamente inagotable.

En Bolivia se ha establecido más bien el concepto de energía alternativa o energías alternativas en vez de energía renovable, el cual, nuevamente siguiendo a la RAE, se entiende como la energía procedente de fuentes distintas a las habituales como el carbón, el petróleo o el gas; p. ej., la energía solar.⁷

Ahora bien, respecto al tema analizado en este estudio, corresponde enfocarnos en la energía solar fotovoltaica como fuente de energía renovable y alternativa para generación de electricidad, pues esta tecnología es la que se utiliza en la GD y para el caso boliviano, es la más aplicada y difundida entre las nuevas energías limpias. Además, Bolivia cuenta con excelentes niveles de radiación solar, especialmente en la zona occidental, y por tal motivo el aprovechamiento de la energía fotovoltaica es mayor, llevando esto a un mejor impacto económico para la GD.

Los sistemas fotovoltaicos son sistemas de conversión directa de energía luminosa proveniente del sol en energía eléctrica. Esa conversión hace posible

⁵ Centro de Estrategias em Recurso Naturais e Energia (Cerne): Geração distribuída alcança 500 MW no Brasil. <http://cerne.org.br/geracao-distribuida-alcanca-500-mw-no-brasil/>; http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/geracao-distribuida-ultrapassa-20-mil-conexoes/656877 ; http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp

⁶ Real Academia Española: <http://dle.rae.es/srv/fetch?id=FGD8otZ#SylDIYL>

⁷ Ibid

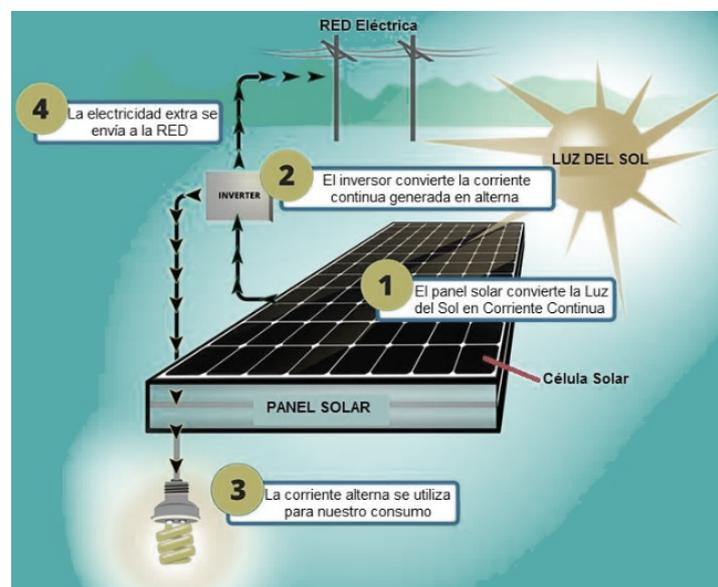
la generación de electricidad, por ende, estos sistemas son generadores de energía eléctrica.⁸

Los elementos de conversión, llamados paneles fotovoltaicos, son placas que contienen varias células de silicio que convierten la luz solar en electricidad de corriente continua (CC). Mientras más grande es el panel, más células contiene y más potencia puede aportar. Existen paneles solares de toda potencia hasta aproximadamente 400 Watts Pico (Wp), límite establecido por las dimensiones, peso y rendimiento actual (Wp/m²).⁹

Los más usuales para proyectos de generación distribuida y centralizada son actualmente los paneles de alrededor de 300Wp, los cuales por sus dimensiones (aprox. 1m X 2m) y peso (aprox. 25kg) son fáciles de transportar y manipular.¹⁰

Las células fotovoltaicas utilizadas actualmente pueden ser monocristalinas o policristalinas, siendo las primeras de mayor rendimiento, pero también de mayor costo. Ambos tipos de células se utilizan según las condiciones de mercado de cada proyecto.

Diagrama 1: Tecnología Solar Fotovoltaica



Fuente: <http://www.areatecnologia.com/electricidad/paneles-solares.html>

La electricidad en CC (corriente continua) generada por los paneles fotovoltaicos es conectada al equipamiento electrónico que se encarga de regular el suministro de energía a la carga de CC si la hubiera (normalmente 12 o 24Vcc), de cargar baterías para almacenaje si se utilizan, y de convertirla en corriente alterna (CA) si se requiere. El equipamiento electrónico pueden ser varios equipos con funciones específicas o un solo equipo con todas las funciones.

⁸ Energie Lexikon: <https://www.energie-lexikon.info/photovoltaik.html>

⁹ <https://www.merriam-webster.com/dictionary/photovoltaic>

¹⁰ Consulta con el fabricante alemán de Paneles Solares. Sunset Energietechnik GmbH

Tipos de Sistemas Solares Fotovoltaicos

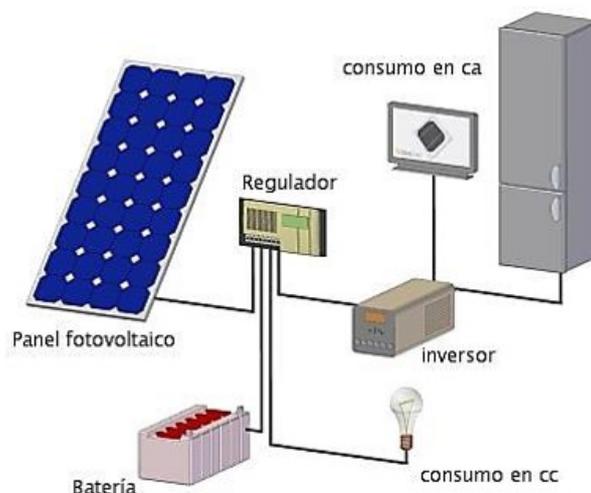
Los SSFVs pueden dividirse como aquellos de aplicación *off grid* cuando son instalados para el suministro de electricidad de unidades de consumo no conectadas a la red eléctrica pública o sistema interconectado nacional o sistemas *on grid* cuando se instalan para el suministro eléctrico de unidades de consumo dentro de una red de distribución pública. En Bolivia, los primeros sistemas fotovoltaicos surgieron más bien como soluciones *off grid* para electrificación rural o para el ahorro de combustible en Sistemas Aislados.¹¹

Ahora bien, los SSFVs también pueden ser clasificados de acuerdo con sus componentes y funciones en los siguientes tipos:

Sistemas fotovoltaicos autónomos

El sistema descrito (panel, equipo electrónico y baterías) es un sistema autónomo, el cual permite cubrir la demanda, por ejemplo, de una casa, sin necesidad de la red eléctrica. Estos sistemas son llamados también *off grid* (fuera de red), pues, aunque producen electricidad similar a la de la red (por ejemplo, 230Vac), no pueden conectarse a una, debido a que no tienen las funciones de sincronización, control y protección necesarias para ello.

Diagrama 2: Esquema sistema fotovoltaico autónomo



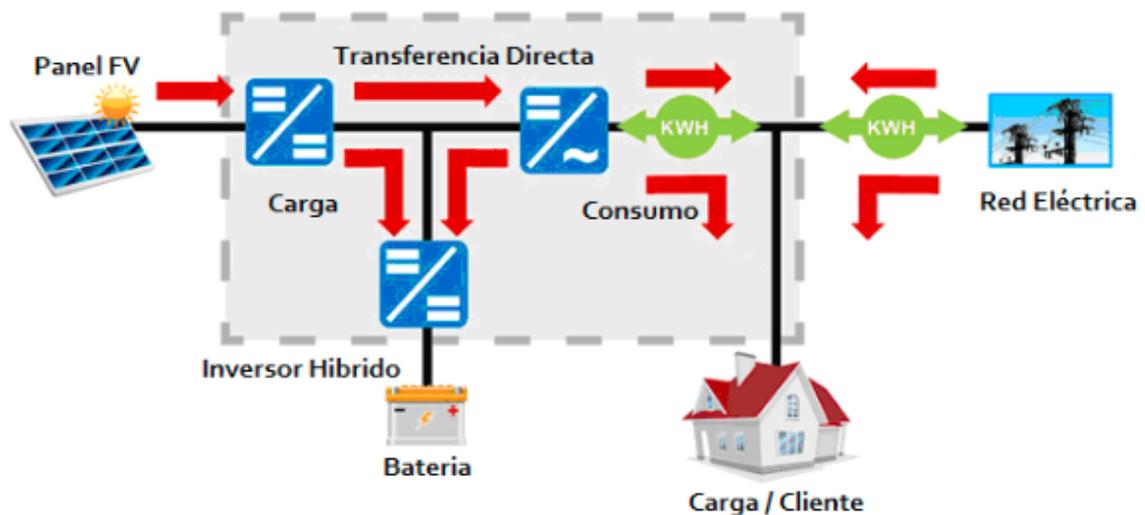
Fuente: <https://www.tecnicasei.com/energia-solar-fotovoltaica/>

Existen también los sistemas autónomos híbridos, que son similares a los anteriores, pero que tienen una ENTRADA para la conexión de un generador (normalmente a diésel) o de la red (cuando estuviera disponible), desde donde se alimentan las baterías y/o la carga en el caso de que la energía generada por los paneles solares no sea suficiente y las baterías estén descargadas. En

¹¹ Desde fines de los años 90 se inició en Bolivia con la instalación de sistemas solares para familias del campo en comunidades no conectadas al SIN. Por otro lado, el 2011 se instala el Sistema Solar Híbrido de Cobija con el objeto de ahorrar combustible Diesel para Generación Eléctrica. En los últimos años se han implementado los sistemas híbridos aislados con energía solar fotovoltaica "El Espino", "El Sena" y "El Remanso", y el próximo año se prevé la instalación del Sistema similar para Puerto Villazón. Fuente: Presentación en el FIGAS 2018

este caso el sistema es un consumidor más de la red, como cualquier otro, pero tiene un consumo bajo y/u ocasional.¹²

Diagrama 3: SSFVs con Batería



Fuente: <http://www.energiasinteligentes.com>

Todos estos sistemas autónomos son una tecnología que se aplica desde hace décadas como una de las soluciones más comunes de electrificación rural, donde es difícil llegar con la red eléctrica.

Sistemas fotovoltaicos para conexión a la red

En la última década, la caída del costo de los sistemas fotovoltaicos de gran y pequeña escala, además del incremento de las tarifas de electricidad, junto con la preocupación a nivel internacional de ir cambiando la matriz energética, teniendo más responsabilidad socioambiental, impulsó el desarrollo de equipos electrónicos que permitan no solo la alimentación de la carga, sino también la conexión e inyección de los excedentes de los sistemas fotovoltaicos a la red. Es así como aparecieron los equipos con inversores *on grid* (en red), también llamados *grid tie* (enlace a red), los cuales tienen las funciones de sincronización, control y protección necesarias para la conexión a la red.

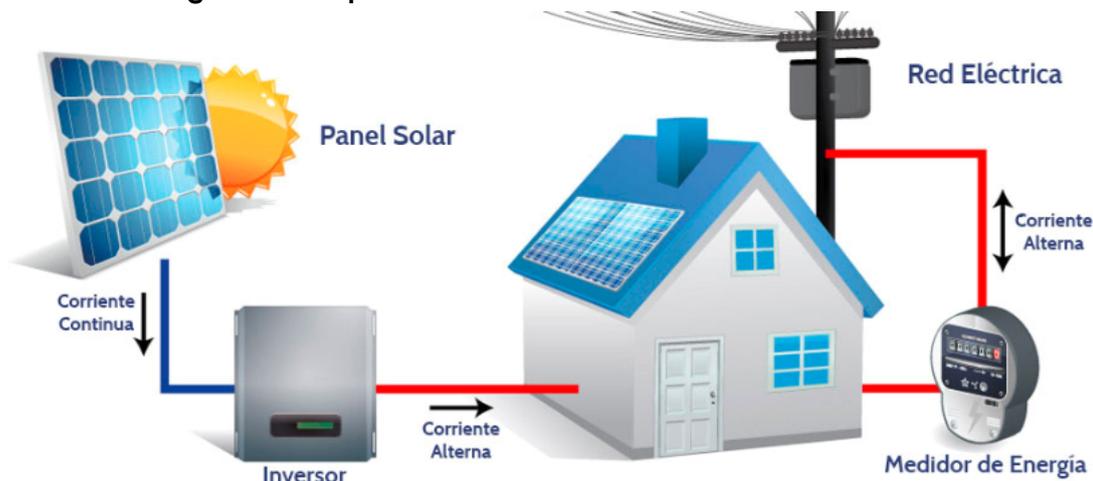
Los inversores de conexión a red son aquellos que permiten transformar la electricidad proveniente de uno o de más paneles solares (dependiendo del modelo y marca del inversor) en electricidad a 230V apta para el consumo en viviendas o para verter a la red eléctrica y obtener una rentabilidad por ello¹³.

Un sistema básico *on grid* está compuesto por los paneles fotovoltaicos y el inversor, el cual está conectado al sistema eléctrico del domicilio, comercio o industria donde esté instalado. El sistema fotovoltaico produce electricidad cuando hay luz solar, la inyecta al sistema del consumidor y cubre parte o toda la carga del mismo; si hubiera excedente de energía, esta entra directamente

¹² Consulta con el fabricante alemán de Paneles Solares. Sunset Energietechnik GmbH
¹³ <https://autosolar.es/blog/aspectos-tecnicos/que-es-un-inversor-de-conexion-a-red>

a la red de distribución y, si hubiera déficit, por ejemplo, por la noche o cuando este nublado, la carga es cubierta por la energía que entra desde la red.

Diagrama 4: Esquema sistema fotovoltaico ON GRID básico



Fuente: <http://moenergy.cl/diferencia-entre-sistemas-fotovoltaicos-on-grid-off-grid-e-hibridos>

Para poder conectarse a la red, los inversores básicos *on grid* toman la tensión de la red como referencia, y en base a ella inyectan la corriente generada por los paneles solares. Si no hay tensión de la red, o no está dentro de los rangos normales de operación (por ejemplo, por alguna falla en la red), estos inversores se desconectan de la misma automáticamente por seguridad (para evitar inyectar tensión por ejemplo en caso de mantenimiento de las líneas de transmisión de la red).¹⁴

Por dicha característica de seguridad, estos sistemas no son un sistema de respaldo (no suministran energía cuando la red no está disponible) y por el hecho de no tener baterías, no suministran energía cuando no está presente la luz del sol (durante la noche o cuando está nublado).

Desde el punto de vista del propietario de un sistema como este, el mismo debe ser visto como un apoyo para reducir la compra de energía de la red y no para sustituirla completamente. Los países con una regulación más avanzada y moderna permiten que el excedente de energía (generado y no consumido durante las horas de luz) sea inyectado a la red y compensado con las compras de energía de la red durante la noche, de tal forma que el consumidor puede cubrir toda su demanda con su propia energía, utilizando la red como lugar de almacenaje.

Desde el punto de vista de la red, estos sistemas de generación distribuida permiten reducir la energía generada con combustible fósil y reducir las pérdidas de transmisión, pero necesitan tener disponible la capacidad de suministro de la red para los periodos en los que no esté disponible la luz solar. Es decir, la red funciona como una infraestructura de respaldo y almacenaje.

¹⁴ Consulta con el fabricante alemán de Paneles Solares. Sunset Energietechnik GmbH

En los países donde la inyección de excedentes no es pagada o compensada, se utilizan los sistemas *on grid* con baterías para almacenar la energía que no se consume durante las horas de luz y utilizarla durante la noche. La desventaja de estos sistemas es que cuestan el doble que un sistema sin baterías y las mismas deben ser reemplazadas cada cierto periodo, el cual depende de su calidad y representa un costo operativo adicional importante y una carga para el medio ambiente si el país no cuenta con un sistema de reciclaje desarrollado.¹⁵

Los sistemas *on grid* son modulares, existiendo desde unidades monofásicas de Panel + Micro inversor de 250W que pueden conectarse en paralelo en el mismo circuito Fase-Tierra o en los 3 circuitos Fase-Tierra para formar un sistema trifásico, hasta bloques de varios paneles con un inversor trifásico de mayor potencia.

Sistemas Híbridos

Los Sistemas híbridos para la generación de energía pueden ser definidos como la asociación de dos o más fuentes de energía con el objetivo básico de generar energía eléctrica, para una determinada carga aislada de la red o integrada al sistema. Los sistemas híbridos son normalmente compuestos por fuentes renovables cuyos recursos son prácticamente inagotables y de ser necesario se complementan con grupos de generación con motores a combustión, constituyéndose en una concreta opción, compatible a nivel medio ambiental y social.¹⁶

La característica principal de un sistema híbrido es el uso de dos o más fuentes de alimentación distintas.

Además de la energía solar, en los sistemas híbridos fotovoltaicos se utiliza generalmente un generador diésel, un aerogenerador o la red pública como fuente de alimentación. Los inversores con cargadores de batería integrados, que se emplean en los sistemas híbridos, alimentan los consumidores de corriente alterna conectados, o a partir del banco de baterías, que usa energía solar, o a partir de la segunda fuente de alimentación. Mediante este aparato también se puede recargar la batería a partir de la fuente de alimentación adicional.

Los sistemas híbridos fotovoltaicos presentan la ventaja de que no se necesita sobredimensionar notablemente el generador solar para los períodos de baja irradiación. Esto supone un ahorro de gastos considerable. En el sistema siempre se usa prioritariamente la energía producida por el módulo. Al combinarlo con una segunda fuente controlable se obtiene un suministro de energía fiable y disponible las 24 horas del día durante los 365 días del año.¹⁷

¹⁵ Ibid

¹⁶ https://www.steca.com/index.php?Sistemas_hibridos

¹⁷ W. P. M. H. Heemels, D. Lehmann, J. Lunze, and B. De Schutter: Introduction to hybrid systems. Cambridge University Press 2009. P. 4

2.1.4 Red de Distribución

Es indispensable describir la Red Distribución (RD) para poder analizar y comprender el alcance de la Generación Distribuida, desde el punto de vista de posibles afectaciones, tanto técnicas como económicas, que puede generar la implementación y el crecimiento de la GD en Bolivia. Así mismo, la empresa distribuidora, es decir, el operador del RD ejecuta el proceso de conexión y acceso de los SSFVs, por tanto, es importante entender el funcionamiento general de la red, para entender tanto los posibles impactos como las normativas técnicas de seguridad que implemente la distribuidora.

Los sistemas eléctricos son los que suministran electricidad a los consumidores y están compuestos por sistemas de generación, sistemas de transmisión, y las redes de distribución.

Los **sistemas de generación** son aquellos donde se produce la energía eléctrica a partir de otras fuentes de energía primaria como el petróleo, hidráulica, solar, eólica, etc. y esta es entregada a un sistema de transmisión, o a una red de distribución.

Los **sistemas de transmisión** son las subestaciones transformadoras de voltaje y las líneas de transmisión de alto voltaje, las cuales vinculan centrales eléctricas con redes de distribución, o sistemas eléctricos entre sí, a través de distancias largas.

Las **redes de distribución** son las líneas de alta, media y baja tensión (voltaje), así como los transformadores de voltaje de menor potencia que llevan la energía eléctrica hasta los consumidores finales. Partimos afirmando que el RD es la última etapa de la integración vertical de un Sistema Eléctrico Nacional. Los sistemas eléctricos son los que suministran electricidad a los consumidores y están compuestos por sistemas de generación, sistemas de transmisión, y las redes de distribución.

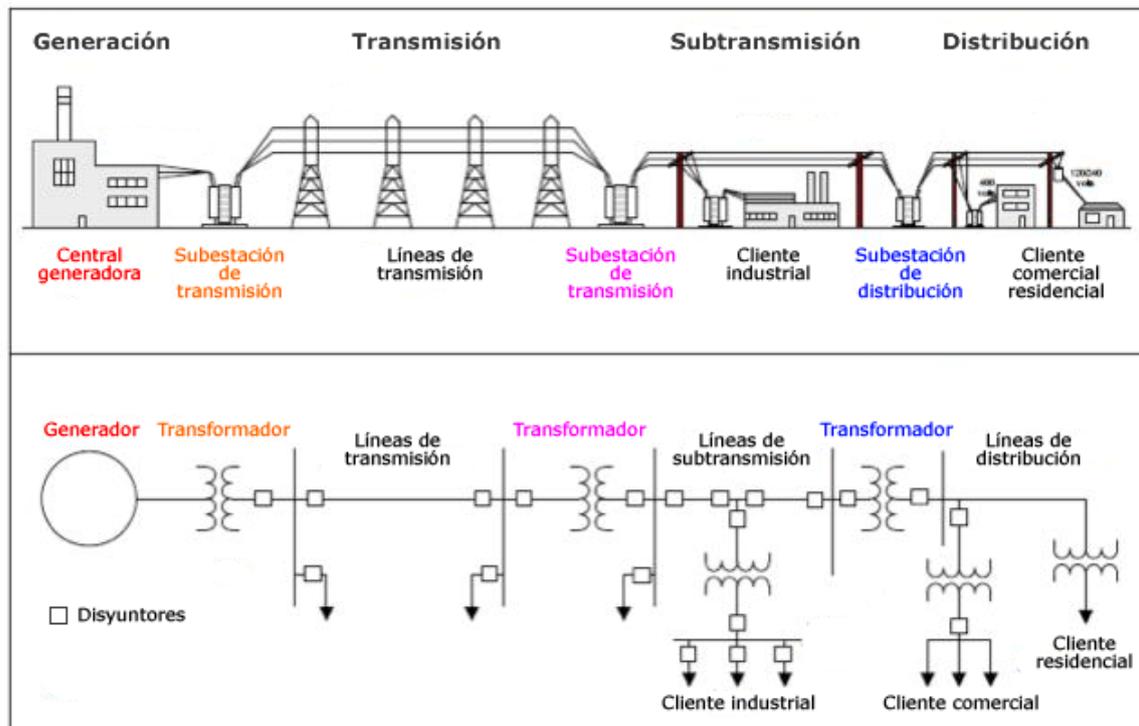
Si analizamos el Sistema Eléctrico Nacional desde el punto de vista de su integración vertical, se puede afirmar que el RD es la última etapa de esta cadena integrada.

En Bolivia el RD es el sistema necesario para el cumplimiento de la actividad de suministro de electricidad a Consumidores Regulados y/o Consumidores No Regulados, mediante instalaciones de Distribución primarias y secundarias (Primaria es el tendido de red eléctrica y Secundaria es la instalación eléctrica de carga que demanda cada consumidor). La actividad de Distribución constituye servicio público. Es decir, la RD es una "*Essential Facility*" (Infraestructura Esencial) y por ende está sujeta a la regulación eléctrica.¹⁸

Esto último es importante comprender, pues toda afectación a la RD, como lo es la GD, también debe estar sujeta a regulación y debe cumplir con estrictas normas técnicas que más adelante se detallan.

¹⁸ Art. 2 de la ley 1604 de Electricidad

Diagrama 5: Esquema de sistema eléctrico



Fuente: <http://www.averiaselectricas.com/component/content/article?id=41:el-suministro-electrico>

Con relación a los niveles de tensión (alta, media y baja), estos se refieren a los voltajes nominales de las redes y su aplicación está vinculada a la capacidad de transporte de la energía, pues mientras más energía se requiere transportar, se requiere mayor tensión (voltaje).

En otras palabras, las redes de alta, media y baja tensión eléctrica se clasifican por la cantidad de energía que son capaces de transportar, distribuir o aprovechar, por lo que se hace necesario limitarse a las cifras de voltaje para comprender exactamente cuándo se puede hablar con exactitud de cada uno de los tipos de tensión eléctrica.

De acuerdo con lo anteriormente mencionado, Bolivia cuenta con una categorización para identificar cada una de las redes según su tensión, lo cual se detalla a continuación:

Redes de alta tensión son aquellas que superan los 69.000 voltios (69 kV), estas instalaciones son vitales para el transporte de energía en grandes cantidades dejando de lado la distancia que esta recorra.

Es necesario hacer mención que, en Bolivia el Sistema Interconectado Nacional, maneja tensiones de 69, 115 y 230 kV, como se aprecia en la siguiente figura:

Ilustración 2. Sistema interconectado de Bolivia



Fuente: Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC)

En cuanto a las redes de media tensión, se refieren a las líneas de transmisión que manejan tensiones inferiores a los 69.000 V (69 kV) y superiores a 1.000 V (1kV), en este punto las subestaciones de transmisión procesan la tensión con la misión de producir la energía que debe llegar hasta el consumidor final.

Finalmente, las redes de baja tensión son aquellas transportan tensiones menores a los 1.000 V (1 kV), las cuales son aprovechadas en los consumidores comerciales y residenciales.

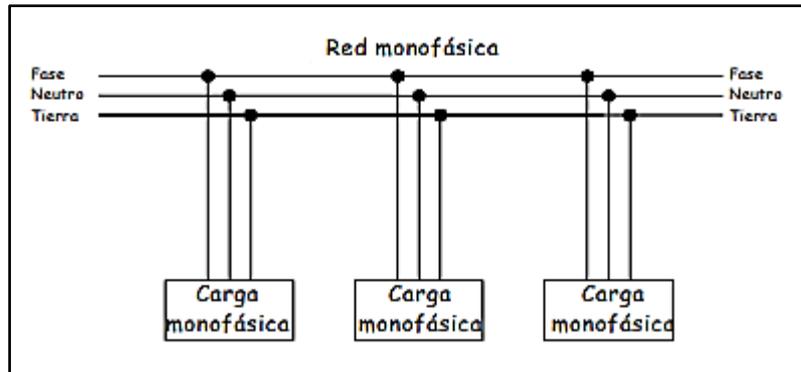
Se debe tomar en cuenta que las distancias y la sección de los conductores (cables) generan pérdidas, es decir la caída de tensión, la cual es una disminución en el voltaje transportado por las redes eléctricas, dicha disminución en cierto punto o distancia se mantienen en un voltaje (-20%) no soportado por los equipos eléctricos, lo que ocasiona el deterioro de los mismos.

Conexiones Monofásicas y Trifásicas

Las redes eléctricas pueden ser de tipo monofásicas o trifásicas, una red monofásica es aquella donde la conexión se basa en dos conductores de alimentación (fase y neutro), y para contar con la protección de la instalación y de los equipos conectados se debe considerar un conductor denominado "tierra".

El diagrama 6 demuestra la instalación típica de este tipo de conexiones, las cuales son utilizadas comúnmente en consumidores residenciales, manejando un voltaje entre 220 y 230 V a una frecuencia de 50 Hz en Bolivia.

Diagrama 6. Sistema interconectado de Bolivia



Fuente: <http://www.oocities.org/stselectricos/clase1.pdf>

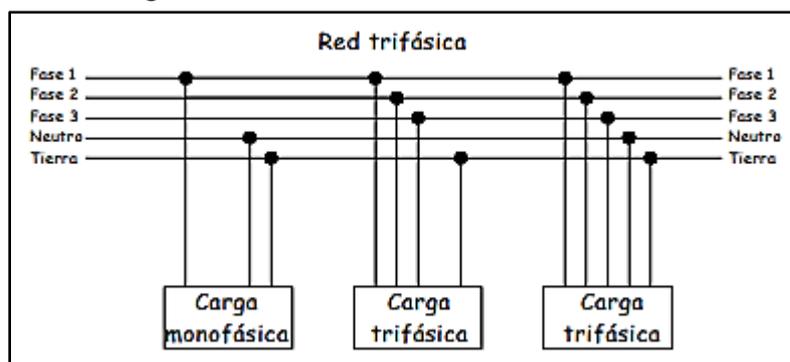
Por otro lado, las redes trifásicas se pueden identificar como de cuatro hilos o de tres hilos, las redes trifásicas de cuatro hilos cuentan con un número mayor de conductores, en este caso presentan tres conductores de fase, además de un conductor neutro y un conductor de tierra, en el caso de las de tres hilos se compone solamente por tres conectores y el conductor de tierra. Generalmente en Bolivia las redes trifásicas manejan voltajes entre 380 y 400 V.

De acuerdo con las exigencias de la carga o los consumidores, estos pueden efectuar diferentes tipos de instalaciones a partir de la red trifásica.

- Una de ellas es la instalación monofásica, de igual manera que se indica anteriormente se toma una de las fases en conjunto con el neutro y el conductor de tierra.
- Otro tipo de instalación es la de conectar solamente los tres conductores de fase y la protección de tierra.
- Y, por último, con la instalación de los cinco conductores, es decir, las tres fases, el neutro y la conexión de tierra.

Estos tipos de instalación son utilizados comúnmente en industrias o consumidores con demandas grandes, debido a los equipos que utilizan, los cuales exigen mayor consumo como por ejemplo motores eléctricos trifásicos. En el Diagrama 7, se muestran los tres tipos de instalaciones mencionados precedentemente.

Diagrama 7. Sistema interconectado de Bolivia



Fuente: <http://www.oocities.org/stselectricos/clase1.pdf>

2.1.5 La figura del Prosumidor - Beneficiario de la GD

La GD como nuevo concepto energético ha traído consigo un nuevo actor: el Prosumidor, también referido como usuario-generador. Este término se compone de dos vocablos castellanos: consumidor y productor. Esta definición ilustra la idea de que el consumidor de electricidad tradicional consigue tener el rol de productor de energía eléctrica gracias a la GD. Este concepto ya ha sido introducido formalmente en estudios, normas y tratados, pero es aún más utilizado en conferencias, encuentros, talleres y seminarios internacionales relacionados a la GD. El concepto rompe con el esquema tradicional unidireccional, en el que el flujo de la electricidad era únicamente de las centrales eléctricas al consumidor final, trayendo un enfoque bidireccional en el cual el flujo eléctrico puede también provenir del usuario final.¹⁹

El prosumidor es, por un lado, el portador del Derecho a la Generación Distribuida constituido en la conexión y acceso a la red y, por el otro, es el responsable de cumplir con los requerimientos técnicos y económicos exigidos por la normativa al respecto.

Según las normas implementadas en países como Argentina, Brasil, Chile y México, entre otros países, pueden ser prosumidores personas naturales para su consumo residencial, empresas privadas para consumos comerciales e industriales y entidades públicas para consumos de edificios y actividades ejercidas por la función pública.

No pueden, o no suelen estar facultados como prosumidores los operadores de las redes eléctricas o distribuidores. En Brasil existen prohibiciones relacionadas al de Derecho de la Competencia que el distribuidor pueda ejercer la micro- o minigeneración distribuida debido a la ventaja competitiva que ejerce por tener bajo su control la red de distribución. También hay limitaciones por la función de servicio público, es decir la GD no cumple una función de suministro público de electricidad, quedando el distribuidor limitado a ejercer únicamente el suministro público. También existen criterios económicos que no permiten que

¹⁹ Mariano Roca: Generación distribuida: Un nuevo concepto energético. Revista online Minería & Energía: <http://defonline.com.ar/generacion-distribuida-un-nuevo-concepto-energetico/>. 05.04.2018

los distribuidores puedan ejercer esa función, pues al ejercer un distribuidor la GD tendría la posibilidad de incurrir en subsidios cruzados, cubriendo con la actividad de la distribución posibles costos de la GD, creando en ese sentido una distorsión en su estructura de costos y una falta al principio de objetividad y transparencia en el régimen tarifario.

2.1.6 Generación Distribuida Fotovoltaica (GDF)

Este capítulo recoge lo expuesto anteriormente y configura el concepto principal objeto del presente Estudio, afirmando que:

“la GDF es la generación de energía eléctrica con paneles solares fotovoltaicos en corriente continua, su conversión a corriente alterna a través de un inversor, su medición e inyección a la red de distribución de media o baja tensión, y la retribución de la electricidad inyectada mediante un sistema de compensación legalmente establecido.”

Como se explicó anteriormente, los sistemas fotovoltaicos *on grid* sin baterías son los utilizados para la generación distribuida fotovoltaica por parte de los consumidores. Estos sistemas se conectan a la red interna del consumidor y generan electricidad durante el día, cubren parte o toda la carga del consumidor e inyectan el excedente a la red, a través de su acometida.

Debido a que las redes de distribución y transmisión de energía eléctrica están diseñadas para llevar energía desde la red hacia el consumidor final, la inyección de potencia desde varios consumidores finales hacia la red puede ser mayor a la capacidad de la línea de transmisión y a la del transformador que los alimenta. Por ello, es necesario que, antes de la instalación de sistemas de generación distribuida, la distribuidora sea informada sobre ellas para la evaluación de la capacidad de la red para transportar la inyección de energía excedentaria de los consumidores.

2.1.7 Conclusión – Definición de la GD FV

En base a todo lo expuesto hasta este punto, se puede decir que la Generación Distribuida de la que hablamos es la generación con sistemas fotovoltaicos de menor escala, realizada por los propios consumidores de electricidad de los sistemas eléctricos, para cubrir parte de su consumo, con la posibilidad de inyectar sus excedentes a la red a cambio de una remuneración o compensación establecida por una norma.

2.2 Situación de la GD en Bolivia

La ley que rige el desarrollo del sector eléctrico en Bolivia es la Ley de Electricidad No. 1604, emitida en diciembre de 1994, y sus reglamentos, emitidos poco después. Toda la normativa fue diseñada pensando en la generación hidroeléctrica, térmica a gas natural y diésel que existía en ese momento, sin tomar en cuenta otros tipos de generación que ahora son usuales.

Para la Generación Distribuida de la que hablamos, que es la generación realizada por los propios consumidores, para cubrir parte o toda su carga conectada a una red de distribución, con la posibilidad de inyectar o no sus excedentes de energía a la red, no existe ningún acápite en la normativa. La figura más aproximada es la del auto productor (ver mayores detalles más adelante)

La falta del marco regulatorio no es la única razón de la ausencia de GD en Bolivia. El precio de la electricidad en Bolivia es bajo comparado con el de otros países, debido a que el mismo es determinado en base a un precio subvencionado de gas natural para la generación de electricidad, lo cual hace poco atractiva la instalación de sistemas de generación distribuida fotovoltaica para la mayoría de los consumidores. Como referencia, el precio promedio de la electricidad para los consumidores finales del Sistema Interconectado Nacional en 2017 fue de 10,21 centUS USD/kWh (sin IVA).

Sin embargo, existen categorías tarifarias que tienen rangos de consumo con una tarifa que ya hace atractiva la instalación de sistemas de generación distribuida fotovoltaica. Ejemplos de ello son, en la distribuidora CRE de Santa Cruz de la Sierra, la categoría Domiciliaria, que para consumos mayores a 1.000kWh/mes tiene una tarifa de 32 centUS USD/kWh (con IVA y tasas de Aseo y Alumbrado público), y la categoría General II (pequeños comercios), que para consumos mayores a 1.000kWh/mes tiene una tarifa de 22 centUS USD/kWh (con IVA y tasas de Aseo y Alumbrado público).

Considerando que un sistema básico de generación fotovoltaico *on grid* (paneles solares con inversor) puede costar instalado unos 2.000US USD/kWp y produce en Santa Cruz alrededor de 1.400kWh/año, con los ahorros por la reducción de la compra a la distribuidora en los tramos con mayor tarifa, un sistema podría pagarse en menos de 5 años en un domicilio de alto consumo.

En el caso de La Paz, la situación es aún más atractiva si se trata de GD con energía solar fotovoltaica, pues la radiación solar es al menos un 25% mayor que la del oriente boliviano.

Por ello, ya existen empresas que están ofreciendo los llamados "Sistemas Solares de Autoconsumo"²⁰, que son los sistemas básicos de paneles con inversores *on grid*, y existen también varias instalaciones realizadas en domicilios, comercios e instituciones, de unos pocos kWp cada una. Entre los más destacados se encuentran los techos solares de la UPB y el Banco Ganadero con potencias instaladas de 50 hasta 200 kWp o la planta solar sobre el suelo de Viru Viru con 315 kWp y la planta solar de la UMSA con 50 kWp. Estos consumidores utilizan los sistemas únicamente para autoconsumo y no reciben ninguna compensación ni beneficio por las cantidades de energía que inyectan a las redes de distribución.

²⁰ Entre ellas se pueden citar a SIE, Enersol, Tecnsol, Sunset, y varias otras que están entrando en el mercado boliviano.

Debido a que actualmente en Bolivia la energía inyectada a la red por parte de los consumidores no es compensada ni retribuida, los sistemas de autoconsumo sin baterías se dimensionan solamente para cubrir la carga que se presenta en las horas en las que el sistema fotovoltaico produce energía, es decir durante el día. Sin embargo, por la variación normal de la carga de un consumidor, algo de la energía producida entra a la red, favoreciendo a la distribuidora gratuitamente.

Al no existir normativa para estas instalaciones, las mismas podrían ser realizadas sin ser informadas a las Distribuidoras. En consecuencia, existen actualmente sistemas de generación distribuida en Bolivia, los cuales son clandestinos y utilizan generadores a diésel o gas natural para su autoconsumo. Esto representa un problema a las Distribuidoras, ya que, al no contar con ningún requisito técnico, puede generar perturbaciones en la red o, pueden seguir energizando la red en el momento que la Distribuidora esté realizando algún tipo de mantenimiento a la red, poniendo en riesgo la vida de los técnicos que realicen este tipo de tareas.

Por su parte, las Distribuidoras cuentan con medidores de electricidad con tecnología antifraude, que consiste en que la inyección de energía a la red es contabilizada como consumo, lo cual obliga a los consumidores que tienen interés en instalar sistemas fotovoltaicos de autoconsumo, a solicitar a las distribuidoras el cambio de medidor por uno que al menos no contabilice las inyecciones a la red como un consumo (lo ideal es contar con medidores que contabilicen las inyecciones y los retiros por separado).

Además del nivel general bajo de las tarifas de electricidad, otra barrera para la generación distribuida en Bolivia es que las demandas mayores a 10kW, como tienen los comercios e industrias medianos y grandes, que son los que podrían instalar sistemas de generación distribuida, pagan a las distribuidoras el precio de la electricidad dividido en dos conceptos: potencia y energía, teniendo la energía, que es lo que los sistemas fotovoltaicos básicos pueden reemplazar, un precio equivalente entre 10 y 20 centUS USD/kWh (la potencia se cobra en función a la demanda en las horas de punta, de 6 pm a 11 pm), valores que dependiendo del porcentaje destinado a la potencia, en algunos casos no son atractivos para la instalación de sistemas fotovoltaicos.

Por otro lado, el precio del gas natural para industrias, combinado con la disponibilidad de generadores usados de bajo precio, incentiva a instalar sistemas propios de generación a gas natural, en vez de incentivar a tomar energía de la red o a instalar sistemas de energía renovable.

Finalmente, otra gran barrera que tiene la generación distribuida en Bolivia por parte de los consumidores es que, al parecer, las inversiones con periodos de recuperación mayores a 5 años no son consideradas atractivas por el usuario residencial, por lo cual la instalación de sistemas fotovoltaicos domiciliarios y de pequeño comercio se incrementara con firmeza recién después de que las tarifas de electricidad y/o el costo de los sistemas tengan un nivel que permita

un tiempo de recuperación menor al señalado. En el caso de los comercios grandes e industrias, el tiempo de recuperación máximo atractivo puede ser algo mayor, pero al parecer tampoco pasa de 10 años.²¹

Por su parte, las empresas Distribuidoras de electricidad, que son actores importantes de esta temática, temen que la implementación de la generación distribuida origine la necesidad de un incremento de tarifas, lo cual es siempre un problema para ellas. Pese a lo anterior, hay que considerar que dicho fenómeno, puede suceder sólo en el caso de entrada masiva de la GD, que como veremos al final de este estudio, en los países de la región que se ha implementado este tipo de normativas, la penetración de la GD ha sido en forma muy lenta, y no ha generado grandes impactos ni en la red o ni en las distribuidoras.

2.2.1 Autoproducción en el SIN

Los Auto productores de electricidad son los consumidores que producen por cuenta propia la electricidad para su auto abastecimiento.

Esta figura legal esta simplemente definida en la Ley de Electricidad, sin definir su participación en los sistemas eléctricos, por lo que hasta hace poco se consideraba solamente su operación aislada de las redes eléctricas.

A raíz de la disponibilidad de una potencia excedentaria importante de generación en los ingenios azucareros y a insistencia de ellos, el Comité Nacional de Despacho de Carga elaboró la Norma Operativa 13 (Tratamientos de excedentes de Auto productores), que viabiliza la conexión e inyección de excedentes de Auto productores al SIN y su remuneración.

Sin embargo, esta normativa está orientada para la operación de "grandes" Auto productores en el Mercado Eléctrico, debido a que ofrece como remuneración el precio de este mercado (aproximadamente 30 US USD/MWh = 3 centUS USD/kWh), el cual no es atractivo para las potencias de la generación distribuida fotovoltaica de la que hablamos.

2.2.2 Sistemas Híbridos en SAs

Por su extensión territorial y la baja densidad poblacional, existen grandes distancias entre las grandes ciudades y ciudades pequeñas y comunidades en Bolivia. Por ello también existen muchos Sistemas Aislados del Sistema Interconectado Nacional, que abastecen a estas pequeñas ciudades y comunidades, y tienen tamaños que van desde pocos kW hasta alrededor de 10MW.

²¹ Julio Humérez Quiroz: Determinantes del crecimiento económico en Bolivia: un enfoque de demanda. BCB, Revista de Análisis, enero - junio 2014, Volumen N° 20, pp. 9-40

En la mayoría de estos sistemas se genera la electricidad con generadores diésel, combustible importado debido a la baja disponibilidad en Bolivia.

Los sistemas híbridos solar-diésel aislados son aquellos sistemas de generación compuestos por un sistema de generación fotovoltaico (paneles solares más equipo electrónico), un generador diésel y opcionalmente baterías. Su ventaja principal es la reducción del requerimiento de combustible para cubrir una demanda.

Para reducir la utilización del diésel, hace pocos años se instalaron las plantas de generación híbridas solar-Diesel en la ciudad de Cobija de 5MW y la de la comunidad El Espino de 60 kW, con resultados satisfactorios. Por ello, están en desarrollo otros proyectos similares para otras ciudades y comunidades.

Uno de los temas a analizar en este estudio es el caso de la conexión de estos sistemas al Sistema Interconectado Nacional, describiendo su vinculación con la generación distribuida, como encarar el tema y posibles dificultades.

Inicialmente se puede ver que los sistemas de generación híbrida como los de Cobija o El Espino, una vez conectados al SIN no serán la generación distribuida de la que se ocupa este estudio, debido a que los operadores de estos no son los consumidores, sino que son operados como ENDE en Cobija y CRE en El Espino, que ejercen como generadores y distribuidores.

En general, las configuraciones básicas de sistemas híbridos en Sistemas Aislados podrían ser las siguientes:

- Generador diésel de propiedad de la Distribuidora, con capacidad para cubrir toda la carga del sistema, con consumidores con sistemas de generación distribuida fotovoltaica (sistemas *on grid*)
- Generador diésel con capacidad suficiente para cubrir toda la carga y sistema fotovoltaico *on grid* para reducir el consumo de diésel durante el día (sin baterías), ambos de propiedad de la Distribuidora, con o sin consumidores con sistemas de generación distribuida fotovoltaica (sistemas *on grid*)
- Sistema fotovoltaico con baterías dimensionado para cubrir toda la carga durante las 24 horas del día, con o sin generador diésel para cargar las baterías en caso necesario, ambos de propiedad de la Distribuidora, con o sin consumidores con sistemas de generación distribuida fotovoltaica (sistemas *on grid*)

El objetivo de la conexión de este tipo de sistemas al Sistema Interconectado Nacional (SIN) es eliminar el uso del combustible fósil.

El sistema híbrido con configuración a) puede ser conectado al SIN retirando (o dejando en stand by) el generador diésel. La Distribuidora se convierte en Distribuidora del SIN y los consumidores con generación distribuida siguen recibiendo el mismo tratamiento.

En el caso de la configuración b) la Distribuidora se convierte en Distribuidora del SIN, el generador diésel se retira o se deja en *stand by*, el sistema fotovoltaico tendría que tratarse como un generador del SIN y los consumidores con generación distribuida siguen recibiendo el mismo tratamiento. El problema administrativo radicaría en que la remuneración del SIN al sistema fotovoltaico es muy pobre; para subsanar ello, el sistema fotovoltaico debería ser incorporado al programa de remuneración adicional para energías alternativas (Decreto Supremo 2048/2015), con la misma tarifa que recibía cuando el sistema híbrido era aislado.

En el caso de la configuración c), si el inversor del sistema fotovoltaico es un inversor con opción *on grid*, la conexión al SIN se realizaría como en la configuración b).

Si el inversor de la configuración c) es uno de tipo *off grid*, la conexión al SIN se realizaría reemplazando el generador diésel con la red, quedando el sistema fotovoltaico y carga como una unidad consumidora de consumo bajo y esporádico.

Este último caso (configuración c con inversor *off grid*) es también el caso más común de un sistema híbrido privado (por ejemplo, estancias agropecuarias).

3 ANÁLISIS NORMATIVO

La Generación Distribuida como tal no se encuentra prevista en el Ordenamiento Legal de Bolivia, sin embargo, existen Normas que regulan la generación de electricidad, la operación y el funcionamiento de las redes de distribución, la autoproducción de energía eléctrica y, por ahora incipientemente, la generación con energías alternativas renovables, que debido al enfoque en los sistemas solares fotovoltaicos que debe tener el presente estudio, también deben ser incluidas en el análisis.

A continuación, se presenta el análisis de las normativas mencionadas.

3.1 Análisis de la normativa boliviana para la implementación de la gd

3.1.1 Nueva Constitución Política del Estado

En febrero del 2009 es aprobada la nueva Constitución del Estado Plurinacional Boliviano (en adelante Nueva Constitución), que abroga a la entonces vigente Constitución Política del Estado de 1967 y establece un nuevo régimen para el desarrollo y ejecución de las actividades relacionadas a la generación, transmisión y distribución de energía en el país, estableciendo en primera instancia el acceso universal a la energía como un Derecho Fundamental en su artículo 20, par. I:

“Toda persona tiene derecho al “acceso universal y equitativo a los servicios básicos de agua potable, alcantarillado, electricidad, gas domiciliario, postal y telecomunicaciones”

En el mismo precepto legal, el Estado boliviano se atribuye la responsabilidad exclusiva de la provisión de estos servicios a través de entidades públicas, mixtas, cooperativas o comunitarias. El suministro eléctrico podrá ser realizado por empresas privadas a través de contratos suscritos con el Estado. El contrato al que se refiere esta norma es aquel que se otorga en forma de una Licencia por la AETN. Esta queda exenta si la producción de electricidad tiene destino al suministro a terceros o al uso exclusivo del productor, siempre que sea por debajo de los límites establecidos por norma especial (reglamento).²²

Sin embargo, como veremos más adelante, se establece la posibilidad de ejercer la actividad de generación de energía sin necesidad de Licencia, principalmente para la Autoproducción con sistemas menores (máx. hasta 2 MW de potencia).

La Nueva Constitución, en su artículo 378, declara a la Energía en sus diversas formas y fuentes un recurso estratégico y esencial para el desarrollo integral y social del país y establece que su aprovechamiento y explotación, así como su suministro deberán regirse por los principios de eficiencia, continuidad, adaptabilidad y preservación del Medio Ambiente.

²² Art. 25 inc. a) de la Ley 1604, en relación con el No. 3 de la Norma Operativa No. 13 de la AETN

Con el objeto de determinar el alcance de la responsabilidad exclusiva del Estado sobre el suministro de energía, la Constitución reconoce y determina la cadena productiva energética vertical extendiendo la facultad y la competencia del Estado a las actividades de generación, transmisión y distribución de energía. Además, establece una clara prohibición de otorgar estas actividades en concesión a empresas privadas y de beneficiar a través de ellas exclusivamente intereses privados. Esto no excluye la participación privada en la realización de las actividades de la cadena energética, la cual sin embargo deberá ser regulada por ley especial.

Más allá de las actividades comunes de la cadena vertical de la industria energética, el Estado se atribuye la facultad y al mismo tiempo la obligación de desarrollar y promover fuentes de generación de energías alternativas, su uso e investigación, siempre que sean compatibles con la preservación del Medio Ambiente.

Toda energía generada deberá satisfacer y garantizar en primera instancia el consumo interno, pudiéndose exportar los excedentes de energía generada, únicamente, cuando las reservas para asegurar el consumo interno se encuentren garantizadas.

En cuanto a la competencia estatal para el ejercicio de las actividades en el sector energético, sobre todo el desarrollo y la implementación de proyectos energéticos, la Nueva Constitución hace una importante diferenciación entre el nivel central del Estado, las entidades territoriales autónomas, los gobiernos departamentales y gobiernos municipales autónomos.

Sin ser muy explícita en cuanto al alcance de su competencia, esta Ley Fundamental faculta a los Gobiernos Departamentales para el desarrollo de proyectos de electrificación rural, proyectos de energía para sistemas aislados y proyectos de fuentes de energías alternativas de alcance departamental, siempre que preserven la seguridad alimentaria, entendiéndose vagamente que estos proyectos no podrán ser o estar conectados al SIN (Sistema Interconectado Nacional). Vale observar que la norma se limita al término "proyecto" excluyendo cualquier estipulación sobre la competencia para la realización de las actividades específicas de generación, transmisión y distribución de energía.

Respecto a los gobiernos municipales autónomos, la Nueva Constitución reconoce su competencia para proyectos de fuentes alternativas y renovables de energía de alcance municipal que preserven la seguridad alimentaria.

Finalmente, las así denominadas "autonomías indígenas originario campesinas" también tienen competencia para explotar fuentes de energías y desarrollar la electrificación de sistemas aislados, siempre que estén dentro de su jurisdicción y se realicen en el marco de la política del Estado.

De acuerdo con el art. 298 II 8, el nivel central del Estado se reserva la competencia exclusiva para establecer la política de generación, producción,

control, transmisión y distribución de energía en el sistema interconectado nacional.

3.1.2 Ley de Electricidad

En Bolivia continua vigente la Ley No. 1604 de Electricidad, promulgada en fecha 21 de diciembre de 1994, como el instrumento regulador del sector eléctrico para un nuevo sistema económico establecido por el proceso de Capitalización, el cual trasladaba a empresas privadas, especialmente consorcios internacionales, la administración y el control de las empresas de los sectores claves de la economía nacional, entre ellos el sector energético.

Esta Ley regula las actividades de la industria eléctrica, define los principios para el establecimiento y la fijación de los precios y tarifas de electricidad en el país en un marco de mercado abierto con libre competencia, en el que el rol estatal quedaría limitado a la planificación, regulación y administración de licencias y concesiones, su control y fiscalización y a las políticas de electrificación rural y universalización del suministro eléctrico.

A continuación, se detallan los principales aspectos regulatorios establecidos por esta ley, y que conformarían la nueva estructura y el funcionamiento de la industria eléctrica en Bolivia a partir de 1994:

- Establece un régimen de concesiones y licencias para el ejercicio de las actividades energéticas por empresas privadas nacionales y extranjeras.
- Garantiza la Libre Competencia en el desarrollo y la ejecución de las actividades de la industria energética.
- Determina la organización institucional, otorgando jurisdicción y competencia al Ministerio y a la Secretaría de Energía y a la Superintendencia de Electricidad.
- Faculta al Ministerio y a la Secretaría para proponer normas reglamentarias de carácter general para su aprobación por el Poder Ejecutivo y para la elaboración del Plan Nacional Referencial para el SIN (Sistema Integrado Nacional).
- Establece las atribuciones y competencias de la Superintendencia de Electricidad como el órgano regulador independiente del sector.
- Estructura el Sector Eléctrico Nacional estableciendo la separación vertical propietaria y societaria de las etapas de generación, transmisión y distribución de energía, salvo en sistemas aislados.
- Garantiza el sistema de acceso abierto a las redes de transmisión para la utilización de las infraestructuras de transmisión para el transporte de energías para cualquier persona o empresa interesada.

- Crea el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) como el ente responsable de la coordinación de la generación, transmisión y despacho de carga.
- Regula el cálculo y la fijación de los precios máximos de la energía para generación y distribución y las tarifas máximas de transmisión y las tasas de retorno correspondientes
- Otorga al Estado la competencia y la responsabilidad para la electrificación de poblaciones menores y rurales.

Con la excepción del punto 8 de los aspectos mencionados arriba, la ley no está siendo cumplida ni aplicada y sus principales sistemas y estipulaciones regulatorios a partir del 2006, los cuales han quedado parcial o totalmente desvirtuados a través de la aprobación y entrada en vigencia de la Nueva Constitución y otras normativas específicas; tales como: la posibilidad de concesionar a privados las actividades de la industria eléctrica otorgando al Estado y a entidades de orden público la competencia exclusiva para la generación, transmisión y distribución de electricidad, la separación vertical propietaria y societaria de las actividades eléctricas, la regulación de los precios y tarifas de energía, la estructura institucional eliminando la Superintendencia de Electricidad y creando la AE, entre otras.

Es evidente y urgente la inserción de una nueva Ley de Electricidad que establezca un nuevo marco para la regulación y el funcionamiento actual del sector y que sea coherente con los nuevos principios, derechos y obligaciones establecidos en la Nueva Constitución y que constituya un marco legal e institucional compatible con la actual estructura y funcionamiento de la industria eléctrica. Desde el 2009 el Gobierno ha venido anunciando la elaboración de un proyecto de Ley de Electricidad para ser puesto a consideración de todas las instancias del Estado, para su discusión y posterior aprobación. Esto aún no ha sido concretado.

En su más reciente Plan Eléctrico 2025, el Gobierno se ha planteado como una condicionante ineludible para alcanzar sus objetivos de Política Energética hasta el 2025, la creación de una nueva Ley de electricidad que establezca un marco para la inserción de sistemas de energías renovables con mecanismos de incentivos y medidas para su aprovechamiento, uso e investigación principalmente, no mencionando el resto de las actividades y aspectos que precisan ser normados.

Así mismo, el Plan de Desarrollo Económico y Social (PDES), regulado por la Ley No. 777 de 21 de enero de 2016 "Ley del Sistema de Planificación Integral del Estado (SPIE)", ha sido elaborado sobre la base de la Agenda Patriótica 2025 y el Programa de Gobierno 2015-2020, y se encuentra a cargo del Ministerio de Planificación para el Desarrollo (MDP). Dicho Plan es el instrumento a través del cual se canaliza la visión política que se desprende del PDES, materializada en la planificación a mediano plazo, según su Art. 15.

3.1.3 Sobre la Autoproducción

La Ley de Electricidad mencionada anteriormente, reconoce la actividad de la autoproducción definiéndola en su Art. 2 como “la Generación destinada al uso exclusivo del productor realizada por una persona individual o colectiva Titular de una Licencia”. Más adelante veremos que, en el caso de sistemas de autoproducción de energía con una potencia instalada menores a 2 MW, no es necesaria la obtención de una Licencia.²³

Además del ejercicio de la Autoproducción de energía, la Ley establece la obligación para la Distribuidora de permitir el uso de sus instalaciones a auto productores que estén ubicados dentro de su zona de Concesión, sujeto al pago correspondiente.²⁴

3.1.4 Sobre Energías Alternativas Renovables

La Ley de Electricidad N° 1604 vigente, no contiene normas o estipulaciones para la implementación de fuentes de generación de energía renovables o alternativas, más allá de su artículo 5, el cual dispone:

“El aprovechamiento de aguas y otros recursos naturales renovables destinados a la producción de electricidad se regulará por la presente ley y la legislación en la materia, teniendo en cuenta su aprovechamiento múltiple, racional, integral y sostenible. En función de las dimensiones del mercado eléctrico y al racional aprovechamiento de los recursos primarios, el Poder Ejecutivo podrá definir la participación mínima hidroeléctrica en la capacidad de Generación del Sistema Interconectado Nacional.”

Esta norma se refiere principalmente a la utilización de plantas generadoras hidroeléctricas, dejando abierta complementariamente la posibilidad del aprovechamiento de otros recursos naturales renovables, bajo los cuales, aunque la ley no especifica, bien pueden ser comprendidas las fuentes de energía eólicas, solares, geotérmicas o de biomasa. Debido a que esta norma no propone ningún mecanismo o sistema especial para la regulación de estos tipos de generación renovable de electricidad, tales como su inyección garantizada a la red, incentivos o mecanismos de remuneración, no constituye el establecimiento de un marco legal adecuado para el desarrollo y uso de energías alternativas.

Existen algunas normativas posteriores a esta Ley que se han insertado en el Ordenamiento Legal de Bolivia, con el objetivo de incentivar el uso de energías renovables, especialmente en los Departamentos dependientes de sistemas aislados (no conectados al SIN), para su suministro eléctrico o con ciertas necesidades específicas. Tal es el caso de la Ley No. 2820 del 2004, que ordena el aprovechamiento de la energía eólica y solar para la extracción de aguas subterráneas en el Departamento de La Paz, como una medida para el

²³ Punto 3 de la Norma Operativa No. 13 de la AETN

²⁴ Art. 30 Núm. 3 inc. d) Ley de Electricidad N° 1604

desarrollo de las actividades agrícolas y la mejora del acceso al agua para la satisfacción de necesidades básicas.

El 2005 se aprueban las Leyes N° 3152 y 3279, que declaran de necesidad nacional, la implementación de fuentes de generación de energías alternativas en los Departamentos de Pando y Beni respectivamente, facultando al Poder Ejecutivo para tal efecto, la utilización de recursos del Tesoro General de la Nación y/o donaciones y créditos internacionales para su financiamiento. Además, estas normas liberan del pago de impuestos a las utilidades por cinco años, a cualquier persona natural o colectiva que genera energías alternativas en este Departamento, así como al pago del IVA (Impuesto al Valor Agregado) y los impuestos de importación de aquellos equipos y tecnologías para la generación de estas energías. Estas normas han quedado sin efecto, debido a la eliminación de concesiones a privados para la realización de actividades de la cadena energética y a la facultad exclusiva a la empresa ENDE por propia cuenta o en sociedad, para la realización de este tipo de generación, ambos previstos en la Nueva Constitución. De esa manera los incentivos fiscales planteados arriba no aplican.

También en el 2005 se aprueba el Decreto Supremo No. 28557, que establecía mecanismos de financiamiento a través de dos fondos existentes (FNDR o FONDESIF), para proyectos de electrificación rural con sistemas fotovoltaicos, micro centrales hidroeléctricas, densificación de redes y usos productivos, mecanismos que hoy en día no se encuentran más vigentes.

Recién el 2012, ya en la administración del Gobierno de Evo Morales, se prestará atención nuevamente a la necesidad de implementar energías alternativas en los sistemas aislados (especialmente el de Pando), aprobándose la Ley No. 239 consecuente, cuyo único artículo dispone brevemente: que *“el Órgano Ejecutivo del Nivel Central del Estado, a través de las instancias competentes, priorizará la generación y suministro de energía eléctrica en el Departamento de Pando, a través de proyectos a corto, mediano y largo plazo.”*

Nuevamente, esta norma, más allá del establecimiento de un lineamiento de política energética, no establece mecanismos concretos y definidos que permitan efectivamente la implementación de sistemas de energías alternativas en Pando.

No sería sino hasta el 2014, que se plantearía la realización de un primer proyecto con energías renovables: Planta híbrida fotovoltaica-diésel en Cobija, capital de Pando, cuya realización no responde necesariamente a la existencia de la Ley No. 239 mencionada arriba.

El objetivo principal de estas normativas ha sido la reducción del consumo de Diésel para generación eléctrica, frente al creciente consumo de las poblaciones aisladas, y en algunos casos el aumento de la electrificación rural. Estas leyes no lograron cumplir con sus objetivos y no constituyen por tanto

instrumentos legales válidos y suficientes para el desarrollo y uso de energías alternativas en Bolivia.

El VMEEA está trabajando en un anteproyecto de Ley sobre Energías Alternativas, que deberá en un futuro próximo normar específicamente su generación, transporte y distribución y establecer los mecanismos de incentivos, para su desarrollo e implementación.²⁵ Según se entiende, esta Ley estaría separada de una futura nueva Ley de Electricidad que reemplace la Ley 1604 de 1994.

Mecanismo de Remuneración para Proyectos de Energías Alternativas:

El Gobierno Nacional aprueba el Decreto Supremo No. 2048 de fecha 02 de julio de 2014, con el objeto de establecer un mecanismo de remuneración, para la generación de electricidad a partir de Energías Alternativas en el SIN (Sistema Interconectado Nacional).

Este mecanismo consiste en la aplicación de un valor de ajuste adicional al precio nodo de la energía, que será cubierto por los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM),²⁶ proporcionalmente a su consumo de energía y atribuido a los proyectos de energías alternativas, que hayan sido aprobados por el Ministerio de Energías (MEN), antes Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE), modificado mediante Decreto Supremo No. 3058. Dichas aprobaciones serán realizadas a través de Resoluciones Ministeriales.²⁷

Este valor de ajuste de adaptabilidad deberá ser aprobado por la Autoridad de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), para cada caso y aplicado de acuerdo a los registros mensuales realizados por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), el cual determinará la remuneración a ser aplicada. Para tal efecto, la norma prevé la creación por las empresas distribuidoras de cuentas individuales de "Energías Alternativas" para cada agente, en la que se incluirán los montos destinados a cubrir la remuneración, por efecto de la aplicación del valor de ajuste por adaptabilidad para el desarrollo de dichas energías.²⁸

El Ministerio de Hidrocarburos y Energías, ahora Ministerio de Energías, reglamenta los criterios para la aplicación de los factores (entiéndase por este factor la base de cálculo para la determinación de los valores de ajuste de

²⁵ Plan para el Desarrollo de las Energías Alternativas del Estado Plurinacional de Bolivia – 2025, Pág. 30

²⁶ Según el Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de 1995, son agentes MEM los Distribuidores, Generadores y Transmisores que operan en el Sistema Interconectado Nacional con arreglo a la Ley de Electricidad y sus reglamentos. Son también agentes del Mercado los Consumidores No Regulados habilitados por la Entidad Regulatoria. Los Distribuidores que sean propietarios de instalaciones de Generación.

²⁷ De acuerdo a su Art. 2 Numeral I esta norma se basa en el principio de adaptabilidad de la Ley de Electricidad 1604 de 1994 para establecer este mecanismo: e) "El principio de adaptabilidad promueve la incorporación de tecnología y sistemas de administración modernos, que aporten mayor calidad y eficiencia en la prestación del servicio"

²⁸ Art. 3 Num. I Decreto Supremo No. 2048

adaptabilidad mencionados arriba) de Energías Alternativas, mediante Resolución Ministerial N° 004 de enero de 2015. Estos criterios son los siguientes²⁹:

- Las cuentas individuales permitirán una remuneración adicional a la obtenida en el Mercado Spot y no podrán tener saldos negativos, para que los factores mencionados acumulen los valores necesarios para cubrir los valores de ajustes adicionales.
- Para el financiamiento de las energías alternativas, estos factores forman parte de los Fondos de Estabilización de los precios y tarifas de energía tales como: pago de los Consumidores No Regulados al Fondo de Estabilización del MEM, consumos domiciliarios mayores a 1.000 kilovatios/hora (kWh) u otro nivel que sea aprobado por el ente regulador, subsidios focalizados, diferencia entre los precios de energía Spot y de aplicación, y otros ingresos adicionales que pudiesen crearse y/o aplicarse con esa finalidad.
- Las proyecciones y sus resultados deberán contemplar un horizonte de cuatro (4) años, para asegurar que, en el corto y mediano plazo, las cuentas individuales tengan los fondos necesarios para remunerar los proyectos de Energías Alternativas aprobados por el MHE, ahora Ministerio de Energías (MEN) según Decreto Supremo N° 3058.

Esta norma establece, además, el procedimiento de aprobación de los factores de energías alternativas, el seguimiento y control de las cuentas individuales de energías alternativas. Ambos a ser aplicados por la AETN; y el procedimiento para la presentación de proyectos, evaluación, plazos y aprobación a ser aplicado por el ME.

Hasta el presente, este mecanismo se ha aplicado a los siguientes sistemas:

- Planta Solar de Yunchará con un precio de generación aprobado de 112 USD/ MWh
- Planta Solar de Uyuni con un precio de generación aprobado 64 USD/MWh
- Parque Eólico de Qollpana con un precio de generación aprobado de 56 USD/MWh

Se prevé la aplicación de este mecanismo, asimismo para los siguientes proyectos en el corto plazo:

- Proyecto Eólico de Warnes (En el Departamento de Santa Cruz)
- Proyecto Eólico El Dorado (En el Departamento de Santa Cruz)
- Proyecto Eólico San Julián (En el Departamento de Santa Cruz)
- Proyecto Eólico La Ventolera (En el Departamento de Tarija)
- Proyecto Solar de Oruro (En el Departamento de Oruro)

²⁹ Según el artículo tercero de la Resolución Ministerial No. 004 de 2015

La determinación sobre qué proyecto se plantea para ser desarrollado en el marco de este mecanismo de ajuste del precio de generación, se realiza por Ministerio de Energías sobre proyectos presentados por la empresa estatal ENDE Corporación y/o sus subsidiarias (como Guaracachi, Corani, Ende Andina, etc.), en base a estudios TESA (técnico, económico, social, ambiental) o de factibilidad.

3.1.5 Resolución AETN N° 253/2016, de 25 de mayo de 2016

La presente resolución modifica la Norma Operativa N° 13 "Tratamientos de excedentes de energía de autoprodutores" en el MEM, que deberá ser ejecutado por el CNDC (Comité Nacional de Despacho de Carga).

El punto 3 indica los puntos que han sido modificados en la norma, como es el caso de la definición de "Autoprodutor", más allá de producir energía para su uso exclusivo, independientemente de su proceso productivo, pone límite para los autoprodutores, en cuanto a la capacidad instalada, señalando que a partir de los 2 MW deberán contar con una licencia otorgada por la AETN.

Otro punto con cambios relevantes es que sólo a través de contratos de suministro con un Agente del Mercado, los Autoprodutores podrán vender sus excedentes de energía y en el caso de la remuneración, se reconocerá la producción de energía excedente inyectada.

En cuanto a las restricciones que controla el CNDC está la siguiente: La PA (Potencia Asegurada) de un Autoprodutor, no podrá ser mayor al 1% de la demanda máxima registrada en el SIN, en el último periodo noviembre-octubre y la PA total no podrá ser mayor al 2% de la demanda máxima registrada en el SIN en el último periodo noviembre-octubre.

Por otro lado, el Autoprodutor como consumidor regulado, podrá realizar retiros de energía y potencia a través de la Distribuidora, a cuya red de distribución esté conectado y no así, de forma directa por el MEM.

La presente resolución indica dos tipos de operación de autoprodutores:

- Operación con conexión al STI (Sistema Troncal de Interconexión). - En el que un Autoprodutor entrega sus excedentes al nodo del STI que están conectados y pueden vender sus excedentes sólo a través de contratos con cualquier generador que opere en el MEM y/o con los Distribuidores o Consumidores No Regulados que estén conectados en el mismo nodo donde entrega sus excedentes.
- Operación fuera del STI. - La diferencia es que los Autoprodutores entregan sus excedentes en algún punto fuera del STI, pudiendo vender sus excedentes sólo a través de contratos que con Agentes del MEM, o con el Distribuidor que lo vincula al nodo del STI y/o con los consumidores no regulados ubicados dentro del área de concesión.

En el caso de compras de excedentes en las transacciones económicas del MEM existe una serie de requisitos que los Autoprodutores deberán cumplir:

- Un AG (Agente Generador) que compra excedentes de energía de un Auto productor con conexión al STI, podrá vender esta energía al mercado de contratos o al mercado spot al precio horario spot de energía del nodo donde se entregan dichos excedentes.
- Un Consumidor No Regulado o un Distribuidor que compra excedentes de energía de un Autoprodutor con conexión al STI, descontará el monto correspondiente a los excedentes de energía adquiridos del Auto productor, de las compras de energía que realiza en el Mercado Spot y de Contratos. En el caso de existir racionamiento en el momento de la demanda máxima del SIN, de conformidad a lo establecido en el punto 4. 2. de la presente Norma Operativa, la remuneración por potencia atribuible al Autoprodutor será proporcional a la potencia descontada del Distribuidor o Consumidor No Regulado.
- Un Generador que compra excedentes de energía de un Autoprodutor con operación fuera del STI, podrá vender esta energía al mercado de contratos o al mercado spot al precio horario spot de energía, del nodo donde se vincula al STI.
- Un Consumidor No Regulado o un Distribuidor que compra excedentes de energía de un Autoprodutor con operación fuera del STI, descontará los excedentes adquiridos del Autoprodutor de las compras de energía que realiza en el Mercado Spot y de Contratos, en el nodo donde se vincula al STI. En el caso de existir racionamiento en el momento de la demanda máxima del SIN, de conformidad a lo establecido en el punto 4. 2. de la presente Norma Operativa, la remuneración por potencia atribuible al Auto productor será proporcional a la potencia descontada del Distribuidor o Consumidor No Regulado.
- En caso de que un AG, compre excedentes de un Autoprodutor que cuente con una Potencia Media Disponible mayor o igual al 20% de su capacidad efectiva, se remunerará la Potencia Firme determinada conforme a lo establecido en la Norma Operativa N° 2 afectada por las respectivas tasas de indisponibilidad. Para tal efecto, la Potencia Firme se determinará en los estudios de Mediano Plazo y Precios de Nodo; asimismo, esta potencia será sujeta a la reliquidación por potencia de punta. Para este cálculo, la Tasa de indisponibilidad Forzada de las Unidades del Auto productor, deberá incluir la respectiva tasa de indisponibilidad programada.
- Para el caso de Distribuidores que compran excedentes de energía de un Auto productor dentro o fuera del STI, en las Transacciones Económicas, para el cálculo de sus fondos de estabilización con cada AG y Transmisor, se considerarán las compras efectuadas al Auto productor.

3.2 Análisis legal comparado.

3.2.1 Introducción

Corresponde un análisis de los avances y desarrollos normativos e institucionales relativos al sector energético, en países con realidades similares a la de Bolivia, principalmente observando la implementación de proyectos de energías alternativas o renovables, pues éstas consisten en una innovación, que ya se ha iniciado en varios países de la región, en Brasil como en Chile desde el año 2012 y en México desde el 2015.

El análisis o estudio de Derecho Comparado no se enfoca en las energías convencionales, pues los sistemas legales que regulan sus actividades relacionadas (generación, transmisión, distribución de energía) se encuentran consolidadas en cada país con sistemas en funcionamiento desde décadas y responden a realidades especiales de cada país sin significar una innovación o un modelo en fase de prueba, como lo es la regulación de las nuevas energías o energías alternativas.

En ese sentido, el presente estudio presenta la siguiente comparativa, rescatando al final de este título el modelo más exitoso que podría servir como orientación para los desarrollos normativos en Bolivia.

El análisis legal comparado, se realiza en base a la Generación Distribuida ejecutada en México, Brasil y Chile. Para ello, se realiza tomando en cuenta exclusivamente la tecnología del SSFV (Sistema Solar Fotovoltaico).

3.2.2 México

Uno de los países que vamos a analizar y cotejar es México, por tener un importante avance y crecimiento en materia de Generación Distribuida.

Su marco normativo está regulado por la LIE (Ley de la Industria Eléctrica) de fecha 11 de agosto de 2014, en la que define a la GLD (Generación Limpia Distribuida) en su Art. 3 fracc. XXIII de la siguiente manera:

“Generación de energía eléctrica que cumple con las siguientes características:

- Se realiza por un Generador Exento en los términos de esta Ley, y
- Se realiza en una Central Eléctrica que se encuentra interconectada a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de Centros de Carga, en los términos de las Reglas del Mercado”;

El Generador exento es definido en el Art. 3 fracc. XXV como: “aquel propietario o poseedor de una o varias Centrales Eléctricas que no requieren ni cuenten con permiso para generar energía eléctrica en términos de esta Ley “.

Esto quiere decir, que las instalaciones de GLD para generar energía no requieren permiso de la CRE (Comisión Reguladora de Energía), llamándolos GE (Generadores Exentos).

La CRE y la SENER (Secretaría Nacional de Electricidad) son los entes reguladores de la GLD, que se encargan de su progreso y sostenibilidad en todo el país, tal como lo establece el Art.12 de la LIE.

La norma específica para la GLD es la LTE (Ley de Transición Energética), promulgada el 24 de diciembre de 2015, siendo sus principales objetivos:

- Regular el aprovechamiento sustentable de la energía.
- Incrementar gradualmente las energías limpias.
- Reducir la generación de emisiones contaminantes
- Adhesión a la normativa legal existente en la materia.

El Manual de interconexión de centrales de generación ³⁰ establece que la potencia instalada interconectada a la red eléctrica a través de la GLD, además de cumplir con las especificaciones técnicas, debe ser menor a 500 kW.

Los Sistemas de Compensación de Energía Eléctrica o "Modalidades de Contraprestación Económica" que utiliza este país, son de 3 tipos:

a. Medición Neta de Energía o Net-Metering: Un medidor bidireccional indica toda la información del consumo y excedente de energía que es inyectado a la red en cada periodo de facturación para que, de esta manera, la empresa suministradora realice el cálculo correspondiente y sea pagada por el Suministrador al GE tomando en cuenta el PML (Precio Marginal Local) al momento de entrega a la red y según horario en el nodo correspondiente.

El medidor bidireccional señala el excedente de electricidad que es contabilizado por el Suministrador como un crédito de energía a favor del GE, que será conservado por un plazo de hasta 12 meses.

Este sistema simplifica el cálculo de la contraprestación económica para el usuario, ya que compensa los flujos de electricidad recibidos y entregados desde y hacia la red de distribución durante el periodo de facturación, como una mera operación contable.

b. Facturación Neta o Net-Billing: En este sistema se utilizan dos medidores independientes, por lo que la contraprestación realizada por la generación de electricidad del SSFV es considerada de manera independiente y entregada a la red de distribución. Lo que conlleva a que el suministrador pague al GE según la factura de generación de electricidad a PML al momento de entrega a la red y según horario en el nodo correspondiente. Este sistema hace una diferencia con el net-metering en el cálculo de los flujos de electricidad, porque considera necesariamente la franja horaria desde el momento que se genera y se consume la energía eléctrica, por tal motivo es recomendado para los usuarios comerciales e industriales.

³⁰ http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5465576&fecha=15/12/2016

c. Venta total de Energía: Es realizado a través de un medidor bidireccional, en el que no existe consumo de energía porque está destinado a la venta total de la energía eléctrica generada por el SSFV al suministrador a PML horario, en el nodo correspondiente en el cual se entregó la energía³¹.

El procedimiento para que un GE acceda a una GLD es el siguiente:

- Contactar a varios instaladores.
 - Evaluación financiera.
 - Evaluación técnica.
 - Diseño del SSFVI y envío de cotización.
- Contrato de prestación de servicios.
- Trámite de interconexión.
- Contrato de interconexión.
- Instalación del medidor bidireccional.
- Contrato de contraprestación económica.
- Contratos de O&M (opcional).

Este procedimiento es aplicado para cualquiera de los tres tipos de contraprestación económica mencionados anteriormente.

Uno de los principales incentivos que presenta la normativa mexicana, es que los excedentes de energías son comprados por las Empresas Suministradoras al mismo valor que ellos cobran a los consumidores finales.

Dichos beneficios son aplicables para cualquiera de los tres tipos descritos ut supra. Conjuntamente, cuenta con el apoyo del Gobierno a través de políticas públicas para que la GLD permanezca y se fortalezca en el tiempo, otorgando recursos para que la *"Administración Pública Federal cumpla con todas las atribuciones de la LTE, proviniendo del Presupuesto de Egresos de la Federación de los instrumentos financieros disponibles para obras y servicios públicos y demás instrumentos que se establezcan para tales fines. Adicionalmente, dichos recursos podrán provenir de aportaciones privadas"*, tal como lo estipula el Art. 43 de la LTE; además de obtener créditos para el financiamiento de Centrales Eléctricas de GLD por parte de la SENER.

Asimismo, presenta otros mecanismos que aportan al desarrollo de la GLD, más allá de los sistemas de compensación que el GE decida utilizar, existen los Certificados de Energía Limpia (CEL), como otro de los incentivos, que son emitidos por la CRE, según el Art. 3 fracción VIII de la LIE, los GE sólo podrán vender sus CEL a los suministradores quienes estarán obligados a comprarlos a un precio preestablecido en el contrato de contraprestación económica.

³¹ ABM, Mercado de Energía Fotovoltaica de Baja Escala, México, 2017, pág. 28.

Los CEL son un instrumento de mercado, por lo cual su precio no es fijo y dependerá tanto de la oferta como la demanda, el mismo que entró en vigor a partir de este año.

Por otro lado, la legislación mexicana concede incentivos fiscales, como es el caso de la Ley de Impuesto a la Renta, que en su Art. 34 confiere una deducción del 100% de la inversión en el SSFV en la declaración anual, tanto para personas morales como físicas. El único requisito es que los SSFV permanezcan en operación durante los cinco años siguientes a la deducción en el impuesto.

También está la reducción en el impuesto Predial: en varias ciudades es posible recibir un descuento en este impuesto por la instalación de sistema solar, como en el caso de la Ciudad de México y la Ciudad de Mérida donde se aplica un 25% y 15% de descuento, respectivamente.

El Gobierno de México busca proporcionar mayor confiabilidad e impulsar la GLD, a través de otros instrumentos de política pública que han sido regulados por la CRE³²:

- Facilitar el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a las redes generales de distribución y a los mercados para vender la generación de electricidad, así como los productos asociados (e.g. CEL);
- Definir los modelos de contraprestación económica (sistemas de compensación);
- establecer modelos simplificados de contrato de interconexión y contraprestación;
- Facilitar y agilizar los trámites de interconexión ante la CFE. El tiempo máximo de respuesta por parte de CFE es de 18 días desde que se recibe la solicitud de interconexión
- Simplificar las especificaciones técnicas de interconexión.

Con todos estos incentivos y mecanismos de financiamiento que está teniendo México hasta la fecha, se puede constatar el crecimiento en GLD y con proyecciones efectivas a futuro.

3.2.3 Brasil

Otro de los países con un gran desarrollo y quizás el que más impacto ha tenido en Sudamérica, en materia de Generación Distribuida a través de los SSFV es Brasil, esto se debe al elevado aumento de precio en la tarifa de electricidad, como también a la reducción de los costos en cuanto a tecnología se refiere y la introducción a nuevas leyes energéticas. Brasil es pionero en la región en crear un marco de incentivos e implementación de proyectos de energía renovable.

³² CRE, 2016. Acuerdo por el que se emite el Manual de Interconexión de Centrales de Generación con capacidad menos a 0,5 MW. http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5465576&fecha=15/12/2016

Según la Resolución Normativa No. 482 de 17 de abril de 2012 y la Resolución Normativa N.º 687/2016 de 24 de noviembre de 2015 emitida por la ANEEL, la cual es la entidad reguladora en materia de electricidad, establece un régimen de "micro- y minigeneración" distribuida, permitiendo a cualquier usuario la implementación de equipos de generación de energía renovable fotovoltaica, eólica, a biomasa y biogás de una capacidad hasta 5 MW. Estos sistemas pueden ser conectados a la red mediante un protocolo de conexión solicitado ante la empresa distribuidora, la cual sólo puede ser rechazada por motivos excepcionales.

En el Art. 1 de la Resolución 687/2016 define los conceptos de micro y minigeneración de la siguiente manera:

Microgeneración Distribuida: CGEE (Central Generadora de Energía Eléctrica). Son fuentes renovables de energía eléctrica, conectadas en la red de distribución por medio de las instalaciones de las unidades consumidoras y con potencia instalada menor o igual a 75 kW (según la reglamentación de la ANEEL).

Minigeneración Distribuida: CGEE (Central Generadora de Energía Eléctrica) con potencia instalada superior a 75 kW y menor o igual a 3 MW para fuentes hídricas y menor o igual a 5 MW para cogeneración calificada, según la reglamentación de la ANEEL, las fuentes renovables de energía eléctrica, conectadas en la red de distribución por medio de las instalaciones de las unidades consumidoras.

Como Sistema de Compensación de Energía Eléctrica, está regulada según la Medición Neta de energía o "Net Metering", entendiéndose como el sistema que compensa la energía eléctrica consumida, con el valor de la energía eléctrica inyectada a la red de distribución.

La base legal para esta figura es la de un préstamo gratuito en especie que otorga el usuario cada vez que inyecta su energía a la red tomando como unidad de equivalencia el MWh o kWh. El distribuidor debe devolver este préstamo mediante la compensación del consumo eléctrico del usuario.

Al igual que México, los excedentes de energías son compensados por las empresas distribuidoras al mismo valor que ellos cobran a los consumidores finales.

El procedimiento para la central generadora clasificada como micro o minigeneración distribuida es el siguiente:

- Consulta de acceso.
- Información de acceso (obligatoria).
- Solicitud de acceso. - Debe contener el formulario de solicitud, acompañado los documentos pertinentes para cada caso, no pudiendo exigir la distribuidora documentos adicionales que no estén incluidos en los formularios.

- Le compete a la distribuidora la responsabilidad de recolectar y enviar a ANEEL, la información para Registro de microgeneración y minigeneración distribuida, en los términos de la reglamentación específica.
- En caso de que la documentación esté incompleta, la distribuidora debe rechazar el pedido de acceso y notificar al consumidor sobre todas las informaciones pendientes, debiendo el consumidor realizar una nueva solicitud de acceso después de la regularización de las pendencias identificadas.
- Después de recibir la documentación completa, la distribuidora debe entregar al consumidor un recibo de la formalización de la solicitud de acceso.
- Dictamen de acceso. - Es el documento formal obligatorio presentado por la distribuidora, sin costo para el consumidor, en que son informadas las condiciones de acceso, que comprende la conexión y el uso, y los requisitos técnicos que permitan la conexión de las instalaciones del consumidor con los respectivos plazos. Para el caso de microgeneración la distribuidora tiene 15 días de plazo para elaborar el dictamen y para la minigeneración el plazo máximo es de 30 días.
- El consumidor debe solicitar una inspección a la distribuidora, hasta 120 días después de la emisión del dictamen de acceso.

Para la central generadora clasificada como micro o minigeneración distribuida, son obligatorias sólo las etapas de solicitud de acceso y dictamen de acceso.

Se reconoce el derecho a todo usuario de la red de distribución a instalar equipamiento para la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes renovables hasta una potencia equivalente a la que éste tiene contratada con el distribuidor para su demanda.

En cuanto a incentivos y mecanismos de apoyo en GD, el marco regulatorio en este país permite al usuario, tener los equipos de generación de energía renovable, en cualquier lugar distinto al del predio en el que se origina el consumo eléctrico, otorgando una gran flexibilidad gracias a la posibilidad inclusive de poder rentar la usina o/y el lugar de su funcionamiento y permitiendo la compensación de más de una unidad consumidora. Con esta reglamentación, Brasil encabeza los avances regulatorios para la generación distribuida, en el caso de los SSFV, han alcanzado los 501.9 MW a finales de 2018.³³

En este país, el Gobierno creó un Programa de Desarrollo de Generación Distribuida de Energía (ProGD) que cuenta con incentivos fiscales y ampliación de líneas de crédito, para las instalaciones de energías renovables de

³³ <https://www.pv-magazine-latam.com/2019/01/10/la-generacion-distribuida-de-fuente-solar-alcanza-los-500-mw-en-brasil/>

generación distribuida permitiendo un fuerte impulso a la energía fotovoltaica, el mismo que hasta el 2030 deberá contar con 2,7 millones de unidades de consumo con energía autogenerada.

Contemplando, además, que se analicen mecanismos para la venta del excedente en el mercado libre. En la actualidad, las instalaciones bajo el esquema de medición neta pueden intercambiar el excedente por créditos, pero no comercializar el excedente en el mercado libre.

Por otro lado, se ha introducido importantes exenciones impositivas sobre parte de la electricidad de la distribuidora y no compensada de los prosumidores³⁴.

3.2.4 Chile

En Chile el sistema eléctrico está regulado por la Ley N° 1 del Ministerio de Minería de 1982, denominada "Ley General de Servicios Eléctricos" caracterizada por ser una Ley descentralizadora, porque da oportunidad al sector privado para ingresar en la cadena de suministro de electricidad. Empero, es el Estado el encargado de regular y fiscalizar la actividad eléctrica, a través de la SEC (Superintendencia de Electricidad y Combustibles) y la CNE (Comisión Nacional de Energía) como ente regulador, perteneciente al Ministerio de Energía.

Por otro lado, en materia de GED (Generación de Energía Distribuida), el Ministerio de Energía promulgó la Ley N° 20.571, de 22 de octubre de 2014 que "Regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales", dicha ley establece para hogares, escuelas, negocios, entre otros, llamados (clientes regulados), el derecho a autoabastecer su consumo eléctrico a través de equipos de generación propia e inyectar los excedentes de energía a la red de distribución, recibiendo de esta manera una compensación económica.

Esta Ley y el Decreto Supremo N° 71, abarca para clientes regulados con potencia instalada menor a 100 kW. Por su parte, todos los que sobrepasan esta potencia, es decir mayor a 100 kW y menor o igual a 9 MW están normados por el D.S. N° 244 que aprueba el Reglamento de la Ley anteriormente mencionada, decreto emitido por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y la Norma Técnica de Conexión y Operación NTCO en lo que respecta a condiciones y procedimientos de conexión y operación para Pequeños Medios de Generación Distribuida PMGD.

El procedimiento de acceso para la conexión de GED, según el D.S. N° 71 es el siguiente:

- Envío de solicitud de información (las solicitudes no pueden ser rechazadas).

³⁴https://www.google.com/search?q=la+venta+de+excedentes+de+energia+en+brasil+se+puede+comercializar+en+el+mercado+libre%3F&rlz=1C1SKPL_enBO414&oq=la+venta+de+excedentes+de+energia+en+brasil+se+puede+comercializar+en+el+mercado+libre%3F&aqs=chrome..69i57.16195j0j1&sourceid=chrome&ie=UTF-8

- Respuesta de solicitud de conexión empresa distribuidora (ED) entrega a cliente es máx. 20 días.
- Manifestación del cliente a la ED.
- Cliente construye equipamiento de generación (EG).
- Comunicación a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) de puesta en servicio TE4 (Trámite Eléctrico).
- Cliente envía a ED notificación de conexión (máx. 6 mes).
- Cliente y empresa firman contrato de conexión (máx. 5 días).
- ED supervisará conexión de EG del cliente (máx. 20 días).
- Cliente pone en servicio EG.
- Ejecución del protocolo de conexión de equipamiento de generación.

Para todos los clientes regulados que están contemplados en la Ley N° 20.571, el Sistema de Compensación de energía eléctrica es a través de la Facturación Neta o *Net-Billing*, en el que las inyecciones de energía se valorizan según el precio de Nudo Promedio que las ED traspasan a sus clientes regulados, en caso de existir excedentes, será descontado en la boleta subsiguiente y transcurrido el plazo establecido en el contrato, los remanentes que no hayan podido ser descontados en las respectivas facturaciones deberán ser pagados al cliente por la concesionaria según el mecanismo determinado en dicho contrato.

Las ED tienen la obligación de realizar la operación y mantenimiento de los equipos. Asimismo, la SEC es la encargada de resolver los reclamos y controversias de ambos actores.

En los artículos 149 ter, 149 quáter y 149 quinquies, de dicha Ley regula el pago de remanentes (excedentes) de energía no descontados, además de las Certificaciones de inyecciones realizadas por el cliente que utiliza SSFV, otorgando exoneraciones como ser el IVA (Impuesto al Valor Agregado), no considerando renta los ingresos y compensaciones que perciban por concepto de la inyección de excedentes.

Comparando con México y Brasil, Chile tiene ciertas limitaciones que le impiden crecer en el acceso a la GED. Como es el caso de los clientes que generan excedentes de energía inyectados a la red eléctrica, éstos reciben únicamente el 50% del valor comercial que posteriormente esa energía es entregada y cobrada por las ED a otros usuarios finales. Por otro lado, está la restricción de acceso a los clientes que sólo pueden tener una capacidad instalada menor a 100 kW generando menores inversiones en la demanda de este sistema y, por último, la falta de incentivos o mecanismos de financiamiento para adquirir estos medios de generación de energía, como se realiza en otros países siendo el mismo SSFV parte del crédito hipotecario.

Tabla 3-1: Regulación de la Generación Distribuida en México, Brasil y Chile

(Contenidos)	México	Brasil	Chile
Normativa Especial	Ley de Transición Energética (LTE).	Resolución Normativa No. 687, de 24 de noviembre de 2015.	-Ley de Generación Distribuida N° 20.571 "Regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales", de 22 de octubre de 2014. (Net Billing o Facturación Neta). -Decreto Supremo N° 71 "Reglamento de la Ley N 20.571". - Decreto Supremo N° 244
Normativa Marco	Ley de la Industria Eléctrica (LIE), GLD no requieren permiso de la CRE para generar electricidad.	Resolución Normativa N° 482, de 17 de abril de 2012	Ley General de Servicios Eléctricos, de 12 de mayo de 2005, del texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería de 1982.
Regulador	CRE – Comisión Reguladora de la Energía SENER- Secretaría de Energía.	ANEEL- Agencia Nacional de Energía Eléctrica.	CNE- Comisión Nacional de Energía SEC-Superintendencia de Electricidad y Combustibles (para reclamos y controversias)
Denominación	GLD – Generación Limpia Distribuida.	Micro generación Distribuida Minigeneración Distribuida	GD - Generación de Energía Eléctrica por autoconsumo y la inyección de los excedentes que se produjeren, en sincronía con el respectivo sistema.
Descripción Breve	La GD se realiza por un generador externo, además de estar en una central eléctrica que se encuentra interconectada a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de centros de carga, a partir de energías limpias.	Micro. D.: CGEE, con potencia instalada menor o igual a 75 kW con cogeneración calificada. Mini. D.: CGEE, con potencia instalada superior a 75 kW y menor o igual a 5 MW con cogeneración calificada.	GD: Los usuarios finales sujetos a fijación de precios, que dispongan para su propio consumo de equipamiento de generación de energía eléctrica por medios renovables no convencionales o de instalaciones de cogeneración eficiente, tendrán derecho a inyectar la energía que de esta forma generen a la red de distribución a través de los respectivos empalmes.

(Contenidos)	México	Brasil	Chile
Mecanismo	<p>a) Medición neta de energía (net metering).</p> <p>b) Facturación neta (net-billing).</p> <p>c) Venta total de energía eléctrica.</p>	<p>Medición Neta Energía Eléctrica (Net metering): La energía activa inyectada a una unidad consumidora con micro o minigeneración distribuida y otorgado por medio de préstamo gratuito, a la distribuidora local y posteriormente compensada con el consumo de energía eléctrica activa, con un crédito en cantidad de energía activa a ser consumida por un plazo de 60 meses.</p>	<p>Sistema de compensación de energía (Net billing)</p> <p>Sistema de valorización de las inyecciones de energía al Precio de Nudo Promedio que las ED traspasan a sus clientes regulados. En caso de que exista un excedente en la cuenta del usuario, se descontará en la boleta subsiguientes y en caso de que haya finalizado el contrato, los remanentes que no hayan podido ser descontados en las facturas, deberán ser pagados al cliente por la concesionaria, según el mecanismo determinado en dicho contrato.</p> <p>*Este sistema de valoración económica es más restrictivo hacia los generadores de energía distribuida, siendo entonces valorizados y pagados los excedentes a un valor inferior (50% del valor comercial) a aquel que las empresas distribuidoras cobran a sus respectivos clientes por la venta de la misma energía.</p>
Tecnología	SSFV y otros	SSFV y otros.	SSFV y otros.

(Contenidos)	México	Brasil	Chile
Potencia	Menor a 500 kW de capacidad instalada, según Manual de Interconexión de Centrales de Generación con capacidad menor a 0.5 MW.	Micro. D.: $< o = a 75 \text{ kW}$ Mini. D.: $> 75 \text{ kW y } < o = 5 \text{ MW}$	<p>$< o = 100 \text{ kW}$ aplica la Ley N° 20.571 * La capacidad instalada se determinará tomando en cuenta la seguridad operacional y la configuración de la red de distribución o de ciertos sectores de ésta, entre otros criterios que determine el reglamento.</p> <p>$> a 100 \text{ kW y } < o = a 9 \text{ MW}$ aplica el D.S. N° 244 y la Norma Técnica de Conexión y Operación NTCO en lo que respecta a condiciones y procedimientos de conexión y operación para pequeños medios de generación distribuida PMGD.</p>

(Contenidos)	México	Brasil	Chile
Procedimiento	<p>1. Contactar a varios instaladores.</p> <p>a. Evaluación financiera.</p> <p>b. Evaluación técnica.</p> <p>c. Diseño del SSFVI y envío de cotización.</p> <p>2. Contrato de prestación de servicios.</p> <p>3. Trámite de interconexión.</p> <p>4. Contrato de interconexión.</p> <p>5. Instalación del medidor bidireccional.</p> <p>6. Contrato de contraprestación económica.</p> <p>7. Contratos de O&M (opcional).</p>	<p>1. Solicitud de Acceso (el solicitante debe presentar las informaciones sobre su identidad y los datos del lugar de conexión y otros)</p> <p>2. Las distribuidoras deberán tomar en cuenta los procedimientos de distribución de energía eléctrica según el Sistema Eléctrico Nacional-PRODIST, las normas técnicas brasileras y la legislación internacional de forma complementaria.</p> <p>3. Una vez entregada toda la documentación, la distribuidora deberá entregar al solicitante un recibo de formalización de la solicitud de acceso.</p> <p>4. El dictamen de acceso es el documento emitido por la Distribuidora, en el que se informan las condiciones de acceso, además de los requisitos técnicos que permiten la conexión de la instalación, con sus respectivos plazos. (Es obligación de la distribuidora enviar toda la documentación referente a la información para el registro de micro o minigeneración distribuida a la ANEEL en los términos de la reglamentación específica.)</p> <p>5. La inobservancia de los plazos establecidos implica la pérdida de las condiciones de conexión, con excepción si hubiera un nuevo plazo pactado por las partes.</p> <p>6. La cantidad de fases o el nivel de tensión de conexión de la central generadora, será definido por la distribuidora, en función de las características técnicas</p>	<p>1. Envío de solicitud de información.</p> <p>2. Respuesta de solicitud de conexión empresa distribuidora (ED) entrega a cliente es máx. 20 días.</p> <p>3. Manifestación del cliente a la ED.</p> <p>4. Cliente construye equipamiento de generación (EG).</p> <p>5. Comunicación a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) de puesta en servicio TE4 (Trámite Eléctrico).</p> <p>6. Cliente envía a ED notificación de conexión (máx. 6 mes).</p> <p>7. Cliente y empresa firman contrato de conexión (máx. 5 días).</p> <p>8. ED supervisará conexión de EG del cliente (máx. 20 días).</p> <p>9. Cliente pone en servicio EG.</p> <p>10. Ejecución del protocolo de conexión de equipamiento de generación.</p> <p>*Los plazos varían dependiendo de la potencia instalada, una instalación que no requiera modificaciones a la red de distribución eléctrica debería demorar entre 2 y 8 meses.</p>

(Contenidos)	México	Brasil	Chile
Incentivos	<p>Proviene del Presupuesto de Egresos de la Federación, de los instrumentos financieros disponibles para obras y servicios públicos.</p> <p>Por otro lado, presenta incentivo fiscales y económicos:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Depreciación acelerada. 2. Reducción en el impuesto predial. 3. Certificados de Energías Limpias. Cuenta, además, con otros incentivos, como ser instrumentos de políticas públicas que impulsan el desarrollo de la GLD. <p>Para fomentar el crecimiento de EL, la SENER establecerá obligaciones para obtener Certificados de Energías Limpias</p> <p>*Los excedentes de energías son comprados por las ED al mismo valor que ellos cobran a los consumidores finales.</p>	<p>Para fines de compensación, la energía activa inyectada en el sistema de distribución por la unidad consumidora será cedida a título de préstamo gratuito para la distribuidora, pasando la unidad consumidora a tener un crédito en cantidad de energía activa a ser consumida por un plazo de 60 (sesenta) meses.</p>	

Fuente: Elaboración propia

3.3 Aspectos fundamentales para una normativa sobre gd en bolivia

Del análisis realizado anteriormente y rescatando los principales aspectos normativos que se contrastan en el cuadro comparativo de arriba, se rescatan los siguientes aspectos fundamentales, que una futura norma boliviana debería incluir mínimamente para impulsar exitosamente la implementación de SSFVs para GD.

3.3.1 Definición legal del concepto de generación distribuida fotovoltaica

Denominación aplicada a los sistemas de generación, mayormente renovables, de energía eléctrica, con potencias menores y limitadas legalmente, con instalaciones conectadas directamente al sistema eléctrico de distribución o a través de instalaciones de consumidores, que operan en paralelo o de forma aislada y que generan despacho de carga a la red.

3.3.2 Garantía de conexión o derecho de acceso a la red

Consiste en la disponibilidad del sistema eléctrico de distribución, para la conexión individual de instalaciones de sistemas de generación distribuida que se aplica en el marco de un procedimiento determinado por una normativa que se inicia con una solicitud y se aprueba en todos los casos, previo cumplimiento de los requisitos técnicos, y se rechaza únicamente a falta de una factibilidad técnica fundada.

3.3.3 Definición de la potencia

El presente estudio recomienda para Bolivia, establecer normativamente un límite de potencia máxima de 2 MW para sistemas fotovoltaicos de generación eléctrica para la generación distribuida.

Este límite de potencia toma como referencia la norma 13, la cual establece los 2 MW como límite de potencia para los sistemas implementados para la autoproducción de energía eléctrica. La aprobación de este límite se fundamenta en los análisis técnicos realizados por la AETN, relativos a los posibles impactos que podrían tener estos sistemas en las redes de distribución, tanto de baja como de media tensión, concluyendo que los riesgos que surgen de estas potencias son controlables y no significan una complicación técnica para las distribuidoras, ni ponen en peligro el buen funcionamiento de la distribución pública de energía eléctrica.

3.4 Procedimiento formal para la implementación de los ssfv para gd

El procedimiento para la implementación y conexión de sistemas de generación distribuida debe estar establecido normativamente y debe comprender mínimamente los siguientes pasos o requisitos:

Solicitud de interconexión. –

Consiste en el acto voluntario por escrito realizado por el solicitante (consumidor) ante la distribuidora en el cual se expresa la voluntad de implementar y conectar un SGD e indica las características técnicas del sistema y el número de cliente para la determinación del punto de conexión. El Ente Regulador define el modo de realización de esta consulta, así como una lista de requerimientos máximos que las distribuidoras pueden pedir al solicitante, la

misma que puede ser ejercida mediante formularios preestablecidos, por correo electrónico, portales online, etc.

Información de acceso. -

Consiste en la respuesta por parte de la distribuidora a la consulta o solicitud de acceso confirmando la posibilidad de conexión e indicando las características y condiciones técnicas que deberá cumplir el solicitante para la conexión de su sistema.

Instalación del SGD

El usuario (prosumidor), se encarga de la instalación del SGD.

Solicitud de la inspección

El usuario solicita a la empresa distribuidora la inspección de su SGD.

Inspección del SGD e instalación del medidor bidireccional

La empresa distribuidora realiza la inspección del SGD, según los requisitos técnicos vigentes. Además, la empresa distribuidora instala el medidor bidireccional y se realiza la puesta en marcha.

Acuerdo de interconexión y registro del SGD en el catastro nacional. -

Es el acuerdo entre la distribuidora y el solicitante que regula el acceso a la red de distribución, las condiciones técnicas que se deben cumplir y establece el mecanismo de remuneración, este acuerdo puede extenderse fácticamente de la relación ya existente entre la distribuidora y el usuario, sin la necesidad de la celebración de un nuevo acuerdo, evitando de esa manera mayor burocracia.

Después de la firma del acuerdo, la empresa distribuidora procede con el registro del SGD en catastro nacional, gestionado por la entidad reguladora.

3.5 Mecanismo legal de compensación

El presente Estudio expone más adelante los sistemas de compensación para GD más comunes, siendo estos los sistemas conocidos como *feed-in-tariff* (tarifa por alimentación o inyección a la red), el *net billing* (facturación neta) y el *net metering* (balance neto).

Objeto del presente capítulo es analizar la naturaleza jurídica de estos sistemas considerando las normas del Ordenamiento Jurídico Boliviano para determinar su aplicabilidad/viabilidad legal.

3.5.1 Feed-in-Tariff

Este Sistema consiste en la sucesiva y continua disposición, entrega o transferencia de cantidades de energía eléctrica (el bien) a cambio de una remuneración o precio de carácter económico en condiciones preestablecidas contractual- y/o regulatoriamente. En ese sentido, esta figura se puede

enmarcar en un típico contrato de compraventa, el mismo que en Bolivia se define como:

"...un contrato por el cual el vendedor transfiere la propiedad de una cosa o transfiere otro derecho al comprador por un precio en dinero."³⁵

En este caso, los MWh o kWh que se inyectan a la red constituyen el bien del contrato. A su vez, la tarifa que se paga por estos constituye el precio contractual. Se trata de un contrato con prestaciones sucesivas, pues en el marco del mismo se realizan numerosas transacciones en un plazo determinado o no, transacciones que no están preestablecidas en cantidad o en tiempo de entrega. Estas pueden variar o simplemente no suceder. Pues el titular del sistema de generación, al no inyectar o "transferir" el bien, no deja sin efecto el contrato mientras el plazo previsto no se haya cumplido o sea indefinido.

Esta figura es similar a los contratos de compra de energía eléctrica, conocidos comúnmente como PPA (del inglés *Power Purchase Agreement*), con la diferencia principal, de que estos contratos tienen un plazo y una cantidad de energía fijamente determinados. Es decir, si se entrega una cantidad menor de energía suelen acordarse penalidades (*delivery or pay*), así como si se entrega o se dispone la entrega de una cantidad de energía eléctrica, aunque esta no pueda ser tomada por la red, deberá ser remunerada (*take or pay*). Por tanto, existe la obligación contractual de entrega de cantidades mínimas o máximas de energía y un plazo fijo determinado. Ese no es el caso en el sistema *Feed-in-Tariff* (FIT).

Asimismo, existe una diferencia entre el sistema FIT y la entrega de energía por el distribuidor de la red especialmente con la figura legal de la "Obligación de Suministro". Es decir, el distribuidor, por ejercer una actividad destinada a la satisfacción de una necesidad pública, actúa en el marco de la Teoría del Servicio Público. En ese sentido, la entrega de la energía eléctrica es una obligación de orden público y por tal motivo se ejerce en base a un contrato de orden público suscrito con el Estado y que comúnmente se denomina Licencia o Concesión. Es un contrato de naturaleza distinta al planteado arriba para el FIT, que por no ser materia del presente estudio no será tratado con mayor detalle.

Se concluye entonces, que el sistema FIT constituye una figura legal de orden privado, voluntaria sin obligaciones fijas de entrega de energía sin necesidad de un plazo determinado y sin obligaciones de suministro de energía. Esta figura legal es en esencia la misma que el contrato de compraventa reconocido en el Ordenamiento Civil Boliviano. En ese sentido, desde el punto de vista legal, la figura del FIT como un sistema de compensación para GD en Bolivia si resulta viable de aplicar.

³⁵ Art. 584 del Código Civil Boliviano

3.5.2 Net Billing

Por su parte este sistema presenta características similares al anterior respecto a su naturaleza. Es decir, parte de un contrato de compraventa de energía con la particularidad, y a la vez la diferencia, que el cliente o comprador de la energía eléctrica puede por su parte compensar los pagos del precio de la misma de manera parcial o total, mediante la entrega del mismo bien; energía eléctrica.

En ese sentido, y debido a que los roles de las partes pueden "intercambiarse", se configura la figura legal del contrato conmutativo, mediante el cual el vendedor puede convertirse en comprador y el comprador en vendedor en el marco del mismo contrato, generando una compensación recíproca de deuda/precio.³⁶

Tanto el *Net Billing* como el FIT pueden generar un pago de dinero por parte del operador de red o distribuidor al cliente o usuario.

En Bolivia no existe explícitamente la figura del contrato conmutativo en el marco del Derecho Civil. Sin embargo, esta figura puede perfectamente aplicarle en el marco de la Libertad Contractual, observando que aquello que se pacta es Ley, siempre que sea ilícito y no contravenga el Ordenamiento Jurídico vigente.

Además de la Libertad Contractual, al estar esta figura respaldada por el Derecho Regulatorio Energético, como es en los países que se aplica este método (como Chile), se establece una base legal especial válida. En otras palabras, en Bolivia puede introducirse este mecanismo de compensación mediante una norma especial y quedar respaldado por esta en armonía de la libertad contractual de las partes.

3.5.3 Net Metering

En el caso del sistema de balance neto o *net metering* se observa una naturaleza jurídica distinta. Pues, siguiendo las legislaciones de México y Brasil al respecto, esta figura asume como base legal las normas del Derecho Civil que definen y tratan sobre el préstamo o crédito; en ambos casos de tipo gratuito o no oneroso.

En ese sentido, este sistema no presupone ni establece el pago de un precio económico al usuario que entrega la energía eléctrica. Más bien, este le otorga al operador de la red o distribuidor un préstamo gratuito en especie (MWh o kWh) obligándose el operador de la red a devolver la misma cantidad y calidad de bien en un plazo determinado (en Brasil hasta en 60 meses, conforme a la Resolución Normativa N° 687/2015).

³⁶ «el contrato oneroso es conmutativo, cuando cada una de las partes se obliga a dar o hacer una cosa que se mira como equivalente a lo que la otra parte debe dar o hacer a la vez". Santa María, Jorge López. "Las clasificaciones de los contratos formuladas en los artículos 1440 y 1441 del código civil chileno. contratos gratuitos y onerosos, conmutativos y aleatorios", pag. 39

El código civil boliviano establece:

“El préstamo es un contrato por el cual el prestador entrega una cosa al prestatario para que éste la use y consuma y se la devuelva o restituya su equivalente después de cierto tiempo.”³⁷

La noción aplicable específicamente es la del mutuo o préstamo puro y simple, siendo este el préstamo de cosas fungibles que el mutuario está obligado a devolver al mutuante en cosas de igual género, cantidad y calidad.³⁸ En el caso de kWh y MWh de energía eléctrica que inyecta un usuario prosumidor a la red, se trata de un bien fungible. Pues el operador le devuelve la misma cantidad, el mismo género y la misma calidad de bien.

Finalmente, se plantea que este “préstamo” debe ser de carácter gratuito. Es decir, el usuario o prosumidor recibe exactamente la misma cantidad y calidad del bien sin ningún canon o interés adicional. Quedando, para el caso del Orden Legal de Bolivia, respaldado en su Art. 897:

“El mutuo puede ser gratuito u oneroso; no habiendo convención expresa sobre intereses, presúmase gratuito.”

Concluyendo, el balance neto en la concepción legal de México y Brasil, es perfectamente viable de implementar en Bolivia de acuerdo al Derecho Civil vigente.

3.5.4 Naturaleza Regulatoria de los Sistemas de Compensación

Los mecanismos de compensación analizados anteriormente (*FIT*, *Net Billing* y *Net Metering*) suelen ser introducidos por normas regulatorias creadas y aplicadas por Agencias Regulatorias o Instituciones similares del Sector Eléctrico de los países. Los mismos se plantean como Derechos reconocidos a los usuarios privados (personas naturales o colectivas) respecto al acceso y uso de la red de distribución y el Derecho a una remuneración o compensación justa. Esta naturaleza jurídica (regulatoria) responde a la afectación (positiva o negativa) a la red de distribución en su carácter de infraestructura esencial para el suministro general de electricidad como Servicio Público.

A diferencia del Derecho otorgado al operador de la red o distribuidor para suministrar electricidad, mediante la titularidad de una Licencia o Concesión, el usuario prosumidor no tiene la obligación de suministro público. Simplemente goza de un Derecho opcional, de, en primera instancia, poder conectar a la red su equipo o sistema de generación y, en segunda instancia, inyectar las cantidades de energía que la norma le permita.

En ese sentido, los sistemas de compensación expuestos deben ser introducidos y regulados por el Derecho Regulatorio Energético sin perder su naturaleza

³⁷ Art. 879 del Código Civil Boliviano

³⁸ Art. 895 del Código Civil Boliviano

jurídica del Derecho Civil, aplicándose sus principios y normas para el caso de controversias o conflictos o con el simple fin de lograr una interpretación legal adecuada.

Concluyendo, este Estudio recomienda para Bolivia que estos mecanismos de compensación para la GD sean introducidos por una norma regulatoria del sector eléctrico a ser aplicada por la entidad regulatoria correspondiente.

4 CONDICIONES TÉCNICAS GENERALES PARA LA INTERCONEXIÓN

4.1 Procedimientos y condiciones técnicas exigibles por las distribuidoras

Existen diversos criterios y requisitos técnicos que deben ser considerados a la hora de implementar y conectar a la RD sistemas fotovoltaicos de GD. Entre ellos tenemos los siguientes:

4.1.1 Certificación y Aprobación de equipos

En general, un SSFV se considera certificado y aprobado, si cumple con los requisitos del estándar IEEE 1547³⁹, UL 1741 y las normas IEC para tecnología fotovoltaica con los procedimientos de Certificación de los Requisitos Mínimos de Eficiencia emitidos por la autoridad correspondiente para los equipos que operen en paralelo con los Sistemas de Distribución.

El estándar IEEE 1547 provee especificaciones y requerimientos técnicos para la interconexión de los equipos de generación distribuida con las redes de distribución.

El objetivo fundamental de esta norma es dotar de criterios referentes al desempeño, operación, ensayos, consideraciones de seguridad y mantenimiento de la interconexión.

Esta norma aplica en la mayoría de las instalaciones para conectar equipos de GD a la red de distribución, con una capacidad agregada de menos de 10 MVA en el PCC (Puesto de Conexión Común).

4.1.2 Aspectos de Seguridad - Protección

Los sistemas de generación distribuida de autoconsumo se conectan a la red interna del consumidor y con ello, a la red de distribución de baja, media o alta tensión, dependiendo de la conexión del consumidor. Por ello, estos sistemas deben cumplir algunos requisitos técnicos, especialmente por seguridad de las personas y de los sistemas.

En todos los países se establecen requisitos de protección para el acceso a la RD de sistemas de GD principalmente por la seguridad de la interconexión. Éstos evitan que el Sistema de Generación del Cliente cause condiciones inseguras de operación al sistema eléctrico del distribuidor y que afecten la calidad del servicio durante condiciones normales de operación, por lo que los costos de las adecuaciones necesarias en el sistema de protección en las redes de distribuidor suelen ser cubiertos por el solicitante prosumidor. Este será

³⁹ IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces: <https://standards.ieee.org/standard/1547-2018.html>

responsable de las funciones que sirven para proteger sus instalaciones de generación e interconexión.⁴⁰

Para ello, el prosumidor debe elaborar y entregar al distribuidor un diagrama unifilar que ilustre el esquema de protección de la interconexión del Sistema de Generación, las funciones utilizadas y los ajustes de las mismas. Además, detallará el fabricante, la marca y el modelo de cada dispositivo de protección, las funciones de protección que realiza y los ajustes programados.⁴¹

Un aspecto de seguridad muy importante es que el consumidor con sistema de generación distribuida no debe inyectar energía a la red en caso de que la red este apagada por cualquier motivo. Esta condición es la más importante pues, por ejemplo, en caso de mantenimiento de la línea de distribución que alimenta al consumidor, la distribuidora desconectará la línea de su sistema, pero sería poco práctico tener que desconectar todos los sistemas de generación distribuida que podrían estar conectados, y aunque lo hiciera, podría omitir desconectar alguno, lo cual pondría en riesgo a los empleados que realizan el mantenimiento. Por ello, los sistemas de generación distribuida deben desconectarse automáticamente de la red en caso de ausencia de voltaje en la misma.

Por otro lado, para proteger los equipamientos, los sistemas de generación distribuida deben desconectarse automáticamente en caso de que los valores de voltaje, frecuencia y corrientes estén fuera de los rangos permitidos, o en lo posible deberán ser adecuados a las exigencias técnicas.

Para cumplir con estos requisitos, los sistemas de generación distribuida fotovoltaica deben contar con un elemento de interrupción (interruptor) y el sistema de control que evalúe las condiciones y comande la apertura del interruptor en caso necesario.

Estos elementos de seguridad están normalmente incluidos en los inversores que cumplen las normas internacionales como las normas alemanas VDE-AR-N-4105 (Sistemas de generación conectados a la red de baja tensión), VDE-0126-1-1 (Equipo de desconexión automática entre generador y red pública de baja tensión), IEEE 1547 (Standard para interconectar recursos de energía distribuida con sistemas eléctricos de potencia), EN 50438 (Requisitos para la conexión de micro generadores en paralelo con redes públicas de distribución en baja tensión) o similares.

⁴⁰ Comisión de Integración Energética Regional (CIER) Guía para el uso de la Norma IEEE 1547. Coord. Internacional de Distribución: Ing. GABRIEL GAUDINO Coord. Grupo de Trabajo: Ing. TOMAS DI LAVELLO. Abril de 2016

⁴¹ Ibid.

4.1.3 Requisitos técnicos

Dado que los sistemas de generación distribuida de autoconsumo son conectados a la red interna del consumidor, el límite de potencia estará determinado por la capacidad de su conexión con la distribuidora (acometida). En Bolivia, las acometidas monofásicas en baja tensión (230V) son construidas para potencias hasta 10kW y las trifásicas (400V) hasta 50kW; en media tensión la capacidad depende del transformador instalado.

Debido a que en un sistema de generación distribuida fotovoltaico el generador de electricidad que se conecta a la red es el inversor, son las características técnicas de este equipamiento las relevantes para la conexión a la red.

Por ejemplo, en Brasil, los requisitos técnicos para la conexión de generación distribuida, establecida en el Procedimiento de Distribución de Energía Eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional (PRODIST) – Modulo 3 – Acceso al Sistema de Distribución, emitida por ANEEL, son los siguientes:

Tabla 4-1 Parámetros Técnicos Exigidos en Brasil

Equipamiento	$P_{inst} \leq 75kW$ (micro generadores)	$75kW > P_{inst} \leq 500kW$ (mini generadores)	$500kW > P_{inst} \leq 5MW$ (mini generadores)
Elemento de desconexión (1)	Si	Si	Si
Elemento de interrupción (2)	Si	Si	Si
Transformador de acoplamiento (3)	No	Si	Si
Protección de sub y sobretensión	Si (4)	Si (4)	Si
Protección de sub frecuencia	Si (4)	Si (4)	Si
Protección contra desequilibrio de corriente	No	No	Si
Protección contra desbalance de tensión	No	No	Si
Sobre corriente direccional	No	Si	Si
Sobre corriente con restricción de tensión	No	No	Si
Relé de sincronismo	Si (5)	Si (5)	Si (5)
Anti isla	Si (6)	Si (6)	Si (6)
Medición	Bidireccional (7)	4 Cuadrantes	4 Cuadrantes

Fuente: (PRODIST) – Modulo 3 – Acceso al Sistema de Distribución, emitida por ANEEL

Por otro lado, en lo que respecta a Generación Distribuida México presenta un Manual de Interconexión de Centrales de Generación con capacidad menor a 0,5 MW, en el cual determinan las siguientes especificaciones técnicas:

Tabla 4-2 Parámetros Técnicos Exigidos en México

Equipamiento	P_{inst}≤50kW (Baja Tensión)	P_{inst}≤250kW (Media Tensión)	250kW>P_{inst}≤500kW (Media Tensión)
Elemento de desconexión (1)	Si	Si	Si
Elemento de interrupción (2)	Si	Si	Si
Protección de sub y sobretensión	Si (4)	Si (4)	Si
Protección de frecuencia	Si (4)	Si (4)	No
Protección de balance de tensión	Si	Si	Si
Sobrecorriente direccional	Si	Si	Si
Sobrecorriente con restricción de tensión	Si	Si	Si
Relé de sincronismo	Si (5)	Si (5)	Si (5)
Anti isla	Si (6)	Si (6)	Si (6)
Medición	Bidireccional (7)	Bidireccional (7)	Bidireccional (7)

Fuente: Generación Distribuida México -Manual de Interconexión de Centrales de Generación con capacidad menor a 0.5 MW, en el cual determinan las siguientes especificaciones técnicas

A su vez, Chile por su parte mediante la Superintendencia de Electricidad y Combustible desarrollo el Procedimiento de Comunicación de Energización de Generadoras Residenciales (RGR No 01/2017) y el Diseño y Ejecución de las Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a Redes de Distribución (RGR No 02/2017) en los cuales señalan las siguientes especificaciones:

Tabla 4-3 Parámetros Técnicos Exigidos en Chile

Equipamiento	1W>Pinst <=3kW	3kW>Pinst <=10kW	10kW>Pinst <=30kW	30kW>Pinst <=300kW
Elemento de desconexión (1)	Si	Si	Si	Si
Elemento de interrupción (2)	Si	Si	Si	Si
Protección de sub y sobretensión	Si	Si	Si	Si
Protección de sub frecuencia	Si	Si	Si	Si
Protección diferencial	Si	Si	Si	Si
Protección contra desbalance de tensión	No	No	No	No
Protección Sobrecorriente	Si	Si	Si	Si
Sobrecorriente con restricción de tensión	No	No	No	No
Relé de sincronismo	No	No	No	No
Anti isla	Si	Si	Si	Si
Medición	Bidireccional	Bidireccional	Bidireccional	Bidireccional

Fuente. Chile - Superintendencia de Electricidad y Combustible desarrollo el Procedimiento de Comunicación de Energización de Generadoras Residenciales

Notas:

- Llave seccionadora visible y accesible que se utiliza para garantizar la desconexión de la unidad generadora durante el mantenimiento del sistema, excepto para micro generadores y mini generadores que se conectan a la red a través de inversores que tengan el elemento de desconexión integrado.
- Elemento de interrupción automática accionado por protección para micro generadores distribuidos y por comando y/o protección para mini generadores distribuidos
- Transformador de interface entre unidad consumidora y red de distribución
- No es necesario un relé de protección específico, pero si un sistema electrónico que detecte las anomalías y produzca una salida capaz de operar la lógica de actuación del elemento de interrupción
- No es necesario un relé de sincronismo específico, pero si un sistema electrónico que realice la sincronización con la frecuencia de la red y produzca una salida capaz de operar la lógica de actuación del elemento de interrupción, de manera que solamente ocurra la conexión con la red después de verificarse el sincronismo.

- En caso de operación en isla del Consumidor, la protección anti isla debe garantizar la desconexión física entre la red de distribución y las instalaciones eléctricas internas de la unidad consumidora
- El sistema de medición bidireccional debe, como mínimo, diferenciar la energía eléctrica activa consumida y la inyectada a la red.

En las instalaciones de Sistemas de Generación Renovable trifásicos, los Equipos de Protección de éstos medirán el voltaje y la corriente de cada fase y desconectarán el Sistema de Generación ante fluctuaciones en la corriente o el voltaje de cualquier fase en cumplimiento con las recomendaciones de los requisitos operacionales y de protección del Estándar IEEE 1547.40

En el caso de que las instalaciones del Cliente tengan múltiples Sistema de Generación, los equipos de protección de estos deberán desconectar todos los Sistemas de Generación Renovable ante fluctuaciones en el voltaje o la corriente de cualquier fase.

En cuanto a la situación nacional, se puede tomar como ejemplo al manual de Requisitos Mínimos para la Conexión en Paralelo de un Auto productor con Venta de Excedentes a la Red Eléctrica de CRE, en el cual se presentan los siguientes requisitos:

Tabla 4-4 Requisitos Manual de CRE

Equipamiento	Requerimiento
Interruptor de Interconexión	Si
Interruptor de Paralelismo	Si
Transformador de acoplamiento	Si se requiere
Protección de sub y sobretensión	Si
Protección de frecuencia	Si
Sobrecorriente direccional	SI
Relé de sincronismo	Si
Medición	Bidireccional

Fuente: CRE

La conexión de sistemas de generación distribuida dentro de las redes eléctricas en Bolivia debe basarse en exigencias de diferentes países con tensiones y frecuencias iguales a las bolivianas, como por ejemplo en Alemania, entre otros países europeos, quienes tienen las siguientes exigencias:

- Tipo de inversor: ON GRID (llamado también GRID TIE)
- Rango de Voltaje: 230/400VAC -20% +15%
- Rango de Frecuencia: 50Hz -5% +3%

- Normas aplicables: VDE-AR-N-4105 Sistemas de generación conectados a la red de baja tensión
- VDE-0126-1-1 Equipo de desconexión automática entre generador y red pública de baja tensión
- Normas similares (p. ej. IEEE 1547 Standard para interconectar recursos de energía distribuida con sistemas eléctricos de potencia, EN 50438 Requisitos para la conexión de micro generadores en paralelo con redes públicas de distribución en baja tensión)

En resumen, de acuerdo con lo mencionado anteriormente, los requisitos técnicos mínimos recomendados que debería cumplir la conexión de un sistema de generación distribuida en Bolivia es la siguiente:

Tabla 4-5 Recomendaciones Técnicas para GD en Bolivia

Exigencia Técnica	Requerimiento
Rango de Voltaje	230/400 VAC
Rango de Frecuencia	50 Hz
Interruptor de Interconexión	Si
Interruptor de Paralelismo	Si
Transformador de acoplamiento	Si se requiere (Instalación en MT)
Protección de sub y sobretensión	Si
Protección de frecuencia	Si
Sobrecorriente direccional	SI
Relé de sincronismo	Si
Medición	Bidireccional

Fuente: Elaboración propia

Por otro lado, el inversor (o los inversores) puede estar conectado a cualquier tablero de distribución posterior del interruptor principal del consumidor, a través de un interruptor termo magnético de capacidad adecuada, dedicado para dicha conexión. los elementos que están antes del inversor en la cadena de generación de electricidad de un sistema *On Grid*, que son los paneles solares, (y las baterías si existen), son elementos de corriente continua que se consideran desacoplados de la red de corriente alterna, sus características técnicas no son relevantes para la conexión a la red. Por ello, no están citados en las normativas de conexión a la red.

Para la conexión en Media Tensión, como se menciona en el cuadro el o los inversores estarán conectados a través de uno o varios transformadores, cuya instalación debe cumplir con la normativa específica.

En caso de que la potencia instalada de generación sea superior a la capacidad nominal de los elementos de la acometida existente, estos deberán ser substituidos por elementos con la capacidad necesaria.

Considerando dichos requisitos mínimos el sistema de generación distribuida, podrá contar con niveles de protección óptimos para su funcionamiento, además de brindar seguridad a la red eléctrica como a los equipos del mismo sistema.

5 ANALISIS DE IMPACTO EN LAS REDES ELECTRICAS DE DISTRIBUCION BT Y MT

La implementación de una normativa para la generación distribuida fotovoltaica con la aplicación del *net metering* en el Sistema Interconectado Nacional y en Sistemas Aislados de Bolivia permitirá e incentivará la instalación de sistemas fotovoltaicos inicialmente por parte de los consumidores que tienen mayores tarifas, incorporándose paulatinamente más consumidores conforme suben las mismas.

Actualmente los usuarios que tienen las mayores tarifas en el SIN son los de la categoría Residencial con consumos mayores a 1.000 kWh/mes, que son aproximadamente 12.500 usuarios (0,54% del total).

Asumiendo que 25% de ellos (3.125 usuarios) instalarían un sistema de generación fotovoltaico On Grid de 5 kWp para cubrir el 50% de su consumo, se contaría con una potencia total instalada de 15 MW en el SIN, que equivale a menos de 1% de la demanda máxima de potencia actual y menos del 0,5% del consumo de energía del sistema.

Dichos valores no tienen ningún impacto en la operación técnica del sistema eléctrico como tampoco en la economía de las distribuidoras (el crecimiento anual del consumo de energía es al menos 6 veces mayor), pero tienen el pequeño impacto positivo para el medio ambiente y ahorro de gas natural.

Con el incremento de las tarifas limitado a un 3% anual para la mayoría de los otros consumidores, la instalación de un número significativo de otros sistemas en pocos años es poco probable sin un cambio significativo en las tarifas de electricidad (estructura y monto), en los costos de los sistemas fotovoltaicos y/o en incentivos.

En el capítulo 8 y 9 se realiza un análisis de prefactibilidad económica y de posibles impactos en la demanda de energía a nivel nacional. Como ocurre en la mayoría de los países mencionados (en el capítulo 10), la penetración de SGD se produce de manera lenta, y en el mejor de los casos, para Bolivia, después de 10 a 12 años, se podría alcanzar una potencia instalada de 41 MW (para más detalle, revisar el punto 10.3). Sin embargo, contar con 41 MW de generación distribuida fotovoltaica puede ser un paso importante, pues equivaldrá a cerca del 1,8% de la potencia instalada actual, cuyos impactos positivos son considerables: generación de alrededor de 85.181 MWh/año, ahorro de 1,2 MMUS\$/año en gas natural para Bolivia (4,6 USD/Mpc) y reducción de emisión de más de 30.000 TCO₂/año.

En los Sistemas Aislados la generación de electricidad se basa en el diésel y se trata de sistemas pequeños, por lo cual algunas tarifas son más altas que en el SIN. Por ello, probablemente la instalación de sistemas fotovoltaicos de generación distribuida será más rápida que en el SIN.

Dado que los sistemas aislados tienen actualmente una demanda máxima conjunta de 85 MW, asumiendo que por estabilidad de la red inicialmente se limitara la participación de la generación distribuida a 10% de la demanda máxima, la instalación de 8,5 MWp de generación distribuida fotovoltaica, implicaría la generación de aproximadamente 15.000 MWh/año, que ahorraría 4,5 MMUS USD/año en importación de diésel (@ 1 US USD/litro).

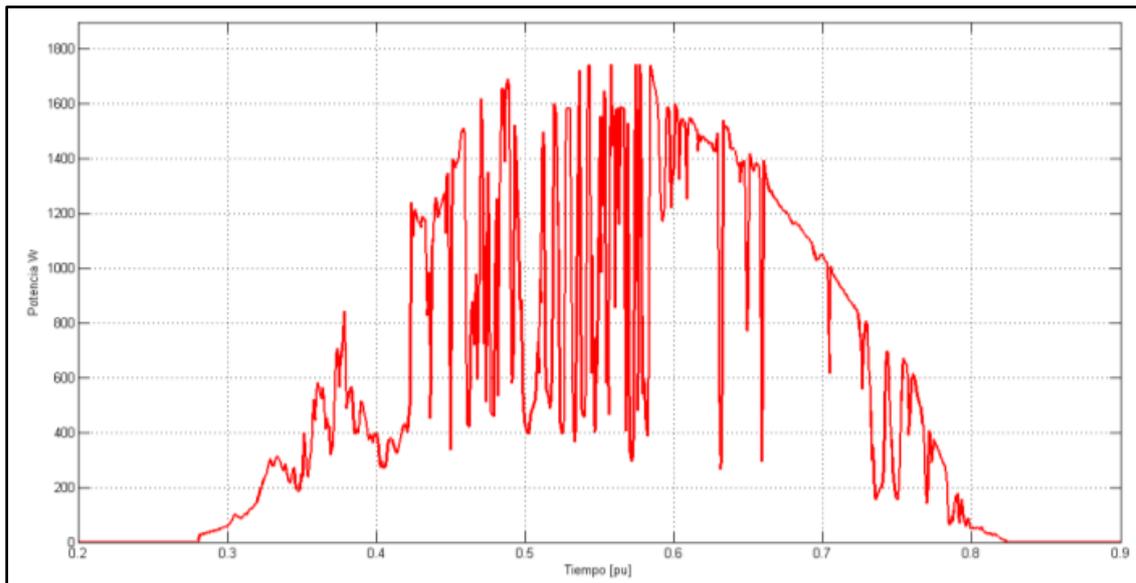
Cabe señalar que, tanto en el SIN como en los Sistemas Aislados, la incorporación de generación fotovoltaica distribuida limitada a 10% de la demanda máxima no tiene ningún efecto negativo en los sistemas eléctricos globales, ya que, para el caso de Sistemas Aislados, la reserva de potencia en generación convencional (térmica o hidráulica), puede ser dimensionada para absorber sin problemas el déficit o superávit ocasionado por la intermitencia de esta cantidad de generación, pero que a su vez, actúa como generación que promueve el ahorro en la generación térmica.

Si bien la implementación de los sistemas fotovoltaicos para generación distribuida no presenta un impacto considerable en relación a la generación total del SIN, al igual que en los sistemas aislados, se debe tomar en cuenta las posibles problemáticas que pueden presentar los equipos mencionados.

Primeramente, los sistemas fotovoltaicos requieren de la radiación solar básicamente, por tanto, en momentos de ausencia de la energía solar la generación eléctrica de estos equipos se reduce o presenta variaciones.

Como se puede apreciar en el Gráfico 1, durante un día nublado la generación de un sistema solar muestra una curva de generación irregular.

Gráfico 1. Curva de generación de un SFV durante un día nublado



Fuente: <http://www3.fi.mdp.edu.ar/clagtee/2017/articles/21-014.pdf>

El gráfico anterior son datos reales de una planta solar ubicada en Argentina, como se puede ver existen puntos donde la producción de energía se disminuye, este hecho ocurre normalmente en días nublados.

Este tipo de situaciones pueden generar variantes de igual manera en las redes eléctricas, en el caso de planta de generación considerables en relación a la generación del SIN o Sistemas Aislados donde se implementen, ya que la energía eléctrica en las líneas de transmisión no tendrá un valor constante.

Por otro lado, en el caso del Departamento del Beni, que cuenta con el mayor número de Sistemas Aislados mediante el consumo de diésel en Bolivia, actualmente la demanda eléctrica es casi igual a la oferta o generación, lo cual implica tomar otro tipo de metodología para cubrir excedentes de demanda, motivo por el cual para satisfacer la carga deben aumentar el consumo de diésel para abastecer a necesidad.

En este sentido la implementación de Sistemas de Generación Distribuida en base a sistemas fotovoltaicos puede ser beneficiosa tanto en el sentido económico, ya que se reducen los costos de generación, reduciendo el consumo de diésel para aprovechar a energía solar. Así como en el técnico, debido a que no cuentan con usuarios con grandes consumos, por lo cual los sistemas de generación no requieren superar los 2MW.

Sin embargo, en diferentes departamentos del país se debe tomar en cuenta la ubicación y distancia para la implementación de sistemas de generación distribuida, de manera que las caídas de tensión no presenten un problema al interconectar dichos sistemas con los sistemas aislados principalmente (esta problemática se ilustra con mayor detalle el punto 6.1).

En resumen, la generación distribuida no presenta de cierta manera impactos considerables, ya que la generación eléctrica de estos sistemas sería con potencias reducidas (Inferiores a 2MW generalmente), dado que su uso

principal será para el autoconsumo, así mismo, las variaciones en la generación durante días nublados podrían ser controlado mediante las plantas generadoras actuales debido a las relaciones de generación de energía eléctrica.

5.1 Posibles pérdidas causadas por sgds a las distribuidoras

Existen algunos casos en los cuales la implementación de SGDs pueden llegar a causar pérdidas económicas a la Distribuidora, los cuales, si bien son excepcionales, requieren estar previstos en la normativa estableciendo el trato adecuado que se le deba dar. A continuación, se presentan estos casos y se recomienda el trato legal adecuado.

5.1.1 Pérdidas por nivel de potencia con relación a la distancia de la subestación

Como se mencionó anteriormente, el movimiento o transporte de la energía eléctrica (transmisión y distribución) genera pérdidas que pueden llegar a alcanzar hasta un 15% de la cantidad total de energía transportada. A mayor distancia de recorrido, mayor será la pérdida generada. En ese sentido, SGDs que se encuentren a distancias de varios kilómetros de la Subestación de origen del alimentador de un circuito o un subsistema de distribución pueden causar pérdidas económicas si es que la carga no es consumida inmediatamente en el circuito por ser de una capacidad mayor a la demandada y debe ser transmitida a la subestación de origen para poder suministrarla a otros proveedores. Este caso se da principalmente en SGDs de mayor escala (mayores a 2 MW) en localidades con consumos menores a los 10 MW que están interconectados con sistemas mayores o al SIN.

En Bolivia se identificó por ejemplo el caso del Ingenio Azucarero Unagro en la red de distribución de la CRE en Santa Cruz con un SGD en base a Biomasa de 5 MW de potencia a 33 Km de la Subestación de origen como se puede apreciar en la gráfica de abajo.

Este proyecto llegó a causar a la distribuidora pérdidas por 284 kW, equivalentes a 52.841 USD anuales. En este caso se trata de pérdidas técnicas que generan pérdidas económicas dado por un balance desfavorable entre la demanda, la generación del SGD y la ubicación.

enunciar específicamente cada caso y siempre dejar la posibilidad de que el Usuario Generador pueda realizar la implementación de su SGD asumiendo las ineficiencias o pérdidas generadas. En todo caso, estos escenarios son excepciones, que no afectarán a la gran mayoría de Usuarios Generadores, menos aún a aquellos que no se encuentren a distancias importantes de los mayores centros de consumo de energía eléctrica.

6 POTENCIAL PARA LA GENERACION DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA EN BOLIVIA

6.1 Breve descripción del contexto regional e internacional

El sector eléctrico ha enfrentado grandes cambios a nivel mundial debido principalmente al gran dinamismo que ha generado la incorporación de energías renovables en el sector. La continua baja en sus costos y sus beneficios ambientales son las principales razones para la incorporación de las tecnologías renovables a la infraestructura de generación a nivel global.

Así mismo, las facilidades de instalación, operación y mantenimiento han generado un interés en sectores de pequeña escala, para su uso en viviendas, empresas, industrias, sector rural, etc.

Con estos antecedentes, se han implementado importantes cambios normativos a nivel regional y mundial dentro del sector. Uno de los grandes avances en la regulación energética ha sido la introducción de normativas que impulsan el desarrollo de la GD.

Aparte de los beneficios ambientales por reducir la emisión de GEI, el desarrollo de la GD ayuda a promover la seguridad energética, optimizar las inversiones de transmisión y diversificar la matriz energética, entre otros beneficios. Es por este motivo que países de la Región como Brasil, Chile, México, Panamá, Costa Rica ya llevan años implementado este tipo de normativas en sus redes de distribución y con una senda de conexiones exponenciales. Así mismo, se han sumado nuevos ejemplos, como Argentina y Colombia con la reciente aprobación de la Ley de Generación Distribuida aprobada a nivel Nacional.

En este contexto, Bolivia debe avanzar en este camino y otorgar las posibilidades para su desarrollo, y así promover todos los beneficios que la GD tiene asociado.

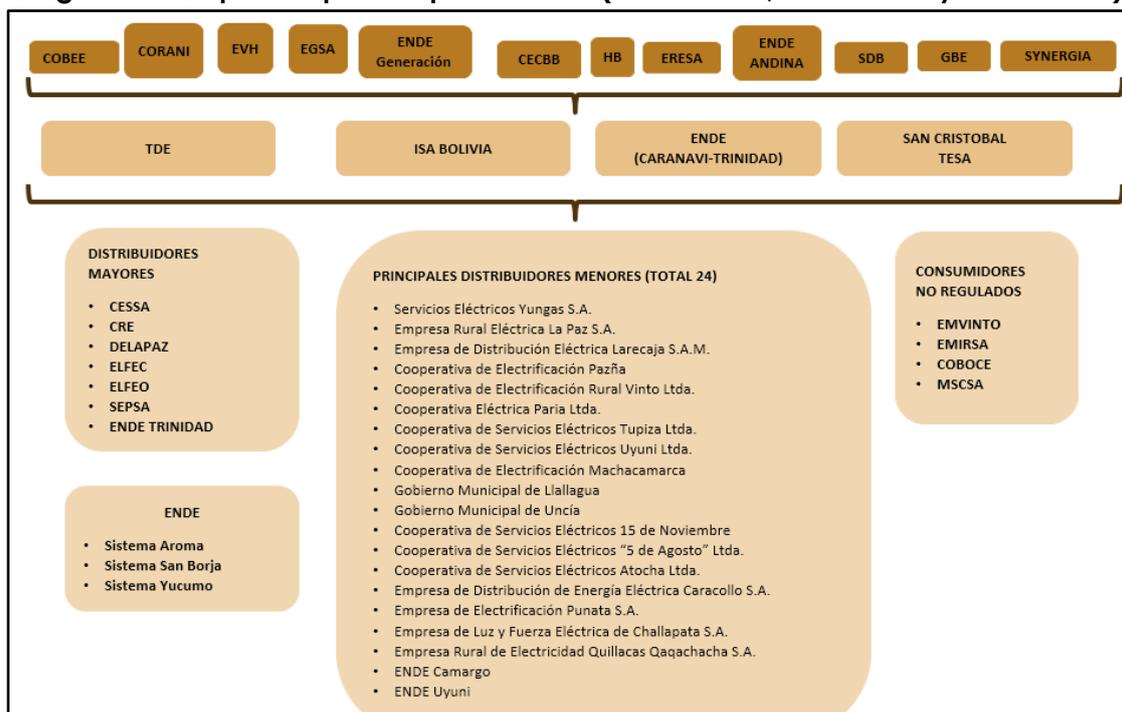
6.2 El sistema eléctrico boliviano

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) integra instalaciones de generación, transmisión y distribución de los departamentos de La Paz, Santa Cruz, Cochabamba, Oruro, Chuquisaca, Potosí, Beni y Tarija.

El Sistema Troncal Interconectado (STI) es la parte del SIN que comprende el sistema de transmisión en alta tensión en el que los agentes del mercado eléctrico generan, transmiten y demandan energía eléctrica.^[15] Así mismo, el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) está compuesto por los agentes que operan en el SIN (empresas de generación, transmisión, distribución y consumidores no regulados), que venden y compran energía eléctrica sobre la base de precios referenciales y/o precios spot, con excepción de la transmisión.

El siguiente esquema, resume el funcionamiento operativo del SIN en las etapas de Generación, Transmisión y Distribución.

Diagrama 8: Empresas que componen el SIN (Generación, Transmisión y Distribución)



Fuente: Diagnósticos Sectoriales – Electricidad. UDAPE.

6.2.1 Oferta: Generación de Energía

De manera general, la oferta de electricidad está constituida por los generadores y la demanda por los distribuidores y los consumidores no regulados, todos ellos interconectados por medio de un sistema de transmisión operado por las empresas transmisoras.

En el marco de las reformas impulsadas por el Gobierno Nacional en el sector eléctrico, desde el año 2008, se han introducido una serie de Decretos que retoman, por medio de la nacionalización, la participación activa del Estado en el sector de generación, por medio de ENDE.

De esta manera, mediante Decreto Supremo N° 493 de 2010, el Gobierno nacionaliza las acciones correspondientes a las Empresas Generadoras Corani, Valle Hermoso, Guaracachi a favor de ENDE que, por mandato de la Constitución Política del Estado del año 2009, es la única empresa que puede intervenir en toda la cadena de la industria eléctrica.

Potencia SIN y Sistemas Aislados (SA) 2017

La potencia instalada total en el SIN en la gestión 2017 fue de 2.276,98 MW, cuya relación por tipo de tecnología es de 71,4% para la termoeléctrica, 21,17% para la

hidroeléctrica y solo un 1,44% para la generación en base a energías renovables. En el siguiente cuadro, se detalla la potencia instalada que tiene cada empresa generadora en el SIN:

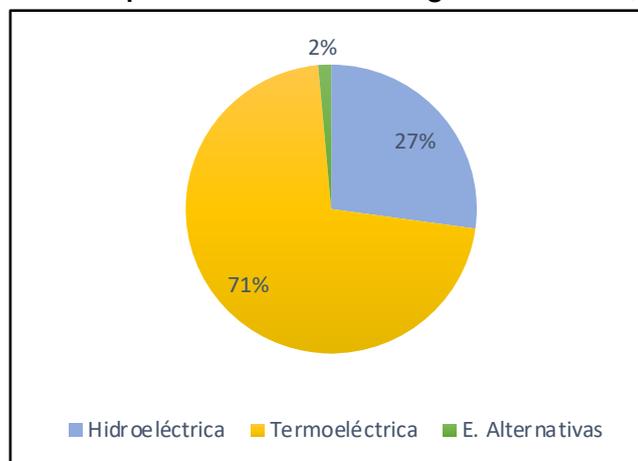
Tabla 6-1 Potencia Instalada (MW) SIN 2017

	Hidroeléctrica	Termoeléctrica	Energías Alternativas
CECBB (Subsidiaria de YPFB)		152,8	
COBEE (Privada)	213,1	29,8	
Ende Corani S.A.	147,3		27
Ende Guaracachi S.A.	8	542,8	5,7
ERESA (Mixta)	19,8		
Ende Valle Hermoso S.A.		372,3	
Ende Andina S.A.M.		464,8	
ENDE (Moxos: Diesel y Misicuni: Hidro)	126,2	33,2	
Gesa - Guabirá Energía S.A.		30	
HB (Privada)	94,4		
SDB S.A. (Privada)	2,2		
SYNERGIA S.A. (Privada)	7,6		
TOTAL	618,6	1.625,7	32,7

Fuente: Anuario Estadístico 2017, AETN.

La composición de la matriz energética boliviana se muestra en el gráfico de abajo, en el cual se puede apreciar la marcada participación de la generación termoeléctrica explicada principalmente por las inversiones realizadas, por ENDE. Los motivos de esta tendencia se explican por el bajo costo del gas natural para generación. Este tema se analizará con mayor detalle más adelante. La única central termoeléctrica que funciona a combustible Diesel es la Central Moxos (ENDE), ENDE Guaracachi y algunos menores sistemas en el BENI.

Gráfico 2. Composición de Matriz Energética en el SIN, Bolivia



Fuente: Elaboración propia en base a Anuario AETN, 2017.

En relación con los SA, éstos se ubican en los departamentos de Santa Cruz, Beni, Pando y Tarija, donde se genera y distribuye energía eléctrica de forma verticalmente integrada. Entre los principales sistemas aislados se encuentran ENDE-Cobija, ENDE - Guayaramerín, ENDE Guaracachi S.A. (San Matías), CRE R.L. (Germán Bush y Las Misiones), SETAR (Bermejo) y CER.

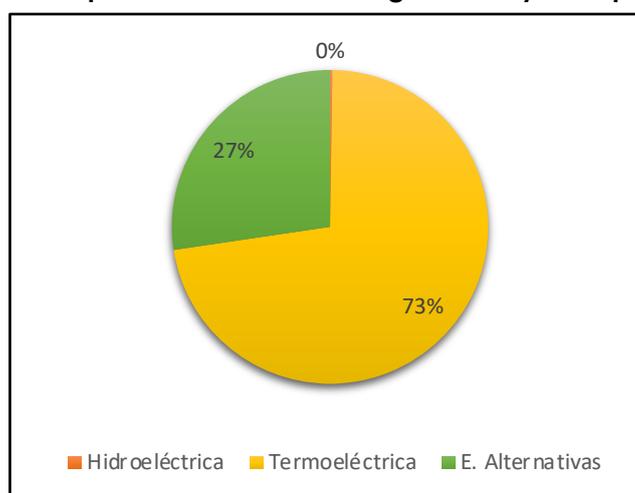
Con respecto a la actividad de Autoproducción, la misma está principalmente a cargo de YPFB REFINACIÓN S.A., PLUSPETROL, AGUAÍ S.A., EASBA, IOL, ITACAMABA CEMENTO S.A., PIL ANDINA S.A., YPFB TRANSIERRA, IAGSA, UNAGRO, Gravetal Bolivia S.A. y SINCHI WAYRA S.A., que en conjunto suman una potencia instalada de 333,4 MW, siendo la generación termoeléctrica la más importante, seguido por las energías alternativas (debido al aporte de 70 MW por la generación de Biomasa de las empresas azucareras).

Tabla 6-2 Potencia Instalada SA y Autopr. (MW)

	Hidroeléctrica	Termoeléctrica	E. Alternativas
CRE R.L. (Gas, Diesel y FV)		81,2	0,1
ENDE – Pando: Cobija Y El Sena (Diesel, FV)		39,3	5,1
Ende Delbeni S.A.M. (Diesel)		3,1	
EGSA (Gas, Diesel, FV)		7,1	
G&E S.A. (Gas)		1,9	
SETAR (Diesel y gas)		18,1	
Otros (CER y Cosegua Ltda.)		16,1	
Auto productores (1)	0,8	74,6	86
TOTAL	0,8	241,4	91,2

Fuente: Anuario Estadístico 2017, AETN.

Gráfico 3. Composición de Matriz Energética SA y Auto productores



Fuente: Elaboración propia en base a Anuario AETN, 2017.

En los SA también existe una tendencia marcada al uso de combustibles fósiles para la generación eléctrica. En relación con el SIN, en los SA existe mayor uso del Diesel, combustible importando y con el mayor costo para la generación eléctrica.

Generación de Energía en el SIN, SA y Auto productores

La generación bruta de las centrales del SIN en el año 2017 fue de 8.981,3 GWh lo que representó el 92,62% de la energía total producida en Bolivia. La demanda fue cubierta en un 74% por energía termoeléctrica (principalmente gas natural), 24% por hidroelectricidad y solo un 2% por medio de centrales de generación basadas en biomasa, solar y eólico.

Durante la gestión 2017, el Estado Boliviano, a través de ENDE y subsidiarias, participó con cerca del 86% de la generación bruta, constituyéndose en gran medida como responsable de la seguridad del abastecimiento de la energía eléctrica en el SIN.

Tabla 6-3 Generación Bruta (GWh) en el SIN Gestión 2016, 2017

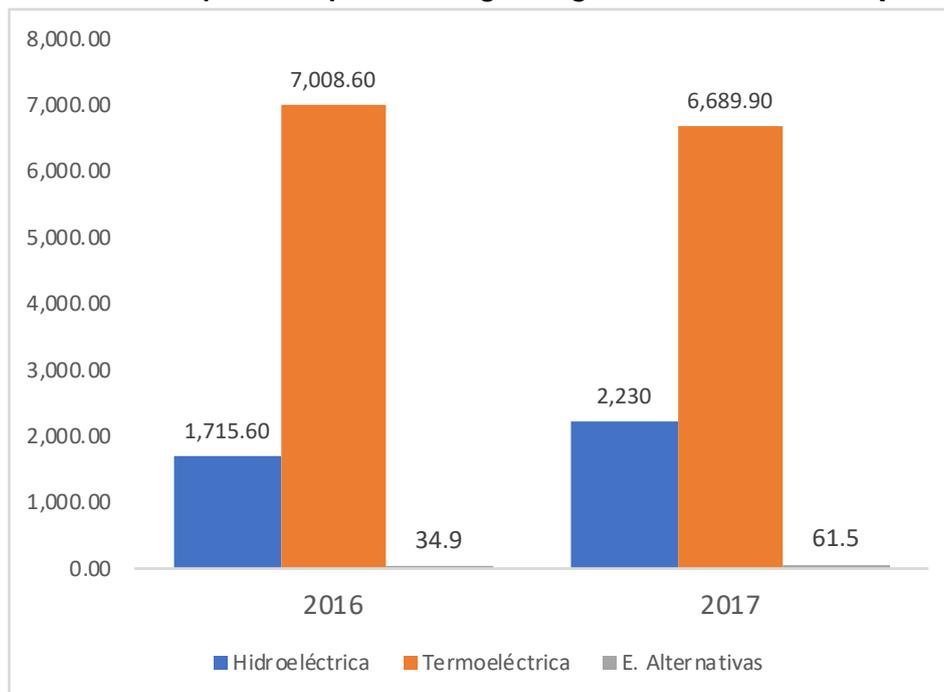
	Hidroeléctrica			Termoeléctrica			Energías Alternativas		
	2016	2017	Dif. %	2016	2017	Dif.%	2016	2017	Dif.%
CECBB (Subs. YPFB)				364,9	554,4	52%			
COBEE (Privada)	872,5	1.097,20	26%	16,5	14,5	-12%			
Ende Corani S.A.	545,3	715,7	31%				34,9	60,4	73%
Ende Guaracachi S.A.	12	20,2	68%	1.709,1	1.728,8	1%		1,1	
ERESA (Mixta)	63	60,8	-3%						
Ende Valle Hermoso S.A.				1.186,6	1.249,6	5%			
Ende Andina S.A.M.				3.592,0	3.020,6	-16%			
ENDE (Moxos: Diesel y Mísicuni: Hidro)		11,2		89	89,1	0,1%			
GESA				50,5	32,9	-35%			
HB (Privada)	206,1	306,6	49%						
SDB S.A. (Privada)	4,7	7,3	55%						
Synergia S.A. (Privada)	12	11	-8%						
TOTAL GENERACIÓN	1.715,60	2.230,0	30%	7.008,6	6.689,9	-5%	34,9	61,5	76%

Fuente: Anuario Estadístico 2016, AETN.

Si comparamos la evolución de los últimos dos años, vemos que pese al importante incremento en la generación hidroeléctrica (30% más que el año anterior), esta diferencia solo cubre en un 5% en relación a la demanda total del 2017. Por tanto, todavía es necesario seguir con los esfuerzos para impulsar la diversificación de la matriz energética, sobre todo con nuevas tecnologías de generación renovables, que, junto a sus beneficios ambientales, generen mayor seguridad energética

frente a shock externos de precios, mayor eficiencia en el sistema eléctrico y mayor eficiencia financiera en el gasto público.

Gráfico 4. Comparación por tecnología de generación 2016 -2017 (MWh)



Fuente: Elaboración propia en base a Anuario AETN, 2017.

En la siguiente tabla, se muestra la generación bruta en los SA. En la misma, podemos ver que centrales a gas natural y Diesel son la principal tecnología utilizada en estos sistemas no conectados al SIN.

Tabla 6-4 Generación Bruta (GWh) Sistemas Aislados y Auto productores 2017

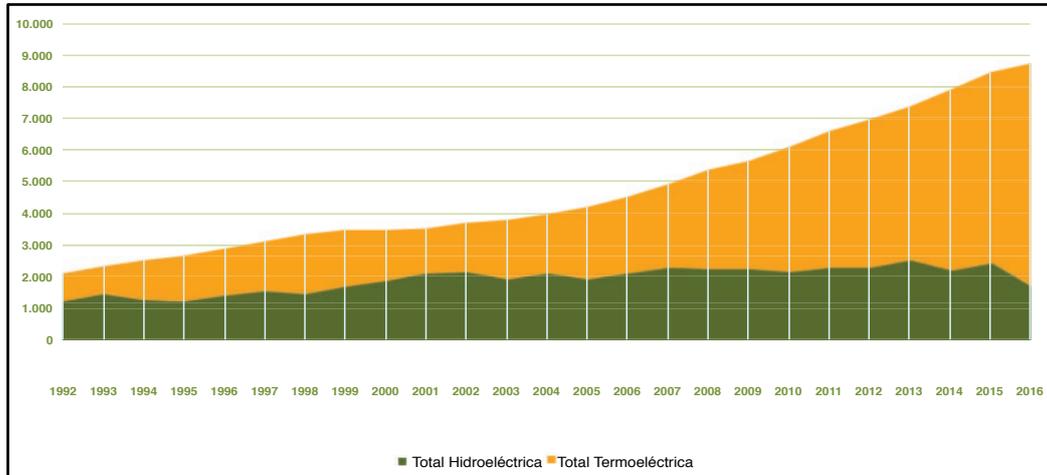
	Hidroeléctrica	Termoeléctrica	E. Alternativas
CRE R.L. (Gas, Diesel y FV)		230,6	0,05
ENDE – Pando: Cobija Y El Sena (Diesel, FV)		72,9	
ENDE DELBENI S.A.M. (Diesel)		2,9	
EGSA (Gas, Diesel, FV)		8,7	5,7
G&E S.A. (Gas)		3	
SETAR (Diesel y gas)		34,3	
Otros (CER y Cosegua Ltda.)		61,6	
Auto productores (1)	3,7	215,1	77,1
TOTAL	3,7	629,1	82,85

AGUAI S.A, EASBA, Gravelta Bolivia S.A., IAGSA, IOL, PIL ANDINA S.A., PLUSPETROL, UNAGRO, SINCHI WAYRA S.A., YPFB REFINACIÓN S.A. y YPFB TRANSIERRA.

Fuente: Anuario Estadístico 2017, AETN.

En conclusión, vemos que, a nivel general, el gas natural es el principal combustible utilizado para satisfacer las necesidades de demanda de electricidad. Como vemos en el siguiente gráfico, esta tendencia es histórica y ha crecido exponencialmente.

Gráfico 5. Generación de electricidad en el SIN 1992-2016 (GWh)



Fuente: Anuario Estadístico 2016, AETN.

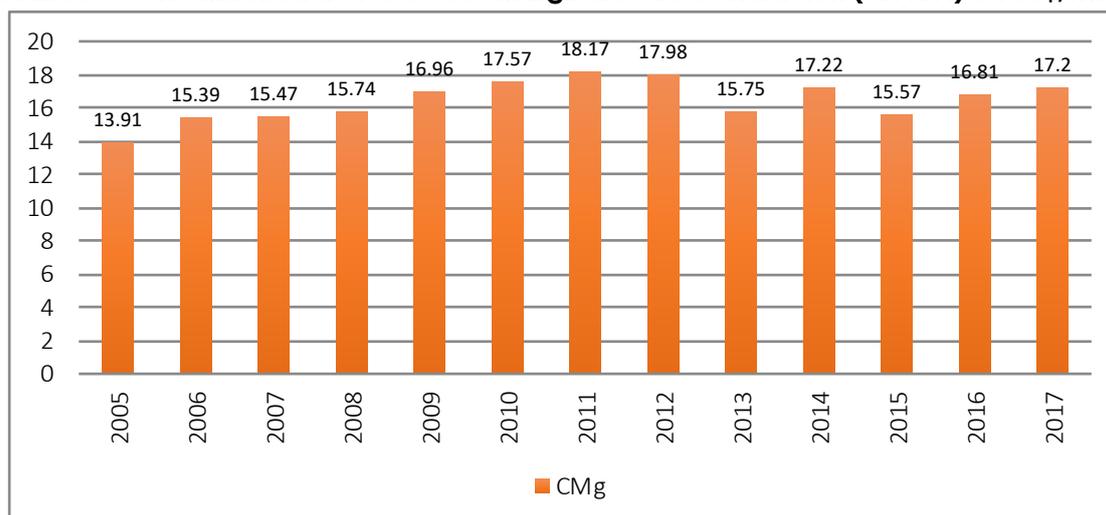
Bajos precios de generación o costo de oportunidad para Bolivia

Los precios de nodo están conformados por los precios de energía y potencia, incluyendo el peaje por transmisión. La AETN en cumplimiento de la Ley de Electricidad N° 1604, establece los precios de energía y potencia para cada nodo del sistema y peajes de transmisión.

Los precios de energía son determinados sobre la base del costo marginal de corto plazo de energía; estos costos corresponden a la producción de la última máquina requerida en el despacho de costo mínimo.

Los costos de energía están directamente relacionados con los precios del combustible utilizado para la generación eléctrica, en este caso el gas natural. En relación a estos precios, en el año 2008 el Gobierno Nacional emitió el Decreto Supremo N° 29510 en el cual se establece que el precio del gas natural para la generación eléctrica será único y corresponderá al valor máximo de todos los precios declarados para dicho hidrocarburo por los agentes generadores al CNDC. Este precio se ha mantenido fijo en el valor de 1,30 US USD/MPC.

Gráfico 6. Serie histórica de los Costos Marginales de Generación (Sin IVA) en US\$/MWh

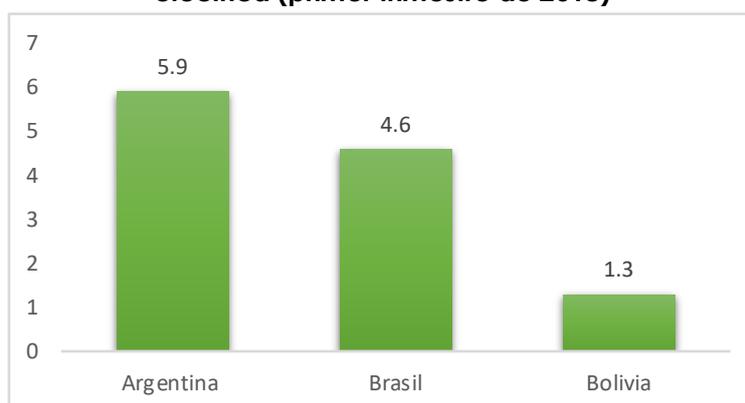


Fuente: Elaboración propia en base a datos del CNDC (Comité Nacional de Despacho de Carga)

Ahora, si comparamos los costos de combustibles basados en un precio del gas natural en 1,30 con los precios del gas natural de exportación, vemos que existe un "costo de oportunidad" generado por las diferencias de precios entre ambos destinos. Es decir, existe un costo de oportunidad de no percibir el ingreso de las divisas por consumir un gas en el mercado interno que podría haberse exportado a un valor aproximadamente de 3 a 4 veces mayor.

En relación a esto, YPFB informó que, para el segundo trimestre del 2018, el precio de exportación del gas que se envía al exterior registró un promedio de US USD5,9 por MPC para Argentina y US USD4,6 para Brasil.

Gráfico 7. Comparación precio Gas Natural de Exportación con el de generación eléctrica (primer trimestre de 2018)



Fuente: <https://www.americaeconomia.com/negocios-industrias/bolivia-negociara-mejores-precios-en-nuevos-contratos-de-gas-de-exportacion>

Si bien es cierto que uno de los objetivos de la política energética de Bolivia es la exportación de energía eléctrica a países vecinos, podemos entender que este bajo precio del gas natural en el mercado interno de generación, resulta oportuno para producir energía más barata y por tanto exportar electricidad (con un valor

agregado). Ahora bien, es importante mencionar que depender solo de la tecnología termoeléctrica para llevar a cabo esta política, también genera vulnerabilidad en la matriz energética, ya que se tiende a la dependencia de un solo tipo de tecnología y por tanto de su vulnerabilidad en términos de shock de precios o de niveles de producción interno.

Por lo anterior, entendemos que esta relación de precios del gas natural, así como su marcada dependencia para el mercado de generación puede tener tres consecuencias negativas tanto para el Estado Plurinacional de Bolivia, así como para el mercado de generación: de externo de precios puede impactar en un alto costo de oportunidad para el sector, así como

- Seguridad energética vulnerable: La dependencia en el uso de combustibles fósiles genera menos capacidad de respuesta ante *shocks* externos (un aumento de precios internacionales del gas aumenta el costo de oportunidad por no exportar el hidrocarburo) e internos (una baja en la producción puede afectar el abastecimiento energético).
- Ineficiencias en el uso de los recursos públicos en el sector eléctrico, ya que se incurre en un *costo de oportunidad* generado por no exportar el gas que se consume internamente y por tanto no recibir los ingresos por los mayores precios. Así mismo los Gobiernos Departamentos dejan de recibir los ingresos del IDH y regalías por este gas que no se exportó y que se consumió en el mercado interno.
- Barreras de entrada a nuevas tecnologías: Un precio bajo en la remuneración por concepto de generación de energía de las empresas generadoras perjudica a empresas que tienen un CAPEX alto. De hecho, hoy las nuevas plantas de energía renovable que está desarrollando ENDE, requieren de la aprobación de un precio especial, debido al impacto que tiene el CAPEX en los costos de generación (a través del Decreto 2048).

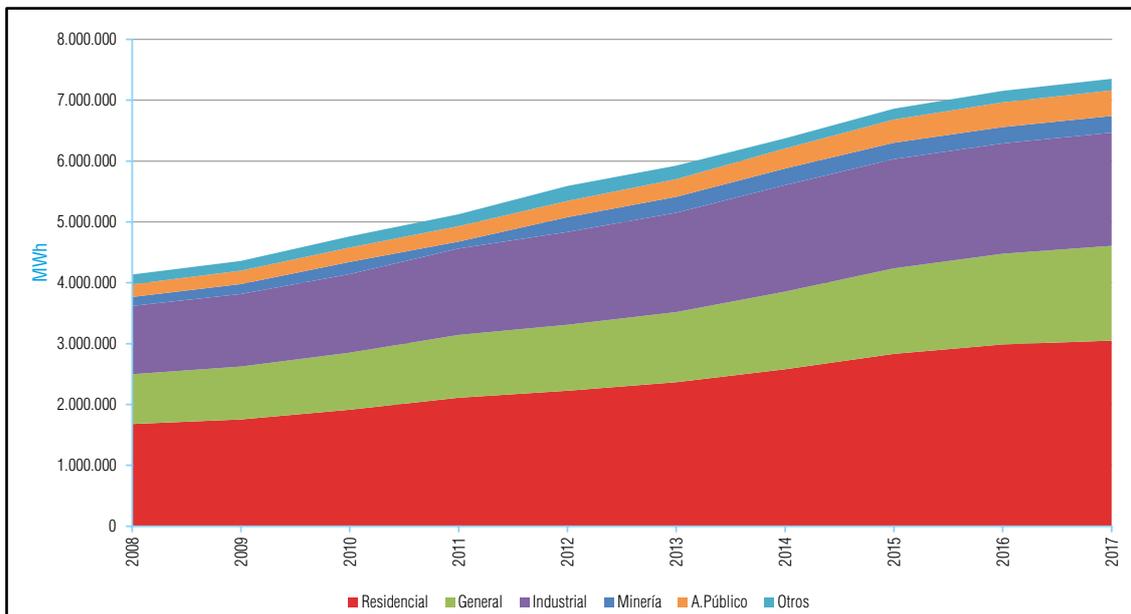
6.2.2 Demanda: Continuo aumento en las ventas de energía y en las tarifas de distribución

Los sistemas de distribución que se encuentran integrados al Sistema Interconectado Nacional (SIN), pertenecen a las siguientes empresas: Distribuidora de Electricidad La Paz S.A. DELAPAZ (DELAPAZ) en La Paz, Cooperativa Rural de Electrificación R.L. (CRE R.L.) y la Empresa de Distribución de Energía Eléctrica Santa Cruz S.A. (EMDECRUZ S.A.) en Santa Cruz, Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Cochabamba S.A. (ELFEC S.A.) en Cochabamba, DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD ENDE DEORURO S.A. en Oruro, Compañía Eléctrica Sucre S.A. (CESSA) en Chuquisaca, Servicios Eléctricos Potosí S.A. (SEPSA) en Potosí, la Distribuidora de

Electricidad ENDE DELBENI S.A.M. (ENDE DELBENI S.A.M.) en Beni y Servicios Eléctricos de Tarija (SETAR) en Tarija

En conjunto, en el periodo del 2017, se vendieron 7.351 GWh de energía, de los cuales los tres principales consumos están en las ciudades de Santa Cruz de la Sierra, La Paz y Cochabamba. La demanda nacional se ha incrementado en aproximadamente un 80% desde el año 2008 al 2017, creciendo en promedio y 9% anual.

Gráfico 8. Incremento de la demanda de energía por sectores 2008 – 2017 (MWh)

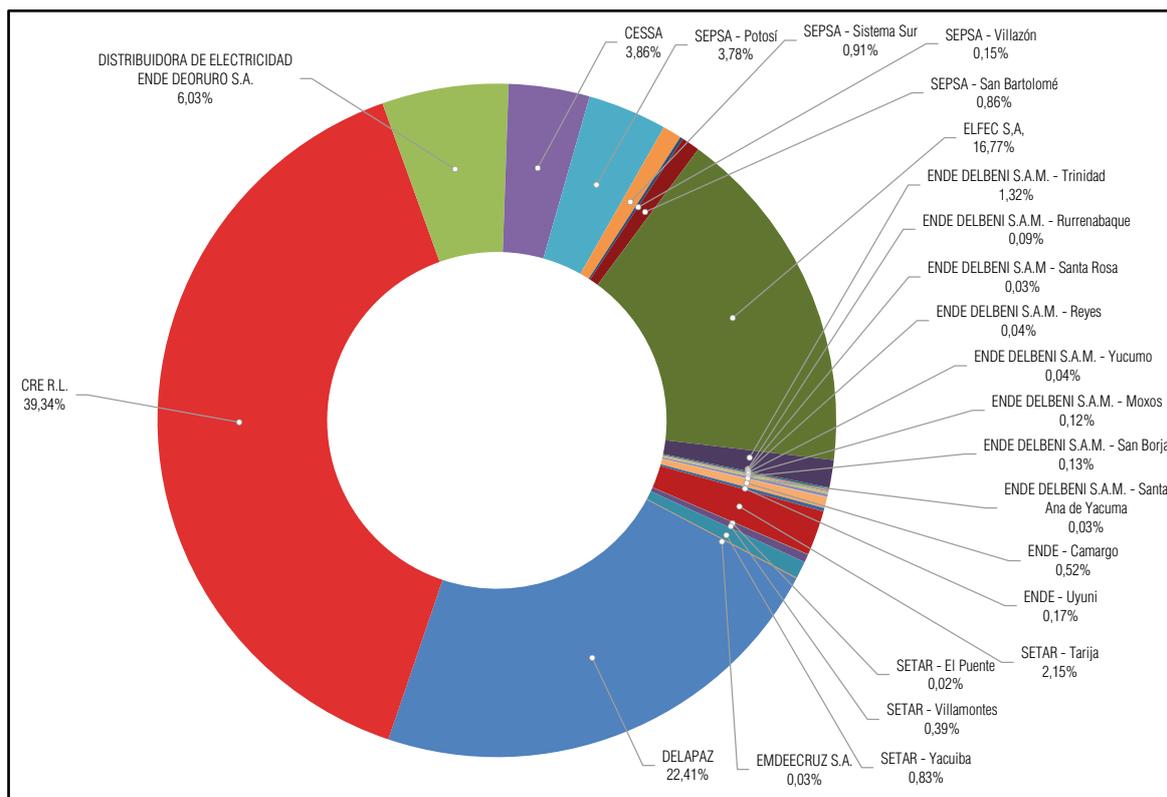


Fuente: Anuario Estadístico AETN, 2017.

Históricamente el sector que más demanda energía es el residencial con un 41% para el año 2017, seguido por 21% para el general, un 25% para el industrial y un 13% repartido entre Alumbrado Público, Minería y Otros.

Las distribuidoras que más energía vendieron en el 2017 son CRE con 2.892 GWh, seguido por DELAPAZ con 1.647 GWh, y el tercer lugar lo ocupa ELFEC de Cochabamba con 1.233 GWh.

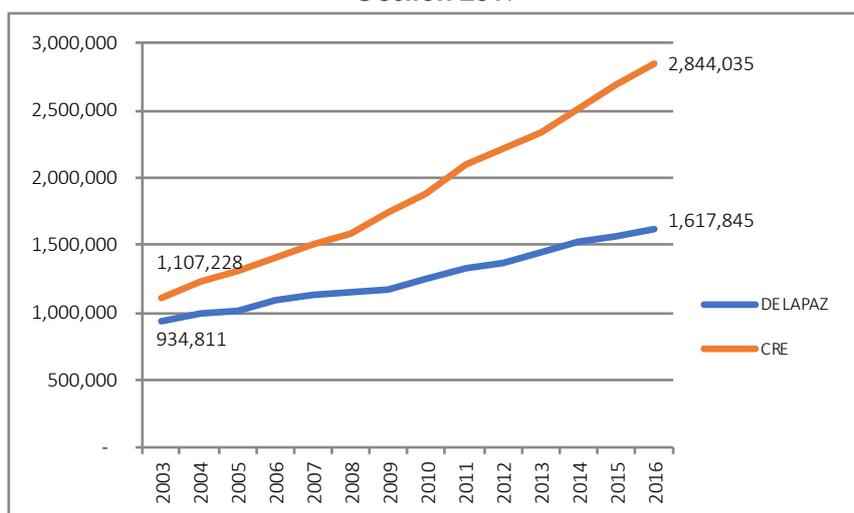
Gráfico 9. Porcentaje de venta de energía en el SIN durante el 2017



Fuente: Anuario Estadístico AETN, 2017.

Si analizamos la tendencia histórica en el incremento de las ventas de energía de las dos mayores distribuidoras de Bolivia, vemos un crecimiento marcado y continuo para ambas. El mayor aumento lo tiene CRE con un 12% de crecimiento anual en promedio desde el 2003 al 2016. Mientras que DELAPAZ del 6% en promedio para el mismo periodo.

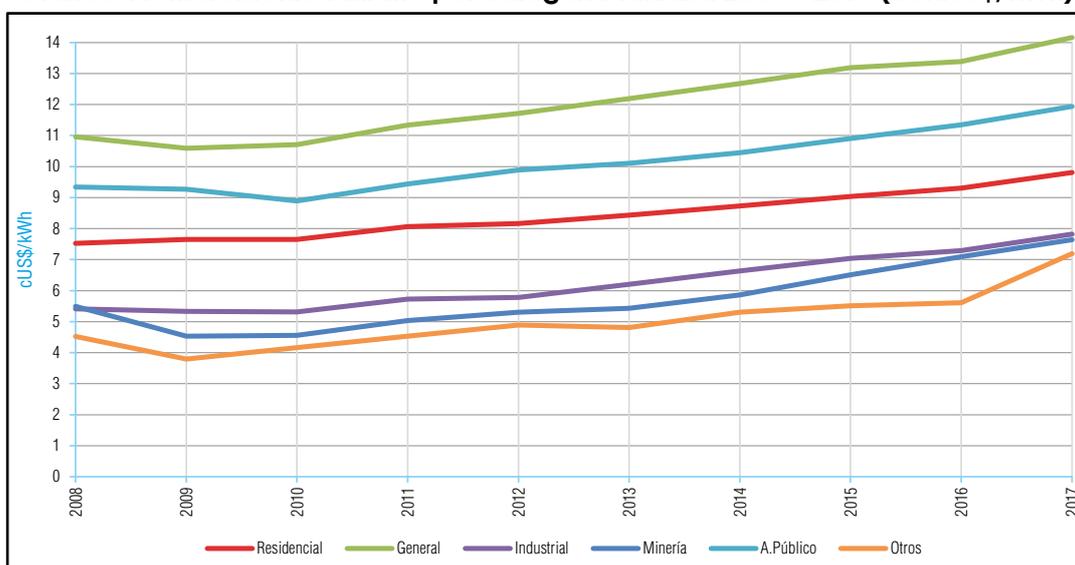
**Gráfico 10. Incremento en el volumen de venta de energía para CRE y DELAPAZ (en MWh),
Gestión 2017**



Fuente: Elaboración propia en base al "Anuario estadístico 2016" - AETN.

Ante el continuo aumento de la demanda, las tarifas se han incrementado en 4% promedio anual entre el 2008 y 2017. Abajo se muestra este incremento por categoría tarifaria.

Gráfico 11. Incremento tarifario por categoría tarifaria 2008 – 2017 (centUS\$/kWh)



Fuente: Anuario Estadístico AETN, 2017.

6.2.3 Beneficios de la GD en Bolivia

Hemos visto que el país presenta una marcada tendencia en el uso de hidrocarburos para la generación eléctrica, especialmente por medio del gas natural. Así mismo, el continuo aumento de la demanda se ha abastecido con nuevas centrales de generación térmica, acrecentando aún más esta tendencia. Solo en los últimos años se han incorporado nuevas centrales hidroeléctricas, pero las mismas no han podido revertir la fuerte especialización que tiene la matriz energética.

Esta situación genera cierto grado de vulnerabilidad para el mercado eléctrico ante posibles *shocks* internos o externos. Ante esta tendencia, la Generación Distribuida se presenta como una oportunidad para:

- Fortalecer la seguridad energética y mejorar la gestión del Sistema Eléctrico: El aumento de múltiples sistemas de microgeneración en puntos de consumo permite tanto, al usuario final como al sistema en su conjunto, contar con diversidad de abastecimiento, aumentar la capacidad de generación (disminuyendo sus restricciones), así como desalentar los volúmenes de importación de energía (Allan, Gilmartin, Kockar, McGregor, 2016). Junto a lo anterior, los SGD fotovoltaicos pueden actuar como sistemas "*Peak Shaving*", ayudan a gestionar la carga, reduciendo los picos de demanda explicadas por las altas temperaturas. Esto se explica en detalle en el punto 10.3.2 de este documento.
- Aumentar la eficiencia del gasto público en el sector eléctrico: Debido a que la mayoría de las inversiones del sector están a cargo del Estado, la diversificación de puntos de generación y por tanto de la matriz energética, generará un ahorro en el combustible fósil utilizado para la generación tanto en el SIN (principalmente gas) como en los SA (diésel y gas), por tanto, se traduce en un ahorro de divisas para el país. Así mismo, la inversión en GD ayuda a disminuir las inversiones en transporte, así como se minimizan las pérdidas de energía por estar cercanos a los puntos de consumo.
- Incorporar políticas de reducción de emisiones: El uso de energías renovables tiene un beneficio directo al medio ambiente por reducir la emisión de gases de efecto invernadero (GEI). Por dicha razón, este tipo de tecnologías cuenta con varios fondos de financiación internacionales cuya finalidad es la sustitución de combustibles fósiles.

6.2.4 Condiciones que posibilitan la GD en Bolivia

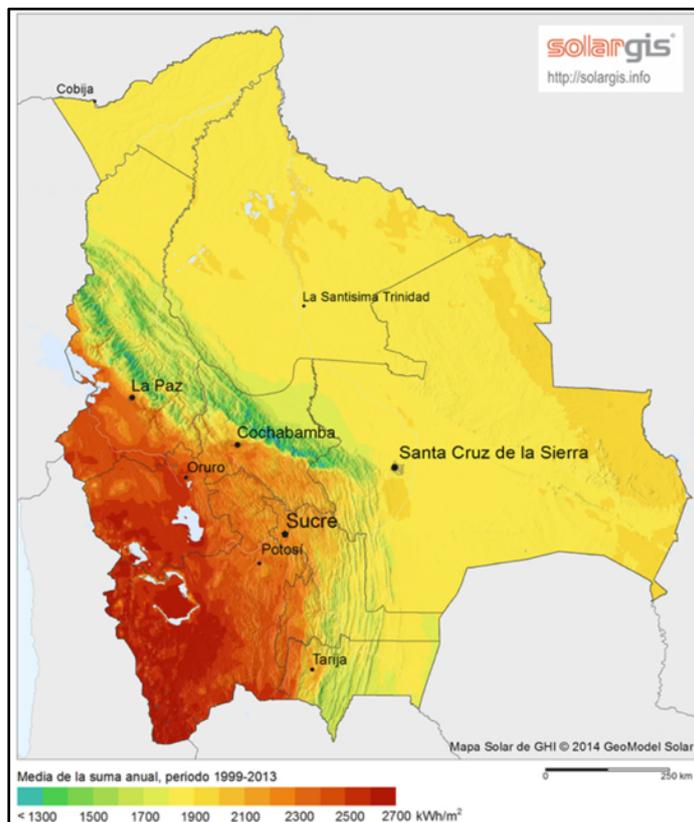
Las condiciones necesarias para el desarrollo de la GD en Bolivia son, el potencial de energías renovables en el país y la "paridad de red". A continuación, se describen las características de ambas condiciones para Bolivia.

Radiación solar en Bolivia

En relación al potencial de la energía solar fotovoltaica, al menos una tercera parte de Bolivia cuentan con uno de los mayores niveles de intensidad solar del planeta.

A continuación, se muestra un mapa con los índices de radiación solar para Bolivia. En el mismo se ve que los niveles son de medios a altos, presentando los mayores índices de radiación en el altiplano (2.700 kWh/m²-año, aprox.)⁴³, y la menor en el trópico (1.800 kWh/m²-año, aprox.).

Ilustración 3. Radiación solar de Bolivia



Fuente: Solargis, 2014

Si comparamos estos valores a escala internacional, la radiación solar que recibe Bolivia es dos a tres veces más alta que la de Alemania, uno de los países que más energía solar produce en el mundo y que tiene una radiación global horizontal de 1.000 a 1.200 kWh/m²-año.

En términos de capacidad de producción, a mayor radiación, las plantas solares tendrán mayor “factor de planta”, es decir, tendrán mayor capacidad para generar energía eléctrica, por tanto, en comparación con otros países, resulta bastante atractivo la utilización de energía fotovoltaica en Bolivia, situación que el sector debe aprovechar y potenciar.

⁴³ <https://fundacionsolon.org/2017/06/26/situacion-de-la-energia-solar-en-bolivia/>

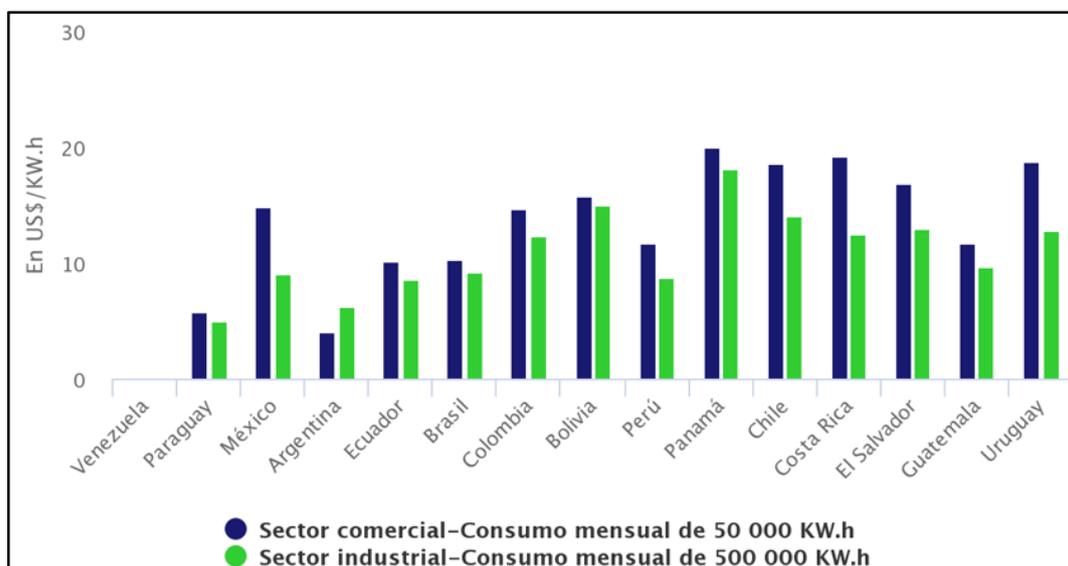
Paridad de red en Bolivia como viabilidad económica indicativa

Se le llama “paridad de red”⁴⁴ (KPMG, 2018) cuando el precio de la energía vendida por el distribuidor sea equiparable al precio de generarla por cuenta propia y exista la posibilidad de recuperar la inversión efectuada por el pequeño productor en el corto a mediano plazo. Por esta razón, las autoridades regulatorias promueven mecanismos de compensación (en la tarifa) que puedan adecuarse a la realidad del mercado eléctrico local (*Feed in tariff, Net Metering*, entre otros). En el capítulo 8 se realizará una descripción más detallada de estos mecanismos y de cuáles son los sectores con mayor potencial para el desarrollo de la GD.

En este sentido, existen dos principales tendencias (una local y otra internacional), que han ido generando condiciones para la existencia de la “paridad de red” en Bolivia.

El primero tiene que ver con un constante aumento de la tarifa eléctrica. Tal como se revisó más atrás, Bolivia ha tenido que aumentar constantemente las tarifas eléctricas para poder cumplir con la inversión en generación, transporte y las nuevas redes de distribución que el incremento de la demanda necesita. En relación a esto, en el cuadro de abajo se muestra una comparación de las tarifas de electricidad para el sector comercial e industrial en los países de la Región.

Gráfico 12. Tarifas Eléctricas Industriales y Comerciales en Latino América - 4to Trimestre Del 2017



Fuente: Observatorio energético minero OSINERGMIN.

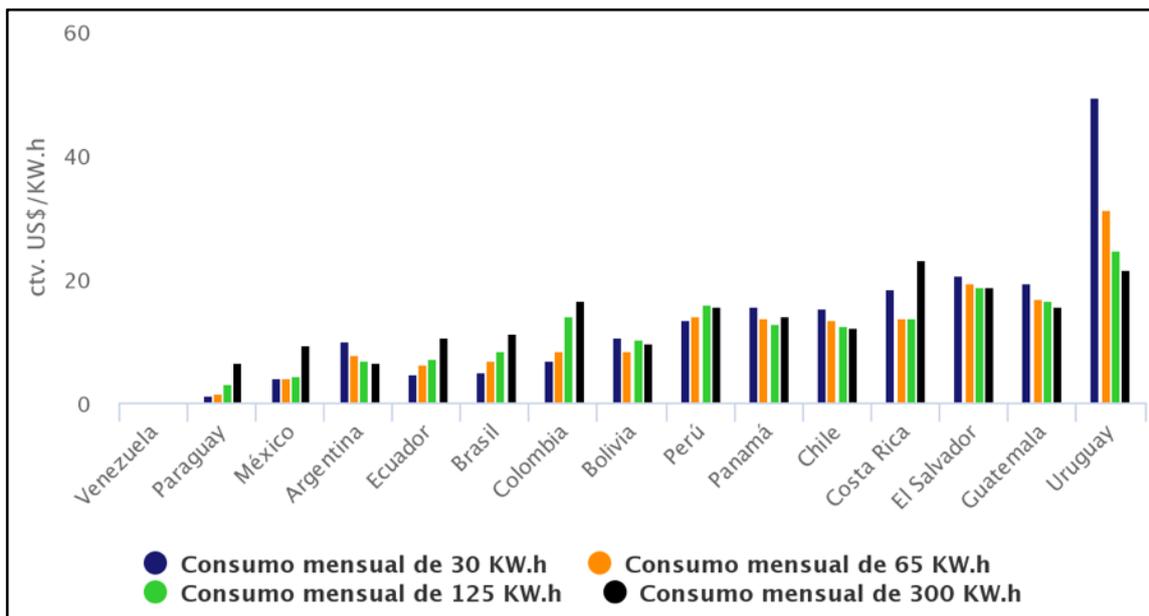
En el cuadro, se muestra a Bolivia con tarifas incluso más altas que en países en los cuales la GD se ha implementado con éxito como es el caso de México, Brasil,

⁴⁴ Impacto potencial de la nueva ley de generación distribuida en Argentina a partir de fuentes renovables. KPMG, 2018.

Argentina, y solo un poco más abajo que países de larga trayectoria en la GD como Chile, Panamá, o Costa Rica.

Así mismo, si miramos las tarifas promedio para el sector residencial a nivel general, vemos que, si bien no están dentro de la media más alta, tampoco son las tarifas más baratas de la región. De igual manera, para realizar un análisis más exhaustivo, en el capítulo 9, se realizará una evaluación por tramo, para ver qué sectores de la tarifa residencial son los más atractivos para instalar sistemas de generación distribuida.

Gráfico 13. Tarifas Eléctricas “Residenciales” en Latino América - 4to Trimestre Del 2017



Fuente: Observatorio energético minero OSINERGMIN.

Otro factor fundamental que ha propiciado las condiciones de “paridad de red” en el país, es la constante disminución en los costos de inversión de equipos de generación renovables. El nuevo reporte de energías renovables publicado por IRENA⁴⁵ a fines del 2017, menciona que los costos de inversión en proyectos solares a gran escala han bajado un 73% desde el 2010. Lo anterior permitió que para los equipos FV a escala residencial esta disminución haya sido del 67% para el mismo periodo.

Es más, el dato más reciente de costos en Bolivia para equipos de GD lo obtenemos de la última Licitación realizada por ENDE Transmisión, que concursó los trabajos de “SUMINISTRO, MONTAJE, PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO PLANTA SOLAR NUEVO EDIFICIO DE ENDE TRANSMISIÓN”. En la apertura de la oferta económica, los costos de inversión oscilaron entre 1.700 y 1.350 USD/kWp.

⁴⁵http://www.irena.org//media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Jul/IRENA_Renewable_Energy_Statistics_2017.pdf?la=en&hash=E93A8DF9B1BE56B6E7838E4552A7EC9C0C95867F

6.2.5 Viabilidad económica general para la implementación de la GD en Bolivia en el SIN

Para hacer un ejercicio general y analizar las capacidades de “paridad de red” que tiene Bolivia, a modo de evaluación indicativa (ya que más adelante se realizará una evaluación económica financiera por tipo de cliente), haremos una simulación para una evaluación económica de una inversión en GD en La Paz. Los inputs que se analizaron son:

Tabla 6 Ejemplo indicativo de una Planta Fotovoltaica a ubicarse en La Paz

Planta Fotovoltaica (PFV)	
Potencia	50 kW
Generación año	123.354 kWh/año
Costo unitario	1.550 USD/kW
Tarifa de electricidad DELAPAZ (agosto 2018)	
Tarifa promedio de todos los clientes	0.128 USD/kWh
Payback y ahorros generados por GD FV	
Repago de inversión PFV	5 años
Ahorro neto acumulado año 10	94.762 USD
Ahorro neto acumulado a los 20 años (aprox.)	304.749 USD

Fuente: Elaboración propia

Se ha escogido un tamaño de planta que puede ser típico para una oficina, un colegio pequeño, un techo de una universidad, etc., como un pequeño generador conectado a la red de distribución. Si bien corresponde usar la tarifa “general”, a modo de ejemplo vamos a usar el promedio tarifario de todos los clientes de DELAPAZ informado por la AETN para el periodo de agosto de 2018 de 0,128 USD/kWh. Con relación a la radiación solar, se usó la plataforma de la NASA⁴⁶, la cual nos da un valor de 2.290 kWh/m²-año, en línea con publicaciones realizadas por la Universidad Mayor de San Simón⁴⁷ y la Fundación Solón⁴⁸.

Con estos *inputs*, se realiza una evaluación general, asumiendo que toda la energía se consumiría o se inyecta a la red de distribución al mismo valor de la tarifa del consumidor. Asumiendo una inflación de la tarifa conservadora, los resultados de esta evaluación indicativa son los siguientes:

⁴⁶https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?&num=083110&lat=19.838&hgt=100&submit=Submit&veg=17&sitelev=&email=skip@larc.nasa.gov&p=grid_id&step=2&lon=-97.358

⁴⁷ <http://pascal.dicyt.umss.edu.bo/oct/pdfs/DCAF0002.pdf>

⁴⁸ <https://fundacionsolon.org/2017/06/26/situacion-de-la-energia-solar-en-bolivia/>

Diagrama 9

Variables de cálculo	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6
Inflación estimada del precio energía		2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Tarifa promedio DELAPAZ Todos los clientes		0,128	0,130	0,133	0,135	0,138	0,141
Costo Inversión Total (Planta + Instalación)	- 77.500						
Generación anual en kWh por PFV		114.543	114.543	114.543	114.543	114.543	114.543
Ahorro en USD por PFV		14.608	14.901	15.199	15.503	15.813	16.129
Remanente de pagos de la PFV y ahorro acumulado		- 62.892	- 47.991	- 32.793	- 17.290	- 1.477	14.651

- Recuperación de la inversión: 5,1 años.
- Ahorro generado al año 6: 14.651 USD
- Ahorro generado al año 10: 94.762 USD

Si bien es cierto que no se incorporaron costos de O&M, para la escala de tamaño que estamos evaluando, los mismos no son significativos como para modificar los resultados en términos del tiempo en recuperar la inversión. Es más, se tomaron en cuenta variables "conservadoras" (baja inflación y tarifa menor a la correspondiente a un cliente "general"), para ver si de manera general, existe paridad de red en Bolivia y por tanto las condiciones mínimas para la implementación de la GD.

En términos de una evaluación financiera que pueda hacer una empresa para tomar la decisión de si realiza (o no) un gasto, índices como el de un *payback* de entre 4 y 7 años, de una inversión que seguirá generando futuros ingresos (ahorros), sin dudas que se considera un proyecto atractivo para ser ejecutado. Por tanto, podemos inferir que en Bolivia existen las condiciones mínimas para el desarrollo de la GD por medio de fuentes solares FV.

Ahora bien, uno de los objetivos de este trabajo, es determinar la viabilidad económica para identificar específicamente aquellos clientes con mayor potencial para la conexión y por categoría tarifaria (residencial, general, industria). Esta tarea se realiza en el capítulo 9 de este estudio.

6.2.6 Viabilidad económica general para la implementación de la GD en Bolivia en los SA

Para los SA se realiza un análisis similar. En este caso se ha escogido una instalación de 20 kW que puede ser para un comercio o una industria. La tarifa promedio ponderada que se toma para los SA es de 11,84 USD/kWh⁴⁹.

En relación a los costos, para equipos menores a 100 kW se toma en cuenta un costo de 1.900 USD/kW y para equipos mayores a esa potencia, un costo de 1.700

⁴⁹ Se toman en cuenta los principales SA de: SETAR (Entre Ríos y Bermejo), CRE (Valles, Chiquitos, Germán Busch, Misiones, San Ignacio y Camiri) y CER (Riberalta). Fuente: Anuario Estadístico AETN, 2017.

USD/kW. Esto debido a que por la distancia a que se encuentran los SA, el costo debería ser mayor por la logística de transporte.

El resultado de la evaluación se resume en el siguiente cuadro:

Tabla 6-5 Ejemplo indicativo de un SSFV a ubicarse en un SA

Prefactibilidad General en Sistemas Aislados	
Sistema solar fotovoltaico (SFV)	
Potencia	20 kW
Horas de radiación aprox., zona oriental	4.5 horas
Generación día	90 kWh/día
Generación año	32.850 kWh/año
Costo unitario	1.900 USD/kW
Costo total: "llave en mano"	38.000 USD
Tarifa promedio ponderada S.A.	0.118 USD/kWh
Datos financieros	
VAN	(87,28) USD
TIR	9,97 %
Payback	9,01 años

Fuente: Elaboración propia

Para el caso de los SA, vemos que existe mayor tiempo para la recuperación de la inversión, explicada principalmente por que el costo considerado de un equipo de GD en un SA es mayor que para localidades que están cerca de centros urbanos (SIN), por el costo de logística y transporte.

Pese a esto, más adelante se realizará un análisis económico-financiero para cada categoría tarifaria de los principales SA de Bolivia, para así determinar de manera más clara, si existe incentivo económico para instalar SSFV.

7 SISTEMAS DE COMPENSACION DE LA GD – CONCEPTOS ECONÓMICOS

Para dar impulso a la GD, las nuevas normativas deben estar acompañadas de sistemas de compensación que reconozcan el valor de la energía que se inyecta a la red de distribución (cuando ésta no es consumida por el pequeño productor) y de esta manera, aparte de suministrar energía, la red de distribución también funciona como lugar de almacenaje. Estos elementos son fundamentales a la hora del análisis de “costo-beneficio” que haga cualquier potencial auto productor, ya que son variables que ayudan a compensar los costos de inversión realizados en las pequeñas centrales de generación.

De manera general, y según IRENA (2016), existen tres grandes mecanismos comúnmente utilizados por los Sistemas de Generación Distribuida (SGD) en el mundo para la fijación de precios con el objetivo de compensar la electricidad inyectada por el prosumidor. Estos son el *Feed in Tariff*, *Net Metering* y el *Net Billing*. A continuación, se explica en mayor detalle las características de cada uno.

7.1 *Feed-in tariff* o tarifas promocionales

El sistema de tarifas especiales en inglés “*feed-in tariff* (FIT) o *renewable energy payments*” consiste en una fijación del precio para las energías renovables. Este sistema fue altamente utilizado en años anteriores cuando los costos de inversión en energías renovables eran todavía más altos. Las ventajas de las tarifas FIT son que al establecer tarifas diferenciadas dependiendo del tipo de energía renovable, permite desarrollar todas las tecnologías y no sólo las que se encuentren en una situación más competitiva. De esta forma se puede esperar que las tecnologías menos maduras logren avanzar, y puedan bajar sus costos.

Los elementos esenciales para el funcionamiento de la FIT son 3, y son entendidas como obligaciones:

- La autoridad establece una tarifa mínima, sobre precio o premio para la electricidad inyectada proveniente de energías alternativas renovables, tarifa que se tiende a diferenciar según el tipo de energía, tamaño y ubicación de la planta.
- Se establece una obligación de acceso a las redes eléctricas a las centrales de energías alternativas, para de esta forma asegurar que los generadores estarán en condiciones de entregar su producto.
- Debe existir una obligación de compra de toda la electricidad inyectada al sistema.

7.2 Net billing o facturación neta

Consiste en comparar y determinar los montos a favor o en contra teniendo en cuenta el precio de la energía consumida del sistema versus el precio de la energía inyectada al mismo por un generador residencial. Se necesita siempre que la energía aportada y la recibida se midan separadamente. El *net metering*, por el contrario, en lugar de hallar el resultado neto de la energía valorizada solo compara las cantidades de energía física inyectada y recibida de la red, dándoles así igual valor en un solo medidor (IRENA, 2016).

Según Echevarría (2017), podemos encontrar tres tipos de Facturación Neta más comúnmente utilizada en la normativa a nivel internacional:

- Facturación neta con compra monetaria de electricidad: En este esquema, como se mencionó anteriormente, se contabilizan por separado la electricidad consumida por el prosumidor y la inyectada a la red. Esta última se reconoce mediante un pago monetario, al final del período de facturación. A la vez, el prosumidor paga a la empresa distribuidora por la energía consumida durante el período de facturación.
- Facturación neta con opción de crédito: Este esquema funciona de la misma manera que la de medición neta con opción de crédito, con la diferencia de que se utilizan dos medidores en lugar de uno solo, para estimar el excedente de electricidad brindado a la red.
- Facturación neta con opción de crédito y compra monetaria: Es una variante del esquema de facturación neta, en la cual se pueden acumular los excedentes de electricidad inyectados al sistema y al final de un tiempo, previamente establecido de varios períodos de facturación, el excedente de inyección no compensado se remunera monetariamente al prosumidor.

7.3 Net metering o balance neto

El funcionamiento consiste en reconocer la energía que el contribuyente inyecta en la red eléctrica y restar de la tarifa eléctrica los kWh de energía inyectados por sobre los consumidos. Si existen excedentes, deben ser reconocidos por la distribuidora en un periodo de tiempo. Acá no existe precio por la energía inyectada y solo es un intercambio de energía. De este esquema podemos encontrar 3 tipos de Balance Neto más utilizados. (Echevarría, 2017)

- Medición Neta Simple: Cuando la compensación por el excedente de energía inyectada se debe producir dentro del mismo período de facturación (generalmente 1 o 2 meses). Esa compensación se da en especie y tiene un límite: no más del valor de la energía consumida en el período de facturación.

- Medición neta con compra monetaria. Esta es una variante del esquema de medición neta simple, en la cual el distribuidor paga en efectivo por el exceso de electricidad generado por el prosumidor dentro del período de facturación correspondiente.
- Medición neta con opción de crédito: En la cual el excedente de electricidad al final de un período de facturación constituye un crédito que es reconocido por el distribuidor y que puede ser retribuido mediante canje por energía consumida por el prosumidor en períodos posteriores.
- Medición neta con opción de crédito y compra monetaria. Esa es una variante de la opción de medición neta con opción de crédito, en la cual el prosumidor recibe un pago monetario por el exceso de electricidad transferida, al final del lapso de varios períodos de facturación que sea establecido.

El uso de estos tipos de regulación no es excluyente y muchas veces existen aspectos de más de uno que se mezclan, según la necesidad y realidad de cada país.

A continuación, se incorpora cuadro resumen con las ventajas y desventajas de cada sistema de compensación.

Tabla 8-Cuadro comparativo de los Sistemas de Compensación de GD

Net Metering		Net Billing		Feed In Tariff		Venta Energía	
+	-	+	-	+	-	+	-
Promueve el autoconsumo y la generación de excedentes	UG puede sobredimensionar potencia	Rentabilidad depende del PME o de la tarifa	Se requieren dos medidores	Mayor rentabilidad para el UG	Tarifas subsidiadas: impacto en los ingresos de la distrib.	Certeza: Recibe el precio de mercado	No hay incentivos extras
Cálculo simple por el neteo de energía			No incentiva el autoconsumo		Subsidio: UG no opta por el autoconsumo		Por altos costos de transacción, inviable para pequeños sistemas
Sistema más utilizado en Latinoamérica					Se requieren dos medidores		
					Tarifa difícil de calcular y definir		

8 PREFACTIBILIDAD ECONÓMICA DE SSFV PARA GD EN BOLIVIA

8.1 Análisis del sector distribución y de las tarifas de electricidad en bolivia

En relación al sector distribución, la misma se define en la Ley de Electricidad 1604 como la actividad de suministro de electricidad a Consumidores Regulados y/o No Regulados. Las ocho compañías más importantes de distribución eléctrica son:

Tabla 8-1 Cantidad de clientes y venta de energía por distribuidora. Gestión 2017

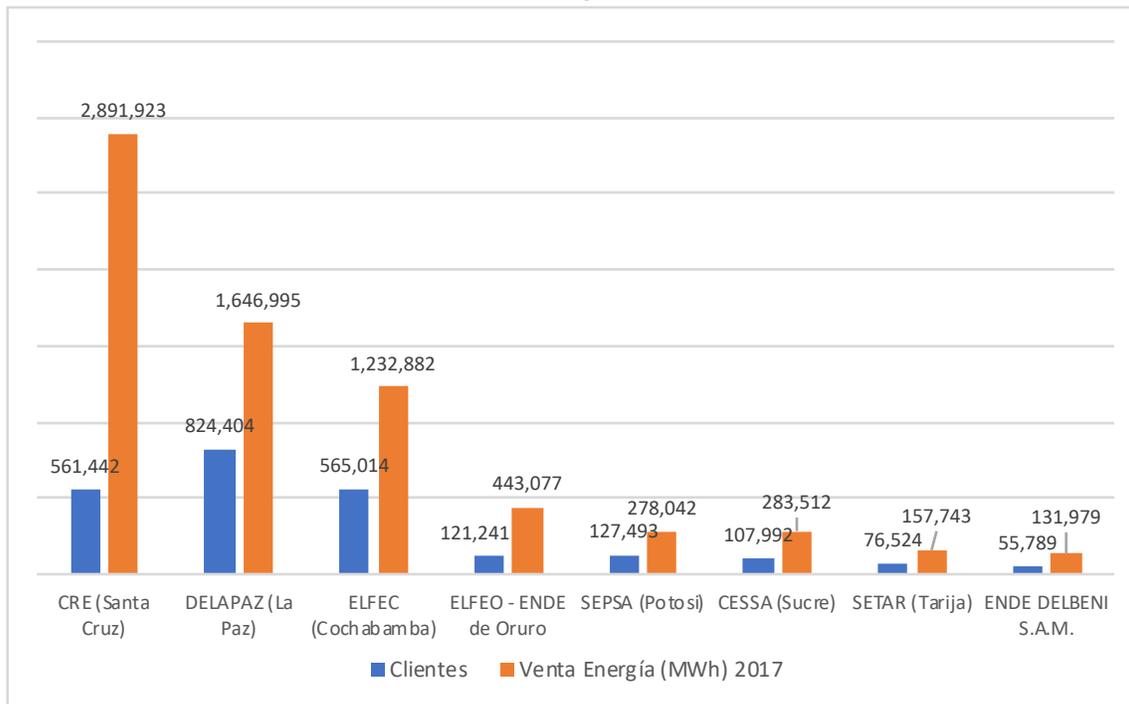
Empresa	Clientes	Venta Energía (MWh)
CRE (Santa Cruz)	561.442	2.891.923
DELAPAZ (La Paz)	824.404	1.646.995
ELFEC (Cochabamba)	565.014	1.232.882
ELFEO - ENDE de Oruro	121.241	443.077
SEPSA (Potosi)	127.493	278.042
CESSA (Sucre)	107.992	283.512
SETAR (Tarija)	76.524	157.743
ENDE DELBENI S.A.M.	55.789	131.979

Fuente: Anuario Estadístico 2018, AETN.

Vemos que la más grande, en términos de número de cliente, es DELAPAZ, seguida por CRE. Aunque, como se mencionó anteriormente, en términos de venta de energía, CRE es la principal empresa distribuidora.

De las ocho empresas destacadas, tres venden el 81% del total de la energía y tienen el 80% de los clientes. Estas son CRE (Santa Cruz), DELAPAZ (La Paz) y ELFEC (Cochabamba).

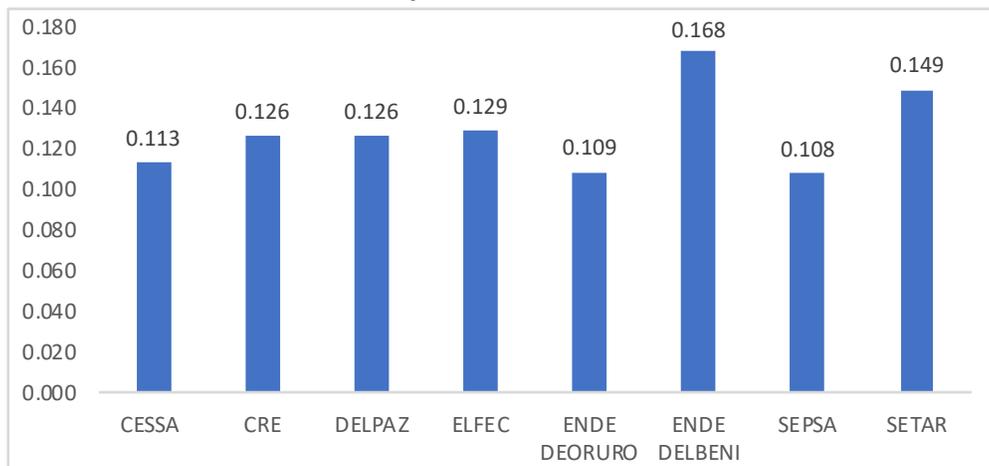
Gráfico 14 Tamaño de cada distribuidora en términos de números de clientes y venta de energía



Fuente: Anuario Estadístico 2018, AETN.

En relación a las tarifas eléctricas, en el siguiente cuadro podemos ver su valor promedio para todas las categorías de cliente, actualizadas a agosto de 2018.

Gráfico 15. Tarifa promedio de cada distribuidora



Fuente: Anuario Estadístico 2018, AETN.

Como se mencionó en el punto 7.2.4, una de las principales condiciones que facilitan las instalaciones de GD renovable es la paridad de red, es decir, cuando el precio de la energía vendida por el distribuidor sea equiparable al precio de generarla por cuenta propia y, a su vez, exista la posibilidad de recuperar la inversión efectuada por el pequeño productor en el corto a mediano plazo. Por tanto, la paridad de red dependerá de los niveles tarifarios que tenga que pagar el cliente final, para que, de esta manera, pueda hacer el cálculo de cuánto se estaría ahorrando con la autogeneración de energía, en lugar de pagarlo a la distribuidora.

8.2 Metodología para la evaluación económica financiera del potencial de conexión de gd

Para realizar la prefactibilidad económica de posibles conexiones, se ha tomado como universo de análisis los clientes residenciales, generales o comerciales, industriales y agrícolas de las tres distribuidoras más importante del país: DELAPAZ, CRE y ELFEC. Así mismo, estas representan los tres tipos de zonas geográficas típicas de Bolivia: Zona Oriental, Zona Valles y Zona Altiplánica, en las cuales, podemos encontrar los "factores de planta"⁵⁰ más característicos para los equipos de generación solar en Bolivia.

Luego, se realiza una separación por tipo de cliente (residencial, general, industrial) y se hace una evaluación financiera de tipo "flujo de caja" a 20 años para cada categoría tarifaria. Por ejemplo, para el sector domiciliario en DELAPAZ, se analizan por separado las categorías D2, D3, D4 y D5. Para la categoría "General", se analizan por separado los clientes "G" con pequeñas, medianas y grandes demandas. La tarifa que se usa para cada análisis es el producto del promedio ponderado entre la tarifa de cada subcategoría tarifaria y el consumo de energía de cada flujo. Para ver el detalle de este análisis, el mismo se encuentra en el archivo *Excel* adjunto a este estudio "Prefact económica GD por Distribuidora", específicamente en la hoja "Prefact DELAPAZ, CRE o ELFEC".

Para describir más específicamente la metodología que se utiliza, a continuación, se muestra una tabla con los valores de análisis y el resultado de flujo de caja para un caso de cada distribuidora.

En el cuadro de la izquierda, podemos ver los inputs relacionados con Potencia, horas de radiación, generación de energía del equipo, costos, y tarifa. En la parte

⁵⁰ El **factor de planta** (también llamado **factor de capacidad** neto o **factor de carga**) de una central eléctrica es el cociente entre la energía real generada por la central eléctrica durante un período (generalmente de forma anual) y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período, conforme valores nominales placa de identificación de los equipos. Es una indicación de la utilización de la capacidad de la planta en el tiempo. <http://www.chilerenovables.cl/sepa-lo-que-es-el-factor-de-planta-de-una-central-electrica/>

inferior de este, se observan los outputs financieros, relacionados con VAN, TIR y Payback.

En la parte de la derecha, se observa el análisis de flujo de caja, que se realiza para cada caso a 20 años (para efectos de que pueda verse en el formato del estudio, solo se muestra a 10 años).

Diagrama 10 Comparación flujos de caja para SGD Domiciliarios en DELAPAZ, ELFEC y CRE

DELAPAZ - DOMICILIARIO D2 CON APLICACIÓN TARIFA DIGNIDAD

Sistema Fotovoltaica (SFV)

Potencia	2,00 kW
Horas radiación aprox.	6,2 h
Generación día	12 kWh/día
Generación año	4.526 kWh/año
Costo unitario	1.700 USD/kW
Costo Total: "Llave en Mano"	3.400 USD

Clientes: D2-PD-BT y D2-PD-MT

Demanda de potencia menor o igual a 10 KW	
Tarifa DELAPAZ prom. pond.	0,086 USD/kWh

Datos financieros

VAN	358,59 USD
TIR	11,54%
Payback	8,13 años

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Inflación proyectada		2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Tarifa promedio (USD/kWh)		0,086	0,088	0,090	0,091	0,093	0,095	0,097	0,099	0,101	0,103
Costo Inversión Total (Planta + Instalación)	- 3.400										
Generación de energía anual por SFV (kWh)		4.526	4.526	4.526	4.526	4.526	4.526	4.526	4.526	4.526	4.526
Ahorro por autoproducción (USD)	3.400	390	397	405	413	422	430	439	448	456	466
Remanente de pagos de la PFV y ahorro acumulado		-3.010	-2.613	-2.208	-1.794	-1.372	-942	-504	-56	401	866

ELFEC - DOMICILIARIO PEQUEÑA DEMANDA - TARIFA DIGNIDAD (RESPDBT)

Sistema Fotovoltaica (SFV)

Potencia	2,00 kW
Horas radiación aprox. Cochabami	5,5 h
Generación día	11 kWh/día
Generación año	4.015 kWh/año
Costo unitario	1.700 USD/kW
Costo Total: "Llave en Mano"	3.400 USD

Tipo de Cliente: Domiciliario Pequeña demanda

Tarifa ELFEC Prom. Pond.	0,097 USD/kWh
--------------------------	---------------

Datos financieros

VAN	351,64 USD
TIR	11,51%
Payback	8,14 años

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Inflación proyectada		2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Tarifa promedio (USD/kWh)		0,097	0,099	0,101	0,103	0,105	0,107	0,109	0,111	0,113	0,116
Costo Inversión Total (Planta + Instalación)	- 3.400										
Generación de energía anual por SFV (kWh)		4.015	4.015	4.015	4.015	4.015	4.015	4.015	4.015	4.015	4.015
Ahorro por autoproducción (USD)	3.400	389	397	405	413	421	429	438	447	456	465
Remanente de pagos de la PFV y ahorro acumulado		-3.011	-2.615	-2.210	-1.797	-1.377	-947	-509	-63	393	858

CRE - DOMICILIARIO Pequeña Demanda

Sistema Fotovoltaica (SFV)

Potencia	2,00 kW
Horas radiación aprox. Santa Cri	4,5 h
Generación día	9 kWh/día
Generación año	3.285 kWh/año
Costo unitario	1.700 USD/kW
Costo Total: "Llave en Mano"	3.400 USD

Tipo de Cliente: Domiciliarios con potencia máxima 10kW

Tarifa CRE Prom. Pond.	0,112 USD/kWh
------------------------	---------------

Datos financieros

VAN	152,81 USD
TIR	10,67%
Payback	8,61 años

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Inflación proyectada		2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Tarifa promedio (USD/kWh)		0,112	0,114	0,116	0,118	0,121	0,123	0,126	0,128	0,131	0,133
Costo Inversión Total (Planta + Instalación)	- 3.400										
Generación de energía anual por SFV (kWh)		3.285	3.285	3.285	3.285	3.285	3.285	3.285	3.285	3.285	3.285
Ahorro por autoproducción (USD)	3.400	366	374	381	389	397	405	413	421	429	438
Remanente de pagos de la PFV y ahorro acumulado		-3.034	-2.660	-2.279	-1.890	-1.493	-1.089	-676	-255	174	612

En relación al costo unitario por proyecto, se toma la referencia los rangos de precios ofertados para el edificio de ENDE Transmisión, descrito en el punto 7.2.4. Los costos unitarios utilizados fueron de 1.700 USD/kW para plantas menores a 100 kW y de 1.500 USD/kW para plantas mayores a 100 kW. Considerando que hoy se pueden encontrar costos de equipos de GD un poco más bajos en Bolivia, se toma este valor, incorporando en el mismo el costo de O&M, que, si bien es muy bajo, lo incorporamos al costo de inversión.

El año cero del flujo de caja corresponde al periodo en el cual se realiza la inversión del equipo fotovoltaico, así mismo, cada año computará el ahorro en la factura eléctrica (kWh de energía generados por el SSFV) como un ingreso en el flujo. Cada año que genere ahorros, se restará al costo de inversión y quedará un "remanente de pagos", hasta recuperar por completo la inversión y empezar a generar ahorros netos (última fila del flujo).

El objetivo económico de un cliente que desee instalarse un equipo de GD solar será percibir una reducción en la factura eléctrica y, en la medida que dichos ahorros cubran la inversión inicial en un tiempo prudente y siga generando ahorros (ingresos), el sistema se considerará económicamente atractivo.

Las dos variables que nos proporcionarán distintos resultados financieros en cuanto al *Payback*, TIR y VAN, serán las tarifas y los índices de radiación solar.

Con relación a las tarifas, mientras más altas sean estas, habrá mayor conveniencia en autoproducir energía, ya que los ahorros que me generará el SSFV serán más interesantes, y, por tanto, menos tiempo se demora el cliente en recuperar su inversión⁵¹ y mejorando los índices de TIR y VAN.

Así mismo, la radiación solar impactará de manera positiva en los índices financieros mientras el SSFV esté ubicado en las zonas geográficas con mayor exposición solar, por tanto, será más conveniente instalar equipos de generación en La Paz, Cochabamba y Santa Cruz, respectivamente.

8.2.1 Universo de evaluación y criterios de aceptación o rechazo de los resultados financieros

En relación al tamaño de las empresas evaluadas, en proporción al mercado eléctrico del SIN, DELAPAZ, ELFEC y CRE tienen el 77,5% de todos los clientes y el 79% de toda la energía vendida en el SIN.

Para DELAPAZ, se realizaron 17 flujos, que agrupan a un total de 775.700 clientes, es decir el 92% del total de clientes de la distribuidora.

Para CRE, se evaluó a un total de 17 flujos para un total de 669.472 clientes, cifra que representa un 99% del total de los clientes de CRE.

⁵¹ Es decir, existe mayor "paridad de red", ya que el costo de generar mi propia energía tiende a igualarse al costo de comprársela a la distribuidora.

Por último, para ELFEC, se analizaron un total 576.637 clientes, por medio de 5 flujos de caja, que representa un 99% del total de clientes de ELFE.

Tanto para DELAPAZ como para CRE, se realizaron mayor número de flujos, ya que existe mayor diversidad de categorías tarifarias. Como se dijo anteriormente, para cada flujo se agrupan subcategorías tarifarias en común, por ejemplo, para la tarifa industrial, se agruparon en Pequeña (integrando los de Baja y Media Tensión), Mediana Demanda y Gran Demanda. La tarifa calculada para cada grupo es el resultado del promedio ponderado de la tarifa de cada una, y la energía consumida⁵².

Con respecto a la evaluación de los *outputs* financieros, de los tres resultados, el que se tomará más en cuenta será el *Payback* de la inversión, debido a que mientras más rápido recupera la inversión, se entiende que se tendrá mejor VAN y TIR. Así mismo, en la lógica que generalmente utiliza un emprendedor en Bolivia, ya sea para fines comerciales o de usos domiciliarios, las decisiones de inversión se toman principalmente pensando en el tiempo de recuperación de esta. Por ejemplo, una de las principales variables que utiliza el Banco Nacional de Bolivia (BNB) para financiar, a través del *Leasing*, equipos para el sector privado (incluido SSFV), es que tenga un *payback* interesante de como máximo 5 años⁵³ (entre otras que el Banco analiza, como balances, nivel de endeudamiento, etc.).

En este sentido, y para efectos de realizar una evaluación indicativa para Bolivia, se tomará los siguientes criterios:

- Tarifa Residencial: Para el sector domiciliario, se tomará como atractivo una instalación siempre y cuando su *Payback* no sea mayor al periodo de 7 y 8 años. Si bien mencionamos que para el sector productivo existe una lógica de aproximadamente 5 años, en el sector domiciliario existen otras motivaciones que superan la meramente financiera, por tanto, un límite de hasta 7 años de *Payback* parece muy razonable.
- Tarifa General (Comercial) e Industrial: Se tomará en cuenta el periodo de recuperación de entre 5 y 6 años máximo. Más de este plazo, se considera un proyecto poco factible de realizar.

Por sobre estos criterios, se desestimará la posibilidad de instalación de equipos de GD para autoconsumo.

8.2.2 Resultados de la Evaluación Económica-Financiera para la implementación de GD en Bolivia desde el punto de vista del cliente

A continuación, se muestran los resultados del análisis económico financiero realizado por categoría tarifaria y por distribuidora:

⁵² Los detalles del cálculo de cada flujo están en el Excel adjunto "Prefact Económica GD por distribuidora"

⁵³ En conversaciones con el Gerente de Leasing, Gustavo Añez.

Tabla 8-2: Análisis Tarifa Residencial para DELAPAZ

DELAPAZ			
INPUTS	DOMICILIARIO D2	218.194	Clientes
	Tarifa DELAPAZ prom. pond.	0,09	USD/kWh
OUTPUT	VAN	358,59	USD
	TIR	11,54%	
	Payback	8,13	AÑOS
INPUTS	DOMICILIARIO D3 y D4 Pequeña demanda	37.225	Clientes
	Tarifa DELAPAZ prom. pond.	0,12	USD/kWh
OUTPUT	VAN	1.696,44	USD
	TIR	16,86%	
	Payback	6,00	AÑOS
INPUTS	DOMICILIARIO D4 Mediana Demanda	12	Clientes
	Tarifa DELAPAZ prom. pond.	0,18	USD/kWh
OUTPUT	VAN	61.241,69	USD
	TIR	25,45%	
	Payback	4,07	AÑOS
INPUTS	DOMICILIARIO D5 Gran Demanda	8	Clientes
	Tarifa DELAPAZ prom. pond.	0,20	USD/kWh
OUTPUT	VAN	167.491,00	USD
	TIR	27,88%	
	Payback	3,73	AÑOS
INPUTS	DOMICILIARIO D5 Mediana Demanda	146	Clientes
	Tarifa DELAPAZ prom. pond.	0,19	USD/kWh
OUTPUT	VAN	66.222,33	USD
	TIR	26,60%	
	Payback	3,91	AÑOS
INPUTS	DOMICILIARIO D5 Pequeña Demanda	1.406	Clientes
	Tarifa DELAPAZ prom. pond.	0,16	USD/kWh
OUTPUT	VAN	8.172,51	USD
	TIR	22,59%	
	Payback	4,58	AÑOS

Fuente: Elaboración propia

Tabla 8-3: Análisis Tarifa General para DELAPAZ

INPUTS	GENERAL 1 Mediana Demanda	8	Clientes
	Tarifa DELAPAZ prom. pond.	0,13	USD/kWh
OUTPUT	VAN	34.677,27	USD
	TIR	19,15%	
	Payback	5,34	AÑOS
INPUTS	GENERAL Gran Demanda	299	Clientes
	Tarifa DELAPAZ prom. pond.	0,20	USD/kWh
OUTPUT	VAN	278.210,62	USD
	TIR	34,59%	
	Payback	3,02	AÑOS
INPUTS	GENERAL Mediana Demanda	1.126	Clientes
	Tarifa DELAPAZ prom. pond.	0,17	USD/kWh
OUTPUT	VAN	58.225,17	USD
	TIR	24,75%	
	Payback	4,18	AÑOS
INPUTS	GENERAL Pequeña Demanda	73.441	Clientes
	Tarifa DELAPAZ prom. pond.	0,16	USD/kWh
OUTPUT	VAN	11.023,97	USD
	TIR	22,17%	
	Payback	4,66	AÑOS

Fuente: Elaboración propia

Tabla 8-4: Análisis Tarifa Industrial para DELAPAZ

INPUTS	INDUSTRIAL Gran Demanda	375	Clientes
	Tarifa DELAPAZ prom. pond.	0,11	USD/kWh
OUTPUT	VAN	179.573,61	USD
	TIR	18,66%	
	Payback	5,47	AÑOS
INPUTS	INDUSTRIAL Mediana Demanda	281	Clientes
	Tarifa DELAPAZ prom. pond.	0,12	USD/kWh
OUTPUT	VAN	23.996,65	USD
	TIR	16,49%	
	Payback	6,10	AÑOS
INPUTS	INDUSTRIAL Pequeña Demanda	3.541	Clientes
	Tarifa DELAPAZ prom. pond.	0,07	USD/kWh
OUTPUT	VAN	(770,09)	USD
	TIR	9,02%	
	Payback	9,62	AÑOS

Fuente: Elaboración propia

Tabla 8-5: Análisis Tarifa Mineros para DELAPAZ

INPUTS	MINEROS Gran Demanda BT	65	Clientes
	Tarifa DELAPAZ prom. pond.	0,32	USD/kWh
OUTPUT	VAN	1.015.087,37	USD
	TIR	50,46%	
	Payback	1,70	AÑOS
INPUTS	MINEROS Mediana Demanda	29	Clientes
	Tarifa DELAPAZ prom. pond.	0,15	USD/kWh
OUTPUT	VAN	41.183,48	USD
	TIR	20,72%	
	Payback	4,98	AÑOS
INPUTS	MINEROS Pequeña Demanda	8	Clientes
	Tarifa DELAPAZ prom. pond.	0,10	USD/kWh
OUTPUT	VAN	5.529,93	USD
	TIR	14,58%	
	Payback	6,78	AÑOS
INPUTS	MINEROS Gran Demanda MT	36	Clientes
	Tarifa DELAPAZ prom. pond.	0,14	hrs
OUTPUT	VAN	302.189,98	USD/kW
	TIR	23,15%	
	Payback	4,47	AÑOS

Fuente: Elaboración propia

Tabla 8-6: Análisis Tarifa Residencial para CRE

INPUTS	DOMICILIARIO Pequeña Demanda	595.373	Clientes
	Tarifa CRE Prom. Pond.	0,11	USD/kWh
OUTPUT	VAN	152,81	USD
	TIR	10,67%	
	Payback	8,61	AÑOS
INPUTS	DOMICILIARIO Mediana Demanda BT y MT	1.820	Clientes
	Tarifa CRE Prom. Pond.	0,15	USD/kWh
OUTPUT	VAN	18.709,29	USD
	TIR	15,13%	
	Payback	6,57	AÑOS
INPUTS	DOMICILIARIO Gran Demanda BT y MT	9	Clientes
	Tarifa CRE Prom. Pond.	0,14	USD/kWh
OUTPUT	VAN	23.338,05	USD
	TIR	13,90%	
	Payback	7,04	AÑOS

Fuente: Elaboración propia

Tabla 8-7: Análisis Tarifa Especial (Grandes Hoteles) para CRE

INPUTS	ESPECIAL (HOTELES) Mediana Demanda BT MT	26	Clientes
	Tarifa CRE Prom. Pond.	0,16	USD/kWh
OUTPUT	VAN	24.116,12	USD
	TIR	16,52%	
	Payback	6	AÑOS
INPUTS	ESPECIAL (HOTELES) Gran Demanda BT MT	25	Clientes
	Tarifa CRE Prom. Pond.	0,15	USD/kWh
OUTPUT	VAN	84.316,07	USD
	TIR	0,18	USD
	Payback	5,75	AÑOS

Fuente: Elaboración propia

Tabla 8-8: Análisis Tarifa General para CRE

INPUTS	GENERAL 1 Pequeña Demanda BT MT	14.764	Clientes
	Tarifa CRE Prom. Pond.	0,16	USD/kWh
OUTPUT	VAN	3.788,15	USD
	TIR	16,17%	
	Payback	6,21	AÑOS
INPUTS	GENERAL 1 Mediana Demanda BT MT	958	Clientes
	Tarifa CRE Prom. Pond.	0,16	USD/kWh
OUTPUT	VAN	22.852,24	USD
	TIR	0,16	
	Payback	6,20	AÑOS
INPUTS	GENERAL 1 Gran Demanda BT MT	269	Clientes
	Tarifa CRE Prom. Pond.	0,15	USD/kWh
OUTPUT	VAN	84.722,72	USD
	TIR	17,70%	
	Payback	5,74	AÑOS
INPUTS	GENERAL 2 (con fines de lucro) Pequeña Demanda	34.769	Clientes
	Tarifa CRE Prom. Pond.	0,19	USD/kWh
OUTPUT	VAN	6.406,58	USD
	TIR	20,06%	
	Payback	5,11	AÑOS
INPUTS	GENERAL 2 (con fines de lucro) Mediana Demanda	2.487	Clientes
	Tarifa CRE Prom. Pond.	0,18	USD/kWh
OUTPUT	VAN	30.335,61	USD
	TIR	0,18	
	Payback	5,63	AÑOS
INPUTS	GENERAL 2 (con fines de lucro) Gran Demanda	365	Clientes
	Tarifa CRE Prom. Pond.	0,17	USD/kWh
OUTPUT	VAN	103.820,41	USD
	TIR	19,30%	
	Payback	5,30	AÑOS

Fuente: Elaboración propia

Tabla 8-9: Análisis Tarifa Granjero para CRE

INPUTS	GRANJERO Pequeña Demanda	3.887	Clientes
	Tarifa CRE Prom. Pond.	0,12	USD/kWh
OUTPUT	VAN	1.297,76	USD
	TIR	12,21%	
	Payback	7,80	AÑOS
INPUTS	GRANJERO Mediana Demanda	653	Clientes
	Tarifa CRE Prom. Pond.	0,11	USD/kWh
OUTPUT	VAN	(88,71)	USD
	TIR	9,97%	
	Payback	9,00	AÑOS
INPUTS	GRANJERO Gran Demanda	135	
	Tarifa CRE Prom. Pond.	0,09	USD/kWh
OUTPUT	VAN	(6.711,51)	USD
	TIR	9,32%	
	Payback	9,42	AÑOS

Fuente: Elaboración propia

Tabla 8-10: Análisis Tarifa Industrial para CRE

INPUTS	Industrial 1 Pequeña Demanda		
	Tarifa CRE Prom. Pond.	0,09	USD/kWh
OUTPUT	VAN	(2.014,23)	USD
	TIR	7,35%	
	Payback	10,85	AÑOS
INPUTS	Industrial 1 Mediana Demanda		
	Tarifa CRE Prom. Pond.	0,10	USD/kWh
OUTPUT	VAN	(3.128,34)	USD
	TIR	9,07%	
	Payback	9,59	AÑOS
INPUTS	Industrial 2 Gran Demanda		
	Tarifa CRE Prom. Pond.	0,10	USD/kWh
OUTPUT	VAN	7.591,33	USD
	TIR	10,38%	
	Payback	8,78	AÑOS

Fuente: Elaboración propia

Tabla 8-11: Análisis Tarifa Residencial ELFEC

ELFEC			
INPUTS	DOMICILIARIO MEDIANA DEMANDA	113	Clientes
	Tarifa ELFEC Prom. Pond.	0,15	USD/kWh
OUTPUT	VAN	5.957,32	USD
	TIR	19,41%	
	Payback	5,27	AÑOS
INPUTS	DOMICILIARIO PEQUEÑA DEMANDA	239.293	Clientes
	Tarifa ELFEC Prom. Pond.	0,13	USD/kWh
OUTPUT	VAN	1.495,72	USD
	TIR	16,09%	
	Payback	6,23	AÑOS

Fuente: Elaboración propia

Tabla 8-12: Análisis Tarifa General y Comercial ELFEC

INPUTS	GENERAL PEQUEÑA DEMANDA	53.873	Clientes
	Tarifa ELFEC Prom. Pond.	0,20	USD/kWh
OUTPUT	VAN	14.327,21	USD
	TIR	25,49%	
	Payback	4,06	AÑOS
INPUTS	GENERAL GRAN Y MEDIANA DEMANDA	2.018	Clientes
	Tarifa ELFEC Prom. Pond.	0,16	USD/kWh
OUTPUT	VAN	90.776,24	USD
	TIR	20,17%	
	Payback	5,08	AÑOS
INPUTS	COMERCIAL GRAN Y MEDIANA DEMANDA	49	Clientes
	Tarifa ELFEC Prom. Pond.	0,15	USD/kWh
OUTPUT	VAN	82.269,76	USD
	TIR	19,29%	
	Payback	5,30	AÑOS

Fuente: Elaboración propia

Tabla 8-13: Análisis Tarifa Agrícola ELFEC

INPUTS	AGRO PEQUEÑA Y MEDIANA DEMANDA	2.164	Clientes
	Tarifa ELFEC Prom. Pond.	0,06	USD/kWh
OUTPUT	VAN	(10.857,67)	USD
	TIR	6,14%	
	Payback	11,89	AÑOS
INPUTS	COMERCIAL PEQUEÑA DEMANDA	18.229	Clientes
	Tarifa ELFEC Prom. Pond.	0,21	USD/kWh
OUTPUT	VAN	15.209,93	USD
	TIR	26,36%	
	Payback	3,95	AÑOS

Fuente: Elaboración propia

Tabla 8-14: Análisis Tarifa Industrial ELFEC

INPUTS	INDUSTRIAL PEQUEÑA MEDIANA Y GRAN DEMANDA	8.275	Clientes
	Tarifa ELFEC Prom. Pond.	0,09	USD/kWh
OUTPUT	VAN	30.800,22	USD
	TIR	12,95%	
	Payback	7,45	AÑOS

Fuente: Elaboración propia

Síntesis de Resultados para conexiones de GD en el SIN

A continuación, se muestra una síntesis de la información con relación a la cantidad de evaluaciones económicas realizadas (flujos de caja) y la cantidad de conexiones factibles, en base a las condiciones preestablecidas anteriormente para cada categoría, que principalmente consisten en tener un periodo de recuperación razonable (de máximo 8 años para el sector residencial y de 6 años para los sectores General e Industrial). Los resultados son los siguientes:

Tabla 8-15: Resultado de Prefactibilidad económica de GD para DELAPAZ

DELAPAZ	
Cantidad total de evaluaciones (Flujos de caja)	17
Cantidad de resultados positivos	13
Total de clientes evaluados	775.700
Total de clientes de la distribuidora	843.604
Total de potenciales conexión de GD	332.334
Potenciales Conexiones / Total Clientes Distribuidora	39%

Fuente: Elaboración propia

Tabla 8-16: Resultado de Prefactibilidad económica de GD para CRE

CRE	
Cantidad total de evaluaciones (Flujos de caja)	16
Cantidad de resultados positivos	7
Total de clientes evaluados	663.400
Total de clientes de la distribuidora	669.472
Total de potenciales clientes de la distribuidora	37.283
Potenciales Conexiones / Total Clientes Distribuidora	6%

Fuente: Elaboración propia

Tabla 8-17: Resultado de Prefactibilidad económica de GD para ELFEC

ELFEC	
Cantidad total de evaluaciones (Flujos de caja)	9
Cantidad de resultados positivos	6
Total de clientes evaluados	576.637
Total de clientes de la distribuidora	579.370
Total de potenciales clientes de la distribuidora	313.575
Potenciales Conexiones / Total Clientes Distribuidora	54%

Fuente: Elaboración propia

Para este análisis, se tomó en cuenta que los usuarios que inviertan en SGD pueden aprovechar el 100% de la energía generada, ya sea por medio del autoconsumo o, por medio de la inyección a las redes de distribución. Para esto último, se consideró que el valor del kWh tiene el mismo valor que la energía que le compra a la distribuidora, es decir, suponiendo un sistema de compensación *Net Metering*.

De estos resultados, se puede concluir que las condiciones para la implementación y desarrollo de la GD en Bolivia son en un tercio de los casos favorable, sobre todo en la zona Altiplánica (DELAPAZ) y la Zona Valles (ELFEC). En total, el potencial de conexión llega al 33% para los clientes de las 3 distribuidoras, por tanto, se determina que, desde el punto de vista de la evaluación económica-financiera de los clientes de la distribuidora, es razonable el desarrollo de un régimen de Generación Distribuida para Bolivia, siempre y cuando tenga las condiciones normativas para que el cliente pueda ser compensado por la energía inyectada.

Tabla 8-18: Resultado de Prefactibilidad económica de GD general

RESUMEN DELAPAZ - CRE - ELFEC	
Cantidad total de evaluaciones (Flujos de caja)	44
Cantidad de resultados positivos	27
Total de clientes evaluados	2.015.737
Total de clientes de las distribuidoras	2.092.446
Total de potenciales clientes	683.192
Potenciales Conexiones / Total Clientes Distribuidora	33%

Fuente: Elaboración propia

Hay que tener en cuenta que, para el análisis realizado, se ha tomado un costo de inversión conservador, así como una inflación de la tarifa eléctrica de solo el 2%, más baja que la real. Si a este análisis, también se considera que la tendencia del costo de inversión de este tipo de tecnología seguirá bajando, podemos deducir que el interés de los clientes de las redes de distribución será cada vez mayor por tener equipos de GD para fines de autoconsumo.

Síntesis de Resultados para conexiones de GD en los SA

Para el análisis de posibles conexiones toman en cuenta los siguientes SA: SETAR Tarija (Entre Ríos), SETAR Tarija (Bermejo), CRE SCZ (Valles Cruceños), CRE SCZ (Chiquitos), CRE SCZ (Germán Busch), CRE SCZ (Misiones), CRE SCZ (San Ignacio), CRE SCZ (Camiri) y CER Beni (Riberalta).

En relación a los costos de inversión, se considera 1.700 USD/kW para equipos con potencias mayores a los 100 kW y de 1.900 USD para los menores a dicha medida. Se considera un costo mayor debido a costo de logística de transporte que pueden tener estos equipos al comercializarlos en estas localidades.

Los resultados son los siguientes:

Tabla 8-19: Resultados evaluación económica para posibles conexiones en los SA

SETAR - TARIJA: RESIDENCIAL		
Tarfa SETAR Residencial Prom. Pond	0,10	USD/kWh
Payback	9,0	AÑOS
SETAR - TARIJA: GENERAL		
Tarfa SETAR General Prom. Pond	0,19	USD/kWh
Payback	4,9	AÑOS
SETAR - TARIJA: INDUSTRIAL		
Tarfa SETAR Industrial Prom. Pond	0,10	USD/kWh
Payback	7,8	AÑOS
CRE - SCZ: RESIDENCIAL		
Tarfa CRE Residencial Prom. Pond.	0,09	USD/kWh
Payback	11,5	AÑOS
CRE - SCZ: GENERAL		
Tarfa CRE General Prom. Pond.	0,15	USD/kWh
Payback	7,45	AÑOS
CRE SCZ - INDUSTRIAL		
Tarfa CRE Industrial Prom. Pond.	0,12	USD/kWh
Payback	8,29	AÑOS
CER - RIBERTALTA: RESIDENCIAL		
Tarfa CER Prom. Pond.	0,16	USD/kWh
Payback	6,91	AÑOS
CER - RIBERTALTA: GENERAL		
Tarfa CER Prom. Pond.	0,18	USD/kWh
Payback	6,08	AÑOS
CER - RIBERTALTA: INDUSTRIAL		
Tarfa CER Prom. Pond.	0,17	USD/kWh
Payback	5,66	AÑOS

Fuente: Elaboración propia

Vemos que para el caso de los SA existe un claro incentivo de conexiones, tanto para la tarifa General, como para la Industrial. Para el SA asilado de Riberalta, existe un incentivo para las tres categorías tarifarias.

Podemos concluir que, para estas localidades también existe un incentivo económico para la implementación y desarrollo de la GD, con fines de autoconsumo.

9 ANÁLISIS DEL IMPACTO EN LA DEMANDA DE ENERGÍA

A continuación, se realizará una estimación indicativa de conexiones de GD para autoconsumo, y su posible impacto en la demanda agregada de energía.

Para esto, basándonos en la información de tarifas y consumo proporcionada por la AETN, primero se realizará un análisis de probabilidad de conexiones por categoría tarifaria al régimen de GD.

Los criterios que se definen para dichas probabilidades se toman en base a los resultados de la prefactibilidad económica desarrollada en el capítulo anterior, específicamente se considera el periodo de recuperación de la inversión o *payback*.

Luego, se estimará la energía que aproximadamente generarán esas “probables” conexiones para cada categoría tarifaria, así como la potencia total requerida por distribuidora.

Junto a esto, y en base a la comparación del crecimiento de la GD en países de similar tamaño a Bolivia, se realizará una proyección de crecimiento de la potencia de equipos de GD para los próximos 5 años en Bolivia.

Por último, se calculará los posibles impactos en de la demanda de energía a nivel nacional, así como los posibles ahorros en el gas natural usados para la generación eléctrica.

9.1 Probabilidad de instalación según tipo de cliente

Las probabilidades de conexión que se usaron para todas las categorías tarifarias y para cada valor del *payback*, son las siguientes:

- Para los clientes que tengan un *payback* menor a 1 año, se considera que se conectará el 50% de estos.
- Para los que tengan un *payback* de 1 a 2 años, se considera que se conectará el 30% de estos.
- Para los ue tengan un *payback* de 2 a 4 años, se considera que se conectará el 20% de estos.
- Para los que tengan un *payback* de 4 a 6 años, se considera que se conectará el 10% de estos.
- Para los que tengan un *payback* de 6 a 7 años, se considera que se conectará el 5% de estos.
- Para los que tengan un *payback* de 7 a 8 años, se considera que se conectará el 2% de estos.
- Y, para aquellos que tengan un *payback* mayor a 8 años, se considera nula la probabilidad de conexión.

En base a los porcentajes de ocurrencia establecidos en el punto anterior y a los resultados obtenidos en la prefactibilidad económica financiera realizada en

el capítulo 9, a continuación, se realiza una estimación de generación de energía y potencia de la GD.

9.2 Estimación de energía y potencia producto de la penetración de la gd en bolivia

En base a las variables escogidas en el punto anterior, los resultados de generación de energía y potencia para autoconsumo se detallan en los cuadros siguientes.

Para ver los detalles del cálculo, los mismos se muestran en la planilla Excel adjunta al informe "Prefact Económica GD por Distribuidora", específicamente en la hoja "Prob de Autoconsumo".

Tabla 9-1: Probabilidades de conexión y proyección de Autoconsumo para clientes de DELAPAZ

DOMICILIARIO D2	300.945	MWh/año
Payback	8,13	Años
PROBABILIDAD	5%	
Proyección autoconsumo	7.774	MWh/año
DOMICILIARIO D3 y D4 Pequeña demanda	81.145	MWh/año
Payback	6,00	Años
PROBABILIDAD	5%	
Proyección autoconsumo	2.096	MWh/año
DOMICILIARIO D4 Mediana Demanda	538	MWh/año
Payback	4,07	Años
PROBABILIDAD	10%	
Proyección autoconsumo	28	MWh/año
DOMICILIARIO D5 Gran Demanda	1.283,44	MWh
Payback	3,73	Años
PROBABILIDAD	20%	
Proyección autoconsumo	133	MWh/año
DOMICILIARIO D5 Mediana Demanda	3.579	MWh
Payback	3,91	Años
PROBABILIDAD	20%	
Proyección autoconsumo	370	MWh/año
DOMICILIARIO D5 Pequeña Demanda	10.022	MWh
Payback	4,58	Años
PROBABILIDAD	10%	
Proyección autoconsumo	518	MWh/año
GENERAL 1 Mediana Demanda	513	MWh
Payback	5,3	Años
PROBABILIDAD	10%	
Proyección autoconsumo	19	MWh/año

GENERAL Pequeña Demanda	210.097	MWh/año
Payback	4,66	Años
PROBABILIDAD	10%	
Proyección autoconsumo	7.662	MWh/año
INDUSTRIAL Gran Demanda	235.679	MWh/año
Payback	5,47	Años
PROBABILIDAD	10%	
Proyección autoconsumo	6.088	MWh/año
INDUSTRIAL Mediana Demanda	10.757	MWh
Payback	6,10	Años
PROBABILIDAD	5%	
Proyección autoconsumo	139	MWh/año
INDUSTRIAL Pequeña Demanda	13.359	MWh
Payback	9,62	Años
PROBABILIDAD	0%	
Proyección autoconsumo	-	MWh/año
MINEROS Gran Demanda BT	230,76	MWh/año
Payback	1,7	Años
PROBABILIDAD	30%	
Proyección autoconsumo	18	MWh/año
MINEROS Gran Demanda MT	16.826	MWh/año
Payback	4,47	Años
PROBABILIDAD	10%	
Proyección autoconsumo	435	MWh/año
MINEROS Mediana Demanda	2.608	MWh/año
Payback	4,98	Años
PROBABILIDAD	10%	
Proyección autoconsumo	67	MWh/año
MINEROS Pequeña Demanda	275,232	MWh/año
Payback	6,78	Años
Proyección autoconsumo	5%	
Proyección autoconsumo	4	MWh/año

RESUMEN AUTOCONSUMO Y POTENCIA DE GD PARA DELAPAZ		
Autoconsumo Residencial	10.919	MWh/año
Autoconsumo General	20.245	MWh/año
Autoconsumo Industrial	6.227	MWh/año
Autoconsumo Mineros	523	MWh/año
TOTAL AUTOCONSUMO DELAPAZ	37.915	MWh/año
Potencia Residencial	4,82	MW
Potencia General	8,95	MW
Potencia Industrial	2,75	MW
Potencia Mineros	0,23	MW
TOTAL POTENCIA DELAPAZ	16,75	MW

Fuente: Elaboración propia

Tabla 9-2: Probabilidades de conexión y proyección de Autoconsumo para clientes de CRE

DOMICILIARIO Pequeña Demanda	1.139.026	MWh/año
Payback	8,61	Años
PROBABILIDAD	0,0%	
Proyección autoconsumo	-	MWh/año
DOMICILIARIO Mediana Demanda BT y MT	41.517	MWh/año
Payback	6,57	Años
PROBABILIDAD	5%	
Proyección autoconsumo	778	MWh/año
DOMICILIARIO Gran Demanda BT y MT	635	MWh/año
Payback	7,04	Años
PROBABILIDAD	2%	
Proyección autoconsumo	5	MWh/año
ESPECIAL (HOTELES) Mediana Demanda BT MT	1.645	MWh
Payback	6,09	Años
PROBABILIDAD	5%	
Proyección autoconsumo	22	MWh/año
ESPECIAL (HOTELES) Gran Demanda BT MT	11.410	MWh
Payback	5,75	Años
PROBABILIDAD	10%	
Proyección autoconsumo	302	MWh/año
GENERAL 1 Pequeña Demanda BT MT	59.333	MWh
Payback	6,21	Años
PROBABILIDAD	5%	
Proyección autoconsumo	785	MWh/año
GENERAL 1 Mediana Demanda BT MT	36.803	MWh
Payback	6,20	Años
PROBABILIDAD	5%	
Proyección autoconsumo	487	MWh/año
GENERAL 1 Gran Demanda BT MT	71.516	MWh/año
Payback	5,74	Años
PROBABILIDAD	10%	
Proyección autoconsumo	1.893	MWh/año
GENERAL 2 (con fines de lucro) Pequeña Demanda	133.322	MWh/año
Payback	5,11	Años
PROBABILIDAD	10%	
Proyección autoconsumo	3.529	MWh/año

GENERAL 2 (con fines de lucro) Mediana Demanda	101.881	MWh/año
Payback	5,63	Años
PROBABILIDAD	10%	
Proyección autoconsumo	2.697	MWh/año
GENERAL 2 (con fines de lucro) Gran Demanda	88.616	MWh/año
Payback	5,30	Años
PROBABILIDAD	10%	
Proyección autoconsumo	2.346	MWh/año
GRANJERO Pequeña Demanda	133.322	MWh
Payback	7,80	Años
PROBABILIDAD	2%	
Proyección autoconsumo	1.000	MWh/año
GRANJERO Mediana Demanda	27.107	MWh
Payback	9,00	Años
PROBABILIDAD	0,0%	
Proyección autoconsumo	-	MWh/año
GRANJERO Gran Demanda	35.999	MWh/año
Payback	9,42	Años
PROBABILIDAD	0,0%	
Proyección autoconsumo	-	MWh/año
Industrial 1 Pequeña Demanda	16.815	MWh/año
Payback	10,85	Años
PROBABILIDAD	0,0%	
Proyección autoconsumo	-	MWh/año
Industrial 1 Mediana Demanda	28.007	MWh/año
Payback	9,59	Años
PROBABILIDAD	0,0%	
Proyección autoconsumo	-	MWh/año
Industrial 2 Gran Demanda	671.223	MWh/año
Payback	8,78	Años
PROBABILIDAD	0,0%	
Proyección autoconsumo	-	MWh/año

RESUMEN AUTOCONSUMO Y POTENCIA DE GD PARA CRE		
Autoconsumo Residencial	783	MWh/año
Autoconsumo Especial (Hoteles)	324	MWh/año
Autoconsumo General	11.737	MWh/año
Autoconsumo Granjeros	1.000	MWh/año
Autoconsumo Industrial	-	MWh/año
TOTAL AUTOCONSUMO CRE	13.844	MWh/año
Potencia Residencial	0,48	MW
Potencia Espacial (Hoteles)	0,20	MW
Potencia General	7,15	MW
Potencia Granjeros	0,61	MW
Potencia Industrial	-	
TOTAL POTENCIA CRE	8,43	MW

Fuente: Elaboración propia

Tabla 9-3: Probabilidades de conexión y proyección de Autoconsumo para clientes de ELFEC

DOMICILIARIO MEDIANA DEMANDA	1.409	MWh/año
Payback	5,27	Años
PROBABILIDAD	10%	
Proyección autoconsumo	64,60	MWh/año
DOMICILIARIO PEQUEÑA DEMANDA	330.173,56	MWh/año
Payback	6,23	Años
PROBABILIDAD	5%	
Proyección autoconsumo	7.566,48	MWh/año
GENERAL PEQUEÑA DEMANDA	119.018	MWh/año
Payback	4,06	Años
PROBABILIDAD	10%	
Proyección autoconsumo	3.851	MWh/año
GENERAL GRAN Y MEDIANA DEMANDA	96.014	MWh/año
Payback	5,08	Años
PROBABILIDAD	10%	
Proyección autoconsumo	3.106	MWh/año
COMERCIAL GRAN Y MEDIANA DEMANDA	4.287,49	MWh/año
Payback	5,30	Años
PROBABILIDAD	10%	
Proyección autoconsumo	138,71	MWh/año
COMERCIAL PEQUEÑA DEMANDA	25.723,82	MWh/año
Payback	3,95	Años
PROBABILIDAD	20%	
Proyección autoconsumo	1.664,48	MWh/año
AGRO PEQUEÑA Y MEDIANA DEMANDA		MWh/año
Payback	11,89	Años
PROBABILIDAD	0%	
Proyección autoconsumo		MWh/año
INDUSTRIAL PEQUENA MEDIANA Y GRAN DEM	347.726	MWh/año
Payback	7,45	Años
PROBABILIDAD	2%	
Proyección autoconsumo	1.594	MWh/año

RESUMEN AUTOCONSUMO Y POTENCIA DE GD PARA ELFEC		
Autocosumo Residencial	7.631,07	MWh
Autoconsumo General	8.760,11	MWh
Autoconsumo Industrial	1.594	MWh
TOTAL AUTOCONSUMO ELFEC	17.984,93	MWh
Potencia Residencial	3,80	MW
Potencia General	4,36	MW
Potencia Industrial	0,79	MW
TOTAL POTENCIA ELFEC	8,96	MW

Fuente: Elaboración propia

A modo de síntesis, el siguiente cuadro resume la estimación de la energía generada, así como la de potencia instalada debido a la instalación de SGD en las tres distribuidoras más importantes del país.

Tabla 9-4: Resumen de energía y potencia por instalaciones de SGD en Bolivia

ENERGÍA Y POTENCIA DE LOS SGD EN BOLIVIA		
TOTAL AUTOCONSUMO DELAPAZ	37.915	MWh/año
TOTAL AUTOCONSUMO CRE	13.844	MWh/año
TOTAL AUTOCONSUMO ELFEC	17.985	MWh/año
TOTAL ENERGÍA GENERADA	69.744	MWh/año
TOTAL POTENCIA DELAPAZ	16,75	MW
TOTAL POTENCIA CRE	8,43	MW
TOTAL POTENCIA ELFEC	8,96	MW
TOTAL POTENCIA INSTALADA	34,14	MW

Fuente: Elaboración propia

El total de energía vendida por las tres distribuidoras para el 2017, fue de 5.762.101 MWh (en base a información proporcionada por AETN), por lo que la energía estimada de los SDG representa un 1,47% del total de la energía de las tres empresas.

Así mismo, con relación a la potencia instalada, para diciembre del 2017, Bolivia contaba con 2.277 MW instalados. Si a esto le sumamos los 60 MW y 50 MW de las plantas solares de Uyuni y Oruro respectivamente, la potencia instalada de los SGD representa una penetración del 1,72% de la potencia instalada.

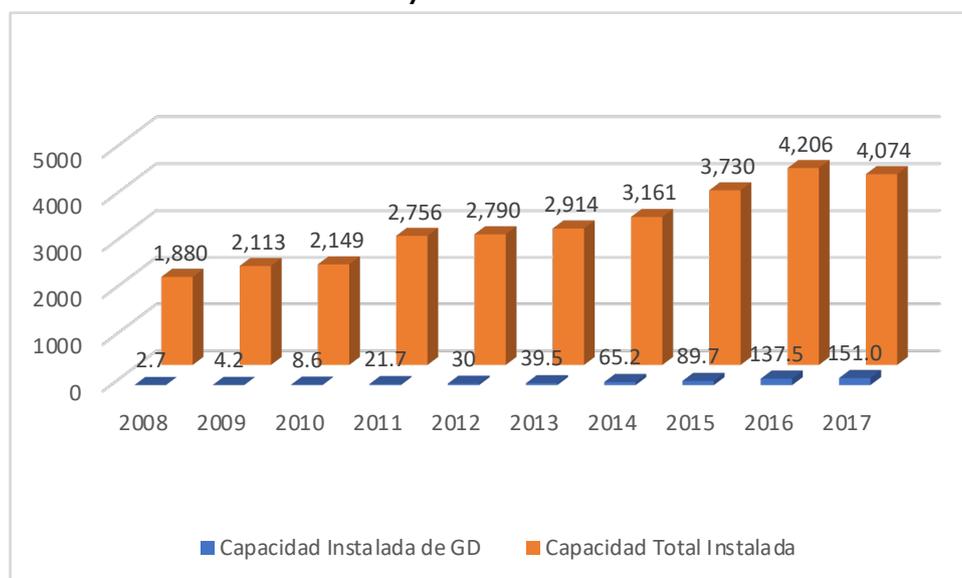
9.3 Crecimiento de la GD e Impacto en la demanda de energía

9.3.1 Evolución de los SGD en países de la Región y sus posibles implicancias en Bolivia

Para analizar la respuesta que han tenido la implementación de la GD en otros países con similar tamaño de Sistema Eléctrico, a continuación, se describe la evolución del crecimiento en conexiones de fuentes de generación para Guatemala, El Salvador, Costa Rica y Chile.

Para Guatemala, desde la que se promulga el régimen de Generación Distribuida Renovable, por medio de la Resolución CNEE No. 171-2008, el país demoró aproximadamente entre 5 y 6 años en llegar a los valores que se han estimado para Bolivia. Recién en el año 2014, el país centroamericano logró tener un 2,06 % de penetración de Capacidad Instalada de SGD. En siguiente cuadro, se detalla dicho crecimiento.

Gráfico 16: Potencia Instalada y de SGG en Guatemala 2008 – 2017 en MW



Fuente: Elaboración propia en base a datos

Para el caso de El Salvador, el desarrollo de la GD fue similar, desde la promulgación del Decreto Ejecutivo No. 80 de fecha 17 de abril de 2012 el cual crea la figura del usuario Auto productores Renovables (APR), el país se demoró 4 años en alcanzar los 2,39% de penetración de GD, un 41,34 MW instalados.

Gráfico 17: Potencia Instalada y de SGD en El Salvador 2013 – 2017 en MW

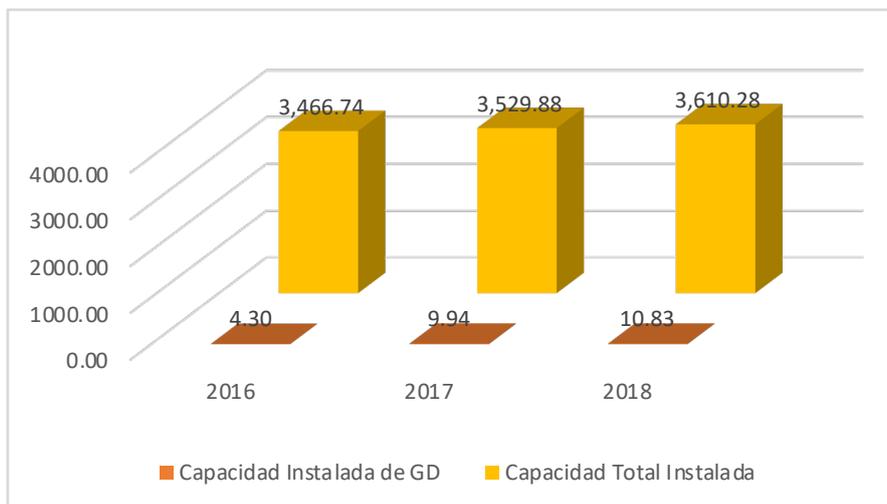


Fuente: Elaboración propia en base a datos de Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET)

Hay que tener en cuenta que, para ambos países, la normativa promueve ventas al Mercado Eléctrico Mayorista con potencias de hasta 5 MW para el caso de Guatemala y de licitaciones de energía para las distribuidoras de potencias que pueden superar los 20 MW. Ambos casos con el objetivo de ser inyectados a la red de distribución. Ahora bien, hay que entender que para estos dos países el objetivo de la Generación Distribuida va más allá del autoconsumo, ya que lo buscan como una herramienta más para promover fuentes de generación a mediana escala. Estos mecanismos sin duda han ayudado a que la penetración tenga un ritmo mucho más rápido que si solo fuera dirigida hacia el autoconsumo, como para el caso de Bolivia.

Un ejemplo de un país que ha promulgado normativas de GD con el solo objetivo de autoconsumo es Costa Rica. Desde que se crea el Decreto 39220 - MINAE y su Reglamento Generación Distribuida a fines del 2015. En tres años de implementación, se ha logrado apenas un 0,30% de penetración en la potencia con SGD con una potencia instalada de 10,08 MW.

Gráfico 18: Potencia Instalada y de SGD en Costa Rica 2016 – 2018 en MW

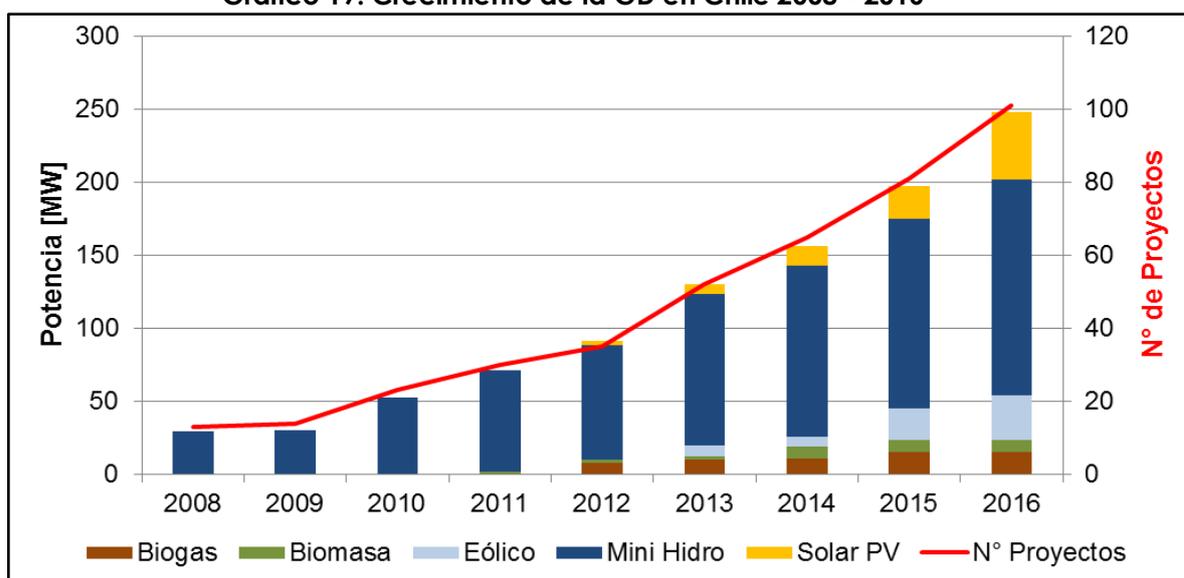


Fuente: Elaboración Propia en base a datos de la Dirección Nacional de Energía

Otro país interesante analizar es Chile. La normativa del país vecino tiene una normativa que permite fuentes de Generación de hasta 9MW es Chile. Por medio del Decreto 244 (2006) se comienza a regular la implementación de la GD en ese país. Doce años después, a diciembre de 2017 Chile contaba con 407 MW de potencia instalada de GD de fuentes renovables. Para el mismo periodo, la Capacidad Instalada en Chile era de 22.369 MW, por tanto, la penetración de SGD en Chile, luego de 12 años de su implementación llega ser del 1,8%⁵⁴.

En el siguiente gráfico se muestra la evolución de instalaciones hasta fines del 2016.

Gráfico 19: Crecimiento de la GD en Chile 2008 - 2016



Fuente: Comisión Nacional de Energía (CNE).

Todos los ejemplos de crecimiento de la GD mostradas acá, están basadas en una regulación que integra más de una fuente de generación renovable. De hecho, en último gráfico referido a Chile, se observa claramente como la tecnología “Mini Hidro” era la que lideraba, hasta el 2016, las conexiones de SGD en el país vecino.

Tomando en cuenta lo anterior, y entendiendo que el presente estudio tiene como finalidad ver la viabilidad de implementación de GD Fotovoltaica para fines de autoconsumo en Bolivia, podemos deducir que para llegar a los valores estimados en el punto 10.2, específicamente de 85.181 MWh/año o de 41,24 MW de potencia instalada para los SGD, tomaría mínimamente unos 12 años.

9.3.2 Posibles efectos en la demanda de energía para Bolivia

Con relación al impacto en la demanda de energía, vemos que tanto para el caso de los países con mayor penetración, como para aquellos que han tenido un crecimiento más leve, el peso de los SGD en relación a la capacidad

⁵⁴ <http://www.revistaei.cl/reportajes/como-crece-la-generacion-distribuida-en-chile/#>

instalada con fuentes de generación tradicional (centralizada), no es significativa en términos de cambios en la matriz energética, sobre todo porque la implementación de este tipo de normativas se realiza de manera muy tenue, año tras año. Pese a lo anterior, hay que considerar que la GD deber ser considerada como una herramienta más de una política energética que en su conjunto esté orientada a generar diversificación y seguridad en su oferta de generación, y que este debe ser el primer paso de una hoja de ruta que promueva una matriz energética diversa y robusta.

Ahora bien, este tipo de regulaciones tiene un efecto muy positivo como mecanismo que ayuden a la gestión de carga, sobre todo para sistemas de control de picos de demanda o “*Peak Shaving*”. Para el caso de Bolivia, como se analizó en el punto 7.2.2, el 40% de la demanda del país es explicada por los clientes que tiene la CRE. Así mismo, Santa Cruz tiene sus picos de demanda en horarios de mayor calor, entre las 14 y las 16 horas. De hecho, durante el 2017, en diciembre del mismo año, se registró la demanda récord, llegando a 627,2 MW, explicado principalmente por el uso de aires acondicionados en las horas de mayor calor, representando casi la mitad de toda la demanda de Bolivia, que a la misma hora registró 1.372 MW⁵⁵. En este sentido, vemos que los 41,24 MW de SGD sí generan un impacto más importante en la demanda de energía, aportando en un 7% en la reducción de esos picos.

Desde el punto de vista económico, y a los efectos de medir monetariamente la estimación realizada de posibles conexiones, podemos calcular el costo del gas que se podría estar ahorrando el país por evitar generar la electricidad que se autoconsume a través de los SGD. El gas natural tiene un factor de conversión de 11,70kWh/m³. por tanto, 70.516 MWh/año equivalen a 6,027 millones de m³ de gas natural. A su vez, 1 m³, se corresponde con 35,31 pies cúbicos o 0,0353 Mpc (Millar de pies cúbico), luego, los 6,027 millones de m³ representan 212.753 Mpc/año.

Ahora, si tomamos el precio de 4,6 USD/Mpc con que Bolivia ha exportado gas a Brasil durante el segundo semestre del 2018, vemos que los 70.516 MWh/año que pueden generar los SGD, equivalen a un ahorro anual de 987.664 USD, que si bien no representa un monto de gran peso a escala nacional, son mecanismos que en su conjunto ayudan a optimizar el funcionamiento del sector energético, y si lo ponemos en términos de infraestructura, son montos que no deben despreciarse, ya que por ejemplo, representa una planta solar FV de casi 1MW por año.

⁵⁵ <https://www.cre.com.bo/WebCre/VerNoticia.asp?Id=jbfdh>

10 OPCIONES DE FINANCIAMIENTO E INCENTIVOS

Créditos productivos

Hay que tomar en consideración que, para una empresa, tanto un comercio, como una industria, un Sistema de Generación Distribuida es un bien de capital que le permite tener considerables ahorros en el suministro de energía, por tanto, debe ser considerado como una inversión productiva.

Una de las principales opciones de financiación que existen en Bolivia para este tipo de equipos, son los créditos productivos que los bancos comerciales otorgan al sector privado. Con relación a las tasas de interés, el Decreto Supremo 2055⁵⁶ del 2014, reglamenta el interés que deben cobrar los bancos comerciales que tengan por finalidad otorgar préstamos al sector productivo. De acuerdo con el artículo 5 de la norma, las tasas de interés anuales máximas son: para las empresas grandes y medianas, 6%; para la pequeña, 7%; y para la microempresa, 11,5%. Así mismo, la norma establece un plazo “improrrogable” de 5 años como máximo.

Como vemos, el costo de los créditos es muy razonable y está en similares niveles a países de la región que tiene un sistema financiero estable como Perú, Chile o Brasil.

Leasing financiero

Una opción de financiamiento tanto para un usuario residencial, como para un comercio o una industrial es la opción del *Leasing*. Este, es un contrato mediante el cual una entidad arrendadora otorga el uso, goce o usufructo temporal de un bien al arrendatario y a quien se le obliga a pagar una cuota, generalmente mensual, durante un plazo determinado.

Esta figura permite a los clientes, ya sean empresas (personas jurídicas) o persona (naturales), tener la opción de compra para un auto, maquinaria o equipo pesado pagando una cuota de arrendamiento sin necesidad de una garantía adicional y con la ventaja que genera un ahorro impositivo, ya que la cuota (tanto capital como intereses, pueden deducirse de ganancias).

Una vez vencido el contrato, el arrendatario tiene tres opciones:

- Renovar el contrato.
- Devolver el bien arrendado al arrendatario.
- Comprar el bien arrendado, pagando un porcentaje del valor de la adquisición del bien, precio que fue previamente determinado en el contrato.

⁵⁶ https://www.asfi.gob.bo/images/MARCO_NORMATIVO/SERV_FINAN_/DS_2055.pdf

En relación con las tasas de interés que se pagan, las mismas oscilan entre un 7% y 12%, y dependen sobre todo de las condiciones financieras del solicitante. Las principales entidades financieras que ofrecen esta alternativa en Bolivia son el BNB, Fortaleza y Banco Bisa.

10.1 Incentivos para la instalación de GD para autoconsumo

Todas las evaluaciones de viabilidad hechas en este informe se realizaron pensando en la existencia de incentivos, específicamente, en la existencia de sistemas de compensación. Esto es importante de aclarar, ya que ningún régimen de GD es exitoso si es que no está acompañado de incentivos, ya sea por medio de sistemas de compensación, facilidades impositivas, financiera, etc.

A continuación, se muestran las tres principales herramientas que la mayoría de los países que han incursionado en la GD han tomado en cuenta para fomentar las conexiones, estas son:

- Por medio de políticas arancelarias o fiscales: Están enfocadas a que el costo de equipos de generación renovable, estén exonerados del pago de cualquier tipo de impuestos de importación, aranceles, tasas, contribuciones y gravámenes, así como de mecanismos como la depreciación acelerada, a las compras de equipos que tengan la finalidad de ser usadas para el régimen de Generación Distribuida. Para el caso de Bolivia, se pueden hacer políticas arancelarias que incentiven el ahorro de energía en edificios públicos y de beneficencia, eximiéndolos del IVA de importación y los aranceles que tienen algunos equipos generación fotovoltaica.
- Por medio de sistemas de compensación: Como ya se vio en el Capítulo 8, los principales sistemas de compensación utilizados en los países que han implementado la GD son el *Net Metering*, el *Net Billing* y el *Feed In Tariff*. Actualmente, el más utilizado en la región es el *Net Metering*, ya que es el más simple para su implementación y cálculo.
- Por último, existen países como Argentina, que han implementado la obligatoriedad de que todos los clientes del sector eléctrico deben incorporar a su consumo un porcentaje que provenga de energías renovables. Esto puede cumplirse por medio de compras de energía entre privados (por medio de PPA) o, por medio de autogeneración. En este último caso, el régimen de Generación Distribuida recientemente aprobado en Argentina, sirve como una alternativa para que comercios, pequeñas, medianas y grandes empresas, puedan cumplir con el porcentaje impuesto por ley 27.191 para que parte de su consumo, provenga de fuentes renovables.

11 CONCLUSIONES

De la parte normativa:

- La Generación Distribuida como tal no se encuentra regulada legalmente en Bolivia, sin embargo, existen Normas que regulan la generación de electricidad, la operación y el funcionamiento de las redes de distribución, la autoproducción de energía eléctrica y, por ahora incipientemente, aspectos económicos de las energías alternativas.
- La Constitución Política del Estado otorga al Nivel Central y también a los Niveles Autonómicos Departamentales y Municipales para desarrollar proyectos con fuentes de energía alternativas, esto significa que una normativa para Generación Distribuida basada en tecnología fotovoltaica podría provenir de un Municipio, una Gobernación, del Ministerio o de la AE en Bolivia.
- El concepto más cercano a la Generación Distribuida que reconoce la Ley de Electricidad es la actividad de la autoproducción definiéndola en su Art. 2 como “la Generación destinada al uso exclusivo del productor realizada por una persona individual o colectiva Titular de una Licencia”. Esta actividad puede ejercerse sin necesidad de una licencia de generación, siempre que la potencia instalada no supere los 2 MW.
- En cuanto a Energías Alternativas (o renovables), la única norma al respecto es el Decreto Supremo Nro. 2048 de fecha 02 de julio de 2014, que establece un mecanismo de remuneración para la generación de electricidad a partir de Energías Alternativas en el SIN (Sistema Interconectado Nacional). Esta norma es sin embargo insuficiente para implementar GD en Bolivia
- De acuerdo al análisis de las normativas sobre GD en otros países, se establece el mismo está enfocado al uso de sistemas de energía alternativas renovables y que los objetivos principales de su aplicación son: regular el aprovechamiento sustentable de la energía, incrementar gradualmente las energías limpias en cada matriz nacional, reducir la generación de emisiones contaminantes, facilitar el acceso abierto y no discriminatorio a las redes de distribución, evitar pérdidas en el transporte de energía, posibilitar a los usuarios consumidores un manejo personalizado y eficiente la energía mediante la autogeneración.
- En general las normativas cumplen con las siguientes funciones: definen los modelos de contraprestación económica (sistemas de compensación), establecen modelos simplificados de contrato de interconexión y contraprestación, facilitan los trámites de interconexión, determinan y simplifican las especificaciones técnicas de interconexión.
- En cuanto al procedimiento de conexión, es importante establecer límites máximos a la cantidad y al alcance de los requisitos, observando la

experiencia de los países de la región que ya tienen un recorrido importante en este tema.

- Para dar impulso a la GD, las nuevas normativas deben estar acompañadas de sistemas de compensación que reconozcan el valor de la energía que se inyecta a la red de distribución, estos elementos son fundamentales a la hora del análisis de “costo-beneficio” que haga cualquier prosumidor, ya que son variables que ayudan a compensar los costos de inversión realizados en los pequeños sistemas de de generación, para ello el presente estudio explicó de manera detallada los tres sistemas de compensación más utilizados a nivel regional y mundial, Feed in Tariff (tarifa por inyección a la red); Net Billing (Facturación Neta) y Net Metering (Balance neto), estos tres sistemas de compensación son aplicables y tienen un sustento según el ordenamiento legal boliviano.
- Los aspectos fundamentales que una normativa sobre GD en Bolivia debe prever son los siguientes:
 - Definición y Alcance legal de la GD
 - Reconocimiento y garantía del derecho de acceso e interconexión a la red de distribución
 - Determinación de un mecanismo de compensación justo y transparente
 - Fijación del Límite de potencia
 - Procedimiento formal
 - Incentivos

De la parte técnica:

- En Generación Distribuida pueden existir diferentes valores de potencia generada por sistemas de generación, en el presente estudio se sugiere utilizar un rango de 300 W (potencia mínima) y 2 MW (potencia máxima)), en este sentido el usuario podría optar por utilizar el sistema para cubrir parte o el total de su demanda e inyectar la potencia excedente a las redes eléctricas.
- En relación al punto anterior las conexiones a la red eléctrica tienen una variante importante, en el caso de redes en Baja Tensión se puede realizar la conexión del sistema de generación directamente a la red desde su salida de energía (Inversores en el caso de SSFV), por otro lado, para la conexión a la Media Tensión se debe considerar la implementación de un transformador para poder inyectar la potencia generada por el sistema. En ambos casos se deben tomar en cuenta los respectivos equipos de protección de los sistemas y la red eléctrica.
- La conexión de los sistemas de generación distribuida dentro de las redes eléctricas en Bolivia debe considerar una serie de requisitos técnicos para el

buen funcionamiento y protección de las instalaciones. El inversor debe cumplir con los requisitos exigidos por normas internacionales y garantizar su desconexión ante variaciones o ausencia de tensión en la red eléctrica.

- Si bien la Generación Distribuida puede implementarse tanto en el Sistema Interconectado Nacional – SIN, como en los Sistemas Aislados, existe una diferencia entre ambos. En el caso de los Sistemas Aislados, las empresas distribuidoras tienen la capacidad de controlar la potencia de generación de la subestación, dando la opción a manejar el funcionamiento de la subestación en relación a la potencia de generación que proporcionen los sistemas de generación distribuida. En cambio, en cuanto al SIN, las distribuidoras deben considerar un valor determinado en la potencia que se utilizará para cubrir la demanda de la carga, por su lado la GD no provoca una variación considerable en las redes eléctricas pertenecientes al SIN.
- La implementación de sistemas de Generación Distribuida como tal no presenta impactos considerables en las redes eléctricas, en el caso de bajas potencias de generación en los sistemas. Sin embargo, en el caso de sistemas de generación con potencias de generación superior a 2 MW, se debe considerar posibles problemáticas debido a la intermitencia de los SFV y la ubicación del sistema de generación, de manera que no presente pérdidas o caídas de tensión.
- En el caso de los Sistemas Híbridos de generación, es viable la conexión de este tipo de sistemas para el autoconsumo, dando mayor capacidad a la generación para cubrir la demanda de una vivienda y suministrar a la red la potencia excedente.

De la parte económica:

- El análisis de prefactibilidad económica financiera ha dado como resultado que del total de clientes de las tres distribuidoras más grandes del país (DELAPAZ, CRE y ELFEC), existe un potencial de conexiones del 33% de los clientes
- Existe una clara diferencia en el potencial de conexiones entre la distribuidora de la Zona Oriental (CRE) 6% y las de Zona Valles (ELFEC) 54% y Zona Andina (DELAPAZ) 39%.
- Pese a lo anterior, para las tres distribuidoras evaluadas, los parámetros del *Payback* entre los clientes que más rápido recuperaban su inversión y los que más demoraban, estaba entre 1,7 y 11,9 años. Con relación al promedio de *Payback* de cada distribuidora, el mejor resultado lo tuvo DELAPAZ con 5.1 años, seguido por ELFEC con 6,2 años y por último CRE con 7,3 años para todas sus categorías tarifaria.
- Si bien el análisis de prefactibilidad resultó favorable para un tercio de los clientes (33%), el resultado de la estimación de posibles conexiones, muestra que, de responder cada categoría tarifaria a la probabilidad de conexión

dada por los años en recuperar su inversión (*payback*), la potencia instalada de GD solo llegaría al 34,1 MW, demostrando que en el mejor de los casos de conexiones, no existe un impacto en la demanda de energía a nivel nacional y por tanto al sistema eléctrico en su conjunto.

- En la mayoría de los países de la región que se ha implementado los SGD, su penetración ha sido lenta y se va incrementando a medida que las normativas se van haciendo más accesibles, por tanto, se estima que los 34,1 MW de potencia en GD estimados, solo se alcanzaría después de 10 a 12 años de implementada su normativa.
- Si bien los impactos en la demanda agregada de energía no son destacables, la implementación de un régimen de GD podría tener un efecto positivo para ayudar a controlar los picos de demanda, sobre todo porque estos aparecen en las épocas y horas de mayor calor, por tanto, los SGD (solar fotovoltaica) pueden actuar, parcialmente, como sistemas “*Peak Shaving*”, atenuando las bruscas subidas en el consumo eléctrico.
- La estimación de energía generada por los SGD no representa un gran impacto en la demanda total, tampoco hay que desestimar el ahorro potencial que podría promover este tipo de regímenes. De hecho, si monetizamos este impacto en base a las estimaciones hechas en este estudio, existe un potencial ahorro para el país de 987.664 USD/año por la autogeneración de energía, equivalente a una planta solar de casi 1 MW cada año.
- Desde el punto de vista del prosumidor, el mejor sistema de compensación a ser aplicado es el *Net Metering*, ya que al reconocer una compensación del mismo kWh que inyecta o que consume, para el cliente es mucho más simple realizar el cálculo económico para evaluar su factibilidad de conexión. En cualquier caso, el prosumidor necesita un incentivo para que siga las reglas de una futura regulación, por ello el mínimo de incentivo sería el precio monómico para la energía inyectada a la red a través de GD (*Net Billing*), ver resultados de viabilidad en anexo 3.
- A nivel más general, los SGD representan una posibilidad para generar mayor diversificación de la matriz energética, siempre y cuando se promueva un sistema regulatorio claro y que genere incentivos al cliente de la red de distribución, así como mecanismos que ayuden a promover este tipo de iniciativas (créditos, sistemas Leasing, beneficios fiscales, etc.).

12 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Echavarría, Carlos; Monge, Guillermo. *La Generación Distribuida para Autoconsumo en Costa Rica*. Banco Interamericano de Desarrollo (BID). 2017.

Allan, Grant; Eromenko, Igor; Gilmartin, Michelle; Kockarc, Ivana; McGregord, Peter. *The Economics of Distributed Energy Generation: A Literature Review*. Division of Economics, University of Stirling, Stirling. 2015.

Anuario Estadístico 2017. Autoridad de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN). 2018.

Eisenstein, Ariel; Cano, Matías. Impacto potencial de la nueva ley de generación distribuida en Argentina a partir de fuentes renovables. KPMG Argentina. 2018.

International Renewable Energy Agency (IRENA). "Energías Renovables en América Latina 2015: Sumario de Políticas". 2015,

Diagnósticos Sectoriales. "Electricidad". Unidad de Análisis de Políticas Sociales y Económicas (UDAPE). 2015.

Ley de Electricidad, 21 de diciembre de 1994.

Brasil - Procedimiento de Distribución de Energía Eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional (PRODIST) – Modulo 3 – Acceso al Sistema de Distribución

Brasil - CEMIG ND.5.30 - Manual de Distribución – Requisitos para la conexión de accesantes al sistema de distribución CEMIG D – Conexión en Baja Tensión

Hojas de datos de inversores ON GRID: SMA, FRONIUS, AP Systems

IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources

Comisión de Integración Energética Regional (CIER) Guía para el uso de la Norma IEEE 1547. Coord. Internacional de Distribución: Ing. GABRIEL GAUDINO
Coord. Grupo de Trabajo: Ing. TOMAS DI LAVELLO. Abril de 2016

Julio Humérez Quiroz: Determinantes del crecimiento económico en Bolivia: un enfoque de demanda. BCB, Revista de Análisis, enero - Junio 2014, Volumen N° 20, pp. 9-40

Art. 2 de la ley 1604 de Electricidad

Mariano Roca: Generación distribuida: Un nuevo concepto energético. Revista online Minería & Energía: <http://defonline.com.ar/generacion-distribuida-un-nuevo-concepto-energetico/>. 05.04.2018

W. P. M. H. Heemels, D. Lehmann, J. Lunze, and B. De Schutter: Introduction to hybrid systems. Cambridge University Press 2009. P. 4

Consulta con el fabricante alemán de Paneles Solares. Sunset Energietechnik GmbH

<https://autosolar.es/blog/aspectos-tecnicos/que-es-un-inversor-de-conexion-a-red>

Real Academia Española: <http://dle.rae.es/srv/fetch?id=FGD8otZ#SyIDIYL>

Ibid

Energie Lexikon: <https://www.energie-lexikon.info/photovoltaik.html>

<https://www.merriam-webster.com/dictionary/photovoltaic>

Álvarez Pelegry, Eloy; Castro Legarza, Unai. Generación distribuida y autoconsumo Análisis regulatorio. Instituto Vasco de Competitividad, 2014

National Association of Regulatory Utility Commissioners (Naruc), Manual On Distributed Energy Resources and Compensation. Washington, 2016. P. 25

Centro de Estrategias em Recurso Naturais e Energia (Cerne): Geração distribuída alcança 500 MW no Brasil. <http://cerne.org.br/geracao-distribuida-alcanca-500-mw-no-brasil/>

Distributed generation in liberalized electricity market, IEA Publications, 2002.

<http://energy.gov/oe/technology-development/smart-grid/distributed-energy>.

Normas Jurídicas Nacionales:

- Constitución Política del Estado, de 7 de febrero de 2009.
- Ley N° 1604 de Electricidad, de 21 de diciembre de 1994.
- Ley N° 3152 de 15 de agosto de 2005.
- Ley N° 3279, de 9 de diciembre de 2005.
- Ley N° 2820 de Aprovechamiento de la energía eólica y solar en el Departamento de La Paz, de 27 de agosto de 2004.
- Ley N° 239, de 17 de abril de 2012.
- Decreto Ley N° 1260, de 6 de agosto de 1975, Código Civil Boliviano.
- Decreto Supremo N° 26093, Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico, de 2 de marzo de 2001.
- Decreto Supremo N° 2048, de 2 de julio de 2014.
- Decreto Supremo N° 3058, de 22 de enero de 2017.
- Decreto Supremo N° 28557, de 22 de diciembre de 2005.
- Resolución AETN N° 253/2016, de 25 de mayo de 2016.
- Resolución Ministerial N° 004/15, de 13 de enero de 2015.
- Plan para el Desarrollo de Energías Alternativas del Estado Plurinacional de Bolivia-2025.

Normas Jurídicas Internacionales:

- Ley de la Industria Eléctrica, de 11 agosto de 2014 - México.
- Ley de Transición Energética, de 24 de diciembre de 2015 – México.
- Resolución Normativa N° 482, de 17 de abril de 2012 – Brasil.
- Resolución Normativa N° 687, de 24 de noviembre de 2015 – Brasil.
- Decreto con fuerza de Ley N° 1 de Minería de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica – Chile.
- Ley N° 20.571 Regula el Pago de las Tarifas Eléctricas de las Generadoras Residenciales, de 22 de octubre de 2014 – Chile.
- Decreto Supremo N° 71, Aprueba el Reglamento de la Ley N° 20.571, de 04 de junio de 2014 - Chile.
- Decreto N° 244, Aprueba Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios Establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos, de 2 de septiembre de 2005 – Chile.

Referencial:

- http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5465576&fecha=15/12/2016
- ABM, Mercado de Energía Fotovoltaica de Baja Escala, México, 2017, pág. 28.
- http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5465576&fecha=15/12/2016
- https://www.google.com/search?q=la+venta+de+excedentes+de+energia+en+brasil+se+puede+comercializar+en+el+mercado+libre%3F&rlz=1C1SKPL_enBO414&oq=la+venta+de+excedentes+de+energia+en+brasil+se+puede+comercializar+en+el+mercado+libre%3F&aqs=chrome.69i57.16195j0j1&sourceid=chrome&ie=UTF-8
- López Santa María, Jorge. “Las clasificaciones de los contratos formuladas en los artículos 1440 y 1441 del código civil chileno. contratos gratuitos y onerosos, conmutativos y aleatorios”. Universidad Católica de Valparaíso, 2010.

13 ANEXOS

13.1 Anexo 1: planilla de cálculo prefactibilidad económica

Archivo Excel adjunto al presente informe.

13.2 Anexo 2: resumen de resultados del análisis de la viabilidad económica de los sistemas solares fotovoltaicos para la generación distribuida en Bolivia incluyendo el net billing a base del precio monómico.

(Elaborado por Kathia Rocha en el ámbito del desarrollo de la tesis de maestría: "Analysis of the economic feasibility of distributed photovoltaic generation in Bolivia" en "Ingeniería de la energía y desarrollo medio ambiental." de la Universidad de Flensburg Alemania)

El estudio se basa en el análisis de la información de las distribuidoras CRE, DELAPAZ y ELFEC. Estas tres empresas representan el 82% de las ventas de electricidad y a el 80% del total de los consumidores en el país. Así mismo están ubicadas en las tres principales ubicaciones geográficas de Bolivia. Región Llanos, Andes y Sub-Andes (Valles), con grandes diferencias de altitudes y radiación solar.

Los sectores analizados en el estudio son el comercial, residencial y general. De los cuales se definieron por distribuidora los tipos de consumidor a ser analizados, tabulados en la tabla a continuación.

Tipo de consumidor	Tarifa promedio USD/kWh	Total Consumidores	Promedio de consumo mensual kWh	Promedio de consumo Anual kWh
DELAPAZ				
DOMICILIARIO D2	0,115	694.981	95,33	1.143,96
DOMICILIARIO D3 y D4 Pequeña demanda	0,119	37.213	188,67	2.264,09
GENERAL Pequeña Demanda	0,156	73.441	261,55	3.138,56
DOMICILIARIO D5 Pequeña Demanda	0,159	1.406	618,15	7.417,74
DOMICILIARIO D4, D5 Mediana Demanda	0,186	158	2.200,89	26.410,64
GENERAL Mediana Demanda	0,174	1.126	5.370,42	64.445,08
GENERAL 1 Mediana Demanda	0,135	8	6.150,06	73.800,76
DOMICILIARIO D5 Gran Demanda	0,197	8	17.619,11	211.429,36
ELFEC				
DOMICILIARIO PEQUEÑA DEMANDA	0,129	491.887	92,81	1.113,73
COMERCIAL PEQUEÑA DEMANDA	0,209	18.248	124,41	1.492,86
GENERAL PEQUEÑA DEMANDA	0,202	53.873	252,99	3.035,90
DOMICILIARIO MEDIANA DEMANDA	0,154	113	1.150,65	13.807,81
GENERAL GRAN Y MEDIANA DEMANDA	0,16	2.018	18.969,91	227.638,88
COMERCIAL GRAN Y MEDIANA DEMANDA	0,153	59	26.008,38	312.100,60
CRE				
DOMICILIARIO Pequeña Demanda	0,112	595.373	165,74	1.988,86
GENERAL 1, 2 y Pequeña Demanda BT MT	0,183	49.533	344,81	4.137,74
DOMICILIARIO Mediana Demanda BT y MT	0,149	1.820	1.925,67	23.108,02
GENERAL 1, 2 Mediana Demanda BT MT	0,173	3.085	3.448,28	41.379,34
ESPECIAL (HOTELES) Mediana Demanda BT MT	0,162	26	5.457,84	65.494,06
DOMICILIARIO Gran Demanda BT y MT	0,138	9	6.123,71	73.484,50
ESPECIAL (HOTELES) Gran Demanda BT MT	0,152	25	40.666,02	487.992,25
GENERAL 1,2 Gran Demanda BT MT	0,159	634	22.528,46	270.341,49

Para llevar a cabo el análisis, se calculó mediante el software PVSOL la generación de energía de sistemas solares. En el sector residencial se consideraron sistemas entre 1 a 5 kWp y en el sector comercial y general tamaños entre 10 y 100 kWp. Así mismo mediante información obtenida de las empresas distribuidoras se generaron perfiles de carga anuales para cada tipo de consumidor que consideren las diferencias de consumo en días de semana y fin de semana y también las variaciones en el consumo en invierno y verano de acuerdo al clima de cada ciudad.

Los indicadores económicos establecidos para el estudio son el VAN, TIR, LCOE y payback. Para el sector comercial y general se definió que un tiempo de recuperación no mayor a seis años sería aceptable para los clientes. Para el sector residencial se definió el período de recuperación de hasta ocho años.

Se realizó el análisis económico considerando tres mecanismos de compensación, Net Metering, Net Billing y FIT (ver detalles sobre los mecanismos en capítulo 7). Los parámetros técnicos y económicos se definieron de acuerdo a la información de la siguiente tabla.

Parámetro	Valor	Fuente
Costo del sistema	1600 USD/kWp	
Costos de operación y de mantenimiento	11.5 USD/kW	IRENA (2017, p. 69)
Costo del medidor bidireccional	50 USD	Precios del mercado nacional
Tasa de descuento	10%	Ley de electricidad (art.48)
Tiempo de vida de los paneles	25 años	Jinko Solar
Tazas de interés	7-10-11%	Banco Unión
Tarifa de inflación	2 y 6%	Anuario estadístico 2017- AE p.126
Precio de inyección a la red DELAPAZ	0,055 USD/kWh	Precio monómico 2019- CNDC
Precio de inyección a la red CRE	0,056 USD/kWh	Precio monómico 2019- CNDC
Precio de inyección a la red ELFEC	00,54 USD/kWh	Precio monómico 2019- CNDC

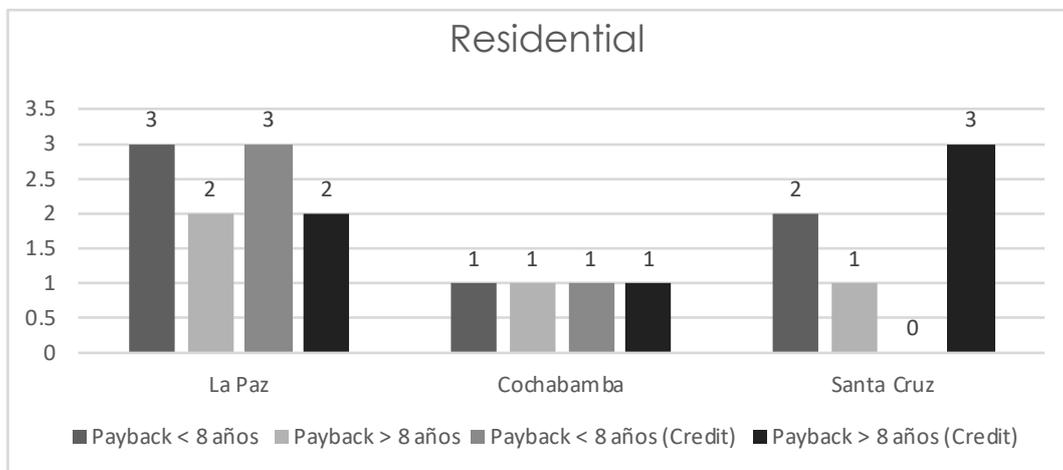
En función a lo mostrado previamente se calcularon flujos de caja, considerando los perfiles de carga de cada tipo de consumidor, las diferentes tasas de inflación, tamaños de sistema e interés del crédito bancario cuando aplique.

El estudio considera una tasa de inflación tarifaria de 2%, y el mecanismo de remuneración Net Billing (aplicando la tarifa monómica en el caso de inyección, suponiendo 20% de inyección del total generado por el sistema solar).

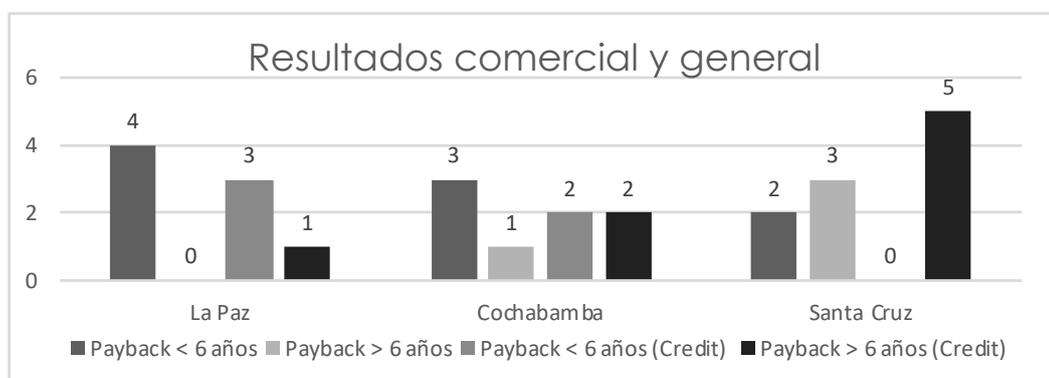
El estudio analizó los flujos económicos considerando los precios monómicos para el distribuidor que representa en la mayoría de los casos menos del 40% de la tarifa del distribuidor. Debido a esto, los indicadores económicos calculados

según el mecanismo FIT son siempre negativos, porque en el caso de FIT se inyecta toda la energía al precio monómico.

En cuanto a los resultados del mecanismo de compensación Net Billing, en el sector residencial, no cambia el número de casos favorables en La Paz y Cochabamba cuando se requiere financiamiento. Sin embargo, en Santa Cruz, todos los consumidores residenciales tienen un tiempo de recuperación de más de ocho años, como se puede observar en la figura debajo.



En el sector comercial, los tiempos de recuperación de menos de hasta seis años se consideran favorables para las empresas. En la ciudad de La Paz, todos los casos obtuvieron tiempos de recuperación de menos de seis años. Sin embargo, cuando se considera financiamiento, en uno de los casos se obtuvo un tiempo de recuperación superior a seis años. En Cochabamba, uno de los casos obtiene un tiempo de recuperación de más de seis años cuando se requiere financiamiento. Finalmente, en Santa Cruz, al igual que en el sector residencial, la mayoría de los casos se ven afectados cuando se considera el financiamiento, como se puede ver en la figura a continuación.



De acuerdo con cada ubicación y tamaño de los sistemas, los LCOE obtenidos se detallan en la tabla a continuación. La Paz tiene los resultados de LCOE más bajos, debido a la alta radiación solar con la que se beneficia. Al contrario, los costos de la energía generada obtenidos en Santa Cruz son considerablemente más altos, alrededor de un 40% más que en La Paz. Los resultados de LCOE en Cochabamba son más cercanos a los de La Paz, obteniendo alrededor de un 7% más altos. En la tabla abajo se observa que el LCOE más bajo obtenido es 0.077USD / kWh en La Paz y el más alto es de 0.122 USD / kWh en Santa Cruz.

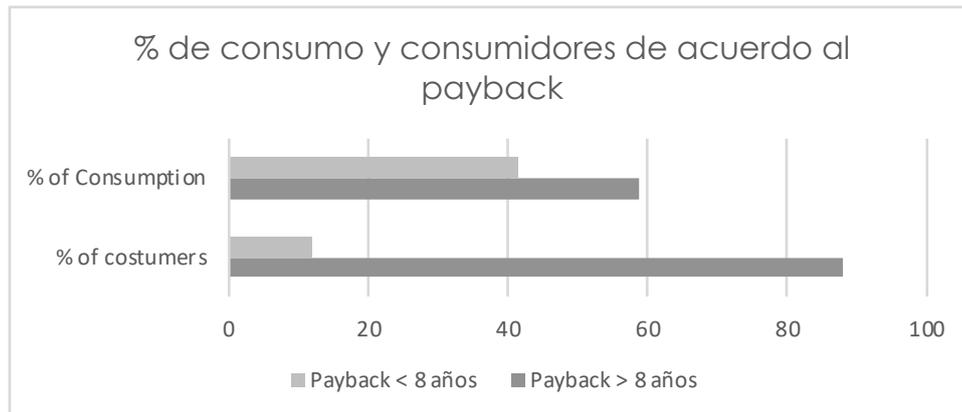
Capacidad (kWp)	LCOE-La Paz USD/kWh	LCOE-Cochabamba USD/kWh	LCOE- Santa Cruz USD/kWh
1	0,083	0,089	0,122
1.5	0,082	0,088	0,119
2	0,081	0,087	0,118
3	0,083	0,089	0,119
5	0,082	0,089	0,116
10	0,079	0,085	0,115
20	0,077	0,082	0,111
30	0,08	0,085	0,116
50	0,079	0,085	0,115
70	0,082	0,086	0,115
100	0,079	0,085	0,115

En la tabla a continuación se encuentra una clasificación de los resultados de acuerdo al payback para cada ciudad.

Ciudad	Indicador	Consumidores	% Consumidores	Consumo MWh	% Consumo
La Paz	Payback > 8 años	694.981	86	795.029	91
	Payback < 8 años	113.659	14	552.870	9
Cochabamba	Payback > 8 años	491.887	87	547.828	87
	Payback < 8 años	74.311	13	670.144	13
Santa Cruz	Payback > 8 años	595.373	92	1.184.113	92
	Payback < 8 años	55.132	8	560.627	8

La mayor cantidad de consumidores en todas las ubicaciones se clasifica dentro de los consumidores residenciales de baja demanda. Un aspecto importante a tener en cuenta para los consumidores residenciales de baja demanda es la "Tarifa Dignidad". Esta es una tarifa subsidiada que el Gobierno del Estado Plurinacional de Bolivia introdujo en 2010, mediante la cual todos los consumidores en el país con un consumo de menos de 70 kWh por mes pueden acceder a un descuento del 25% de su tarifa actual (AETN, 2019b). Hasta mayo de 2019, el 57.1% del consumidor residencial en La Paz se benefició de la Tarifa Dignidad, el 25.1% en Santa Cruz y el 50.6% en Cochabamba (AETN, 2019a, p. 15). Este tipo de consumidor obtuvo un payback de más de ocho años en todas las ubicaciones. Por lo tanto, solo el 12% del total de consumidores de las tres

ubicaciones se encuentran dentro de las categorías que obtienen tiempos de recuperación aceptable, representando el 41% de la demanda eléctrica de los sectores residencial, comercial y general de las ciudades de La Paz, Cochabamba y Santa Cruz como se puede ver en la figura a continuación.



Conclusiones

En el estudio se analizaron una serie de factores económicos y diferentes niveles de radiación solar en tres ubicaciones representativas en el país. Por lo tanto, de acuerdo con los resultados, considerando el mecanismo de remuneración Net Billing, con una tarifa de inyección igual al precio monómico, se puede concluir que la implementación de sistemas solares para generación distribuida es económicamente favorable para varios casos en Bolivia.

Bibliografía

AETN (2019a) 'Resolución AETN N°715/2019', página. 19.

AETN (2019b) 'Dos caras en el uso eficiente de la energía eléctrica en el hogar'.

IRENA (2017) Power Generation Costs in 2017.

13.3 Anexo 3: Estudio de caso

El presente es un caso real de intención de implementación de un SSFV para autoconsumo para un Banco que funciona a nivel nacional en Bolivia. A continuación, se presenta el resumen de una propuesta con un análisis técnico económico que resulta en una viabilidad de realización del proyecto, la misma que sería aún más atractiva si existiera un marco legal que permita aprovechar la energía producida inyectándola a la red por una compensación establecida.

1. INTRODUCCIÓN

EN RELACIÓN A LA PROPUESTA:

- El objetivo de este primer alcance es mostrar los beneficios en ahorro energético y financiero que tienen los proyectos de energías renovables para cubrir una parte de su consumo de energía eléctrica.
- La siguiente propuesta está preparada por la consultora alemana-boliviana Brücken. Por medio de nuestra asociación estratégica con los fabricantes de tecnología fotovoltaica SUNSET, proveemos equipos y soluciones tecnológicas con calidad "Made in Germany".
- Para el caso del XXX, en base a la información que nos enviaron de su consumo y curva de carga correspondiente al Edificio Central, ubicado en La Paz, se ha realizado una propuesta de un Sistema Fotovoltaico (SFV) de 100 kW de potencia, con el objetivo de generar un impacto en el ahorro de energía eléctrica en una primera etapa.
- Una vez analizado los comportamientos del consumo con la instalación de la planta, se puede proceder a realizar la segunda etapa para reemplazar los equipos de "Back up" por medio de baterías de Litio.
- Considerando la vida útil del SFV de 35 años, una vez recuperada la inversión, se gozaría de energía gratuita por más de 25 años con generación de ahorro líquido.

EN RELACIÓN AL CONTEXTO ENERGÉTICO

- La radiación solar en el La Paz cuenta con uno de los mejores índices a nivel nacional, regional y mundial, permitiendo una excelente eficiencia de los SFVs.
- El objetivo del SFV es el ahorro en el consumo de energía eléctrica. Las tarifas eléctricas se han venido incrementando en los últimos años entre 3 y 4% y se prevé un aumento al menos del 3% anual, más aun considerando la situación de incertidumbre del Gas Natural en Bolivia, el mismo que representa más del 70% de la matriz eléctrica.

2. CONSUMO DE ELECTRICIDAD

El cliente se encuentra en la categoría “General”, siendo una de las más caras de los clientes de la distribuidora.

Tarifa General

En la siguiente tabla resumen, podemos ver los consumos de energía (en bolivianos). En la última columna se muestra el valor del kWh (en dólares) que paga el cliente por la “energía”, incluido el Alumbrado Público.

Bloque	Consumo Mensual kWh	Importe Bs (solo por energía)	Alumbrado Público	Costo en US\$ (KWh)
Bloque Alto	15.600	\$ 19.900,00	1.283,20	\$ 0,197
Bloque Medio	39.600	\$ 43.705,00	2.818,20	\$ 0,170
Bloque Bajo	13.200	\$ 12.027,00	775,53	\$ 0,141
TOTAL	68.400	\$ 75.632,00	\$ 4.876,92	\$ 0,171

Para el caso de la planta solar, hay que tomar en cuenta el costo del kWh del Bloque Medio (de 7 a 18 horas), correspondiente al horario en los cuales los paneles solares generan energía. Por tanto, el ahorro en kWh que genera la planta sería de 0,17 USD/kWh de energía generada.

3. PROPUESTA DE AUSTOABASTECIMIENTO

La propuesta de Autoabastecimiento Energético se basa en el modelo de **Autoproducción en base a energías renovables**. Este modelo ofrece ventajas desde el punto de vista financiero, ya que por medio de la energía que genera el Sistema Fotovoltaico (SFV) se obtienen ahorros considerables que **permiten pagar el costo de inversión (flujo de pagos anual)**.

A continuación, se detalla las características de la planta solar. Los ítems más importantes con respecto a la evaluación económica son:

- Ahorro de energía del 27%
- Costos de inversión
- Repago de la inversión en 3,5 años
- Ahorro monetarios aproximado a 10, 15 y 20 años.

Planta Fotovoltaica (PFV)	
Potencia	100,00 KW
Generación día	607 Kwh/día
Generación Mes	18.209 Kwh/mes
Generación año	218.513 Kwh/año
Costo Total: Planta + Instalación	- 128.421 USD
Ahorro de energía	27%
Datos de consumo actual	
Consumo promedio anual	820.800 kWh
Precio del kWh promedio	0,170 USD/kWh
Costo anual kWh	139.753 USD
Ahorros Generados por Sustitución de PFV	
Repago de Inversión PFV	3,5 Año
Ahorro neto acumulado al año 10	298.094 USD
Ahorro neto acumulado a los 15 años (aprox.)	563.553 USD
Ahorro neto acumulado a los 20 años (aprox.)	871.293 USD

4. REPAGO DE LA INVERSIÓN CON AHORROS

En base a la información de consumo y la curva de carga suministrada por el cliente, se propone una cotización general de un SFV de tipo "on roof" (sobre techo) de 100 KWp de capacidad, con todos sus componentes, cuyo objetivo es ahorrar parte del consumo eléctrico de la red mediante la autogeneración de electricidad.

Aparte de los beneficios ambientales que genera una planta fotovoltaica al no emitir gases de efecto invernadero (CO₂), desde el punto de vista económico, la autogeneración de energía permite que por medio del ahorro en la factura de la empresa distribuidora, se pueda repagar la inversión de la planta.

En la siguiente página, vemos el flujo de fondos que genera el SFV, así como sus beneficios desde el punto de vista financiero:

5. PROPUESTA ECONÓMICA

El costo de inversión del SFV, asciende a USD 110.202 (Llave en mano). **Este precio comprende la importación a cargo del Cliente.** A continuación, se presentan los componentes del precio:

1.	Costo Total Plata Solar FV	\$	91.548	USD	CIF CHILE
2.	Datalogging	\$	3.419	USD	Con IVA de importación del 14,94%
4.	Costo de Instalación	\$	10.000	USD	Construcción e instalación ((con IVA+IT)
6.	Material eléctrico para CA	\$	1.160	USD	Cables eléctricos Corriente Alterna (con IVA+IT)
7.	Imprevistos de obra (5%)	\$	4.075	USD	
	COSTO TOTAL DE INVERSIÓN	\$	110.202	USD	Con IVA+IT

Título:	“Estudio técnico de viabilidad para la introducción de Generación Distribuida (GD) a través de Energías Alternativas Renovables a la red eléctrica en baja y media tensión (BT y MT) en Bolivia, incluyendo análisis de interconexión de sistemas híbridos (desplazamiento de diésel)”
Autores:	Dr. Carlos Peláez Gauthmon Mauricio Maturana Teuscher
Desarrollado por:	Brücken Consult Bolivia S.R.L.
Ejecutado por:	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH
Programa:	Programa de Energías Renovables (PEERR)
Programa Nø:	15.2035.2-001.0
Coordinador:	Dr. Johannes Kissel
Equipo técnico:	Arturo Loayza Ordóñez Alejandra Prada Rivero
Gestión:	2019

1. Este informe es apoyado por la Cooperación Alemana a través de la GIZ – Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GmbH) y su Programa de Energías Renovables (PEERR).

2. Se autoriza la reproducción total o parcial del presente documento, sin fines comerciales y citando adecuadamente la fuente, previa autorización escrita por los coordinadores del estudio.

Ministerio de Energías

Calle Potosí esquina calle Ayacucho S/N, zona Central
Teléfono: 2188800
www.minenergias.gob.bo

Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas

Edificio Ex BBA, Av. Camacho N° 1413 Esq. calle Loayza
Teléfono: 2188800

Cooperación Alemana al Desarrollo con Bolivia

Oficina de la Cooperación Alemana al Desarrollo
Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH
Av. Julio C. Patiño N° 1178, entre calles 17 y 18, Calacoto
Casilla 11400
La Paz, Bolivia

Oficina del Programa de Energías Renovables (PEERR)
Av. Sánchez Bustamante N° 504 entre calles 11 y 12 de Calacoto
La Paz, Bolivia
T +591 (2) 2119499
F +591 (2) 2119499, int. 102
E johannes.kissel@giz.de
www.giz.de

Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo (BMZ)

BMZ Bonn
Dahlmannstraße 4
53113 Bonn, Germany
T +49 (0) 228 99 535 -0
F +49 (0) 228 99 535-3500
poststella@bmz.bund.de
www.bmz.de

BMZ Berlín
Stresemannstraße 94
10963 Berlin, Germany
T +49 (0) 30 18 535 - 0
F +49 (0) 30 18 535-2501



Implementada por:

