

**PONTIFICIA UNIVERSIDAD
CATÓLICA DEL PERÚ**

Escuela de Posgrado



Barreras a la cogeneración y a la generación distribuida en
el Perú

Tesis para obtener el grado académico de Magíster en Regulación
de los Servicios Públicos que presenta:

Eduardo Raúl Del Rosario Quinteros

Asesor:

Raúl Lizardo García Carpio

Lima, 2022

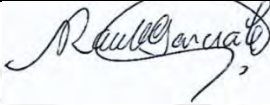
Informe de Similitud

Yo, Raúl Lizardo García Carpio, docente de la Escuela de Posgrado de la Pontificia Universidad Católica del Perú, asesor de la tesis de investigación titulada “Barreras a la cogeneración y generación distribuida en el Perú”, del autor Eduardo Raúl Del Rosario Quinteros, dejo constancia de lo siguiente:

- El mencionado documento tiene un índice de puntuación de similitud de 16%. Así lo consigna el reporte de similitud emitido por el software *Turnitin* el 22/12/2022.
- He revisado con detalle dicho reporte y la Tesis o Trabajo de Suficiencia Profesional, y no se advierte indicios de plagio.
- Las citas a otros autores y sus respectivas referencias cumplen con las pautas académicas.

Lugar y fecha:

Lima, 27 de diciembre de 2022

Apellidos y nombres del asesor / de la asesora: <u>García Carpio, Raúl Lizardo</u>	
DNI: 09951306	 Firma
ORCID: 0000-0001-9100-8056	

DEDICATORIA

A mis queridos padres Eduardo e Irma que me dieron la educación, e inculcaron los principios fundamentales para la vida y siempre me impulsaron a seguir adelante. Mi padre siempre indicándome que la educación y los logros académicos son la verdadera riqueza que uno obtiene en la vida y mi madre por todo el cariño y dedicación para que crezca como persona. A Marisa que me animo a seguir la Maestría y siempre me dio ánimos para seguir adelante durante mis estudios.

RESUMEN

La generación distribuida está presente en la generación eléctrica de nuestro país, sin estar formalmente constituida a través de un reglamento que defina sus características, aplicaciones y objetivos. La existencia de pequeñas centrales hidroeléctricas conectadas al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional del orden de 120 kW y reportadas al COES; así como otras que están suministrando electricidad a usuarios aislados. Esta situación en conjunto con el aumento del número de instalaciones de generación solar fotovoltaica de pequeña magnitud para atender usuarios aislados en diversas regiones del oriente peruano, que tienen capacidad no utilizada y podrían estar formando parte de la generación distribuida. En este trabajo se revisa la normativa nacional e internacional en países de Latinoamérica (LATAM), se evalúa las tecnologías utilizadas en la GD, los criterios económicos y de tarifas; y así plantea las características de una propuesta de modificaciones del proyecto de reglamento que permita el desarrollo de proyectos de generación distribuida conectados a la red de Distribución.

Se propone incluir en el Reglamento de Generación Distribuida, una definición que considera y precisa las fuentes de recursos energéticos renovables no convencionales, junto con la cogeneración eficiente, los cuales estarán conectados a la red de distribución, ya sea en baja o media tensión, para que su generación o excedentes sean inyectados a la red de distribución. Esta actividad puede ser desarrollada por usuarios del Servicio Público de Electricidad, o persona natural o jurídica, que cumplen las condiciones técnicas del Reglamento. Así mismo define categorías para los generadores distribuidos en función de la capacidad instalada, su condición como usuario del servicio público y que produce para su autoconsumo y para la inyección de sus excedentes a la red de distribución. La categorización de los generadores distribuidos define el punto de conexión en la red de la Empresa de Distribución, sea en baja tensión o en media tensión. Finalmente propone un esquema de tarifas relacionado con la categoría del GD, que dependiendo del caso es Net Metering, Net Billing o un esquema propuesto por el regulador.

ÍNDICE

	Pág.
Resumen	ii
Índice	iii
Índice de Tablas	vi
Índice de Figuras	vii
1 Introducción y definición del problema	1
1.1 Definición y ventajas de la generación distribuida	1
Ventajas de la generación distribuida	2
Situación actual de la Generación Distribuida	4
Planteamiento y justificación del problema	8
Objetivo general	10
Objetivos específicos	10
2 Capítulo 2 Tecnologías de la Generación Distribuida	11
2.1 Generalidades	11
2.2 Tecnologías para la Generación Distribuida y la Cogeneración	12
2.2.1 GD con fuente RER Biomasa	12
Descripción general	12
Características fundamentales	13
Ventajas de la generación con biogás	15
Desventajas de la generación con biogás	16
2.2.2 GD con fuente RER Solar	16
Descripción general	16
Características fundamentales	18
Ventajas de la generación fotovoltaica	19
Desventajas de la generación fotovoltaica	19
2.2.3 GD con fuente RER Eólica	20
Descripción general	20
Características fundamentales	21
Ventajas de la generación eólica	21
Desventajas de la generación eólica	21
2.2.4 GD con fuente RER hidráulica	22
Descripción general	22

Características fundamentales	23
Ventajas de la generación hidráulica	24
Desventajas de la generación hidráulica	24
2.2.5 GD con fuente de COGENERACION	25
Descripción general	25
Características fundamentales	28
1) Motores reciprocantes	29
2) Turbinas de gas	29
3) Turbina de vapor	30
4) Microturbinas	31
5) Sistemas de ciclo combinado	32
Consideraciones generales para la selección de un Sistema de cogeneración	33
Ventajas de la cogeneración eficiente	35
Desventajas de la cogeneración eficiente	36
3 Capítulo 3 Situación actual de la GD y revisión del marco normativo Nacional	37
3.1 Situación actual d la Generación Distribuida	37
3.2 Estudios realizados sobre el tema de la GD en el Perú	39
3.3 Potencial RER	39
3.3.1 Potencial RER Hidráulico	40
3.3.2 Potencial RER Solar	42
3.3.3 Potencial RER Eólico	43
3.3.4 Potencial de biomasa	43
3.3.5 Potencial de cogeneración	44
3.4 Marco Normativo Nacional	45
3.4.1 Marco Normativo de la Cogeneración	46
a) Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica	46
b) D. Leg. No. 1041, Decreto Legislativo que modifica diversas normas del Marco Normativo Eléctrico.	
c) Reglamento de Cogeneración D.S. N° 037-2006-EM	
d) Decreto legislativo de promoción de la inversión para la generación de Electricidad con el uso de energías renovables. D.L. N° 1002-2008	
3.4.2 Marco normativo de la generación distribuida	49
a) Ley N° 28832	50
b) Decreto Legislativo N° 1002	

c) Decreto Legislativo N° 1221	
3.4.3	Evaluación de la normativa nacional sobre generación distribuida 55
4	Capítulo 4 Marco Normativo Internacional 57
4.1	Marco normativo de GD en Chile 57
4.2	Marco normativo de GD en Argentina 60
4.3	Marco normativo de GD en Colombia 62
4.4	Marco normativo de GD en México 66
4.5	Resumen de la normativa sobre GD en LATAM 69
5	Capítulo 5 Evaluación y propuesta de normatividad 74
5.1	Aspectos legales 74
	Sobre precisiones o modificaciones en ls dispositivos analizados 76
	Generación Distribuida realizada por las Empresas de Distribución 76
	Modificación del Decreto Legislativo N° 1221 77
5.2	Ámbito y Criterios Técnicos 78
	La condición de usuario 78
	Requisito de autorización o concesión 79
	Definición de la categorías de generación distribuida 79
5.3	Criterios de Conexión 80
5.4	Acciones de Transición 81
5.5	Aspectos tarifarios y de comercialización 83
	Formación de tarifas eléctricas para usuarios finales 83
	Ejemplo de Evaluación Económica de un Proyecto de Micro Generación Distribuida 86
	Costos unitarios de instalación y Operación y Mantenimiento de GD 88
	Tarifas propuestas para la Generación Distribuida 89
5.6	Evaluación básica del impacto de las modificaciones a la propuesta de reglamento de GD 91
	Conclusiones 95
	Recomendaciones 98
	Bibliografía 99

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1: Indicadores técnicos energéticos	5
Tabla 1.2: Clientes de tarifa BT5 que serían potenciales microGD.....	7
Tabla 2.1: Principales características de la Generación con Biomasa.....	15
Tabla 2.2 Principales características de la Generación Fotovoltaica.....	19
Tabla 2.3: Principales características de la Generación Eólica.....	21
Tabla 2.4: Principales características de la Generación Hidráulica	24
Tabla 2.5: Motor Diésel	28
Tabla 2.6: Turbina de gas Ciclo Simple.....	29
Tabla 2.7: Turbina de vapor.....	31
Tabla 2.8: Microturbina.....	33
Tabla 2.9: Ciclo combinado.....	
Tabla 3.1: Resultados de las subastas RER.....	37
Tabla 3.2: Empresas de cogeneración calificadas.....	38
Tabla 3.3: Potencial de los recursos RER.....	39
Tabla 3.4: Capacidad instalada RER al 2040	40
Tabla 3.5: Potencial RER técnico	41
Tabla 3.6: Potencial tecnológico y Potencial efectivo de cogeneración nacional en el año 2000	44
Tabla 4.1: Resumen de la evaluación de la normativa sobre la Generación Distribuida en LATAM.....	69
Tabla 5.1: Componentes de la Formación de Tarifas Eléctricas de Usuarios Finales correspondientes al mes de mayo de los años 2019 y 2020	85
Tabla 5.2: Cálculo del pago mensual por energía de un suministro BT5B en Arequipa.....	87
Tabla 5.3: Cálculo económico de Instalación Kit Solara aislado	88
Tabla 5.4: Costos unitarios de instalación y Operación y Mantenimiento de GD con recursos energéticos renovables no convencionales	88
Tabla 5.5: Costos unitarios de instalación y Operación y Mantenimiento de GD con cogeneración eficiente de ciclo combinado.....	89
Tabla 5.6: Evaluación básica de los puntos a considerar propuestos	91

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Esquema de un sistema eléctrico con generación distribuida	2
Figura 1.2: Demanda media horaria y energía eléctrica acumulada al 13/05/2022	4
Figura 2.1: Clasificación de Tecnologías de Generación Distribuida	11
Figura 2.2: Diagrama esquemático de un generador de biomasa de fuego directo	12
Figura 2.3: Tipos de celdas fotovoltaicas.....	17
Figura 2.4: Eficiencia (%) y Potencia de salida (W) por tipo de celda.....	17
Figura 2.5: Radiación solar anual global promedio (kWh/m ²)	18
Figura 2.6: Esquema de generador eólico sencillo	20
Figura 2.7: Sistemas hidráulicos a) represa de embalse bajo, b) represa de embalse alto y c) reservorio alto	23
Figura 2.8: Esquema de eficiencia de la Generación convencional y de la Cogeneración....	26
Figura 2.9: Ciclo Superior	27
Figura 2.10: Ciclo inferior.....	27
Figura 2.11: Esquema de cogeneración con turbina de Gas.....	30
Figura 2.12: Esquema de sistema de cogeneración con turbina de vapor.....	31
Figura 2.13: Esquema de sistema de cogeneración de ciclo combinado	33
Figura 3.1: Potencial Hidroeléctrico Técnico	41
Figura 3.2: Potencial Solar	42
Figura 3.3: Potencial Eólico	43
Figura 5.1: Condición de los usuarios finales	79
Figura 5.2: Requerimiento de autorización o concesión para la generación	79
Figura 5.3: Categorización de la Generación Distribuida	79
Figura 5.4: Esquemas de conexión según la categorización de la Generación Distribuida ..	80
Figura 5.5: Sistema de Distribución.....	81
Figura 5.6: Formación de precios de usuarios residenciales	83
Figura 5.7: Componentes de las tarifas considerando la Generación, Transmisión y Distribución	86
Figura 5.8: Kit Solar Aislado 5 000 W, 48 VDC, 10 200 Whdía	87

Capítulo 1

Introducción y definición del Problema

1.1 Definición y Ventajas de la Generación Distribuida

El desarrollo histórico del servicio eléctrico se inicia con las primeras centrales de generación localizadas dentro o cerca de las poblaciones a las que suministraban energía eléctrica, la primera central eléctrica comercial es puesta en operación en Nueva York, en 1882 por la Edison Illuminating Company de Edison, generaba energía eléctrica en corriente continua c.c., siendo también la primera planta de cogeneración del mundo.

En 1895, la central hidroeléctrica del Niágara entra en operación y es considerada la primera central hidroeléctrica que genera corriente alterna c.a. trifásica, lo que permite el uso de transformadores para cambiar el nivel de la tensión de la red y con ello la transmisión de electricidad a grandes distancias con menores pérdidas.

La creciente demanda de electricidad impulsó el desarrollo de centrales de generación de potencias y dimensiones mayores ubicadas a grandes distancias de los consumidores y con ello nace el modelo tradicional de generación, transmisión y distribución, que algunos autores denominan centralizado.

La existencia de un sistema centralizado no impidió que existan fuentes de generación aisladas, que atendían necesidades específicas de los usuarios, tales como: el respaldo de su operación en caso de una falla del suministro centralizado, el complemento del suministro proporcionado por la red eléctrica o la atención de usuarios aislados de la red eléctrica. Estas situaciones involucraron inicialmente la utilización de grupos electrógenos o pequeñas centrales hidroeléctricas cercanas al usuario. A las que posteriormente, el desarrollo de la tecnología incorporó el uso de los recursos energéticos renovables tales como la energía eólica, solar, biomasa, geotérmica entre otras, y con costos de instalación y mantenimiento cada vez más bajos. Este conjunto de tecnologías mencionadas es conocido como recursos dispersos, cuando atienden a usuarios o grupo de usuarios cuya demanda es menor de 500 kW. Cuando su magnitud es mayor entre 2 a 50 MW se les denomina recursos distribuidos. (Philipson, 2000, p 1663)

El concepto de generación distribuida, al que nos referiremos como GD de ahora en adelante, se refiere a los procesos de generación y distribución de energía eléctrica en pequeña y mediana escala, los cuales están localizados cerca de los consumidores y con posibilidades de interactuar con las redes eléctricas. Las fuentes de energía usadas en la GD son de todo tipo hidráulica, térmica, eólica, solar, etc.

La generación distribuida por lo tanto coexiste con el esquema tradicional del servicio eléctrico de generación, transmisión y distribución, tal como se puede ver en la Figura No. 1.1 en ella se observan una planta fotovoltaica, una planta de cogeneración local, que no necesariamente ha sido instalado en una planta industrial, sino puede ser parte de un sistema municipal de generación eléctrica y producción de energía térmica para calefacción, entre otros.

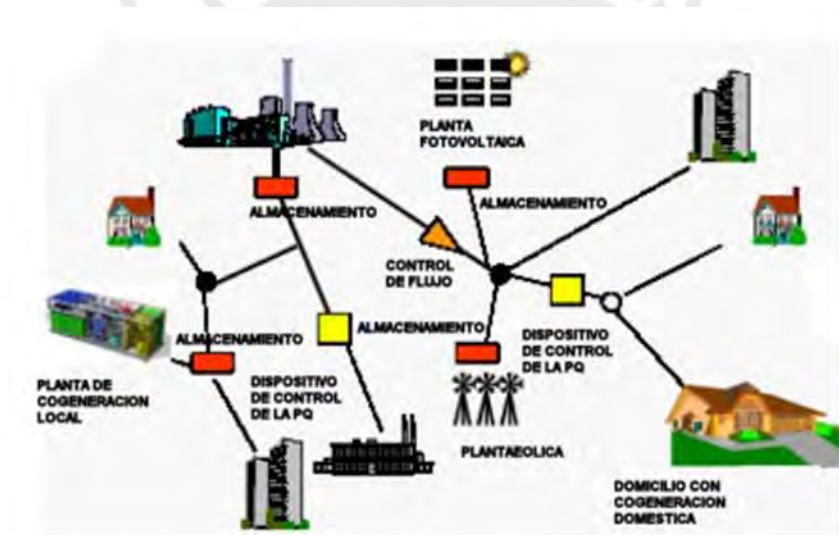


Figura No.1.1 Esquema de un sistema eléctrico con generación distribuida

Fuente: La generación distribuida en España, Trebolle, 2006.

La forma como es implementada la generación distribuida (GD) depende de la disponibilidad de los recursos energéticos sean estos renovables o no. En el caso de nuestro país, se dispone de recursos hidráulicos, eólicos, solares, geotérmicos y gas natural, este último considerado para la cogeneración eficiente.

Ventajas de la Generación distribuida

Las ventajas de la generación distribuida pueden ser enfocadas desde diferentes puntos de vista relacionados con aspectos técnicos, económicos y ambientales, tales como:

- Reducción de las pérdidas en la red de transmisión y distribución al estar localizadas cerca al consumidor o consumidores. Además, aportan energía reactiva al sistema.
- Producción de energía eléctrica de mejor calidad en lo relacionado a la frecuencia, tensión y forma de onda.
- Incremento de la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica, tanto para los usuarios como para los distribuidores.
- Generación de energía “limpia” al utilizar fuentes renovables RER y en el caso de la cogeneración eficiente produciendo menores emisiones aumentando la eficiencia global de la producción de energía y su utilización.
- Menor impacto ambiental.
- Reducción de los requerimientos de inversión en las redes de transporte y de distribución de energía.

Por otro lado, la evolución de las redes de energía eléctrica hacia el concepto de red eléctrica inteligente (Smart Grid) se debe considerar parte de la problemática y aporte en el futuro de la generación distribuida. Las “smarts grids”, de acuerdo a la definición del Electric Power Research Institute (EPRI) se puede caracterizar como “un sistema de potencia que puede incorporar millones de sensores todos conectados a través de un sistema avanzado de comunicaciones y de adquisición de datos. Este sistema incorpora análisis en tiempo real a través de sistemas de cómputo distribuidos que permite una actuación más predictiva que reactiva”. La red eléctrica inteligente por lo tanto es flexible y gracias a una gestión adecuada es más confiable, lo que se basa en la utilización de equipos y tecnologías modernas, que son agrupados según sea el objetivo que cumplen en la red inteligente, estos grupos se denominan funciones REI. Las funciones REI son: la generación distribuida, la medición inteligente, la gestión de la demanda, el monitoreo y control de la red, etc. (Indra Sistemas, 2012).

Situación actual de la Generación Distribuida

Una vista general de la producción de energía eléctrica en el Perú es mostrada en la Figura No.1.2 que muestra la demanda media horaria del 13 de mayo del 2022 y la producción acumulada de energía hasta ese día.

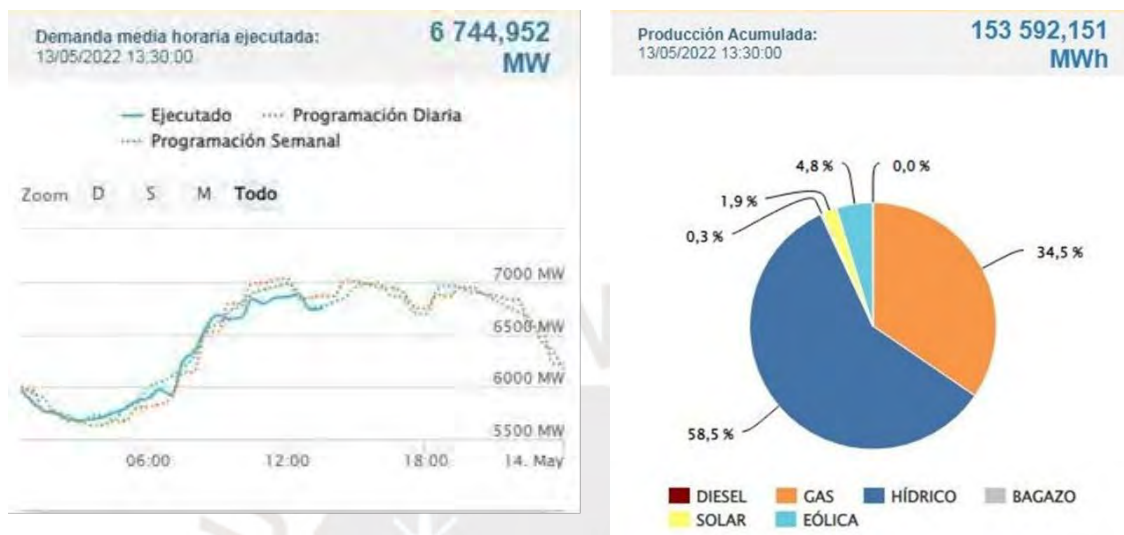


Figura No.1.2 Demanda media horaria y energía eléctrica acumulada al 13/05/2022

FUENTE: COES, 2022

En donde se puede observar la demanda media y la energía eléctrica acumulada hasta ese día, junto con los aportes de cada recurso energético utilizado.

En la Tabla 1.1 se presentan los principales indicadores técnicos para los años 2019 y 2020 donde se muestran los recursos energéticos usados para la producción de electricidad; así como su origen. (MINEM, Anuario Estadístico de Electricidad, 2020)

Tabla 1.1 – Indicadores técnicos energéticos

1. INDICADORES TÉCNICOS	2019	2020	D2020/2019
POTENCIA INSTALADA DE CENTRALES ELÉCTRICAS A NIVEL NACIONAL (MW)	15,123	15,187	0.4%
Por origen			
Hidráulica (%)	36%	36%	
Térmica (%)	60%	60%	
Solar (%)	2%	2%	
Eólica (%)	2%	3%	
POTENCIA EFECTIVA DE CENTRALES ELÉCTRICAS A NIVEL NACIONAL (MW)	14,379	14,432	0.4%
Por origen			
Hidráulica (%)	37%	37%	
Térmica (%)	58%	58%	
Solar (%)	2%	2%	
Eólica (%)	3%	3%	
POTENCIA INSTALADA DEL SEIN - COES (MW) *	13,123	13,181	0.4%
POTENCIA EFECTIVA DEL SEIN - COES (MW) *	12,715	12,756	0.3%
MÁXIMA DEMANDA DEL SEIN - COES (MW) *	7,018	7,125	1.5%
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A NIVEL NACIONAL (GW.h)	56,969	52,744	-7.4%
Por origen			
Hidráulica (%)	55%	58%	
Térmica (%)	41%	37%	
Solar (%)	1%	1%	
Eólica (%)	3%	3%	
VENTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA A NIVEL NACIONAL (GWh)	47,421	43,751	-7.7%
Por mercado			
Regulado (%)	40%	41%	
Libre (%)	60%	59%	
NÚMERO DE CLIENTES	7,566,036	7,779,028	2.8%
PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN (%)	9.5%	9.6%	0.9%
2. INDICADORES ENERGÉTICOS			
Consumo de Energía Eléctrica Per Cápita (kW.h / hab)	1554	1405	-9.6%
Producción de Energía Eléctrica Per Cápita (kW.h / hab)	1773	1617	-8.8%

FUENTE: ANUARIO ESTADÍSTICO DE ELECTRICIDAD 2020, MINEM, 2021.

En el año 2020, la producción de energía eléctrica total fue 52,974 GWh, cuyo origen se distribuyó de la siguiente forma Hidráulico (58%), Térmico (37%), Solar (1.5%) y Eólico (3.4%) para atender 7,779,028 clientes en ese año.

Al revisar la producción de energía proveniente de las fuentes RER y el consumo de energía por parte de los usuarios podemos observar lo siguiente:

- Sobre la generación hidráulica, esta representa la mayor fuente de energía eléctrica conformada por 201 centrales hidráulicas, pero debemos destacar que existen 100 centrales cuya potencia está por debajo de 2.5 MW conectadas al sistema interconectado o aisladas. Siendo algunas de ellas propiedad de las empresas de distribución. Así mismo, existen pequeñas centrales hidráulicas particulares cuyas potencias están por debajo de 200 kW para autoconsumo, entonces es posible que se pueda incorporar estas centrales y nuevos proyectos hidráulicos a la generación distribuida
- Sobre la generación eólica, está conformada por siete centrales eólicas cuyas potencias están en el orden de 18.4 MW hasta 132.3 MW cuya extensión e impacto ambiental en los alrededores de las instalaciones debe ser considerado, cuando instalaciones similares sean conectadas al Sistema de Distribución.
- Sobre la generación solar, está conformada por siete centrales solares cuyas potencias instaladas están en el orden de 16 MW hasta 144.5 MW, en todos los casos el área ocupada por las centrales es muy extensa dada la potencia obtenida en cada una. La potencia instalada es 289 MW y la producción de electricidad es 778.1 GWh

La utilización del recurso energético solar como GD dependerá de la **potencia requerida por el usuario** y del **área que disponga para la instalación** de los paneles en el techo o en las cercanías de la edificación donde se instalaría. Esto podría ser aplicado en baja tensión o media tensión a los usuarios de las Empresas de Distribución de las tarifas BT4, BT3, BT2, MT4, MT3 y MT2 según sea el caso.

Así mismo, las distribuidoras de energía atienden el consumo de usuarios de baja tensión domiciliarios o que realizan otras actividades económicas tales como pequeñas industrias, hoteles, oficinas, entre otras; cuyas tarifas son BT5B. Los cuales podrían estar incluidos en la micro GD.

La Tabla 1.2 muestra una estimación de los usuarios de la tarifa BT5B que podrían ser potenciales microGD.

Tabla 1.2 – Clientes de tarifa BT5 que serían potenciales microGD

Empresa	E total (MWh)	Suma de Clientes (Unidades)	Consumo Promedio por cliente (kWh/mes)	Potencia Promedio (kW)	Factor Estimado de Potenciales es GD	Cantidad Potencial de GD
Adinelsa	1,226.7	58,234	21.1	0.03	7.5%	4,367.6
Coelvisac	236.1	3,077	76.7	0.11	7.5%	230.8
Electro Dunas	22,200.3	217,300	102.2	0.14	7.5%	16,297.5
Electro Oriente	32,526.7	429,390	75.8	0.11	7.5%	32,204.3
Electro Puno	12,061.7	283,893	42.5	0.06	7.5%	21,292.0
Electro Sur Este	26,428.2	508,798	51.9	0.07	7.5%	38,159.9
Electro Ucayali	10,255.9	86,406	118.7	0.16	7.5%	6,480.5
Electrocentro	37,318.4	756,363	49.3	0.07	7.5%	56,727.2
Electronoroeste	36,578.1	476,233	76.8	0.11	7.5%	35,717.5
Electronorte	30,541.5	333,381	91.6	0.13	7.5%	25,003.6
Electrosur	14,288.5	154,258	92.6	0.13	7.5%	11,569.4
Enel Distribución	251,023.5	1,363,298	184.1	0.26	7.5%	102,247.4
Hidrandina	62,922.4	807,967	77.9	0.11	7.5%	60,597.5
Luz del Sur	240,396.5	1,049,111	229.1	0.32	7.5%	78,683.3
Seal	44,621.1	417,141	107.0	0.15	7.5%	31,285.6
	Total	6,944,850				520,863.8

Fuente: Datos comerciales 2019, COES

Así mismo, por lo revisado en los párrafos anteriores, si bien no existe formalmente la generación distribuida, existen generadores que por su potencia y tecnología pueden ser incorporados a la generación distribuida conectada a los sistemas de distribución, cuando el Reglamento establezca las condiciones.

Planteamiento y justificación del problema

Dada la situación descrita antes y las ventajas de la generación distribuida se plantean ciertos interrogantes:

- ¿Porque no se aprovecha el potencial existente?
- ¿Qué imperfecciones o vacíos existen en la reglamentación?
- ¿Cuál es la capacidad máxima para conectar al distribuidor y que requisitos técnicos deben cumplirse?
- ¿Cómo debe remunerarse a la energía producida?
- ¿Qué clase de incentivos deben ser incluidos para su despliegue?
- ¿Es necesario un periodo de transición para implementar los cambios?

Planteamiento

Los aspectos normativos de la Generación Distribuida en nuestro país, se encuentran contenidos en los siguientes documentos con rango de Ley: la Ley N° 28832, el Decreto Legislativo N° 1002, y el Decreto Legislativo N° 1221. Sin embargo, se debe hacer notar que estos documentos contienen aspectos muy reducidos, que requieren ser complementados y mejorados.

La Ley N° 28832, contiene una definición general de Generación Distribuida, en su Décima Disposición Complementaria Final dispone que el Poder Ejecutivo será el encargado de expedir el reglamento necesario para la aplicación del contenido de la ley.

El Decreto Legislativo N° 1002 que regula la promoción de la inversión para la generación eléctrica con el uso de Recursos Energéticos Renovables (RER), en su artículo 6 indica que para los Generadores que utilizan RER, las características de Generación Distribuida se establecerán en normas reglamentarias.

El Decreto Legislativo N° 1221 que contiene en su artículo 2 disposiciones sobre la Generación Distribuida aplicable a los usuarios del servicio público de electricidad, señala que las condiciones técnicas, comerciales, de seguridad, regulatorias y definición de las

tecnologías renovables no convencionales, entre otros aspectos necesarios, serán establecidos en normas reglamentarias aprobadas por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM).

Por lo tanto, se requiere la reglamentación y normativa específica, que permita el planteamiento, desarrollo y despliegue de proyectos de cogeneración eficiente y generación distribuida.

Justificación del problema

Según las definiciones dadas en Ley N° 28832, un generador es el titular de una concesión o autorización de generación, e incluye a la cogeneración y la generación distribuida. Y la GD es una instalación de Generación con capacidad no mayor que indique el Reglamento y que se conecte directamente a las redes de un concesionario de distribución eléctrica.

Esta definición da pie a que la GD solo considera a la generación con potencia mayor a 500 kW y por otro lado que puede ser conectada a las redes de alta, media y baja tensión que normalmente tiene un concesionario de distribución.

Por otro lado, la Octava Disposición Complementaria Final, respecto de la Promoción de la GD y Cogeneración Eficiente, establece medidas de promoción para este tipo de generación que esté interconectada al SEIN, es decir, esta medida de promoción no se aplicaría a la generación de sistemas aislados.

En el Decreto Legislativo N° 1221 establece que los usuarios del servicio público de electricidad que dispongan de equipos de generación renovable no convencional o de cogeneración, hasta la potencia limitada por cada tecnología, tienen el derecho a disponer de su generación para su propio consumo o pueden inyectar sus excedentes al sistema de distribución, guardando la seguridad operacional del sistema de distribución al cual están conectados.

Por consiguiente, es necesario efectuar las aclaraciones de las aparentes imprecisiones, que deben ser consideradas en la propuesta del Reglamento: límite de potencia o de sus excedentes de un GD, cuando se trata de un GD con conexión a una red conectada al

SEIN, cuando se trata de un GD conectado a las redes de distribución de un distribuidor, la aplicación de las medidas de promoción para estos tipos de generación, entre otras.

Objetivo

Objetivo general

Evaluar el marco actual y proponer una reglamentación que permita el desarrollo adecuado de la Generación Distribuida para fomentar y hacer factibles la aplicación de los proyectos de GD incluyendo los recursos energéticos renovables; así como la cogeneración eficiente, siendo estos proyectos conectados a la red de distribución.

Objetivos específicos

- Efectuar una revisión de la normativa nacional e internacional LATAM referida a la Generación Distribuida.
- Evaluación de las tecnologías utilizadas en la GD evaluando los aspectos de conexión y operación; así como los criterios generales económicos y de tarifas.
- Plantear las características de la propuesta reglamentaria que contemple el objetivo general.

Capítulo 2

Tecnologías de la Generación Distribuida

2.1 Generalidades

Las tecnologías de la generación distribuida en general suelen categorizarse en dos grandes grupos, generación con recursos no renovables (basadas en combustibles) y generación con recursos renovables (no basadas en combustibles). Las tecnologías no renovables utilizan gasolina, petróleo diésel, gas propano, gas metano, gas natural o carbón, e incluyen motores reciprocantes, turbinas de gas, microturbinas y celdas de combustible. Las tecnologías renovables son consideradas sostenibles debido a que su fuente de energía primaria no se agotará y tiene un bajo impacto ambiental o muy reducido; las tecnologías en esta categoría comprenden turbinas eólicas, energía solar térmica, energía solar fotovoltaica, biomasa y biogás, sistemas de energía mareomotriz y geotérmica, energía hidroeléctrica pequeña/mini/micro y celdas de combustible de hidrógeno. La Figura 2.1 muestra varias tecnologías de generación distribuida. (Khetrapal, 2020)

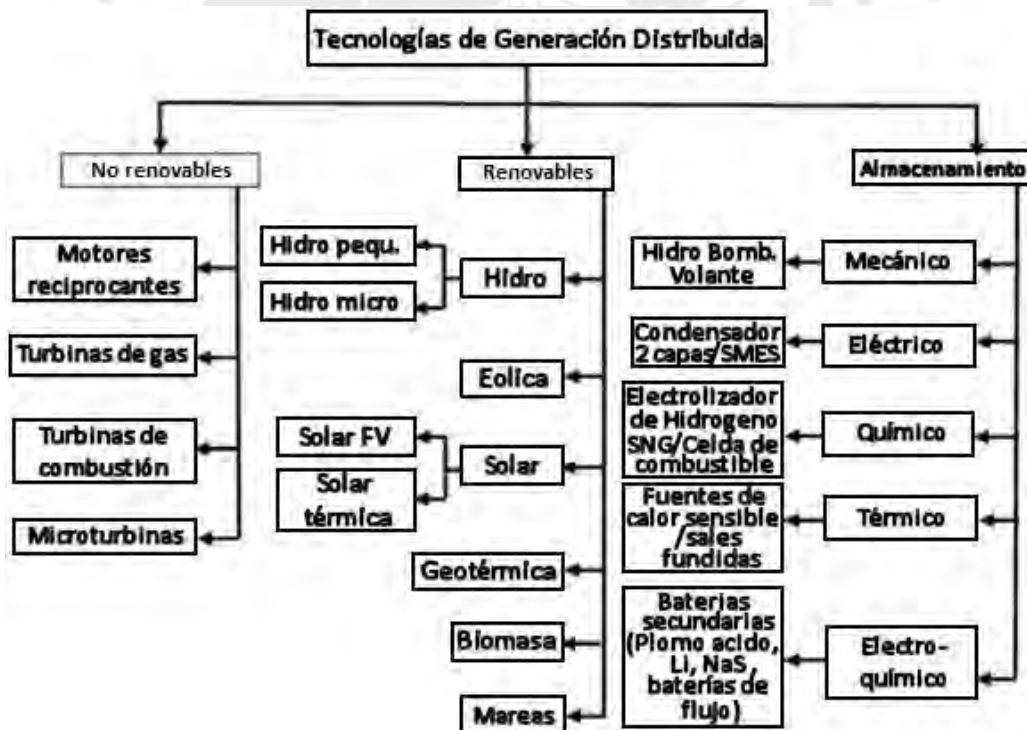


Figura 2.1 - Clasificación de Tecnologías de Generación Distribuida

(Khetrapal, 2020)

Sobre la base de la revisión de la normativa efectuada, la generación distribuida está compuesta por generación con Recursos Energéticos Renovables no convencionales y la Cogeneración eficiente.

En este caso los recursos energéticos renovables no convencionales a considerar son tales como biomasa, eólico, solar, geotérmico, mareomotriz e hidráulico no mayor de 20 MW, no obstante, la generación geotérmica y mareomotriz no serán consideradas en este trabajo sobre la generación distribuida, puesto que estas aún no han sido implementadas en el país y presentan dificultades técnicas para su desarrollo y aplicación.

Por ello a continuación, se tratarán las siguientes tecnologías como fuentes de Generación Distribuida: biomasa, eólica, solar fotovoltaico, hidráulico y cogeneración eficiente.

2.2 Tecnologías para la Generación Distribuida y la Cogeneración

2.2.1 GD con fuente RER Biomasa

Descripción general

Las centrales de generación eléctricas con biomasa pueden generar mediante un ciclo de vapor en donde los desechos orgánicos son el combustible, para generar vapor en una caldera, y el vapor resultante se usa para hacer girar una turbina que mueve un generador eléctrico.

Como alternativa, la biomasa se puede convertir en biogás, el cual es limpiado y es mejorado hasta cumplir los estándares del gas natural cuando se convierte en biometano. El biogás resultante se puede utilizar en turbinas de gas, motores reciprocantes o celdas de combustible para generar electricidad.

La biomasa utilizada para la generación de energía incluye bagazo, cáscara de arroz, paja, tallos de algodón, cáscaras de coco, cáscara de soya, tortas sin aceite, desechos de café, desechos de yute, cáscaras de maní, aserrín, etc. (Bond y Templeton, 2011).

En la Figura 2.2 se muestra un esquema de una central eléctrica de biomasa moderna.

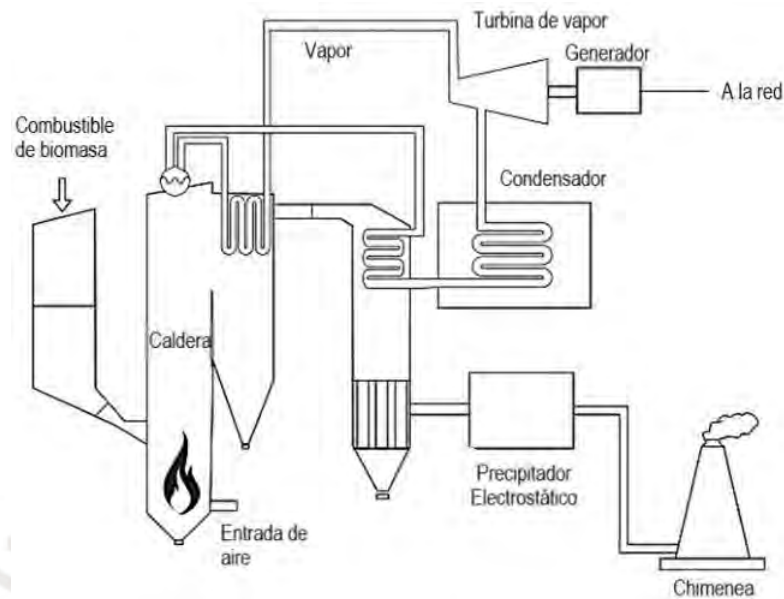


Figura 2.2 – Diagrama esquemático de un generador de biomasa de fuego directo (Bond y Templeton, 2011)

Características fundamentales

Las características de las centrales de generación con biomasa dependen de la fuente de energía primaria y su procedencia. Estos recursos pueden ser agrupados de la siguiente manera:

- Residuos sólidos municipales, los lodos de plantas de tratamiento y residuos industriales.
- Cultivos energéticos, incluidos los cultivos industriales, agrícolas, acuáticos, herbáceos y leñosos.
- Residuos agrícolas y desechos, como los residuos de cultivos y de animales.
- Residuos forestales y desechos, como residuos de la tala, árboles, arbustos y madera de aserradero.

En el proceso de combustión se quema directamente la biomasa en el aire, convirtiendo la energía química de la biomasa en calor, energía mecánica y electricidad. La combustión tiene una eficiencia energética baja del orden del 10%-

30%; y produce emisiones contaminantes, por lo que el proceso no es adecuado para la producción de hidrógeno para el desarrollo sostenible.

En el caso del biogás, este es producido por la fermentación bacteriana anaeróbica de desechos biodegradables (AD). Las materias primas usadas para la producción de biogás incluyen los desechos animales y las aguas residuales, la fracción orgánica de los desechos domésticos e industriales, los residuos de la producción de cultivos (como la paja) y los cultivos energéticos como el maíz.

El biogás usado para la generación de energía permite reducir la huella de carbono y su uso para la producción combinada de calor y electricidad es una tecnología de uso común, particularmente en los países desarrollados. En una planta de cogeneración, parte del calor se usa para mantener la temperatura del reactor y para el tratamiento térmico de materiales en el proceso de pretratamiento de la cadena de proceso de producción de biogás.

La evaluación de la cantidad de biogás producido requiere conocer el rendimiento de biogás de las materias primas usadas, que a su vez depende de la composición del sustrato, incluido el contenido de lípidos, carbohidratos y proteínas. En el caso de una CHP, las producciones de energía eléctrica y térmica dependen de la cantidad de biogás utilizado, la eficiencia de la turbina de gas y el valor calorífico del biogás. En la Tabla 2.1 se muestran las Principales características de la Generación con Biomasa.

Tabla 2.1 Principales características de la Generación con Biomasa

Características	Biomasa
Capacidad	100 kW – 20,000 kW
Eficiencia total (%)	~ 40 – 45
Combustible	Biomasa
Emisión de CO ₂ , (g/kWh)	Sin emisión directa
Emisión de SO ₂ , (g/kWh)	Sin emisión directa
Emisión de NO _x , (g/kWh)	Sin emisión directa
Costo de instalación/kW, (US\$/kW)	2000 – 3500
Costo de energía (centavos de dólar/kWh)	No disponible
Factor de capital (%)	No disponible
Costo de operación y mantenimiento (US\$/MWh)	No disponible
Período de recuperación (año)	No disponible

FUENTE: Handbook of Distributed Generation, Bansal, 2017.

Ventajas de la generación con biogás

- El biogás es una fuente de energía renovable, por lo que no puede agotarse.
- Es un gas amigable con el medio ambiente; porque su utilización produce emisiones menores de gases de efecto invernadero y mitiga por ello el calentamiento global.
- El desarrollo y la utilización de la tecnología del biogás tienen un gran potencial para aumentar la seguridad del suministro energético nacional y reducir la dependencia de los combustibles importados y de origen fósil.
- La producción de biogás contribuye a la reducción de residuos al utilizarlos como materia prima para obtener un recurso energético útil. Muchos países y municipios tienen problemas relacionados con el exceso de producción de desechos orgánicos de la agricultura, la industria y los hogares, así como altos costos asociados con la eliminación de esos desechos, que pueden resolverse mediante la aplicación de la tecnología de biogás.
- El reciclaje de los desechos reduce la contaminación y la propagación de enfermedades. Una característica de AD es que inactiva patógenos y parásitos y puede reducir con eficacia la ocurrencia de enfermedades transmitidas por el agua. Además, el sustrato digerido (también llamado digestato) que es un subproducto de la producción de biogás por AD es un excelente fertilizante.

- La tecnología del biogás es muy flexible puesto que utiliza diversos tipos de desechos como materia prima para su producción, tales como desechos orgánicos provenientes de desechos sólidos municipales, industrias de alimentos y viviendas, residuos de cultivos, cultivos energéticos, lodos de aguas residuales y otros desechos orgánicos.
- En pequeña escala, los sistemas de biogás son fáciles de construir y se requiere poca inversión de capital; por lo cual, las granjas o comunidades pueden ser autosuficientes a través de la utilización de pequeñas plantas de generación con biogás.
- El biogás también se utiliza para diferentes aplicaciones, como el uso directo para cocinar e iluminación y para la cogeneración.

Desventajas de la generación con biogás

- Una desventaja es que el proceso de producción de biogás a gran escala no es atractivo económicamente en comparación con otros biocombustibles; debido a que el biogás contiene impurezas corrosivas que pueden dañar partes de los motores recíprocos y existe la necesidad de retirar dichas impurezas corrosivas haciendo que el proceso sea más costoso.
- Aunque no en cantidades elevadas, la producción de biogás emite CO₂ a la atmósfera.

2.2.2 GD con fuente RER Solar

Descripción general

La energía solar es la fuente de energía renovable considerada como inagotable que aprovecha la radiación solar que llega a la superficie de las celdas fotovoltaicas constituidas por materiales semiconductores cuyo efecto fotovoltaico genera electricidad en corriente continua.

Las celdas solares utilizadas en los sistemas de generación fotovoltaica pueden ser clasificadas como aquellas fabricadas con silicio cristalino o mediante procesos de película delgada. Las fabricadas con silicio cristalino pueden ser del tipo monocristalino y del tipo policristalino. Y las celdas de película delgada presentan combinaciones de materiales como silicio de película delgada amorfa hidrogenada,

cobre-indio-galio-diselenuro (CI/GS) y telurio de cadmio (CdTe), tal como se muestra en la Figura 2.3 (Curso RENAC, 2007, diapositiva 15).

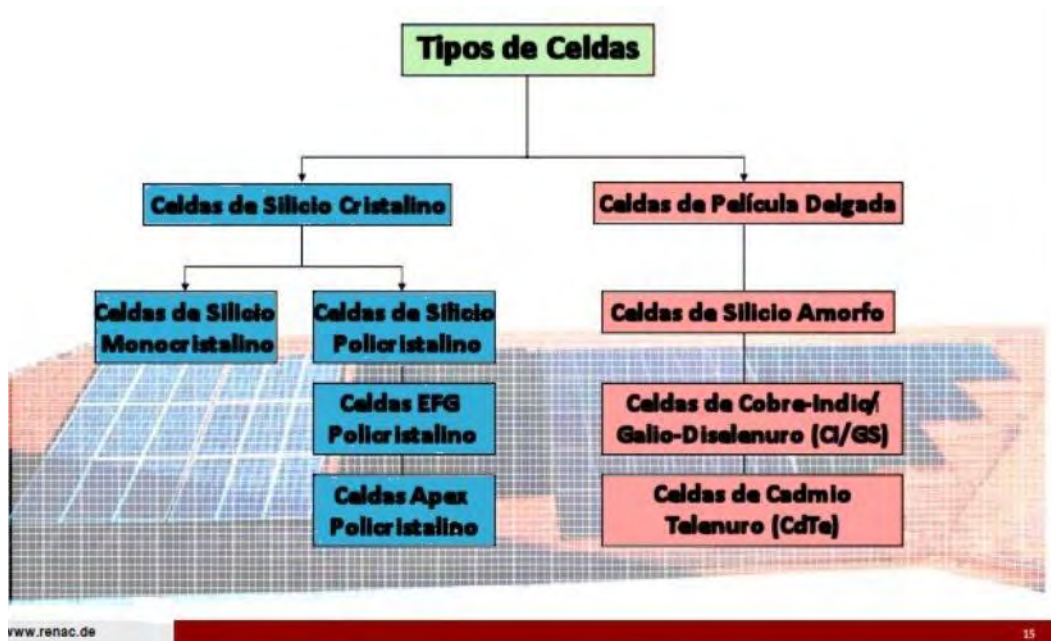


Figura 2.3 – Tipos de celdas fotovoltaicas

Fuente: Curso RENAC lamina 15

Las celdas fotovoltaicas con mayor eficiencia y potencia son las celdas monocristalinas en comparación con las celdas policristalinas, tal como se puede apreciar en la Figura 2.4 (Energy Trends, 2018).

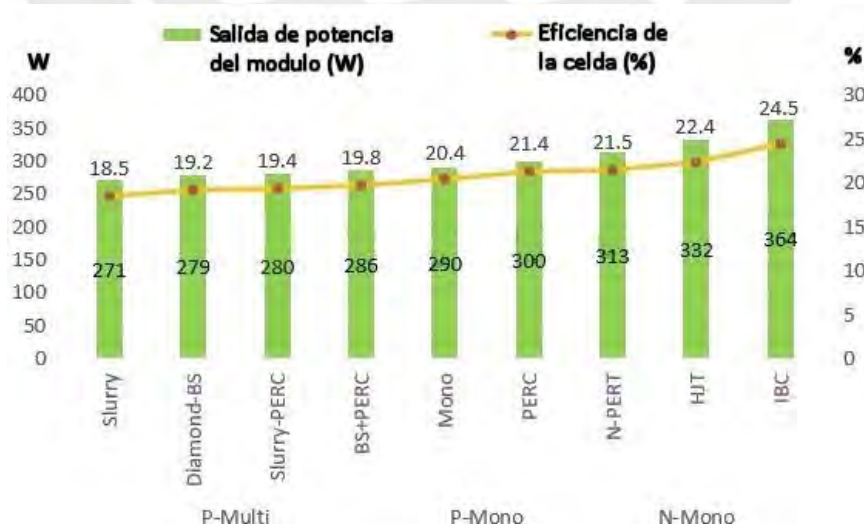


Figura 2.4 –Eficiencia (%) y Potencia de salida (W) por tipo de celda

Fuente: Energy Trend, Feb., 2018

Los sistemas fotovoltaicos pueden ser utilizados para alimentar diversos tipos de infraestructura tales como viviendas, industrias, centros comerciales y comunidades. Así como para centrales de generación de mayor potencia que están integradas al Sistema Eléctrico.

Los sistemas de generación fotovoltaica conectados a la red están constituidos fundamentalmente por los siguientes componentes: Módulos fotovoltaicos, modulo controlador CD/CD, modulo inversor CD/AC, equipos de protección eléctrica y medición bidireccional.

El Perú se ubica en una zona geográfica con alto potencial para la generación fotovoltaica, la cual se tiene un promedio anual de radiación solar de alrededor de 2,300 kWh/m², tal como se puede apreciar en la Figura 2.5. En donde se debe destacar el gran potencial de la zona sur del Perú.

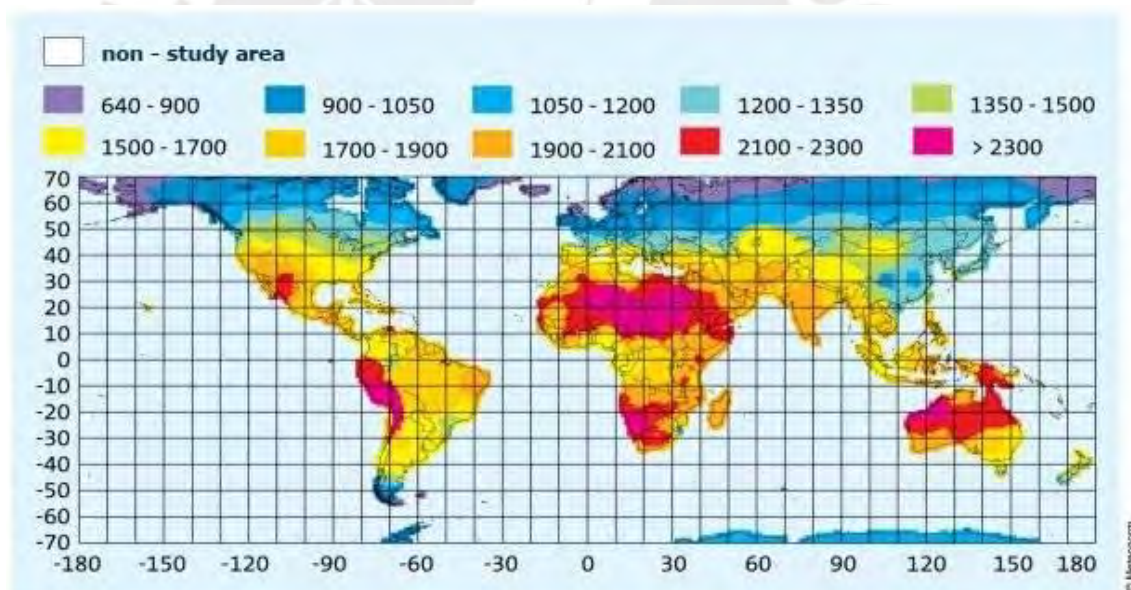


Figura 2.5 – Radiación solar anual global promedio (kWh/m²)

Fuente: Curso RENAC diapositiva 28

Características fundamentales

El dimensionamiento de los sistemas de generación fotovoltaica se efectúa en función a la demanda de energía, la radiación solar en la ubicación geográfica y la disponibilidad de área para la instalación de los paneles fotovoltaicos.

Los sistemas fotovoltaicos comercialmente disponibles para ser usados sobre techos son de tamaños pequeños con potencias menores de 10 kW, tamaño mediano con potencia entre 10 y 100 kW y grandes sistemas mayores de 100 kW conectados los alimentadores del sistema de distribución. (Khetraval, 2020)

Los sistemas fotovoltaicos pueden operar conectados o aislados de la red eléctrica. Y cuando cuentan con sistemas de almacenamiento y convertidores de potencia electrónicos responden rápidamente a un control de despacho.

En la Tabla 2.2 se muestran las Principales características de la Generación fotovoltaica

Tabla 2.2 - Principales características de la Generación Fotovoltaica

Característica	Fotovoltaica
Capacidad	1 kW–20 kW
Eficiencia total (%)	8–35
Combustible	Sol
Emisión de CO ₂ , (g/kWh)	Sin emisión directa
Emisión de SO ₂ , (g/kWh)	Sin emisión directa
Emisión de NO _x , (g/kWh)	Sin emisión directa
Costo de instalación/kW, (US\$/kW)	1550–3830
Costo de energía (centavos de dólar/kWh)	25–125
Factor de capital (%)	8–20
Costo de operación y mantenimiento (US\$/MWh)	1–4
Período de recuperación (año)	1–2.7

FUENTE: Handbook of Distributed Generation, Bansal, 2017.

Ventajas de la generación fotovoltaica

- La radiación solar es un recurso renovable y sostenible proveniente de nuestro sol y el sistema de paneles fotovoltaicos realizan su conversión directa en energía eléctrica (electricidad).

Desventajas de la generación fotovoltaica

- La generación de grandes potencias mediante sistemas fotovoltaicos requiere de una gran extensión de montaje proporcional al área superficial de los paneles instalados.

- El impacto ambiental del uso de grandes extensiones de terreno la limita a la instalación en áreas libres como desiertos, laderas de montañas o incluso sacrificar zonas boscosas para su instalación.

2.2.3 GD con fuente RER Eólica

Descripción general

La tecnología eólica convierte la energía cinética del viento en energía eléctrica, la cual se puede clasificar en función de la velocidad de giro del aerogenerador como de velocidad constante o de velocidad variable.

El generador de la turbina eólica puede ser un generador síncrono de imán permanente, generador de inducción con doble alimentación, generador síncrono de inducción u otros.

La energía eólica que mueve las aspas del aerogenerador es enviada al generador, y con la finalidad de lograr la máxima potencia del sistema, la velocidad de giro es controlada por un convertidor de modulación de ancho de pulso. La salida del generador se conecta a la red a través de un convertidor. No obstante, existen modelos de tecnología mecánica como el mostrado en la Figura 2.6.

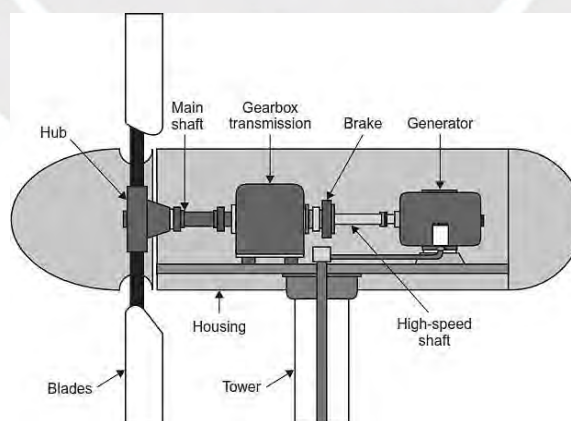


Figura 2.6 – Esquema de generador eólico sencillo

Referencia JRED, 2020, Figura 12

Características fundamentales

Un parque eólico puede ser distribuido en tierra, mar adentro, costa del mar, o zonas montañosas.

En la Tabla 2.3, se muestran las principales características de la Generación Eólica

Tabla 2.3 - Principales características de la Generación Eólica

Característica	Eólica
Capacidad	200 kW–3 MW
Eficiencia total (%)	35–45
Combustible	Viento
Emisión de CO ₂ , (g/kWh)	Sin emisión directa
Emisión de SO ₂ , (g/kWh)	Sin emisión directa
Emisión de NO _x , (g/kWh)	Sin emisión directa
Costo de instalación/kW, (US\$/kW)	900–1400
Costo de energía (centavos de dólar/kWh)	5–13
Factor de capital (%)	20–30
Costo de operación y mantenimiento (US\$/MWh)	10
Período de recuperación (año)	0.4–1.4

FUENTE: Handbook of Distributed Generation, Bansal, 2017

Ventajas de la generación eólica

- El viento es recurso renovable y sostenible, causado por el calentamiento de la atmósfera y la diferencia de temperaturas del océano y la tierra.
- Esta tecnología limpia no contamina el aire y durante su operación no se producen emisiones de gases de efecto invernadero.
- Tecnología eficiente en comparación con otras tecnologías renovables, como la solar, la tecnología eólica tiene una mayor eficiencia de conversión de energía y requiere menor área de terreno.
- Los generadores eólicos son construidos en función del recurso eólico disponible, la demanda de energía eléctrica y de tener el área disponible el sistema puede crecer modularmente integrándose en un parque eólico.

Desventajas de la generación eólica

- Costo-efectividad, la energía eólica depende de la intensidad del viento en el sitio. Los sitios con buen viento están ubicados en lugares remotos, por cual requieren la construcción de líneas de transmisión adicionales para el

transporte de la energía producida lo que conduce a un alto costo de energía.

- Baja confiabilidad debido a que la energía eólica no es predecible y por lo tanto reemplazable por su naturaleza aleatoria. La generación obtenida está función de la intensidad del viento en un momento determinado dependiendo de las condiciones climáticas.
- Perturbaciones debidas al ruido producido por el giro de las palas de la turbina eólica. Esta es una limitación por la cual los parques eólicos son construidos alejados de los centros poblados consumidores de electricidad.
- Posible riesgo para la vida silvestre en los alrededores de la turbina eólica por la rotación de las turbinas.
- Impacto visual sobre el paisaje natural que debería ser considerado en el estudio de impacto ambiental.
- Las estructuras de las turbinas eólicas pueden ser afectadas por movimientos sísmicos o tormentas.

2.2.4 GD con fuente RER hidráulica

Descripción general

La fuente de energía hidráulica es una de las formas de energía renovable más antiguas, no obstante, solamente a partir de finales del siglo 19 se utiliza para la generación de electricidad. Y es parte de una cadena que relaciona todas las energías renovables, la solar evaporando agua del mar, lo que forma nubes y patrones de viento, que finalmente se traducen en lluvia crea el recurso hidráulico que forma los ríos y lagunas.

Si estas fuentes de agua se localizan a una altura “h” por encima del nivel de la planta de energía tienen una gran energía potencial que es convertida en energía cinética del caudal de agua que el conducto de presión lleva hasta la turbina para producir electricidad. Así mismo, un efecto similar ocurre si se conduce el flujo de agua de un río caudaloso hacia la bocatoma de entrada de una turbina.

En el primer caso un país con grandes montañas y valles como el Perú posee un gran potencial de generación hidráulica, este potencial ha sido estimado como 60 445 MW disponibles (Osinergmin, tabla 6.4 p 112). Situación que debe ser considerada para incluir estos generadores dentro del esquema de la GD.

Características fundamentales

Los sistemas de generación hidráulicos obtienen la energía cinética mediante las siguientes disposiciones mostradas en la Figura 2.7

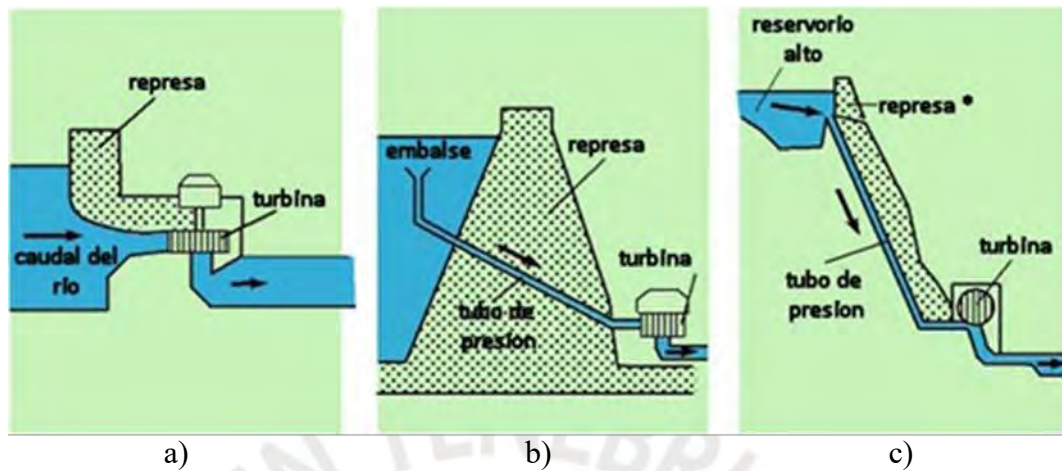


Figura 2.7 – Sistemas hidráulicos a) represa de embalse bajo, b) represa de embalse alto y c) reservorio alto (Narbel, 2014, Fig. 4.20)

- La represa del sistema está en conexión con el curso de un río. El agua toma velocidad del caudal del río en el embalse del sistema y es conducida directamente a la turbina que mueve el generador eléctrico.
- La represa del sistema almacena una columna de agua elevada y la entrada de la turbina es colocada a un nivel más bajo que maximiza la diferencia de nivel o altura h .
- Un reservorio o bocatoma ubicado a una altura que es conectada mediante el tubo de presión a una turbina ubicada a un nivel más bajo, creando la diferencia de nivel o h .

La existencia en nuestro país de estas alternativas de generación hidráulica requiere definir el dimensionamiento adecuado de la potencia del proyecto para ser incluido como GD; en función de la diferencia de nivel o h y el caudal disponible.

En la Tabla 2.4, se muestran las principales características de la Generación Hidráulica para ser considerada como GD.

Tabla 2.4 - Principales características de la Generación Hidráulica

Característica	Hidráulica
Capacidad	Micro: 25 kW–1 MW Pequeña: 100 kW–100 MW
Eficiencia total (%)	60–90
Combustible	Agua
Emisión de CO ₂ , (g/kWh)	Micro: 16–20 Pequeña: 10–12
Emisión de SO ₂ , (g/kWh)	Micro: 0.038–0.046 Pequeña: 0.024–0.029
Emisión de NO _x , (g/kWh)	Micro: 0.071–0.086 Pequeña: 0.046–0.056
Costo de instalación/kW, (US\$/kW)	30–250
Costo de energía (centavos de dólar/kWh)	2–10
Factor de capital (%)	20–70
Costo de operación y mantenimiento (US\$/MWh)	0.045–0.09
Período de recuperación (año)	Pequeña: 11.8 Grande: 0.5

FUENTE: Handbook of Distributed Generation, Bansal, 2017.

Ventajas de la generación hidráulica

- Los proyectos de generación hidráulica de pequeña potencia, como los generadores de escala micro y mini no tienen un impacto ambiental tan severo como es el caso de los grandes proyectos hidroeléctricos.
- Los proyectos hidroeléctricos que obtienen la energía cinética a partir de una diferencia de nivel alta y de un caudal adecuado del recurso hidráulico permiten obtener energía eléctrica suficiente para ser conectadas a la red eléctrica y alimentar pequeñas poblaciones aledañas al proyecto, especialmente si éstas se encuentran en lugares remotos.
- Los proyectos de generación hidráulica de pequeña magnitud no requieren de rehabilitación de las áreas afectadas o el reacomodo de poblaciones, como es el caso de las grandes presas y el embalse creado por las mismas.

Desventajas de la generación hidráulica

- Los proyectos de generación hidráulica que requieren de grandes embalses originan un gran impacto ambiental al inundar grandes áreas de bosques tropicales con la correspondiente generación de gases de efecto invernadero al descomponerse la biomasa del bosque. Las medidas necesarias para corregir estos efectos deben ser tomadas en cuenta en el proyecto.
- Se considera que existe cierta incertidumbre en las estimaciones del potencial hidráulico para la generación menor de 10 MW debido al régimen anual de disponibilidad de caudal adecuado por lo que este aspecto debe ser considerado al revisar las alternativas del proyecto. (Narbel, 2014)

2.2.5 GD con fuente de COGENERACION

Descripción general

El uso del gas natural como combustible para la generación de electricidad; así como para la calefacción de edificios o la producción de energía térmica en las industrias es considerado un proceso común. Y así mismo es utilizado para generar electricidad en plantas en cogeneración (CHP) ya sea como generadores conectados al sistema de transmisión o a la red de distribución. La cogeneración es una tecnología de generación de electricidad muy utilizada en el mundo, especialmente aquella que utiliza gas natural como combustible, al ser considerado que emite bajas emisiones de carbono.

En algunos casos, puede ser necesario aclarar la definición de generación distribuida resumiendo las tecnologías de generación que se toman en cuenta; sin embargo, sería difícil utilizar este enfoque para llegar a una definición porque la disponibilidad de tecnologías (escalables) y de capacidades, especialmente en el campo de las energías renovables, difiere entre países. También los sistemas convencionales, como las turbinas de gas, están disponibles en rangos desde unos cuantos kW hasta 500 MW. (Peppermans, 2005).

Cabe señalar que de acuerdo a la evaluación normativa realizada y lo antes mencionado, los Sistemas de cogeneración deben ser clasificados como cogeneración eficiente para ser incluidos dentro del esquema de la generación distribuida.

A continuación, se hace una descripción genérica de los sistemas de cogeneración. Un sistema de cogeneración es definido como el proceso o sistema que obtiene simultáneamente varias formas de energía útil a partir una fuente primaria de energía, obteniéndose una eficiencia global mayor que la que se habría obtenido a partir de procesos individuales separados para la generación de dichas energías útiles. Usualmente se asocia a la obtención combinada de electricidad y calor, de allí que se le denomine CHP por las siglas de Combined Heat and Power; y actualmente existen sistemas de trigeneración en los cuales se obtienen energía eléctrica, energía térmica y refrigeración. La característica fundamental de los

sistemas de cogeneración es la mayor eficiencia global en la producción de las energías útiles, tal como se muestra en la Figura 2.8 “Esquema de eficiencia de la generación eléctrica y térmica convencional y de cogeneración”

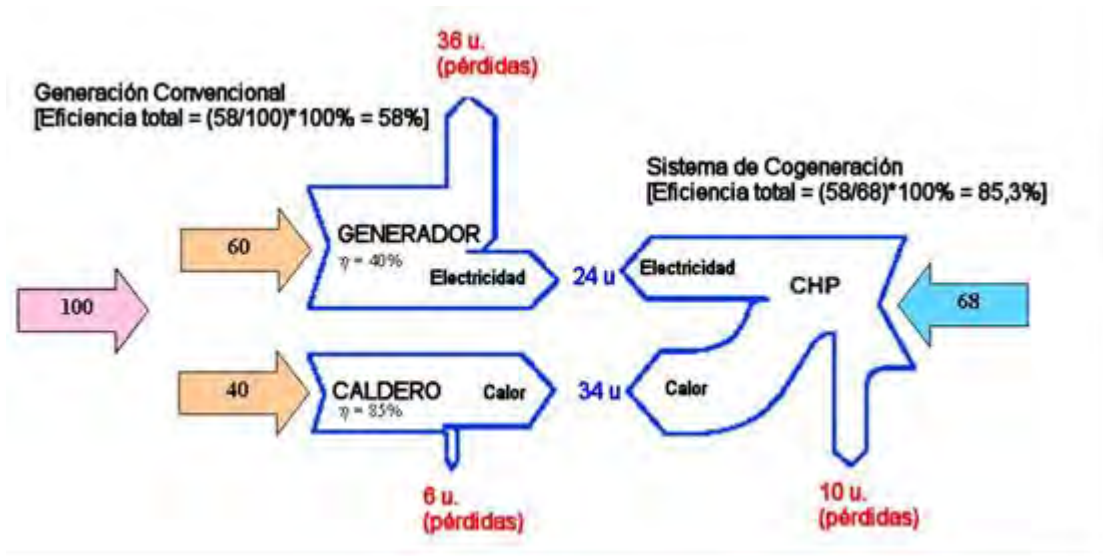


Figura 2.8 - Esquema de eficiencia de la Generación convencional y de la Cogeneración.

Fuente: UNEP - Cogeneration - Energy Efficiency Guide for Industry in Asia

Se puede observar que el sistema de cogeneración produce la misma cantidad de energía eléctrica y térmica con una eficiencia global del 85,3%, en comparación con un sistema de generación convencional de energía eléctrica y un caldero para la producción de calor para el proceso industrial, cuya eficiencia global es 58%, obteniéndose un ahorro de combustible primario.

Una planta térmica de ciclo combinado utiliza el combustible primario para producir fuerza motriz, vapor y energía eléctrica, por lo que es considerada como un sistema de cogeneración eficiente, sin embargo la energía térmica del vapor producido a baja presión no es usada para otro proceso adicional como sería el caso de un cogenerador industrial que la utilizaría en su proceso industrial, o de un cogenerador municipal que la utilizaría en un sistema centralizado de calefacción como ocurre en muchos países.

Los sistemas de cogeneración, de acuerdo a la secuencia como se generan las energía electromecánica y energía térmica, pueden ser clasificados de como:

- **Sistemas de cogeneración superiores**

Sistemas denominados “Topping” donde la energía del combustible a alta temperatura se aprovecha para producir energía electromecánica seguida de un aprovechamiento del calor. En estos casos la temperatura de salida está entre 120°C a 200°C, adecuada para procesos industriales. La secuencia del proceso es mostrada en la Figura 2.9

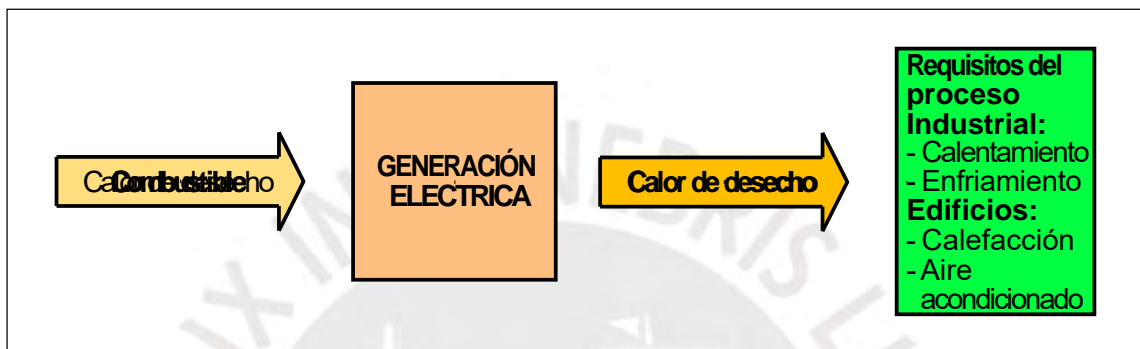


Figura 2.9 - Ciclo Superior

FUENTE: US AID Cogeneración – Actualización para consultores en eficiencia energética 2004

- **Sistemas de Cogeneración Inferiores**

Sistemas denominados “Bottoming” donde la energía del combustible es usada a alta temperatura como calor útil seguida de la generación de energía electromecánica; estos ciclos son usados en industrias como las fundiciones, cementeras, cerámicas o industrias químicas, en las que se requieren temperaturas de 500°C a 600°C. La secuencia del proceso es mostrada en la figura 2.10

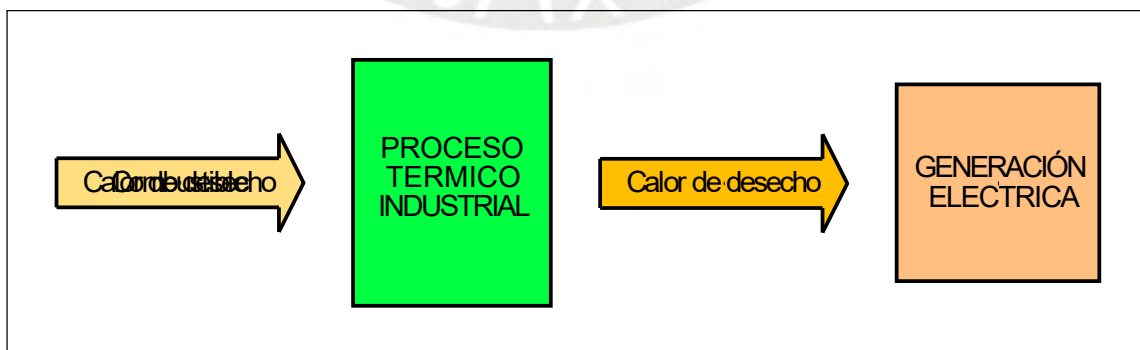


Figura No. 2.10 - Ciclo inferior

FUENTE: US AID Cogeneración – Actualización para consultores en eficiencia energética 2004

Características fundamentales

Existen diversas tecnologías de cogeneración, de entre las cuales se presentan continuación las tecnologías más adecuadas para la Generación distribuida.

1) Motores reciprocantes

Los motores reciprocantes (combustión interna) son una opción robusta y compacta en comparación con otras tecnologías de cogeneración. Se suelen utilizar como cogeneración en instalaciones con requerimientos de potencia relativamente mediana como son hospitales, hoteles y supermercados en países desarrollados.

Los motores reciprocantes a gas de un sistema de cogeneración producen gases de escape a temperaturas relativamente bajas en comparación con otros sistemas de cogeneración, (alrededor de 300 a 400 °C). Estos gases se pueden utilizar directamente en procesos de secado, atomización o en calderas recuperación de vapor, estas últimas a veces para obtener temperaturas más altas, requieren de un quemador complementario.

Los valores característicos de la tecnología de cogeneración con motores reciprocantes se muestran en la Tabla 2.5

Especificación	Valor típico	
	Diesel	Gas
Eficiencia eléctrica	30 – 50 %	24 – 45 %
Potencias disponibles (MW)	0,05 a 15	0,05 a 5
Espacio requerido (m ² /kW)	0,021	0,021 a 0,029
Costo (US\$/kW)	850 a 1600	850 a 1600
Costo OyM (US\$/kWh)	0,007 a 0,010	0,009 a 0,018
Disponibilidad	90 a 95 %	92 a 97 %

FUENTE: US AID Cogeneración – Actualización para consultores en eficiencia energética 2004

2) Turbinas de gas

Las turbinas de gas son de dos clases: las aeroderivadas de construcción compacta de potencia relativamente pequeña (de 2,5 a 50 MW) y las turbinas de servicio pesado usadas en sistemas de ciclo combinado que son revisados más adelante. Los sistemas de cogeneración que utilizan turbinas de gas son los de mayor difusión para sistemas de gran capacidad.

En la turbina, el gas es quemado en una cámara de combustión con aire a alta presión suministrado por un compresor, los gases de la combustión a temperaturas altas a 1200 °C mueven la turbina y el generador eléctrico acoplado a ella, luego estos gases de salida a alta temperatura son usados en una caldera para producir vapor o usarse directamente en el proceso industrial.

El rendimiento de las turbinas de gas es afectado sensiblemente por las condiciones ambientales; ante un aumento de temperatura ambiente se produce una caída del rendimiento. Los valores característicos de la tecnología con turbina de gas en ciclo simple son mostrados en la Tabla 2.6

Tabla 2.6 – Turbina de gas Ciclo Simple.	
Especificación	Valor típico
Eficiencia eléctrica	25 – 40 %
Potencias disponibles (MW)	3 a 200
Espacio requerido (m ² /kW)	0,002 a 0,006
Costo (US\$/kW)	800 a 1100
Costo OyM (US\$/kW)	0,004 a 0,01
Disponibilidad	90 a 98 %

FUENTE: US AID Cogeneración – Actualización para consultores en eficiencia energética 2004

La gráfica 2.11 muestra el esquema de un sistema de cogeneración con turbina de gas y un caldero.

Turbina de Gas en ciclo simple: Energía Eléctrica + Vapor

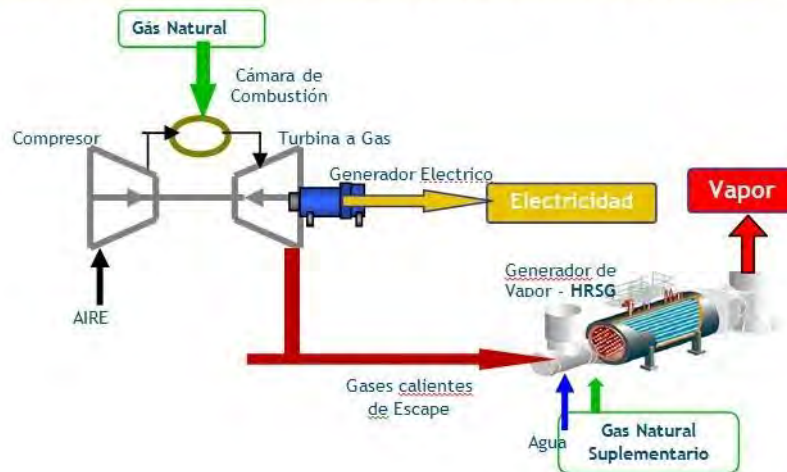


Figura 2.11 – Esquema de cogeneración con turbina de Gas

FUENTE: Papel de la cogeneración en el mercado de la energía, Brasil 2007

3) Turbina de vapor

La turbina de vapor es el sistema de cogeneración más antiguo y sencillo, requiere de pocos componentes y su eficiencia es relativamente alta. Este sistema utiliza cualquier tipo de combustible, bagazo, biomasa, petróleo, gas y otros. Su combustión calienta el agua en una caldera y produce vapor a alta presión y a temperaturas del orden de 500 °C, este vapor producido se expande en la turbina donde la energía cinética mueve un generador eléctrico conectado a la turbina. Luego el vapor que sale de la turbina a baja presión es conducido a un condensador para regresarla al estado líquido y con ello obtener energía térmica para el proceso industrial. Normalmente se utilizan dos configuraciones:

- A contrapresión, en donde el vapor sale a presión atmosférica y se utiliza directamente en el proceso o se retira el calor en intercambiadores para su uso en el proceso industrial, retornando en condensado a la caldera.
- De extracción y condensación, en donde se retira el vapor en etapas intermedias de la turbina para su uso en el proceso industrial, para luego condensarlo y retornarlo al ciclo.

La Figura 2.12 muestra el ciclo de una turbina de vapor a contrapresión en donde los intercambiadores retiran el calor para un sistema de calefacción.

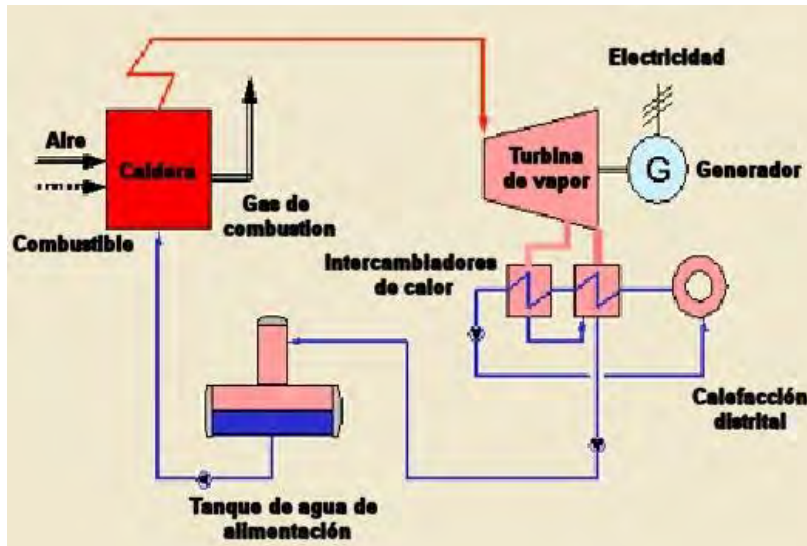


Figura 2.12 – Esquema de sistema de cogeneración con turbina de vapor

FUENTE: US AID Cogeneración – Actualización para consultores en eficiencia energética 2004

Los valores característicos de esta tecnología con turbina de vapor son mostrados en la Tabla 2.7

Especificación	Valor típico
Eficiencia eléctrica	30 – 42 %
Potencias disponibles (MW)	0,5 a 100 (1000 max.)
Espacio requerido (m ² /kW)	Menos de 0,01
Costo (US\$/kW)	850 a 1200
Costo OyM (US\$/kW)	0,006
Disponibilidad	Cerca del 100%

FUENTE: US AID Cogeneración – Actualización para consultores en eficiencia energética 2004

4) **Microturbinas**

Las microturbinas son turbinas de gas natural, LPG o diésel, que a diferencia de las turbinas de gas convencionales, trabajan a altas velocidades de giro entre 45 000 y 100 000 rpm con un generador de corriente alterna de alta frecuencia y que requieren de un sistema de rectificación/inversión para generar corriente a baja frecuencia (50 o 60 Hz). Los gases de la combustión poseen niveles de contaminación muy bajos y su temperatura es de alrededor de 300 °C. Las ventajas de las microturbinas incluyen su tamaño compacto y bajo

nivel de ruido en comparación con las turbinas de gas convencionales, sin embargo, tienen altos costos por kW.

Las micro turbinas pueden ser usadas como generadores o como cogeneradores, requiriendo de un recuperador de calor en este último caso, con lo cual se llega a eficiencias globales del orden del 80%. Las características típicas de las micro turbinas son mostradas en la Tabla 2.8.

Tabla No. 2.8 – Microturbina	
Especificación	Valor típico
Eficiencia eléctrica	20 – 30 %
Potencias disponibles (kW)	25 a 250
Espacio requerido (m ² /kW)	0,018 a 0,18
Costo (US\$/kW)	600 a 1500
Costo OyM (US\$/kW)	0,004 a 0,013
Disponibilidad	90 a 98%

FUENTE: USAID Cogeneración – Actualización para consultores en eficiencia energética 2004

5) **Sistemas de ciclo combinado**

Las tecnologías antes descritas pueden ser utilizadas en disposiciones de dos o más ciclos secuenciales para formar Sistema de Ciclo Combinado, el cual se considera como el más eficiente; sin embargo, este sistema requiere de mayores inversiones.

Por lo general un sistema de ciclo combinado está constituido por una turbina de gas en la primera etapa, la cual mueve un primer generador eléctrico y los gases de combustión son usados en un caldero para la producción de vapor para alimentar una turbina de vapor obteniéndose energía eléctrica adicional con un segundo generador eléctrico. Por lo general de la turbina de vapor se puede extraer el vapor para el proceso industrial o calor a partir de un condensador, obteniéndose un rendimiento global que puede llegar entre 80 y 85% con una eficiencia eléctrica entre 40 y 60%. Los valores característicos de los sistemas de ciclo combinado son mostrados en la Tabla 2.9

Tabla 2.9 – Ciclo combinado	
Especificación	Valor típico
Eficiencia eléctrica	40 – 60 %
Potencias disponibles (MW)	3 a 200
Espacio requerido (m ² /kW)	0,002 a 0,006
Costo (US\$/kW)	800 a 1100
Costo OyM (US\$/kW)	0,004 a 0,01
Disponibilidad	90 a 98%

FUENTE: US AID Cogeneración – Actualización para consultores en eficiencia energética 2004

La figura No. 2.13 muestra un esquema de una planta de cogeneración de ciclo combinado.

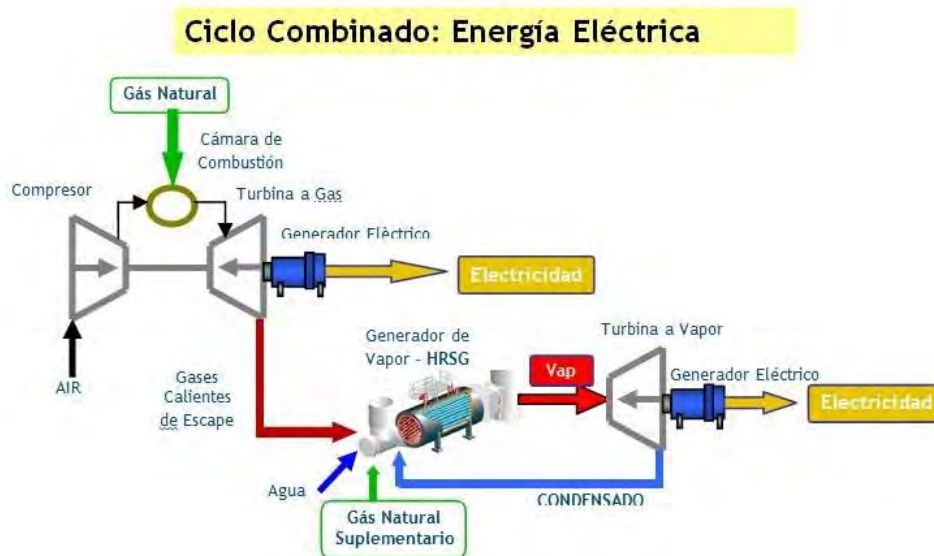


Figura 2.13 – Esquema de sistema de cogeneración de ciclo combinado

FUENTE: Papel de la cogeneración en el mercado de la energía, Brasil 2007

Consideraciones generales para la selección de un Sistema de cogeneración.

Sin entrar en el detalle sobre los aspectos de diseño de un proyecto de cogeneración, la decisión de instalar un sistema o tecnología dados debe considerar lo siguiente:

- Un sistema de cogeneración debe cumplir los requerimientos de la carga térmica del proceso industrial o comercial que alimentará, tomando en cuenta que la energía eléctrica generada simultáneamente pueda satisfacer o no la demanda de la instalación. El punto óptimo del proceso de cogeneración se obtiene cuando la

demanda de la carga térmica es satisfecha. Cuando la generación de energía eléctrica no toma en cuenta el consumo térmico se pierden los beneficios del diseño óptimo de la planta.

- La elección de un sistema de cogeneración deberá considerar los requerimientos para su uso, por ejemplo, vapor, agua caliente, aceite térmico o gases calientes, las características de esta demanda:
 - Temperaturas de entrada y de retorno.
 - Presión de trabajo.
 - Volumen del retorno de condensados, si los hubiera.
 - Perfil de consumo diario y número de horas de operación anual del sistema, se recomienda que este sea mayor de 4 500 horas al año.

En el diseño de la planta se considera que la magnitud de la demanda de energía térmica determina la potencia de la planta y la temperatura de la energía térmica determina la tecnología de cogeneración a usar.

- El precio de la energía eléctrica suministrada por la red, la disponibilidad y precio del combustible a usarse en la planta de cogeneración, son factores importantes para la evaluación del desarrollo del proyecto. Un precio relativamente bajo y constante de la energía eléctrica suministrada tiende a desalentar la inversión en proyectos de cogeneración. La elección del combustible puede comprometer el proyecto cuando no se ha previsto su disponibilidad o su precio a través de un contrato con el proveedor. Así mismo la existencia de la infraestructura necesaria para acceder al combustible, en nuestro caso la disponibilidad de gas natural depende de la cercanía del usuario a la red de distribución de gas natural y su capacidad disponible. En cuanto al precio del gas natural, el cumplimiento de requisitos especificados en la reglamentación permite acceder a un precio preferencial del gas natural como generador.

Actualmente, los proyectos de cogeneración en el mundo priorizan el uso de gas natural cuando se trata de combustibles convencionales o la utilización de biomasa como bagazo de caña, aserrín o desechos como residuos de papel, es obvio que cada caso requiere de instalaciones y áreas de trabajo diferentes. Los desechos y la biomasa requieren de grandes áreas de almacenamiento y equipo de tratamiento, que permita la separación de los materiales inorgánicos no combustibles.

- La instalación de la planta de cogeneración al ser conectada a la red de distribución, obliga al cogenerador a cumplir con los requerimientos de calidad del servicio, tal como se ha mencionado en el capítulo anterior, así como lo siguiente:
 - Si existen excedentes para entregar a la red, el establecimiento de obligaciones contractuales con el distribuidor o con el cliente que compra la energía eléctrica generada.
 - La solicitud de permisos de operación y cumplimiento con requerimientos medio ambientales, especialmente si se aplicarán mecanismos similares al del desarrollo limpio, con la finalidad de obtener financiamiento adicional.
 - La instalación de sistemas de medición que permitan discriminar la magnitud de los flujos de energía eléctrica, sean estos por consumo o por entrega de energía a la red.
 - La existencia de un sistema de respaldo para el caso de mantenimiento programado o de una falla. Si se trata de una planta industrial en operación en la cual se instalará un sistema de cogeneración este puede ser el sistema preexistente de producción de calor y el suministro de energía eléctrica de la distribuidora.
 - Los sistemas de protección y control que garanticen la confiabilidad del sistema.
- En general, la inversión requerida por un sistema de cogeneración es relativamente alta. Como referencia la tabla 2.9 presenta los niveles de inversión necesarios para la instalación, los costos de operación y mantenimiento; así como las emisiones de los sistemas de cogeneración, por lo que estos valores deben ser usados como referencia inicial para el estudio de factibilidad del proyecto. Sin embargo, estos valores varían conforme las tecnologías son mejoradas o la demanda de equipos hace que su disponibilidad no sea “inmediata”.

Ventajas de la cogeneración eficiente

- Aumento de la eficiencia global de generación hasta del 85%.

- Reducción de las emisiones producidas por la generación de ambos energéticos.
- Producción de energía eléctrica de mejor calidad en lo relacionado a la frecuencia, tensión y forma de onda.
- Mejora de la confiabilidad operacional al reducir las probabilidades de interrupción del servicio para el usuario cogenerador.
- Reducción directa de los costos de la matriz energética debido al ahorro de energía primaria, especialmente cuando se utilizan combustibles producidos en el país, al reemplazar petróleo importado por gas natural nacional o al usar biomasa de desecho, como es el caso del uso de bagazo u otros restos orgánicos.
- Producción de energía térmica y eléctrica de acuerdo a las necesidades del usuario, con la posibilidad de venta de los excedentes a la red de distribución y en algunos casos vapor de proceso a usuarios localizados cerca al cogenerador.
- Reducción de las pérdidas en la red de transmisión y distribución al estar localizadas cerca al consumidor o consumidores. Además, aportan energía reactiva al sistema.

Desventajas de la cogeneración eficiente

- Requiere de personal especializado en la industria en donde sea instalado, por ello por lo general se encarga este servicio a una ESCO.

Capítulo 3

Situación Actual de la GD y Revisión del Marco Normativo Nacional

3.1 Situación actual de la Generación Distribuida

De acuerdo a la normativa general vigente la generación distribuida considera a la generación con fuentes de energía renovables no convencionales RER y la cogeneración eficiente. En lo referente a la generación con fuentes RER, en nuestro país se han realizado 4 subastas con participación de tecnologías Solar, Eólica, Biomasa e Hidráulica, cuyos resultados se muestran en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1 – Resultados de las Subastas RER

Características relevantes		Primera subasta	Segunda subasta	Tercera subasta	Cuarta subasta
Número de proyectos Adjudicados		27	10	14	13
Energía Adjudicada (GWh)		1971.6	1152.7	1277.9	1739.2
Precio Promedio ponderado adjudicado (USD/MWh)	Solar	221.1	119.9	-	48.1
	Eólica	80.4	69.9	-	40.4
	Biomasa	63.5	100.0	-	77.0
	Hidráulica	60.0	53.2	56.4	46.3

Fuente: (Osinermin, 2019, p 123)

Los proyectos de generación desarrollados bajo el marco de la promoción de la inversión en generación con recursos RER se encuentran interconectados al SEIN como generadores, es decir a las barras de alta tensión del sistema de transmisión. Además, se debe observar a magnitud de la potencia instalada en dichos proyectos, está por encima de los valores que usualmente se consideran en la Generación Distribuida para algunas tecnologías. Por ejemplo, en el caso de generadores eólicos las centrales existentes tienen potencias desde 18.37 MW hasta 132.3 MW o como los generadores fotovoltaicos en donde se han instalado centrales solares con potencias desde 16 MW hasta 144.48 MW, en ambos casos ocupan extensiones de terreno relativamente grandes, lo que impide su ubicación cerca de los centros de consumo en el sistema de distribución.

En relación a la cogeneración, actualmente en nuestro país se cuenta con sistemas de cogeneración en operación que cuentan con la autorización y la calificación

correspondientes, sin embargo, tienen limitaciones para la inyección de sus excedentes debido fundamentalmente a la dificultad para establecer contratos como suministrador con potencia y energía garantizadas. La tabla No.3.2 presenta las empresas de cogeneración calificadas que se encuentran en operación para las cinco primeras, el COES reporta la potencia eléctrica generada y el calor útil.

Tabla 3.2. Empresas de cogeneración calificadas

Empresa de Cogeneración		Potencia Instalada (MW)	Potencia Eléctrica (MW) ^{a)}	Calor Útil (MW) ^{a)}
1	AGRO INDUSTRIAL PARAMONGA	23.00	13.00	26.00
2	AGROAURORA S.A.C.	0.00	0.00	0.00
3	AGROINDUSTRIAS SAN JACINTO S.A.A.	21.71	7.11	23.89
4	BIOENERGIA DEL CHIRA S.A.	12.00	10.90	68.19
5	SDF ENERGIA	39.94	30.00	28.74
6	ILLAPU ENERGY S.A.	13,6	- b)	- b)
7	MAPLE ETANOL S.R.L.	37,52	- b)	- b)
NOTA: a) Información COES del 10/11/2021 b) Información no reportada por COES.				

Fuentes: COES, MINEM, Elaboración propia

Actualmente existen sistemas de generación térmica con características de generación distribuida, que requieren la reglamentación y normas técnicas para su operación como generadores distribuidos.

La normativa sobre generación distribuida a nivel de LATAM y otros países da preferencia a la generación distribuida con tecnología fotovoltaica, sin embargo, en el presente trabajo se propone también la utilización de las siguientes tecnologías: biomasa, solar, eólica, hidráulica y cogeneración eficiente; tecnologías que son factibles de ser aplicadas y conectadas a las redes de distribución eléctrica cumpliendo las restricciones del caso.

3.2 Estudios realizados sobre el tema de la GD en el Perú.

Se han realizado estudios sobre la generación distribuida, algunos encargados por organismos nacionales y trabajos académicos, los cuales abordan diversos aspectos de la misma, entre los cuales podemos mencionar:

- Análisis Comparativo de los Mecanismos de Net Metering y Net Billing para Generación Distribuida Fotovoltaica Residencial en el Mercado Eléctrico Peruano (Humpire, 2017) - Enfocado en definir cuál de los mecanismos de retribución mencionados es el más atractivo para el usuario domiciliario y sus impactos.
- La Generación Distribuida como forma de Acceder al Autoconsumo Eléctrico a Pequeña Escala (Matos y Vargas, 2020) – Enfocado en usuarios de pequeña escala con instalaciones fotovoltaicas.
- Análisis de la Generación Eléctrica Renovable No Convencional en la Cobertura de la Demanda del SEIN (Tamayo y Olivera, 2019) – Enfocado en la participación de las RER en el SEIN, no lo hace como Generación Distribuida.

3.3 Potencial RER

En el documento “Energías Renovables Experiencia y Perspectivas en la Ruta del Perú hacia la Transición Energética” se presenta una estimación del potencial de los recursos RER del Perú, la cual es mostrada en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3 - Potencial de los recursos RER

Recurso RER	Potencia técnica aprovechable (MW)	Potencia Instalada en el SEIN (MW)	Porcentaje (%)
Total Hidráulico	69 445	4 942.4	7.12 %
Eólico	20 493	375.46	1.83 %
Solar	25 000	285,02	1.14 %
Biomasa	450 – 900	70,9	7.88 %
Geotérmica	2 859.4	0	0 %

Fuente: OSINERGMIN, 2019, 116 p

Se debe observar en los resultados mostrados, que los mayores recursos RER disponibles son el Hidráulico 58.6% y el Solar 21.1%, lo cual debería ser considerado cuando se definan los recursos RER a promover en la generación distribuida, considerando la magnitud de la potencia esperada del recurso RER en la ubicación donde se emplazaría con relación al sistema de distribución.

Así mismo, el estudio “Elaboración de la nueva matriz energética sostenible y evaluación ambiental estratégica, como instrumentos de planificación” encargado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), estimó que se podía instalar una capacidad de recursos RER hasta el 2040, la cual es mostrada en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4 – Capacidad Instalada RER al 2040

Recurso RER	Potencia técnica aprovechable (MW)	Porcentaje (%)
Mini hidráulico	496	11.5 %
Eólico	1 342	31.1 %
Solar	360	8.3 %
Geotérmica	1 500	34.7 %
Biomasa	623	14.4 %
Total	4 321	100 %

Fuente: (BID, 2012)

Estos resultados corresponden a recursos RER desarrollados bajo el marco de la Ley de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con Energías Renovables por lo que son generadores RER conectados al SEIN, no precisando si serán conectados al Sistema de Distribución y con ello formar parte de la Generación distribuida.

3.3.1 Potencial RER Hidráulico

El potencial hidroeléctrico del Perú ha sido estimado por el Ministerio de energía y Minas, y la Cooperación Técnica Alemana en 1979 para centrales con capacidad desde 30 MW con embalse hasta 100 MW para centrales a filo de agua, potencial estimado de 58 937 MW.

Posteriormente, el Ministerio de Energía y Minas y Halcrow Group en el 2011, realizan la “Evaluación Preliminar del Potencial Hidroeléctrico” para actualizar la información

anterior y publica el “Atlas del potencial Hidroeléctrico del Perú” con la finalidad de presentar información del potencial teórico en el rango de 1 MW a 100 MW que se encuentra en las vertientes hidrológicas del Pacífico, del Atlántico y del Titicaca. La Figura 3.1 muestra el Potencial Hidroeléctrico Técnico.

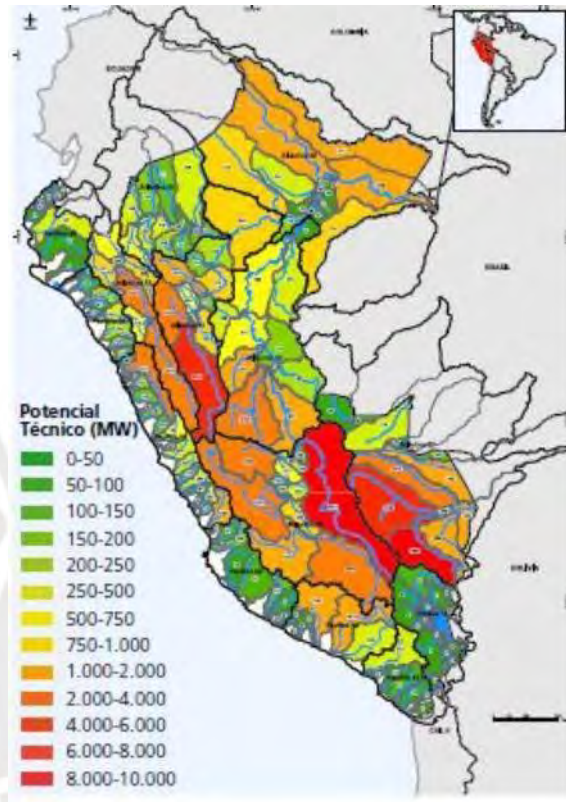


Figura 3.1 - Potencial Hidroeléctrico Técnico

Fuente: Perú Subsector eléctrico - Documento Promotor 2012 – DGE/MINEM

La Tabla 3.5 muestra el Potencial Hidráulico RER técnico, que no toma en cuenta áreas concesionadas o de reservas.

Tabla 3.5 - Potencial Hidráulico RER técnico

Vertiente	Potencial Técnico (MW)
Pacífico	8 731
Atlántico	60 627
Titicaca	87
Total	69 445

Fuente: MINEM - Consorcio Halcrow Group y OIST, 2011.

En el estudio se identificaron 1631 proyectos de centrales pequeñas (1 a 20 MW) y medianas de (20 a 100 MW). Y se definieron los 100 proyectos más prometedores mediante “criterios económicos de factibilidad preliminar que tienen en cuenta la producción energética y las inversiones a través de un Índice Costo-Beneficio”, entre los cuales 65 proyectos tienen un potencial técnico menor de 20 MW. (Hall Crow – OIST S.A., 2011).

Los proyectos estudiados son buenos candidatos para desarrollarse dentro del marco del Decreto Legislativo N° 1002, Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de Electricidad con el uso de energías renovables, como generadores RER conectados al SEIN.

Por otro lado, se debe observar que no se han identificado recursos RER hidráulicos con potencias menores de 1 MW, que podrían ser considerados como parte de la Generación Distribuida.

3.3.2 Potencial RER Solar

El Perú tiene un promedio anual de radiación solar de alrededor de 2,300 kWh/m², tal como se puede apreciar en la Figura 3.2 debido a su ubicación geográfica, lo que define un gran potencial para la generación fotovoltaica, sobre todo en el sur del país.

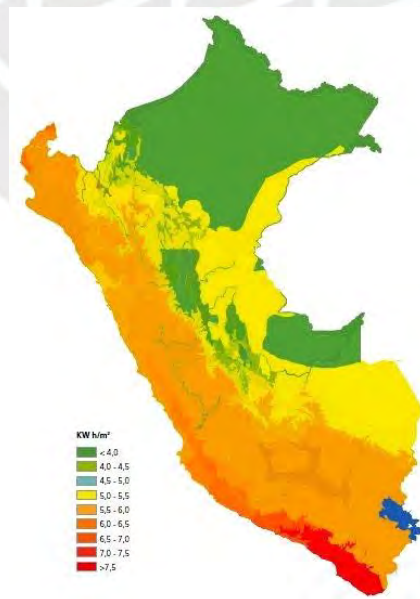


Figura 3.2 - Potencial Solar

Fuente: Perú Subsector eléctrico - Documento Promotor 2012 – DGE/MINEM

3.3.3 Potencial RER Eólico

El potencial eólico de la costa peruana presenta valores de velocidad de viento promedio del nivel de 6 a 12 m/s en los departamentos del Piura, Lambayeque, La Libertad y Ancash en el norte, y en los departamentos de Ica y Arequipa en el Sur, para alturas de turbina de 100 m. En el caso de la Sierra norte, se presentan valores de velocidad de viento promedio de 6 a 9 m/s en Cajamarca. (Osinergmin, 2019, p. 109). La Figura 3.3 muestra el potencial eólico del país.

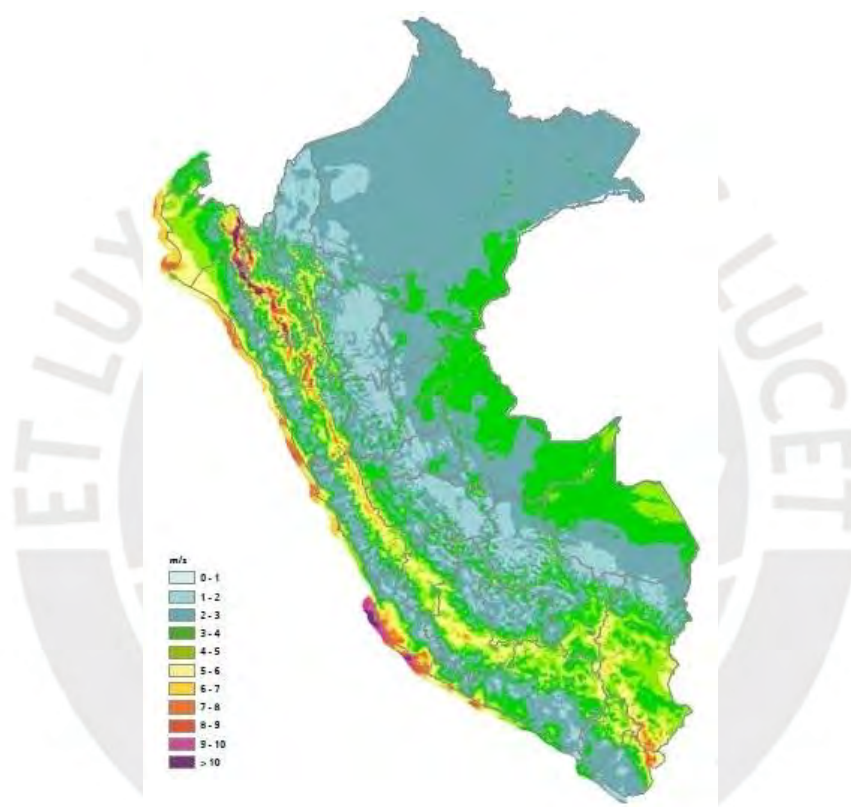


Figura 3.3 –Potencial eólico

Fuente: Perú Subsector eléctrico - Documento Promotor 2012 – DGE/MINEM

3.3.4 Potencial de biomasa

En el Perú se ha determinado un potencial significativo de residuos de biomasa que se puede convertir en energía. Un estudio sobre la disponibilidad de residuos agrícolas, ha identificado 13 tipos de cultivos, con un potencial de 31 millones de toneladas de residuos que pueden ser usados para la generación de energía. Entre dichos cultivos se encuentran la Caña de azúcar, Arroz, Maíz amarillo duro, Fruta de palma entre otros.

Según el Documento Promotor 2012 del MINEM, se estimó que, utilizando los residuos agroindustriales del año 2009, se obtendrían hasta 177 MW en centrales de biomasa y 51 MW con el uso de biogás.

3.3.5 Potencial de Cogeneración

En el año 1999, la cooperación internacional financió el proyecto ALUREE “Eficiencia energética en el Sector productivo y el Sector transporte” dentro del cual se realizó el estudio “Potencial Nacional de Cogeneración utilizando Gas Natural”, en el cual se estimó el potencial de cogeneración existente en el país, tomando en cuenta que el “potencial tecnológico representa el valor máximo de potencia de cogeneración, incluyendo las instalaciones tecnológicamente factibles de implementar, sin tomar en cuenta criterios de rentabilidad” y “el potencial efectivo representa el valor máximo de potencia efectiva de cogeneración tomando en cuenta los aspectos de rentabilidad”, los valores correspondientes son mostrados en la Tabla 3.6.

Tabla 3.6 - Potencial tecnológico y Potencial efectivo de cogeneración nacional en el año 2000

Sector	Potencial tecnológico			Potencial Efectivo		
	Potencia Instalada (MW)	%	Inversión requerida (Millones US\$)	Potencia Instalada (MW)	%	Inversión requerida (Millones US\$)
Industrial	302.8	70.8	318.5	126,4	64.3	138,5
Refinerías	66.4	15.3	96.0	50,9	25.9	60,5
Minero metalúrgico	39.2	9.2	25.6	15,6	7.9	10,2
Servicios	20.2	4.7	15.0	3,8	1.9	3,4
Total	427.6	100.0	455.1	196,7	100.0	212,6

Fuente: CENERGIA Potencial Nacional de Cogeneración utilizando gas Natural, 2000

El sector industrial fue evaluado tomando en cuenta industrias con las siguientes características: Consumo anual mínimo de combustible de 500 TEP, Consumo anual mínimo de 2000 MWh, Potencia contratada 500 kW y un período anual de operación mayor de 4000 h. No se consideró las industrias auto generadoras de energía, en las cuales parte de dicha capacidad podría ser convertida a energía cogenerada.

Por otro lado, en el 2006, OSINERG realizó el estudio “Tendencias en el Uso y Promoción del Gas Natural: Generación Distribuida”, en donde se estimó un potencial de generación distribuida basado en sistemas que utilizarían gas natural de 139,8 MW en instalaciones del sector industrial, comercial y de servicios dentro del área de la concesión de gas natural de Lima y Callao.

Las condiciones que limitaron el desarrollo de la cogeneración en la industria utilizando el gas natural como combustible han cambiado, tales como la incertidumbre en el suministro del gas natural, la falta de capacitación técnica y conocimiento de la tecnología en la industria u otros usuarios potenciales, ajustes en el marco regulatorio, entre otros. (Proyecto TECH4CDM, 2008).

La generación distribuida ofrece una oportunidad para el desarrollo de la cogeneración eficiente; así como la utilización racional del gas para la producción de energía térmica y energía eléctrica aumentando la eficiencia global del proceso en donde está involucrada.

3.4 Marco normativo Nacional

El desarrollo de las actividades del Sector Eléctrico en el Perú, se encuentran bajo el marco normativo del Decreto Ley N° 28854 Ley de Concesiones Eléctricas, publicado el 19 de noviembre de 1992, su reglamento aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM publicado el 25 de febrero de 1993; así como sus normas modificatorias.

Así mismo en el país se cuenta con un marco normativo para los Sistemas Eléctricos Rurales establecido en la Ley General de Electrificación Rural Ley N° 28749, publicada el 1° de junio del 2006 y su reglamento aprobado mediante Decreto Supremo N° 025-2007-EM publicado el 3 de mayo del 2007; así como sus normas modificatorias.

Por otro lado, también existen normas que promueven y regulan aspectos específicos de las actividades eléctricas, algunas de las cuales son tratadas en este Capítulo.

- Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica. (2006-07-23).

- Decreto Legislativo N°. 1041, Decreto Legislativo que modifica diversas normas del Marco Normativo Eléctrico (2008-06-26).
- Decreto Legislativo N° 1002, Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de Electricidad con el uso de energías renovables (2008-05-02).
- Decreto Legislativo N° 1221, Decreto Legislativo que mejora la Regulación de la Distribución de Electricidad para Promover el Acceso a la Energía Eléctrica en el Perú (2015-09-24).
- Decreto Supremo N° 037-2006-EM, Reglamento de Cogeneración (2006-07-07) y sus modificatorias.
- Decreto Supremo N° 027-2008-EM, Reglamento del COES (2008-05-03).

3.4.1 Marco normativo de la Cogeneración.

El marco normativo es considerado como una herramienta fundamental para el desarrollo de la Cogeneración en nuestro país, y está constituido por los siguientes dispositivos:

a) **Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica**

El dispositivo legal que en sus disposiciones complementarias define medidas de promoción a la generación distribuida y a la cogeneración que se conectan al SEIN, definiendo que:

- La venta de excedentes no contratados será a los generadores de mayor transferencia en el mercado de corto plazo.
- El pago por el uso de las redes de distribución será el costo incremental incurrido.

Indicando que estas acciones estarán detalladas en el reglamento de la ley, este documento aún no ha sido elaborado a la fecha.

b) **D. Leg. No. 1041, Decreto Legislativo que modifica diversas normas del Marco Normativo Eléctrico.**

Se dan incentivos para la instalación de centrales a gas de ciclo combinado en la actividad de generación eléctrica. Así como a la depreciación acelerada de los activos hasta un 20% al año.

c) Reglamento de Cogeneración D.S. N° 037-2006-EM (2006-07-07)

El primer reglamento de Cogeneración fue promulgado en el año 2005 con la finalidad de promover esta actividad y cumplir con los compromisos de nuestro país con el tratado de Kyoto, siendo sustituido en el año 2006, mediante D.S. N° 037-2006-EM; así mismo fue modificado mediante el D.S. N° 082-2007-EM (2007-11-24) y el D.S. N° 052-2009 EM (2009-06-19).

En el Reglamento de Cogeneración en el numeral 3.6 de su artículo 3, define la central de Cogeneración calificada sobre la base de los Valores mínimos de Rendimiento Eléctrico Efectivo (REE) y relación entre Energía Eléctrica y Calor Útil (C), señalados en su artículo 5. Dicho rendimiento eléctrico efectivo (REE) toma en cuenta la tecnología y el combustible utilizados, incluyendo además a la biomasa y otros materiales orgánicos. Y en caso de usar gas natural se debe cumplir con un valor mínimo de la relación energía eléctrica entre calor útil (C).

Estas variables se calculan mediante las siguientes expresiones:

$$REE = \frac{E}{Q - \frac{V}{0,9}} \quad (1) \quad C = \frac{E}{V} \quad (2)$$

Donde:

E = Energía eléctrica generada en bornes del generador, en MW.h

Q = Energía suministrada por el combustible utilizado, calculada en MW.h y con base a su poder calorífico inferior.

V = Calor Útil, expresado en MW.h.

Los valores medidos de estas magnitudes deben haber sido registrados durante 2 h a la máxima capacidad de cogeneración. Y deben ser mayores o iguales a los mostrados en la tabla del artículo 5 del Reglamento.

Tabla Art. 5 – Valores de mínimos de rendimiento eléctrico efectivo (REE) para calificación de centrales de cogeneración.

Tecnología / Combustible	Rendimiento Eléctrico Efectivo (REE)	Relación Energía Eléctrica entre Calor Útil (C = E/V)
Turbina de vapor a contrapresión	0,70	0,15
Turbina de vapor de extracción	0,58	0,30
Turbina de gas de ciclo simple	0,55	0,40
Turbina de gas de ciclo combinado	0,55	0,50
Motores de combustión interna	0,55	0,60
Biomasa	0,30	-

Fuente: DS 082-2007-EM

En el caso de centrales de cogeneración con potencia instalada menor o igual 3 MW, el rendimiento mínimo requerido será del 90% del valor indicado en la tabla.

La central de cogeneración solicitará inicialmente su calificación a la Dirección General de Electricidad (DGE) cuya respuesta deberá ser emitida 30 días útiles después de haberse presentado la solicitud, caso contrario se considerará **silencio administrativo positivo**. Esta última condición es una modificación introducida en el reglamento que permite agilizar el proceso administrativo.

Los beneficios que recibe el cogenerador calificado son:

- Precio del gas natural y las tarifas de la red principal serán los correspondientes para los generadores eléctricos según la ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural. En junio del 2009, se ha precisado que el cogenerador podrá contratar el suministro, transporte y distribución de gas natural, identificando el consumo destinado a la cogeneración y el consumo destinado al proceso productivo, debido a que el precio de generador solo podrá signarse al primer consumo; según lo establecido en artículo 6 del Reglamento de Cogeneración.
- Libre acceso a los sistemas de transmisión y distribución, pagando solamente el costo incremental en el que se incurre; según lo establecido en el artículo 12 del Reglamento de Cogeneración.

- Despacho preferencial según la programación de despacho del COES (Prioridad en el despacho); así mismo la valorización de energía entregada y retirada es efectuada mediante los procedimientos establecidos en el artículo 107 del Reglamento de la ley de concesiones; según lo establecido en el artículo 7 del Reglamento de Cogeneración.
- La venta de sus excedentes no contratados al mercado de corto plazo según la Octava disposición complementaria final de la Ley N° 28832.

d) Decreto legislativo de promoción de la inversión para la generación de Electricidad con el uso de energías renovables. D.L. N° 1002-2008 (2008-05-02).

El artículo 6 del decreto legislativo señala únicamente que los generadores con recursos energéticos renovables (RER) que tengan características de cogeneración y generación distribuida pagan por el uso de redes de distribución el costo incremental según la Octava disposición complementaria final de la Ley N° 28832. Un cogenerador que utiliza biomasa está considerado en esta Ley.

3.4.2 Normativa sobre generación distribuida

El marco legislativo de la Generación Distribuida en el Perú, está comprendido de manera general, por los siguientes dispositivos:

- Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- Decreto Legislativo N° 1002, de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables.
- Decreto Legislativo N° 1221, que Mejora la Regulación de la Distribución de Electricidad para Promover el Acceso a la Energía Eléctrica en el Perú.

Sin embargo, hasta la fecha no se han emitido los documentos reglamentarios, que establezcan la definición, alcance, aplicaciones, criterios técnicos, procedimientos de conexión, tarifas, etc.; que permitan la implementación de proyectos y el despliegue de la Generación Distribuida.

a) **Ley N° 28832**

i. Objeto de la Ley

La Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, indica en su artículo 2 que tiene por objeto perfeccionar la Ley de Concesiones Eléctricas con la finalidad de garantizar la suficiencia de generación eficiente, propiciar la efectiva competencia en el mercado de generación; y asegurar el abastecimiento oportuno y eficiente del suministro eléctrico, entre otros aspectos.

ii. Definición de Generación Distribuida

La Ley N° 28832 en su artículo 1 considera las siguientes definiciones:

- Generador.** - Titular de una concesión o autorización de generación. En la generación se incluye la cogeneración y la generación distribuida.
- Generación Distribuida.** - Instalación de Generación con capacidad no mayor a la señalada en el reglamento, conectada directamente a las redes de un concesionario de distribución eléctrica.

Se puede observar que esta Ley incluye como Generador, a la cogeneración y a la Generación Distribuida; cuya capacidad debería ser considerada en el Reglamento.

iii. Medidas de Promoción

La Octava Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832, establece que las actividades de Generación Distribuida y Cogeneración interconectadas al SEIN se regirán por las siguientes disposiciones y de acuerdo con lo que establezca el Reglamento:

- a) *La venta de sus excedentes no contratados de energía al Mercado de Corto Plazo asignándolos a los Generadores con mayores Transferencias (de compra o negativa);*
y,

b) *El uso de las redes de distribución pagando únicamente el costo incremental incurrido.*

iv. Capacidad de generación

Esta norma no precisa la potencia de la Generación Distribuida, solo indica que la capacidad de generación no debe ser mayor a la señalada en el Reglamento de Generación Distribuida.

v. Instalación de la conexión de la Generación Distribuida

Según la definición número 11, la Generación Distribuida es conectada directamente a las redes de un concesionario de distribución eléctrica.

Al considerar sólo la definición 11, podría entenderse que las instalaciones de Generación Distribuida y Cogeneración, podrían conectarse también a redes de Alta Tensión que pertenecen a un concesionario de distribución eléctrica.

Sin embargo, según lo señalado en el literal b) de la Octava Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832, respecto a la Generación Distribuida y Cogeneración interconectadas al SEIN, se les permite hacer uso de las redes de distribución, pagando únicamente el costo incremental incurrido.

Es decir, según el literal b) antes señalado, para establecer la conexión de las instalaciones de Generación Distribuida y Cogeneración, se hace uso de las redes de distribución, cuyos niveles de tensión comprende Baja Tensión y Media Tensión.

Cabe indicar que estos aspectos están considerados en el proyecto de Reglamento de Generación Distribuida propuesto.

vi. Pago por uso de redes de distribución:

Asimismo, en la Octava Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832, en el literal b) establece que la GD y al Cogenerador tienen acceso al uso de las redes de distribución, entendiéndose que éstas comprenden niveles de Baja Tensión y Media Tensión; y cualquier desembolso en el que se incurra por adecuación de la red debe ser considerado como un costo incremental.

b) Decreto Legislativo N° 1002

i. Objeto del Decreto

El objeto de este decreto es promover el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables (RER), permitiendo que la actividad de generación con RER entre en operación comercial a partir de su vigencia.

ii. Definición de Generación Distribuida

En el artículo 3 de este Decreto, define como Recurso Energético Renovable (RER), a los recursos energéticos tales como biomasa, eólico, solar, geotérmico y mareomotriz. En el caso de la energía hidráulica, limitando la capacidad instalada a no mayor de 20 MW.

De otro lado, como lo señala el numeral 2.1 del artículo 2 del Decreto Legislativo N° 1221, respecto a la Generación Distribuida, *“los usuarios del servicio público de electricidad que disponen de equipamiento de generación eléctrica renovable no convencional o de cogeneración, hasta la potencia máxima establecida para cada tecnología, tienen derecho a disponer de ellos para su propio consumo o pueden inyectar sus excedentes al sistema de distribución, sujeto a que no afecte la seguridad operacional del sistema de distribución al cual está conectado”*.

Es decir, esta norma precisa y complementa la definición de Generación Distribuida, acotándola a la generación eléctrica renovable no convencional y a la cogeneración, y que los usuarios de servicio público de electricidad que disponen de equipamiento de generación eléctrica renovable no

convencional o de cogeneración, les asiste el derecho de autoconsumo y la inyección de sus excedentes al sistema de distribución.

iii. Medidas de Promoción

El artículo 5 de este Decreto establece que, la generación de electricidad a partir de RER tiene prioridad para el despacho diario de carga efectuado por el COES, considerando con costo variable de producción igual a cero (0).

Los titulares de estas instalaciones pueden vender, total o parcialmente su producción de energía eléctrica, colocando su energía en el Mercado de Corto Plazo, al precio que resulte en dicho mercado, complementado con la prima fijada por OSINERGMIN en caso que el costo marginal resulte menor que la tarifa determinada por este organismo.

Para la fijación de la tarifa y la prima indicadas, el OSINERGMIN efectuará los cálculos considerando la clasificación de las instalaciones por categorías y grupos según las características de las distintas RER.

Es decir, la generación con RER, tiene prioridad en el despacho y establece la posibilidad de vender la producción de energía eléctrica total o parcialmente, colocando la energía en el Mercado de Corto Plazo, permitiendo complementar la prima que corresponda, cuando el costo marginal resulta menor que la tarifa determinada por OSINERGMIN.

iv. Capacidad de generación

Esta norma no precisa la capacidad o potencia de los recursos RER considerados en la Generación Distribuida, sin embargo, para el caso de la generación hidráulica la capacidad instalada no debe ser mayor de 20 MW.

v. Instalación de la conexión de la Generación Distribuida

El artículo 6 del Decreto Legislativo N° 1002, establece en general “*los Generadores con RER que tengan características de Cogeneración o Generación*

Distribuida, conforme lo establezca el Reglamento, pagarán por el uso de redes de distribución conforme lo señala el inciso b) de la Octava Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832”.

Esto implica, que la generación distribuida pagará por el uso de redes de distribución, por lo que queda implícito, que la conexión es efectuada en las redes de distribución.

Además, el mencionado artículo 6 del Decreto señala, “conforme lo establezca el Reglamento”, por lo que es necesario que en el Reglamento de Generación Distribuida se den los alcances y precisiones sobre este aspecto.

vi. Pago por uso de redes de distribución

El artículo 6 del Decreto Legislativo N° 1002, también establece que los Generadores con RER que tengan características de Cogeneración o Generación Distribuida, pagarán por el uso de redes de distribución según la Octava Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832; cuyo literal b) establece que el pago corresponde únicamente el costo incremental incurrido.

c) Decreto Legislativo N° 1221

i. Objeto del Decreto

El objeto de este decreto legislativo es la modificación de diversos artículos de la Ley de Concesiones Eléctricas que mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú.

Así mismo en su artículo 2 trata algunos aspectos generales sobre la Generación Distribuida.

ii. Definición de Generación Distribuida

Este decreto no presenta una definición de la Generación Distribuida y sus características.

Sin embargo, el numeral 2.1 del artículo 2 de este decreto señala que *“los usuarios de servicio público de electricidad que dispongan de equipamiento de generación eléctrica renovable no convencional o de cogeneración, hasta la potencia máxima establecida para cada tecnología, tienen derecho a disponer de ellos para su propio consumo o pueden inyectar sus excedentes al sistema de distribución, sujeto a que no afecte la seguridad operacional del **sistema de distribución** al cual está conectado”*.

iii. Medidas de Promoción

El antes mencionado numeral 2.1 contiene una medida de promoción, al otorgar el derecho de inyectar los excedentes de generación al sistema de distribución.

iv. Capacidad de generación

En el antes mencionado numeral 2.1 y el numeral 2.2 del artículo 2 de este Decreto Legislativo, se indica como potencia máxima aquel valor establecido para cada tecnología, y que será establecido en el Reglamento de Generación Distribuida que apruebe el Ministerio de Energía y Minas.

i. Instalación de la conexión de la Generación Distribuida

En el mencionado numeral 2.1 del artículo 2 de este Decreto Legislativo, se indica que la Generación distribuida tiene derecho a inyectar sus excedentes al sistema de distribución. Es decir, se establece como punto de conexión de las instalaciones de Generación distribuida con el sistema de distribución, cuyos niveles de tensión comprende Baja Tensión y Media Tensión.

ii. Pago por uso de redes de distribución

El pago por el uso de redes de distribución que podría efectuar el titular de la generación distribuida no está precisado en este Decreto Legislativo, sin

embargo, en el numeral 2.2 del artículo 2, señala “entre otros aspectos necesarios, son establecidos en el reglamento”.

Por lo tanto, este aspecto debe ser considerado en el Proyecto de Reglamento de Generación Distribuida.

3.4.3 Evaluación de la normativa nacional sobre generación distribuida

- La normativa nacional no define con precisión la generación distribuida, sin embargo, se puede observar que la cogeneración ha sido considerada dentro de la generación distribuida, junto con la generación RER no convencional.
- Así mismo se hace necesario que el proyecto de reglamento de generación distribuida considere entre otros aspectos las condiciones técnicas, comerciales, de seguridad, regulatorias y **la definición de las tecnologías renovables no convencionales**, lo que hará posible el desarrollo y despliegue de la generación distribuida.
- De la evaluación efectuada, se consideran como Recursos Energéticos Renovable (RER) no convencionales: biomasa, eólico, solar e hidráulico RER. Las tecnologías de generación geotérmica y mareomotriz no serán consideradas puesto que estas aún no han sido desarrolladas en el país y presentan dificultades técnicas para su conexión al sistema de distribución (media tensión y baja tensión).
- Si bien es cierto que la normativa nacional evaluada no precisa el punto de conexión o señala que la inyección de energía de la generación distribuida sea efectuada en el sistema de distribución, entonces resulta necesario que el proyecto de reglamento de generación distribuida considere que el punto de conexión sea en el sistema o las redes de distribución, cuyos niveles de tensión comprende Baja Tensión y Media Tensión.
- Estos beneficios incluyen precio preferencial (generación) para el cogenerador, acceso a libre a las redes de transmisión y a las de distribución pagando el costo incremental, prioridad en el despacho y venta asegurada de los excedentes producidos.
- En lo que respecta al pago del costo incremental incurrido por el uso de las redes de distribución, el proyecto de Reglamento de Generación Distribuida debe considerar este aspecto de manera precisa.

Capítulo 4

Marco Normativo Internacional LATAM

Se analiza la normativa internacional sobre la Generación Distribuida en países de la región en donde las características de los sistemas eléctricos de distribución, en general son similares a las del Perú.

4.1 Marco normativo de GD en Chile

Definición de GD

En el artículo 149 bis de la ley No.1 establece que los usuarios finales que disponen de equipos de generación para su propio consumo con medios renovables no convencionales o de cogeneración eficiente (definidas en los literal aa) y ac) del artículo 225, de manera individual o colectiva pueden inyectar la energía generada a la red de distribución. Cuya capacidad instalada no supere los 300 kW según lo establece el artículo 2 del Decreto 57 publicado en setiembre del 2020, y que en adelante denominaremos Usuario GD.

Así mismo en el artículo No 1 del Decreto 88 del 29 de marzo del 2022 se precisa que los medios de generación conectados a instalaciones del sistema eléctrico nacional con excedentes de potencia menores a 9.000 kW son denominados “Medios de generación de pequeña escala” y cuya capacidad instalada de generación sea mayor 200 MW según el artículo 2.

Así mismo, en el artículo 2 los medios de generación de pequeña escala se categorizan como “pequeños medios de generación distribuidos (PMGD)”, cuyos excedentes de potencia son inyectados en las instalaciones de una empresa de distribución (o a líneas de distribución); y “pequeños medios de generación (PMG)” que están conectados al sistema de transmisión nacional; según los literales a) y b) del artículo 2 del Decreto 88.

Tecnologías de Generación Distribuida

Las tecnologías usadas en Generación distribuida comprenden medios de generación renovables no convencionales y la cogeneración eficiente, que se encuentran definidas en el

literal aa) del artículo 225 de la Ley No.1 y son: Biomasa, Hidráulica inferior a 20 MW, Geotérmica, Solar, Eólica, Mareomotriz y otros determinados por la Comisión; y el literal ac) del artículo 225 de la Ley No.1, respectivamente.

Capacidad de generación

Según lo indicado en el artículo 149 bis de la ley No.1, la capacidad instalada y la inyección de excedente del Usuario GD son determinados en el Reglamento. Respecto a la capacidad instalada de cada usuario GD se establece que esta no podrá superar los 300 kW.

Por otro lado, los medios de generación de pequeña escala (PMGD y PMG) cuyos excedentes menores o iguales 9 MW pueden ser conectados a las redes eléctricas.

Punto de Conexión

En el caso de los usuarios GD según el artículo 149 bis de la Ley No. 1 tienen derecho a inyectar la energía a la red de distribución a través los respectivos empalmes (punto de conexión con la red de distribución).

Según lo establecido en el artículo 149 de la Ley No. 1, los concesionarios de distribución y las empresas que tengan líneas de distribución que utilicen bienes nacionales de uso público, deben permitir la conexión de los medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9 MW, sin comprometer la seguridad y calidad de servicio.

Cabe señalar que los excedentes de potencia en el caso de pequeños medios de generación distribuidos (PMGD) son inyectados en las líneas de distribución; y en el caso de pequeños medios de generación (PMG) son conectados al sistema de transmisión, según el artículo 2 del Decreto 88.

Pago por la conexión a la red de distribución

En el caso de los usuarios GD según el artículo 149 bis de la Ley No. 1 tienen derecho a inyectar la energía a la red de distribución a través los respectivos empalmes (punto de conexión con la red de distribución).

En el artículo 149 de la Ley No.1, las obras adicionales que sean necesarias para la inyección de los de potencia son ejecutadas por los distribuidores y los costos están a cargo de los propietarios de los medios de generación.

El artículo 149 bis de la Ley No.1, precisa que dichas obras adicionales y adecuaciones que sean necesarias deben ser solventadas por cada propietario de tales instalaciones y no podrán significar costos adicionales a los demás clientes.

Comercialización

Usuarios GD

El artículo 149 bis de la Ley No.1, establece que las inyecciones de energía de los usuarios GD se valorizan al precio que los concesionarios de distribución traspasan a los clientes regulados. Tal valorización debe incluir las menores pérdidas eléctricas asociadas a la inyección.

El artículo 56 del Decreto 57, establece que las inyecciones de energía valorizadas conforme al Capítulo 2 de dicho Decreto, deben descontarse de los Cargos por Suministro Eléctrico de la facturación del mes en que se realizaron dichas inyecciones. Lo cual corresponde un balance neto de facturación.

El Artículo 56 del Decreto 57 establece que en caso exista un remanente no descontado a favor del usuario, este se imputará y descontará las facturas siguientes, reajustándose según el índice de precios del Consumidor o instrumento que lo reemplace.

PMGD

Según lo establecido en el artículo 9 del Decreto 88, los PMGD tendrán derecho a vender la energía a costo marginal instantáneo, pudiendo acceder al mecanismo de estabilización

de precios y a vender sus excedentes de potencia al precio de nudo de la potencia y participar en las transferencias de energía y potencia.

Según el artículo 10 del Decreto 88, el Coordinador calculará el costo marginal para la valorización de las inyecciones de energía, y se asignará al precio de los excedentes de potencia, en el punto de referencia asociado, en el caso de los PMGD el punto de referencia será la subestación primaria de distribución más cercana y para el caso de los PMG será el punto de conexión del sistema eléctrico.

Según el artículo 12 del Decreto 88, los PMGD incluidos o que en el futuro se interconecten, en los balances de transferencia de energía y potencia, deben optar por vender la energía inyectada a costo marginal instantáneo o al precio estabilizado.

Según el artículo 30 del Decreto 88, cuando los PMGD hacen uso de instalaciones de Distribución para el suministro de usuarios no regulados deben pagar el peaje de distribución y cuando no hacen uso de dichas instalaciones no están sujetas al pago de dicho peaje.

4.2 Marco normativo de GD en Argentina

Definición de GD

En el artículo 3 de la ley No. 27424 se define a la Generación distribuida a *“la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, por usuarios del servicio público de distribución que estén conectados a la red del prestador del servicio y reúnan los requisitos técnicos que establezca la regulación para inyectar a dicha red pública los excedentes del autoconsumo”*.

Así mismo define como Usuario-generador: aquel usuario del servicio público de distribución que disponga de equipamiento de generación de energía de fuentes renovables mencionadas y que cumplen los requisitos técnicos para la inyección de sus excedentes según el reglamento. Cabe indicar que no están comprendidos los grandes usuarios o auto generadores del mercado eléctrico mayorista.

Tecnologías de generación

Las tecnologías usadas en Generación distribuida son definidas en el literal a) del artículo 2 de la Ley No. 27191 y son: Eólica, Solar Térmica, Solar Fotovoltaica, Geotérmica, Mareomotriz, Undimotriz, de las corrientes marinas, Hidráulica, Biomasa, Gases de vertedero, gases de plantas de depuración, biogás y biocombustibles. Limitando la potencia de las centrales hidráulicas hasta 50 MW tal como se indica en el literal b) de dicho artículo.

Capacidad de generación

El Capítulo 2 del anexo de la Resolución No. 314-2018 categoriza a los Usuarios-Generadores que instalen un Equipo de Generación Distribuida con conexión a la red de distribución, como:

- a) Usuarios-Generadores pequeños (UGpe) en baja tensión cuya potencia no supere los 3 kW
- b) Usuarios-Generadores medianos (UGme) en baja o media tensión cuya potencia sea mayor a 3 kW y hasta 300 kW.
- c) Usuarios-Generadores mayores (UGma) en baja o media tensión cuya potencia sea mayor a 300 kW y hasta 2 MW.

Punto de Conexión

En el artículo 5 de la Ley No. 27424, se establece que todo usuario-generador tiene derecho a inyectar sus excedentes de energía a la red de distribución cumpliendo los requisitos técnicos.

Pago por la conexión a la red de distribución

Según el artículo 4 de la Ley No. 27424 todo usuario tiene derecho a instalar equipo de generación a partir de fuentes renovables hasta una potencia equivalente a su potencia contratada. De requerir una potencia mayor a la contratada debe solicitar autorización especial al distribuidor.

Entendiéndose que el usuario generador inyecta energía a través del punto de conexión existente a la red de distribución, en caso requiera una potencia mayor a la contratada debe solicitar autorización al distribuidor.

Comercialización

El artículo 1 de la Ley No 27424, establece entre otros aspectos la obligación de los distribuidores de facilitar la inyección de los excedentes y asegurar el libre acceso a su red de distribución; así mismo en el artículo 1 del anexo I del Decreto 986-2018 se indica que en las modificatorias y normas complementarias del reglamento se establezca la obligación de compra de la energía inyectada por parte de los distribuidores.

En ese sentido en el numeral 3.5.2.2 del Anexo de la Resolución 314-2018, se establece la obligación del distribuidor de comprar toda la energía inyectada a la red de distribución, producto de la generación eléctrica de fuente renovable.

Así mismo, el último párrafo del artículo 12 de la Ley No. 27424, establece que el distribuidor no podrá añadir ningún cargo adicional ya sea por mantenimiento, peaje de acceso, respaldo eléctrico o cualquier otro concepto asociado a la instalación de generación distribuida.

En el artículo 12 del Decreto 986-2018 se indica que el cálculo de la compensación y remuneración por la energía inyectada es bajo el modelo de balance neto de facturación reconociendo como tarifa de inyección el precio de compra de la energía eléctrica incluida la tarifa de transporte en el mercado eléctrico mayorista.

Así mismo en el mencionado artículo se señala que, si el usuario generador tiene un crédito o un saldo a su favor en determinado periodo de facturación, este será automáticamente cargado en la facturación del periodo siguiente.

4.3 Marco normativo de GD en Colombia

Definición de GD

El numeral 18 del artículo 5 de la Ley No. 1715 del 2014, define Generación Distribuida (GD), como la producción de energía eléctrica, cerca de los centros de consumo, que se conecta a un Sistema de Distribución Local (SDL), cuya capacidad de generación está definida por la capacidad del sistema en el que es conectado.

En los primeros numerales de la Ley No. 1715 del 2014, se define la Autogeneración como la actividad realizada por personas naturales o jurídicas que generan electricidad, para atender su propio consumo. Eventualmente sus excedentes de energía eléctrica pueden inyectarse a la red. La autogeneración es clasificada en dos categorías: Autogeneración a gran escala y Autogeneración a pequeña escala.

Así mismo en el numeral 14 de la Ley No. 1715 del 2014, se define como excedente de energía aquella energía sobrante luego de cubrir el consumo propio producto de una autogeneración o cogeneración (Producción combinada de energía eléctrica y energía térmica que hace parte integrante de una actividad productiva, según numeral 4).

De acuerdo a estas definiciones la actividad de autogeneración y cogeneración se relacionan con la generación distribuida puesto que sus excedentes pueden ser inyectados a la red.

Tecnologías de generación

El numeral 18 del artículo 5 de la Ley No. 1715 del 2014, define Generación Distribuida (GD), como la producción de energía eléctrica, cerca de los centros de consumo y no se especifica las tecnologías que pueden ser usadas para ella, ocurriendo lo mismo para el caso de la Autogeneración a pequeña y mediana escala.

En el mencionado artículo 5 de la Ley No. 1715 del 2014, se definen diversas tecnologías de generación tales como cogeneración, biomasa, de los mares, pequeña hidroeléctrica, eólica, geotérmica y solar.

Sin embargo, el numeral 3 del artículo 19 la Ley No. 1715 del 2014, respecto al Desarrollo de la Energía Solar, establece que el Ministerio de Minas y Energía o a través de la entidad que este designe reglamente la participación de energía solar como fuente de generación distribuida.

Capacidad de generación

La Resolución N° 030-2018 de la CREG define al Generador Distribuido GD como: *“Persona jurídica que genera energía eléctrica cerca de los centros de consumo y está conectado al Sistema de Distribución Local y con potencia instalada menor o igual a 0,1 MW”* (100 kW)

La Resolución N° 281-2015 de la UPME establece como límite máximo de la potencia de autogeneración a pequeña escala un (1) MW.

El artículo 2 de la Resolución N° 030-2018 de la CREG establece dentro de su ámbito de aplicación la autogeneración a gran escala mayor a 1 MW y menor a 5 MW.

Punto de Conexión

El numeral 18 del artículo 5 de la Ley No. 1715 del 2014, señala que la Generación Distribuida (GD), es conectada a un Sistema de Distribución Local (SDL) y cuya capacidad de generación está definida por la capacidad del sistema en el que se conectará.

El artículo 8 de la Ley No. 1715 del 2014, respecto a la promoción de la autogeneración a pequeña y gran escala y la generación distribuida, en literal a) autoriza a los autogeneradores a pequeña y gran escala a entregar sus excedentes a la red de distribución y/o transporte. Entendiéndose que los autogeneradores a gran escala deben conectarse a la red de distribución según la definición de GD.

Pago por la conexión a la red de distribución

En este caso, no está definido de manera precisa el pago por la conexión a la red de distribución local (SDL); sin embargo, en el artículo 12 de la Resolución N° 030-2018 de la CREG con respecto a la conexión de los AGPE y GD se establece que en cualquier caso, los costos y gastos ocasionados para aumentar la capacidad de la red para poder atender la conexión del potencial usuario AGPE o GD sean cubiertos por el solicitante pudiendo ser considerados en el contrato de conexión.

Comercialización

Para efectos de la aplicación de la Resolución N° 030-2018 de la CREG que regula las actividades de autogeneración y generación distribuida, en su artículo 3 presenta, entre otras, las siguientes definiciones: “*Excedentes. Toda exportación de energía eléctrica realizada por un autogenerador.*” y “*Exportación de energía. Cantidad de energía entregada a la red por un autogenerador o un generador distribuido.*”

Respecto a las alternativas de comercialización de la GD, en el literal 2) del artículo 15 de la Resolución N° 030-2018 de la CREG, se obliga a que el comercializador compre la energía al GD al precio de venta de las exportaciones sumando el precio de bolsa más el 50% de las pérdidas técnicas, todo expresado Pesos/kWh.

La comercialización de los excedentes de un AGPE que utiliza energías renovables no convencionales está definida en el numeral 2 del artículo 16 de la Resolución N° 030-2018 de la CREG, en donde se señala que los excedentes pueden entregarse a un comercializador que atiende el mercado regulado al precio máximo de venta definido en el artículo 17; a un generador o comercializador para la atención exclusiva de usuarios no regulados a precios de venta pactados libremente; o al comercializador integrado con el OR quien está obligado a recibir los excedente a precio definido en el artículo 17.

El artículo 17 de la Resolución N° 030-2018 de la CREG, reconoce los excedentes de los AGPE que utilizan energías renovables no convencionales, según su capacidad:

- 1) Para AGPE menor o igual a 100 kW

Cuando el excedente es menor o igual que la importación, el costo de comercialización corresponde al margen del comercializador minorista que incluye los costos variables de la actividad de comercialización, expresado en Pesos/kWh, según la resolución CREG No. 119-2007.

Cuando el excedente es mayor que la importación se liquidará al precio horario de bolsa de la energía.

2) Para AGPE mayor a 100kW.

Cuando el excedente es menor o igual que la importación, el costo de comercialización corresponde al margen del comercializador minorista que incluye los costos variables de la actividad de comercialización, expresado en pesos/kWh y el servicio del sistema que corresponde a la suma del costo por el uso del STN y del SGD más el costo de compra, transporte y reducción de pérdidas, más el costo de restricciones y servicios asociados con generación según la resolución CREG No. 119 de 2007.

Cuando el excedente es mayor que la importación se liquidará al precio horario de bolsa de la energía.

4.4 Marco normativo de GD en México

Definición de GD

En el artículo 3 Ley de la Industria Eléctrica, define como Generación Distribuida (GD), a la generación de electricidad que cumple con las siguientes características:

- Realizada por un Generador Exento, es decir un generador que no requiere ni cuenta con permisos para generar, cuya potencia es menor a 500 kW según el artículo 17 de la mencionada ley.
- Realizada por un generador que se encuentra interconectado a la red de distribución con alta concentración de Centros de Carga.

Por otro lado, en el artículo 3 de la Ley de transición energética, se define la generación limpia distribuida como aquella que cumple las siguientes características:

- Realizada por un Generador Exento.
- Realizada por un generador que se encuentra interconectado a la red de distribución con alta concentración de Centros de Carga.
- Realizada a partir de energías limpias, las cuales se encuentran en la Ley de la Industria Eléctrica.

Tecnologías de generación

Las tecnologías utilizadas en la generación limpia distribuida según lo definido por la Ley de transición Energética se realizan a partir de energías limpias, que son definidas en el artículo 3 de la Ley de la Industria Eléctrica entre las cuales se consideran el viento, la radiación solar, la energía oceánica, el calor geotérmico, los bioenergéticos, la hidroeléctrica, la cogeneración eficiente, entre otras.

Capacidad de generación

En el numeral 2.4.1 del Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW, en donde se clasifican los generadores por su capacidad de generación neta (generación que no considera las cargas auxiliares), de acuerdo a la Tabla 2.1 que se muestra a continuación.

Tabla 2.1 Clasificación de las Centrales Eléctricas con capacidad menor a 0,5 MW con base a su capacidad de Generación neta y el nivel de tensión al cual se interconectan.

Nivel de tensión	Capacidad de generación neta de la central eléctrica (P) (kW)		Clasificación
Baja Tensión (Menor o igual a 1kV)	Sistemas trifásicos	$P \leq 50$	Tipo BT
	Sistemas monofásicos	$P \leq 30$	
Media Tensión (Mayor a 1 kV y menor o igual a 35 kV)	$P \leq 250$		Tipo MT1
	$250 < P < 500$		Tipo MT2

Punto de Conexión

En el literal b) del artículo 3 de la Ley de la Industria Eléctrica define la Generación Distribuida (GD) como aquella que se encuentra interconectada a la red de distribución con alta concentración de Centros de Carga.

Entendiéndose que el generador distribuido se conecta a la red de distribución según lo definido.

Pago por la conexión a la red de distribución

En el numeral 6.3.2 del Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW, indica que el distribuidor conectara a sus redes generales de Distribución los generadores que lo soliciten, en condiciones no indebidamente discriminatorias.

En el numeral 6.4.3 del Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW, indica que el generador realiza a su cuenta o hace aportaciones a los distribuidores para la realización de la conexión específica requerida.

Comercialización

Para efectos de la aplicación de la Ley de la Industria Eléctrica en su artículo 22 sobre el concepto de “necesidades propias” y sobre los aspectos aplicables a la actividad “Abasto Aislado”; así como establecer las condiciones de venta de excedentes y compra de faltantes que resulten de la operación de generadores en la condición de abasto aislado de acuerdo a los artículos 23 y 24 de la Ley, se debe tener en cuenta lo indicado en el Acuerdo No. A/37/2021.

En el artículo 2.1 Necesidades propias del Acuerdo No. A/37/2021, se indica *“Se entiende por "necesidades propias" a la generación o importación de energía eléctrica, consumida por los Centros de Carga de una misma persona o un conjunto de estas que pertenezcan a un mismo Grupo de Interés Económico, o para la exportación, sin transmitir dicha energía por la Red Nacional de Transmisión o por las Redes Generales de Distribución.”*

En el artículo 2.2 Abasto aislado del Acuerdo No. A/37/2021 en conformidad con la Ley de la Industria Eléctrica, se indica *“se entiende por Abasto Aislado la generación o importación de energía eléctrica para la satisfacción de necesidades propias o para la exportación, sin transmitir dicha energía por la RNT o por las RGD.”* Además, indica que las instalaciones de Abasto aislado pueden o no tener conexión permanente o temporal a la RNT o las RGD para la venta de sus excedentes o de faltantes, electricidad a través del punto de conexión correspondiente.

Finalmente, en el artículo 3.1 del Acuerdo No. A/37/2021, indica.

“Los cargos y abonos de la energía eléctrica y los servicios en Abasto Aislado, dentro del Mercado Eléctrico Mayorista, serán facturados al Participante del Mercado sobre la generación total o la carga total medidos en el punto de interconexión o conexión a la Red Nacional de Transmisión o las Redes Generales de Distribución, excluyendo la generación y carga dentro de la Red Particular la cual no se considera una transacción en el Mercado Eléctrico Mayorista.”

“Los Participantes del Mercado que representan activos de Abasto Aislado que operan con una interconexión o conexión al Sistema Eléctrico Nacional pagarán por todos los servicios basados en el Mercado Eléctrico Mayorista y fuera de dicho mercado que apliquen, con base en las inyecciones y retiros individuales de cada Unidad de Central Eléctrica y Centro de Carga.”

En el Anexo I de la Resolución No. 147/2017 de la CRE, señala tres metodologías para la contraprestación de energía:

- Medición neta, conocida como “Net Metering”.
- Facturación neta, conocida como “Net Billing”, asignándole un valor que puede variar a la compra y a la venta.
- Venta total de energía entregada a las redes de distribución y asignándole un valor de venta.

En el caso de facturación neta y venta de energía, la energía eléctrica entregada al valor del precio marginal local.

4.5 Resumen de la normativa sobre GD en LATAM

En la Tabla 4.1, se presenta el resumen de la evaluación de la normativa sobre la Generación Distribuida en LATAM.

Tabla 4.1 – Resumen de la evaluación de la normativa sobre la Generación Distribuida en LATAM

Definición de GD	
Chile	La GD está conformada por usuarios finales que disponen de equipos de generación para su propio consumo con medios renovables no convencionales o de cogeneración eficiente, que de manera individual o colectiva pueden inyectar la energía generada a la red de distribución.

Argentina	<p>La GD es “la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, por usuarios del servicio público de distribución que estén conectados a la red del prestador del servicio y reúnan los requisitos técnicos que establezca la regulación para inyectar a dicha red pública los excedentes del autoconsumo”</p> <p>Usuario-generador: aquel usuario del servicio público de distribución que disponga de equipamiento de generación con fuentes renovables y que cumplen los requisitos técnicos del reglamento para la inyección de sus excedentes.</p>
Colombia	<p>La GD es la producción de energía eléctrica, cerca de los centros de consumo, que se conecta a un Sistema de Distribución Local (SDL), cuya capacidad de generación está definida por la capacidad del sistema en el que es conectado.</p> <p>Así mismo, define la Autogeneración como la actividad que realizan personas naturales o jurídicas que generan electricidad, para atender su propio consumo y que eventualmente sus excedentes pueden inyectarse a la Red. Por lo tanto la Autogeneración se relaciona con la GD puesto que puede vender sus excedentes a la red.</p>
México	<p>Se define la Generación distribuida como aquella realizada por un generador exento con potencia < 500 kW e interconectado a una red de distribución con alta concentración de centros de carga.</p> <p>La generación distribuida se define como generación limpia cuando es realizada por un generador exento, interconectado a la Red de Distribución y a partir de energías limpias (como solar, eólica, etc.)</p>
Tecnologías de la GD	
Chile	Comprende los medios de generación renovables no convencionales y la cogeneración eficiente, tales como: Biomasa, Hidráulica inferior a 20 MW, Geotérmica, Solar, Eólica, Mareomotriz y otros
Argentina	Comprende las tecnologías Eólica, Solar Térmica, Solar Fotovoltaica, Geotérmica, Mareomotriz, Undimotriz, de las corrientes marinas, Hidráulica, Biomasa, Gases de vertedero, gases de plantas de depuración, biogás y biocombustibles.
Colombia	<p>Se definen diversas tecnologías de generación tales como cogeneración, biomasa, de los mares, pequeña hidroeléctrica, eólica, geotérmica y solar.</p> <p>Por otro lado la Ley 1715, señala que el desarrollo de la Energía Solar sea reglamentado para su participación como fuente de generación distribuida.</p>
México	Tecnologías limpias tales como el viento, la radiación solar, la energía oceánica, el calor geotérmico, los bioenergéticos, la hidroeléctrica, la cogeneración eficiente, entre otras.
Capacidad de Generación	
Chile	<p>Usuario GD tendrá una potencia < 300 kW.</p> <p>Medios de generación de pequeña escala (PMGD y PMG) cuyos excedentes sean ≥ 300 kW y ≤ 9 MW.</p>
Argentina	<p>Usuarios conectados a la red de distribución</p> <p>a) Usuarios generadores pequeños (UGpe) Conectados en BT con Potencia ≤ 3 kW</p> <p>b) Usuarios generadores medianos (UGme) Conectados en BT o en MT con 3 kW < Potencia ≤ 250 kW</p> <p>c) Usuarios generadores grandes (UGma) Conectados en BT o en MT con 250 kW < Potencia ≤ 2 MW</p>
Colombia	Generador distribuido GD con potencia instalada ≤ 100 kW.

	Autogeneración a pequeña escala (AGPE) con potencia ≤ 1 MW, y Autogeneración a gran escala (AGGE) con potencia > 1 MW y < 5 MW.
México	La generación distribuida con generadores de $P < 500$ kW: Conectada en Baja Tensión con tensión ≤ 1 kV, Tipo BT: <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Trifásicos con $P \leq 50$ kW <input type="checkbox"/> Monofásicos con $P \leq 30$ kW Conectada en Media Tensión con tensión $1\text{kV} < \text{Tensión} \leq 35$ kV <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Tipo MT1: Potencia neta $P \leq 250$ kW <input type="checkbox"/> Tipo MT2: Potencia neta $P < 500$ kW
Punto de conexión	
Chile	Los GD tienen derecho a inyectar energía conectándose en un punto de la Red de Distribución
Argentina	El usuario-generador tiene derecho a inyectar sus excedentes de energía a la red de distribución cumpliendo los requisitos técnicos.
Colombia	La Generación Distribuida (GD), es conectada al Sistema de Distribución Local (SDL) y su capacidad de generación está en función a la capacidad del sistema en el que se conectará. Los Autogeneradores y la generación distribuida deben conectarse a la red de distribución.
México	La generación distribuida es conectada a la red de distribución de Baja Tensión o de Media Tensión.
Pago por la conexión a la red de distribución	
Chile	Los GD tienen derecho a inyectar energía conectándose a la Red de Distribución, sin embargo, las obras adicionales que sean necesarias para la inyección de energía son ejecutadas por los distribuidores y los costos están a cargo de los propietarios de los medios de generación.
Argentina	Todo usuario tiene derecho a instalar equipo de generación a partir de fuentes renovables hasta una potencia equivalente a su potencia contratada. Entendiéndose que el usuario generador inyecta energía a través del punto de conexión existente a la red de distribución, en caso requiera una potencia mayor a la contratada debe solicitar autorización al distribuidor.
Colombia	En la conexión de los AGPE y GD en cualquier caso, los costos y gastos ocasionados para aumentar la capacidad de la red para poder atender la conexión del potencial usuario AGPE o GD serán cubiertos por el solicitante.
México	El generador realizará a su cuenta o dará aportes a los distribuidores para la realización de la conexión requerida.
Comercialización	
Chile	Las inyecciones de energía de los usuarios GD se valorizan al precio que el distribuidor traspasa a los clientes regulados, incluyendo las menores pérdidas eléctricas asociadas a la inyección. La facturación del mes en que se realizaron dichas inyecciones corresponde un balance neto de facturación (Net Billing). Los PMGD tienen derecho a vender la energía a costo marginal instantáneo, pueden acceder al mecanismo de estabilización de precios y vender sus excedentes de potencia a precio de nudo de la potencia y participar en las transferencias de energía y potencia.
Argentina	El cálculo de la compensación y remuneración por la energía inyectada por el usuario generador utiliza el balance neto de facturación (Net Billing) reconociéndose como tarifa de inyección el precio de compra de la energía eléctrica incluido la transmisión en el

	<p>mercado eléctrico mayorista.</p> <p>Así mismo se establece la obligación del distribuidor de comprar toda la energía inyectada a la red de distribución.</p>
Colombia	<p>En el caso del GD, el comercializador compra la energía al precio de venta de las exportaciones sumando el precio de bolsa más el 50% de las pérdidas técnicas, todo expresado Pesos/kWh.</p> <p>En el caso de los AGPE que utilizan energías renovables no convencionales, se reconoce sus excedentes, según su capacidad:</p> <p>1) Para AGPE menor o igual a 100 kW</p> <p>Cuando el excedente es menor o igual que la importación, el costo de comercialización es el margen del comercializador minorista que incluye los costos variables de la actividad de comercialización, expresado en Pesos/kWh.</p> <p>Cuando el excedente es mayor que la importación se liquidará al precio horario de bolsa de la energía.</p> <p>2) Para AGPE mayor a 100kW.</p> <p>Cuando el excedente es menor o igual que la importación, el costo de comercialización es el margen del comercializador minorista que incluye los costos variables de la actividad de comercialización, expresado en Pesos/kWh y el servicio del sistema que corresponde a la suma del costo por el uso del STN y del SGD más el costo de compra, transporte y reducción de pérdidas, más el costo de restricciones y servicios asociados con generación.</p> <p>Cuando el excedente es mayor que la importación se liquidará al precio horario de bolsa de la energía.</p>
México	<p>La contraprestación de energía se realiza mediante las siguientes metodologías:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Medición neta, conocida como “Net Metering”. • Facturación neta, conocida como “Net Billing”, asignándole un valor que puede variar a la compra y a la venta. • Venta total de energía entregada a las redes de distribución y asignándole un valor de venta. <p>En los casos de facturación neta y venta de energía, se considera el precio marginal local.</p>

FUENTE: Elaboración propia.

Sobre la base de la aplicación de la normativa de la Generación Distribuida en LATAM, se observa la practica más adecuada para los puntos analizados:

- Sobre la definición de GD, se observan diferentes enfoques para definirla, ya sea en función del usuario que dispone de equipos de generación para su propio consumo que puede inyectar la energía a la red de distribución, a una definición más precisa indicando que es la generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables por parte de usuarios del Servicio público de distribución y que pueden

inyectar a dicha red pública los excedentes del autoconsumo cumpliendo los requisitos establecidos.

- Sobre las Tecnologías de Generación Distribuida, en todas las normativas se indica que las tecnologías utilizadas en la generación distribuida son las fuentes de energía renovable como eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, biomasa, hidráulica, etc. Sin embargo, dando prioridad a la solar fotovoltaica, eólica, biomasa e hidráulica con un límite de potencia; así como a la cogeneración eficiente. Lo cual se logra a través de la existencia de planes de desarrollo para ciertas tecnologías o la calificación de las tecnologías como limpias.
- Sobre la Capacidad de generación, en cada normativa se han definido distintos tipos de usuarios, por ejemplo, usuario GD y los pequeños medios de generación distribuidos PMGD en Chile, definiendo su capacidad máxima de acuerdo a la normativa; así como en qué punto del sistema están conectados. El generador distribuido puede ser conectado en BT o MT, con conexión monofásica o trifásica, siendo estas características definidas por la normativa nacional.
- Sobre el Punto de Conexión, en general todas las normativas indican que el punto de conexión de un generador distribuidor está en el sistema de distribución, cumpliendo los requisitos técnicos para ello.
- Sobre el Pago por conexión a la red de distribución, en general todas las normativas indican que la GD tiene el derecho a inyectar energía conectándose a la red de distribución, todo gasto en que se incurra para la realización de obras adicionales será asumido por el solicitante. Solamente en Argentina, cuando el usuario generador inyecta potencia equivalente a su potencia contratada, se asume que las instalaciones del distribuidor ya están preparadas para esa inyección.
- Sobre la Comercialización, en Argentina y Chile en el caso de los usuarios GD que inyectan a la red, la valorización de la energía inyectada se realiza utilizando el balance neto de facturación (Net billing). En México, se utilizan la medición neta (Net Metering), la facturación neta (Net Billing) y la venta total de la energía a las redes de distribución asignándole un valor venta. En Colombia, se han establecido que para el caso del generador distribuido GD, el comercializador compra la energía al precio de bolsa + 50% de las pérdidas técnicas. Y para el caso de los auto generadores de pequeña escala AGPE con energías renovables, sus excedentes inyectados a la red son valorizados en función de la potencia del AGPE y las reglas establecidas por la Comisión de regulación de Energía y Gas CREG.

Capítulo 5

Evaluación y propuesta de normatividad

5.1 Aspectos legales

Sobre las definiciones en el Reglamento

Sobre la definición de GD, se han tomado en cuenta diversos enfoques para definirla, ya sea en función del usuario que dispone de equipos de generación para su propio consumo y que puede inyectar sus excedentes de generación a la red de distribución eléctrica, a una definición más precisa que además considere el origen de las fuentes de energía renovables no convencionales y la cogeneración eficiente, y que pueden inyectar a dicha red de distribución eléctrica los excedentes del autoconsumo cumpliendo los requisitos establecidos en el Reglamento.

Cabe señalar que los recursos energéticos renovables no convencionales son tales como biomasa, eólico, solar, geotérmico, mareomotriz e hidráulico no mayor de 20 MW, no obstante, la generación geotérmica y mareomotriz no serán consideradas en este trabajo sobre la generación distribuida, puesto que estas aún no han sido implementadas en el país y presentan dificultades técnicas para su desarrollo y aplicación.

Sobre la base de la evaluación efectuada de la normativa tanto nacional como en LATAM, en el Reglamento propuesto se debe incorporar las siguientes definiciones:

Recursos Energéticos Renovables No convencionales: Para efectos del Reglamento, son los recursos energéticos tales como biomasa, eólico, solar y energía hidráulica, cuya la capacidad instalada no sobrepasa lo especificado en el Reglamento.

Precisión debida a la definición original de los recursos energéticos renovables RER de la Ley 1002 y lo mencionado en el D. Leg. 1221, por ello en los reportes generales se menciona como ER solamente a la biomasa, la energía solar y a la energía eólica, consideran a la energía hidráulica como “convencional, por ello la mención de lo especificado en el Reglamento.

Cogeneración: Es el proceso de producción combinada de energía eléctrica y Calor Útil, que forma parte integrante de una actividad productiva, en el cual la energía eléctrica es destinada al consumo de dicha actividad productiva y cuyo excedente es comercializado en el mercado eléctrico.

Cogeneración eficiente: Es aquella cogeneración calificada por la Dirección General de Electricidad cumpliendo los requisitos establecidos en los artículos 4º y 5º del Reglamento de cogeneración.

Definiciones dadas en el Reg. de Cogeneración, pero que no están consideradas en el Reglamento.

Generación Distribuida: Es la generación de electricidad obtenida a partir de recursos energéticos renovables no convencionales o de cogeneración eficiente conectados directamente a la Red de Distribución, cuya generación o sus excedentes son inyectados a dicha red; que es desarrollada por usuarios del Servicio Público de Electricidad, o por persona natural o jurídica, que cumplan las condiciones técnicas del Reglamento.

Se trata de relacionar el concepto básico con las fuentes de energía y el “usuario” o la organización que hará dicha actividad, por ejemplo, una central hidráulica pequeña ubicada en proximidad de una línea primaria del distribuidor o el hecho que la EDE pueda ser propietaria de la misma. Al parecer actualmente ya está sucediendo esta situación.

Generador Distribuido: Persona natural o jurídica que es Usuario del Servicio Público de Electricidad, que desarrolla la actividad de Generación Distribuida y que cumple las condiciones técnicas del reglamento.

Generador Distribuido Especial (GDE): Persona natural o jurídica que no es **Usuario del Servicio Público de Electricidad**, que desarrolla la actividad de Generación Distribuida y que cumple las condiciones técnicas del reglamento; cuya instalación es conectada a la Red de Distribución de Media Tensión para inyectar su generación con una potencia máxima de generación instalada que sea mayor de 100 kW y no mayor de 2 500 kW. En este caso el GDE deberá tener la conformidad de la Empresa de Distribución Eléctrica, para atender la demanda de usuarios ubicados en las cercanías de la generación distribuida. Si la potencia máxima de generación instalada es mayor a 500 kW deberá contar con concesión o autorización de Generación.

Este caso cubre la generación distribuida de propiedad de la empresa de distribución EDE y de los generadores independientes que no requieren autorización para la generación y tienen excedentes que pueden entregar a la Red del EDE, por ejemplo, pequeños generadores hidráulicos cuya potencia esta entre 100 kW y 200 kW.

Micro Generación Distribuida (MGD): Instalación de generación distribuida de un usuario del Servicio Público de Electricidad que es conectada a la Red de

Distribución de Baja Tensión, para inyectar sus excedentes y cuya potencia máxima de generación instalada corresponderá a la potencia contratada del suministro con la Empresa de Distribución Eléctrica y en ningún caso dicha potencia máxima superará los 20 kW.

Pequeña Generación Distribuida (PGD): Instalación de generación distribuida de un usuario del Servicio Público de Electricidad que es conectada a la Red de Distribución de Baja Tensión o Media Tensión, para inyectar sus excedentes y cuya potencia máxima de generación instalada corresponderá a la potencia contratada del suministro con la Empresa de Distribución Eléctrica y en ningún caso dicha potencia máxima superará los 500 kW.

Gran Generación Distribuida (GGD): Instalación de generación distribuida de un usuario del Servicio Público de Electricidad, que es conectada a la Red de Distribución de Media Tensión, para inyectar sus excedentes, cuya potencia máxima de generación instalada corresponderá a la potencia contratada del suministro con la Empresa de Distribución Eléctrica o que dicha potencia máxima instalada sea mayor de 500 kW y no mayor de 2 500 kW. En este caso se deberá contar con concesión o autorización de Generación.

Se hace esta clasificación tomando en cuenta los tipos de tarifas en baja tensión y media tensión existentes, así como la necesidad de contar con autorización o concesión a partir de 500 kW y la opción de los usuarios de ser clientes regulados o clientes libres a partir de los 200 kW hasta 2 500 kW.

Sobre las precisiones o modificaciones en los dispositivos analizados

Generación Distribuida realizada por las Empresas de Distribución

Respecto a que las empresas de Distribución Eléctrica puedan realizar la GD Especial, no requiere ninguna modificación en los dispositivos analizados puesto que según el Reglamento propuesto estas empresas pueden realizar dicha actividad por tratarse de empresa jurídica, para atender la demanda de usuarios ubicados en las cercanías de la generación distribuida y cumpliendo los aspectos normativos, técnicos, comerciales y tarifarios del Reglamento.

Por otro lado, según el tercer párrafo del artículo 22 de la LCE, durante el procedimiento de otorgamiento de concesión definitiva o autorización, el Ministerio de Energía y Minas evalúa el otorgamiento respectivo en los casos de integración vertical que no califiquen como actos de concentración según las condiciones definidas en la actualización del Reglamento aprobada por decreto supremo.

En tal sentido, según las definiciones dadas en el Reglamento Propuesto, una Empresa de Distribución Eléctrica puede realizar la generación distribuida sin trasgredir el artículo 122 de la LCE respecto a la concentración vertical de actividades. En este caso la generación especial desarrollada por la EDE servirá para atender la demanda de sus usuarios ubicados en las cercanías de la generación distribuida, considerando que si la potencia máxima de generación instalada es mayor a 500 kW deberá contar con concesión o autorización de Generación.

Artículo 122 de la LCE

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

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

Si durante el procedimiento de otorgamiento de concesión definitiva o autorización, se presenten casos de integración vertical que no califican como actos de concentración conforme a la normatividad de la materia, el Ministerio de Energía y Minas evalúa el otorgamiento del respectivo derecho eléctrico, conforme a las condiciones definidas mediante decreto supremo refrendado por el Ministro de Energía y Minas y el Ministro de Economía y Finanzas.”

Modificación del Decreto Legislativo N° 1221

Se recomienda hacer la siguiente modificación en el numeral 2.1 del Artículo 2 del Decreto Legislativo N°1221 y dejar sin efecto todo criterio normativo que se contraponga, más aún cuando las normas analizadas derivan al Reglamento todos los aspectos complementarios y necesarios para la aplicación de la Generación Distribuida. En ese sentido se propone la siguiente modificación al mencionado Decreto Legislativo.

Dice:

“Los usuarios del servicio público de electricidad que dispongan de equipamiento de generación eléctrica renovable no convencional o de cogeneración, hasta la potencia máxima establecida para cada tecnología, tienen derecho a disponer de ellos para su propio consumo o pueden inyectar sus excedentes al sistema de distribución, sujeto a que no afecte la seguridad operacional del sistema de distribución al cual está conectado”.

Debe decir:

Los usuarios del servicio público de electricidad o una persona natural o jurídica, que cumplan las condiciones técnicas del reglamento, y que dispongan de equipamiento de generación eléctrica renovable no convencional o de cogeneración eficiente, hasta la potencia máxima establecida para cada tecnología, tienen derecho a disponer de ellos para su propio consumo o pueden inyectar sus excedentes al sistema de distribución, sujeto a que no afecte la seguridad operacional del sistema de distribución al cual está conectado.

Así mismo, el mencionado Decreto Legislativo deberá establecer que quede sin efecto, todo criterio normativo que se contraponga a este Decreto Legislativo.

5.2 Ámbito y criterios técnicos

Para la categorización de la GD se han tomado en cuenta lo establecido en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, El Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad y Resoluciones Osinergmin.

La condición de usuario

Según lo establecido en la Norma de Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final aprobada por la Resolución Osinergmin N° 206-2013-OS/CD, para los usuarios finales con tarifa BT5 en Baja Tensión la potencia conectada o la demanda máxima mensual es de hasta 20 kW en horas punta y fuera de punta.

Así mismo, el artículo 3 del Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad aprobado por Decreto Supremo N° 022-2009-EM indica:

Artículo 3.- Rango de Máxima Demanda

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

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

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

La Figura No. 5.1 muestra gráficamente la condición de los usuarios finales de electricidad



Figura 5.1 – Condición de los usuarios finales

Requisito de autorización o concesión

Según los literales a) y d) del artículo 3° y el artículo 4° de Ley de Concesiones Eléctricas se requiere concesión definitiva o autorización para la actividad de generación cuya potencia instalada sea mayor de 500 kW.

La Figura No. 5.2 muestra gráficamente el requerimiento de autorización o concesión para la generación según la potencia instalada.

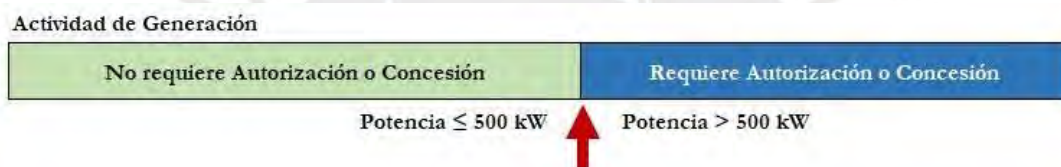


Figura No. 5.2 - Requerimiento de autorización o concesión para la generación

Definición de las categorías de generación distribuida

La definición de las categorías propuestas es mostrada de forma esquemática a continuación.



Figura No. 5.3 – Categorización de la Generación Distribuida

Las categorías mostradas por la Figura 5.3 están definidas en el apartado 5.1 “Sobre las definiciones del Reglamento”.

5.3 Criterios de conexión

Según la categorización propuesta de la Generación Distribuida definida en el apartado anterior y las capacidades de las redes de distribución de baja tensión y media tensión, se proponen los siguientes criterios de conexión:

Micro Generación Distribuida (MGD): es conectada a la red de distribución de baja tensión.

Pequeña Generación Distribuida (PGD): es conectada a la red de distribución de baja tensión o de media tensión.

Gran Generación Distribuida (GGD): es conectada a la red de distribución de media tensión.

Generación Distribuida especial (GDE): es conectada a la red de distribución de media tensión.

En la Figura 5.4 se muestra un esquema de conexión según la categorización propuesta de la generación distribuida.

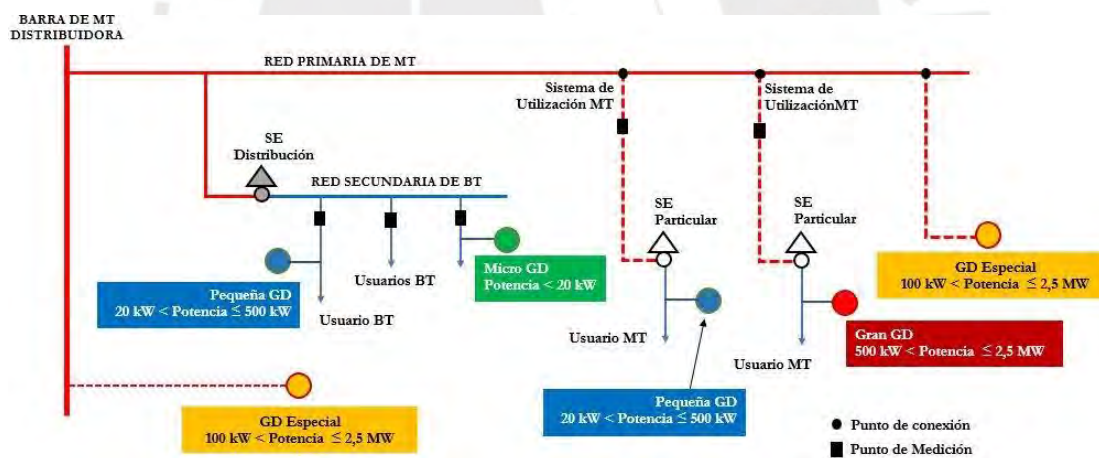


Figura No. 5.4 – Esquema de conexión según la categorización de la Generación Distribuida

En todos los casos la conexión establecida por el Generador distribuido debe cumplir con los requisitos técnicos de conexión y seguridad. Así mismo se debe tomar en cuenta las tensiones normalizadas indicadas en el Código Nacional de Electricidad Suministro en cuya Regla 017.A establece los niveles de tensión recomendados para Media Tensión: 20.0 kV, 22.9 kV, 33 kV, 22.9/13.2 kV, 33/19 kV. Así mismo en la definición de Nivel de tensión, se considera como Media Tensión (abreviatura: M.T.) a los niveles de tensión comprendidos entre la alta tensión y la baja tensión, dentro de los límites $1 \text{ kV} < U \leq 35 \text{ kV}$, siendo U la tensión nominal.

La capacidad del alimentador del circuito del GD en Media Tensión en el sistema de distribución, que es entre 5 MW hasta 7.5 MW para los circuitos de 10 kV y que es entre 7.5 hasta 12 MW para los circuitos de 22.9 kV, debe ser considerada al establecer la conexión del usuario GD cuya potencia no debe ser mayor que dicha capacidad, de lo contrario la EDE deberá realizar las mejoras necesarias a cuenta del GD.

En la norma DGE Terminología en Electricidad, se define como Sistema de Distribución:

“Es aquel conjunto de instalaciones de entrega de energía eléctrica a los diferentes usuarios, comprende:

- *Subsistema de distribución primaria*
- *Subsistema de distribución secundaria*
- *Instalaciones de alumbrado público*
- *Conexiones*
- *Punto de entrega.”*

La Figura No. 5.5 muestra en el diagrama unifilar simplificado, al conjunto del Sistema de Distribución conformado por el Subsistema de Distribución Primaria en MT y el Subsistema de Distribución Secundaria en BT.

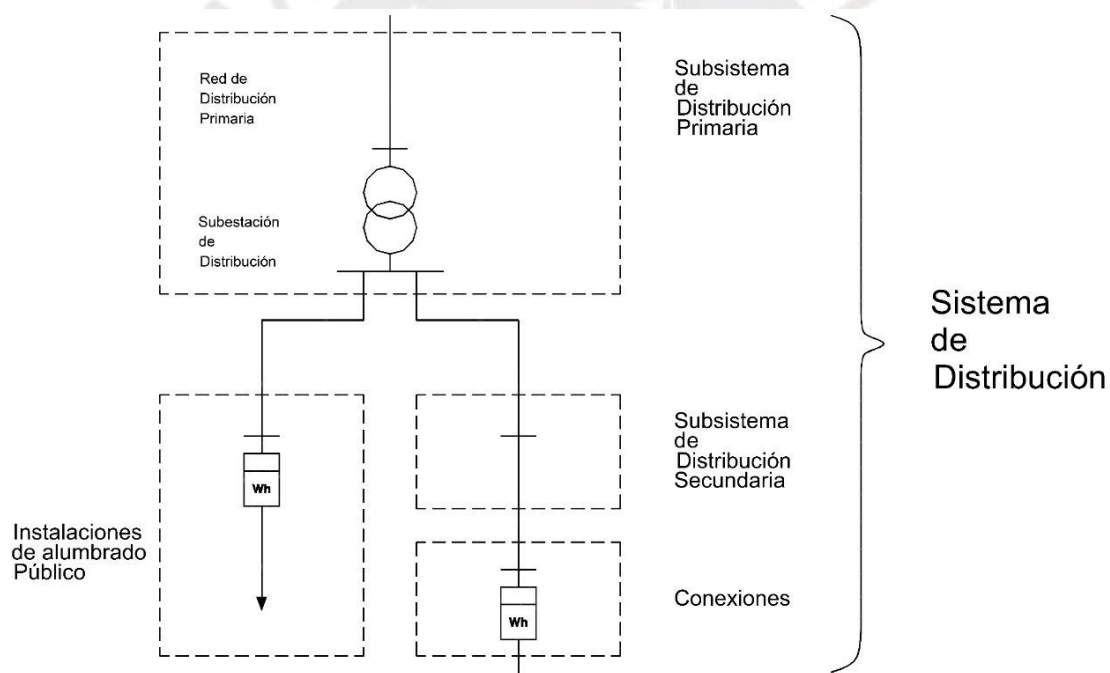


Figura 5.5 – Sistema de Distribución

Fuente: norma DGE Terminología en Electricidad, MINEM.

5.4 Acciones de transición y/o promoción

El desarrollo e implementación de la GD requiere considerar las siguientes acciones:

- Creación de mecanismos de promoción temporales para que se efectúen inversiones en proyectos de generación distribuida. Entre los mecanismos aceptados de promoción a nivel internacional se encuentran:

- Las tarifas de incentivo (Feed-In Tariff), en donde la energía la energía eléctrica excedente del autoconsumo es inyectada en la red y remunerada a un precio superior a la tarifa de consumo establecida como un subsidio, con el objetivo de promover e incentivar la generación distribuida.
- Compra total -Venta Total (Buy-all, sell-all o BASA por sus siglas en inglés): bajo esta modalidad el total de la energía generada es inyectada a la red sin permitirse el autoconsumo por parte del usuario. En este caso el consumo eléctrico continúa siendo alimentado exclusivamente por la red de distribución.

Se debe establecer la factibilidad de su aplicación dado el número de usuarios que se tendrá que atender. Previendo que existan prácticas adversas, como el exceso de generación de un tipo de tecnología de generación (PNUMA, Julio 2022).

- Establecimiento de mecanismos tributarios y fondos destinados al apoyo de la generación distribuida, tales como:
 - Excepciones tributarias relacionadas con el pago del impuesto a la renta de las instalaciones de generación aplicadas a la venta de la energía generada como excedente.
 - Excepción de impuestos para la compra de equipos, maquinaria y servicios para la generación distribuida. O excepción del pago de aranceles en la importación de los mismos para los proyectos de generación distribuida.
 - Mecanismos de depreciación acelerada para los activos del proyecto de generación distribuida.
 - Emisión de certificados de crédito fiscal para el pago de impuestos para usuarios generadores que instalen equipos de generación distribuida. Estos certificados existen en Argentina o tienen la forma de validación técnica otorgada por una agencia del gobierno para disponer de líneas de crédito especiales como ocurre en Chile. (PNUMA, Julio 2022)
 - Fondos de financiamiento para energías renovables no convencionales, la gestión eficiente de la energía o la generación eficiente, tal como existen en Colombia, Chile o México.(PNUMA, Julio 2022).
- Definición e inclusión en el Reglamento de las obligaciones que las instituciones públicas que supervisan a las empresas de distribución eléctrica para que brinden un servicio permanente, seguro y de calidad, en este caso en lo relacionado con el Reglamento.
- Identificación de la percepción que el usuario del servicio público tiene sobre los temas relacionados con la Generación Distribuida, tales como reconocimiento o desconocimiento de sus beneficios, lo que afectará la decisión de convertirse en micro usuarios GD. O la desconfianza en la instalación de medidores inteligentes necesarios para la GD, tal como ha ocurrido en Chile.

Establecimiento de las obligaciones de Osinergmin

Se debe establecer la responsabilidad de Osinergmin para la elaboración y aprobación, en un plazo definido, luego de la publicación del Reglamento, de los siguientes procedimientos:

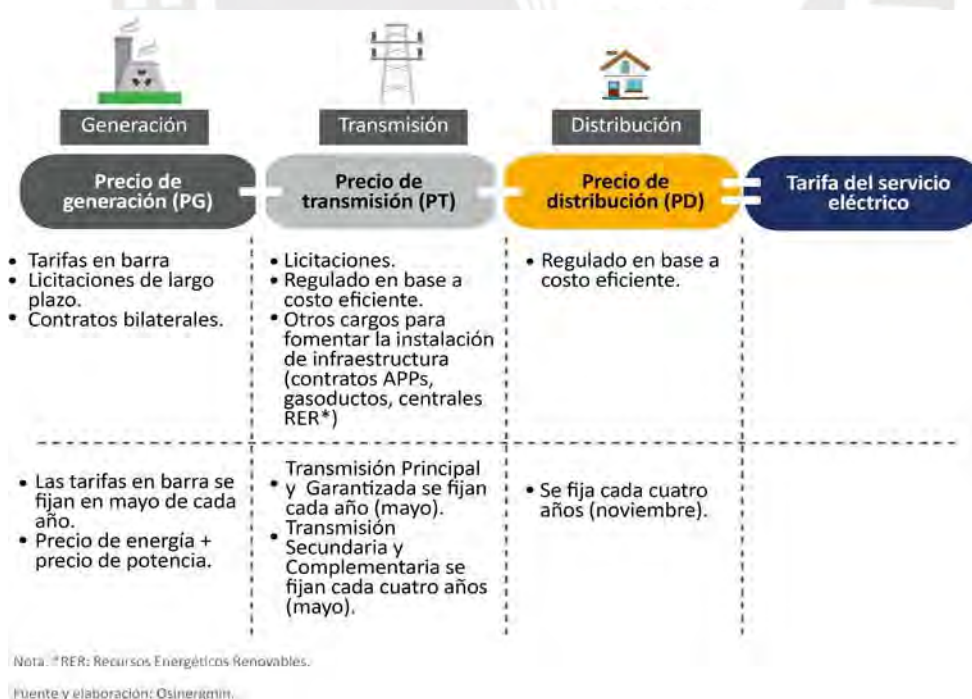
- De las Condiciones técnicas y procedimentales para la Conexión de la Generación Distribuida según su categorización y tecnología.
- De la Operación de la Generación Distribuida.
- De los Aspectos comerciales y tarifarios de la Generación Distribuida.
- De Supervisión y sanciones para la Generación Distribuida.

5.5 Aspectos tarifarios y de comercialización

Formación de tarifas eléctricas para usuarios finales

Las tarifas de electricidad para usuarios finales regulados en el Perú se establecen según la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento. Estas tarifas consideran tres componentes: precios a nivel de generación, los peajes de los sistemas de transmisión y el Valor Agregado de Distribución.

En la Figura 5.6 se muestra la formación de precios de los usuarios residenciales considerando las tres actividades: Generación, Transmisión y Distribución.



FUENTE: La Industria de la Electricidad en el Perú, 25 años de aportes al crecimiento económico del país, OSINERGMIN, 2016

Figura 5.6 - Formación de precios de usuarios residenciales

Los precios de generación, se establecen mediante licitaciones de contratos entre Generadores y Distribuidores, a través de subastas para atender el Servicio Público de Electricidad fijándose los precios firmes como resultado del promedio ponderado de los precios ofertados. Y cuando la demanda del distribuidor es mayor que la contratada por licitaciones el distribuidor contrata directamente con los generadores a precios no mayores que los precios de barra establecidos por Osinergmin. De modo que los precios de generación resultan de una ponderación entre las tarifas en barra y los precios firmes de las licitaciones; actualizándose por variaciones en el tipo de cambio, inflación, precios de GN, diésel, etc. Las tarifas en barra comprenden el precio a nivel de generación (precio básico de energía y precio básico de potencia) y el precio a nivel de transmisión (peaje de transmisión y cargos adicionales).

Los precios de transmisión, consideran los sistemas de transmisión que sirven para transportar la energía desde la generación hasta los usuarios más otros conceptos. Los sistemas de transmisión eléctrica están conformados por el sistema principal, sistemas garantizados, los sistemas secundarios y complementarios. Respecto a los otros conceptos, éstos están conformados por los siguientes cargos:

- **Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro (CUCSS) [S/kW-mes]:** Compensa a centrales duales que operan con gas natural o diésel y centrales de Reserva Fría (Artículo 6 de Decreto Legislativo N° 1041).
- **Cargo por Prima de Generación con Recursos Energéticos Renovables (Prima RER):** Compensa a las centrales de generación que utilizan RER (Artículo 7 de Decreto Legislativo N° 1002).
- **Cargo por Compensación por FISE:** Compensa a los generadores eléctricos por el recargo en el transporte de gas natural que financia el FISE (Artículo 4° de la Ley N° 29852). Sistema de compensación energética que permita brindar seguridad al sistema; así como, un esquema de compensación social y de servicio universal para los sectores más vulnerables de la población.
- **Cargo Unitario de Confiabilidad de la Cadena de Suministro (CCCSE):** Compensa a empresas estatales que incurran en gastos por situaciones de emergencia (Artículo 1° de Ley N° 29970).

Los precios de distribución, es regulado por Osinergmin tomando en cuenta una empresa modelo eficiente, cuya remuneración se realiza considerando el Valor Agregado de Distribución (VAD), que consta de la Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (aVNR), los costos estándares de operación y mantenimiento (COyM), pérdidas estándares de energía y el cargo fijo asociado a los usuarios (lectura de medidor, procesamiento, emisión y reparto de recibos).

Para la determinación del VAD en media y baja tensión se usa la siguiente ecuación:

$$VAD = \frac{aVNR + COyM}{Dm}$$

Donde:

VAD = Valor agregado de la distribución, cargo asociado a la inversión en los Sistemas de Distribución, US\$/kWh.

aVNR = Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (asociado a costos estándares de inversión), en US \$.

COyM = Costos de operación y mantenimiento, en US \$

Dm = Demanda máxima del Sistema de Distribución Eléctrica, en kWh

Como referencia en la Tabla N° 5.1 se muestra la composición de la formación de tarifas considerando las tres actividades: Generación, Transmisión y Distribución.

Tabla N° 5.1 – Componentes de la Formación de Tarifas Eléctricas de Usuarios Finales correspondientes al mes de mayo de los años 2019 y 2020

Descripción	Mayo 2019				Mayo 2020			
Generación potencia	5.9	11.5%	25.5	49.7%	6	11.4%	26.8	49.61%
Generación energía	19.6	38.1%			20.8	39.5%		
Transmisión primaria	9.2	17.9%	12.0	23.4%	9.4	17.8%	12.2	23.34%
Transmisión secundaria	2.8	5.4%			2.8	5.3%		
Distribución MT	3.0	5.8%	13.8	26.9%	3.0	5.7%	13.8	26.85%
Distribución BT	10.8	21.0%			10.8	20.5%		
Total	51.3	100.0%	51.3	100%	52.8	102.1%*	52.8	

* Variación porcentual con respecto al valor total de la tarifa de mayo del 2019.

FUENTE: COES, Elaboración GPAE OSINERGMIN, 2020.

En la Figura 5.7 se muestra en resumen las tres componentes: Generación, Transmisión y Distribución.

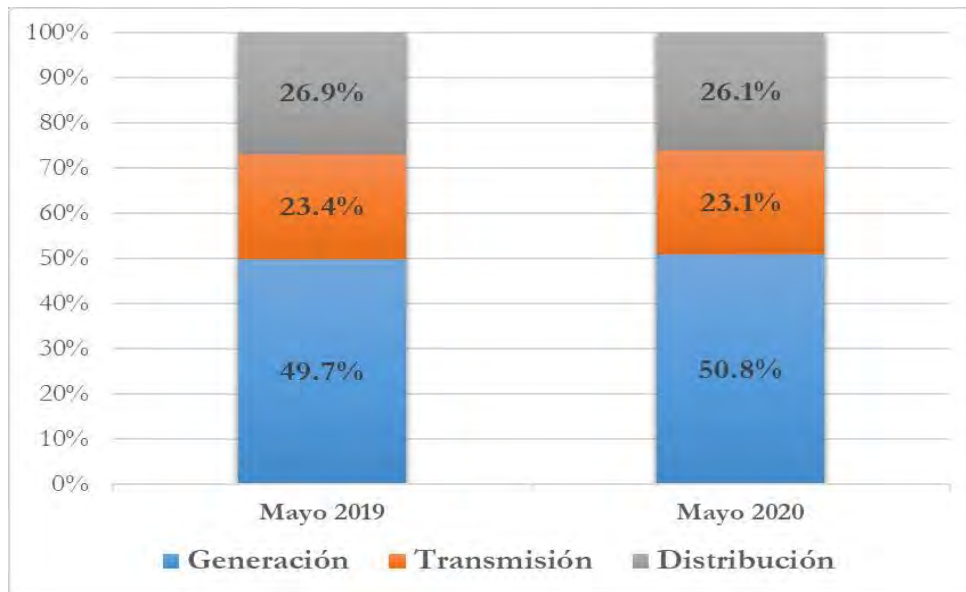


Figura 5.7 - Componentes de las tarifas considerando la Generación, Transmisión y Distribución.

FUENTE: Elaboración propia

Como se puede apreciar en la Figura 5.6, en mayo del 2020, el precio de la generación representaba alrededor del 51% del precio para el usuario final, el de transmisión el 23% y el de la distribución el 26% aproximadamente.

Cabe señalar que la transmisión resulta relativamente importante, puesto que a este ítem se le han impuesto los diversos cargos antes mencionados, tales como: Compensación por Seguridad de Suministro, Prima RER, FISE, Cargo Unitario de Confiabilidad de la Cadena de Suministro.

Ejemplo de Evaluación Económica de un Proyecto de Micro Generación Distribuida

De acuerdo a la información encontrada en los países de LATAM, el mayor despliegue de la generación distribuida se ha realizado en proyectos de generación solar fotovoltaica a nivel de usuarios domésticos individuales. Por ello a continuación, se hace una evaluación económica de la inversión necesaria para un típico sistema de generación fotovoltaica constituido por un Kit Solar Aislado 5000 W, 48VDC, 10 200 Wh/día, tal como se muestra en la Figura 5.8; comparándolo con un suministro de baja tensión de 5 kW, con un consumo mensual de 200 kWh.

Así mismo, en el ejemplo se considera un kit solar aislado con baterías para que éstas suministren la energía en horas punta, en las cuales no se dispone del recurso solar.



Figura No. 5.8 - Kit Solar Aislado 5000 W, 48 VDC, 10 200 Wh/día

FUENTE: Kit Solar Aislado 5000 W, 48 V, 10200 Wh/día, AutoSolar

La Tabla No. 5. muestra el cálculo del pago mensual por energía de un suministro de 5 kW, Tarifa BT5B en la ciudad de Arequipa, con un consumo promedio mensual de 200 kWh.

Tabla No. 5.2 – Cálculo del pago mensual por energía de un suministro BT5B en Arequipa

Descripción	Cantidad
Potencia (kW)	5.00
Energía mes (kWh)	200.00
Cargo por energía (ctm. S//kWh)	74.09
Pago por energía	S/ 148.18

El pago mensual resultante por energía sin IGV es S/ 148.18.

A continuación, en la Tabla No. 5.3 se muestra el cálculo económico de la inversión necesaria para un Kit Solar Aislado 5000 W, 48VDC, 10200 Wh/día, considerando una tasa esperada del 7.5% y periodos de recuperación de 5, 10 y 15 años.

Tabla No. 5.3 – Cálculo económico de Instalación de Kit Solar aislado

Descripción	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Inversión (S/)	14,625.05	14,625.05	14,625.05
TIR (%)	7.5%	7.5%	7.5%
Tasa Mensual (%)	0.60%	0.60%	0.60%
Periodo (Años)	5	10	15
Pago Anual (S/)	3,614.80	2,130.66	1,722.79
Pago Mensual (S/)	291.35	171.73	138.86
O&M típico (5%)	14.57	8.59	6.94
Total Mensual	S/ 305.92	S/ 180.32	S/ 145.80

Para efectos de comparación, sólo se considera el pago por energía, por lo tanto, el pago del suministro a la distribuidora es de S/ 148.18 monto que resulta menor que las alternativas 1 y 2, haciéndose rentable la inversión en el Kit Solar Aislado recién a partir del décimo quinto año como se muestra en la alternativa 3.

Con estos resultados, no existe motivación para que los usuarios domésticos del Servicio Público de electricidad inviertan en el desarrollo de proyectos de Micro GD de esta naturaleza, por lo tanto, se hace necesaria la implementación de mecanismos de incentivo para promover la participación de estos usuarios.

Costos unitarios de instalación y Operación y Mantenimiento de GD

Los costos unitarios de instalación y de operación y mantenimiento de la GD dependen de la capacidad o potencia instalada, así como de la tecnología utilizada.

En el caso de la generación distribuida con recursos energéticos no convencionales, la Tabla 5.4 muestra datos relacionados la eficiencia total, las emisiones y los costos entre los que se consideran, el costo unitario de instalación y de operación y mantenimiento, según la tecnología de generación.

Tabla 5.4 - Costos unitarios de instalación y Operación y Mantenimiento de GD con recursos energéticos renovables no convencionales.

Tecnologías GD	Biomasa	Fotovoltaica	Eólica	Pequeña/Mini/Micro Hidroeléctrica
Capacidad	100 kW – 20,000 kW	1 kW–20 kW	200 kW–3 MW	Micro: 25 kW–1 MW Pequeña: 100 kW–100 MW
Eficiencia total (%)	~ 40 – 45	8–35	35–45	60–90
Combustible	Biomasa	Sol	Viento	Agua
Emisión de CO ₂ , (g/kWh)	Sin emisión directa	Sin emisión directa	Sin emisión directa	Micro: 16–20 Pequeña: 10–12
Emisión de SO ₂ , (g/kWh)	Sin emisión directa	Sin emisión directa	Sin emisión directa	Micro: 0.038–0.046 Pequeña: 0.024–0.029
Emisión de NO _x , (g/kWh)	Sin emisión directa	Sin emisión directa	Sin emisión directa	Micro: 0.071–0.086 Pequeña: 0.046–0.056
Costo de instalación/kW,	2000 – 3500	1550–3830	900–1400	30–250

(US\$/kW)				
Costo de energía (centavos de dólar/kWh)	No disponible	25–125	5–13	2–10
Factor de capital (%)	No disponible	8–20	20–30	20–70
Costo de operación y mantenimiento (US\$/MWh)	No disponible	1–4	10	0.045–0.09
Período de recuperación (año)	No disponible	1–2.7	0.4–1.4	Pequeña: 11.8 Grande: 0.5

FUENTE: Handbook of Distributed Generation, Bansal, 2017.

En el caso de la generación distribuida con cogeneración eficiente, la Tabla 5.5 muestra datos relacionados la eficiencia eléctrica, las potencias disponibles y los costos entre los que se consideran, el costo unitario de instalación y de operación y mantenimiento, para un sistema de cogeneración eficiente de ciclo combinado.

Tabla 5.5 - Costos unitarios de instalación y Operación y Mantenimiento de GD con cogeneración eficiente de ciclo combinado.

Especificación	Valor típico
Eficiencia eléctrica	40 – 60 %
Potencias disponibles (MW)	3 a 200
Espacio requerido (m ² /kW)	0,002 a 0,006
Costo (US\$/kW)	800 a 1100
Costo OyM (US\$/kW)	0,004 a 0,01
Disponibilidad	90 a 98%

FUENTE: US AID Cogeneración – Actualización para consultores en eficiencia energética 2004

En general, un sistema de generación de ciclo combinado utiliza el combustible primario para producir fuerza motriz, calor y energía eléctrica, por lo que es considerada como un sistema de cogeneración eficiente y deberá contar con la correspondiente calificación emitida por la Dirección General de Electricidad (DGE).

Tarifas propuestas para la Generación Distribuida:

En general, de acuerdo al planteamiento para el proyecto de Reglamento en el sentido que la generación distribuida debe ser conectada a redes de distribución eléctrica de media y baja tensión hasta una potencia de 2.5 MW y sobre la base la información revisada de la normativa LATAM, donde se plantean diversos regímenes tarifarios, se pueden agrupar en las siguientes categorías:

- Medición neta, conocida como “Net Metering”.

- Facturación neta, conocida como “Net Billing”, asignándole un valor que puede variar a la compra y a la venta.
- Venta total de energía entregada a las redes de distribución y asignándole un valor de venta.

Por lo tanto, en el proyecto de Reglamento de Generación Distribuida conectada a las Redes de Distribución se plantea, que los aspectos regulatorios concernientes a la comercialización y tarifas sean establecidos por la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinergmin, considerando los siguientes criterios:

Micro Generación Distribuida (MGD): Cuando se inyecte a las redes de distribución de la Empresa de Distribución Eléctrica, cada mes se deberá efectuar un neteo (“Net Metering”) o balance mensual de la energía suministrada por el distribuidor y la energía inyectada a las redes de distribución. Si el balance resulta a favor del usuario, éste representará un crédito de energía en favor del usuario, quien podrá utilizarlo a cargo de su consumo de energía en los meses siguientes, teniendo como límite un periodo de doce (12) meses siguientes, en caso de no utilizarlo, el usuario pierde tal derecho.

Pequeña Generación Distribuida (PGD) y Gran Generación Distribuida (GGD): Los excedentes inyectados a las redes de distribución de la Empresa de Distribución Eléctrica, serán remunerados por dicha empresa al PGD o GGD, considerando una remuneración máxima establecida por la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinergmin.

En ese sentido y en concordancia con los criterios de la formación precios para los usuarios finales, el proyecto de Reglamento, respecto a la retribución a los PGD y a los GGD, debe tomar en cuenta primordialmente el precio de generación, y otros cargos que las Normas Regulatorias establezcan, como pueden ser las pérdidas parciales o totales que se evitarían en la distribución, u otros criterios que el organismo regulador considere necesarios.

Generación Distribuida Especial (GDE): La generación inyectada a las redes de distribución de la Empresa de Distribución Eléctrica, serán pagadas por dicha empresa al GDE, según las tarifas que sean establecidas por la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinergmin (modalidad de referencia “Net Billing”), recomendándose establecer un rango mínimo y máximo de precios. Los mecanismos técnicos, de comercialización, de tarifas eléctricas y otros criterios que el organismo regulador considere necesarios. Estos aspectos deben ser consignados en el contrato firmado entre la EDE y el titular de la GDE.

Adicionalmente se debe mencionar, que para realizar las mediciones de los parámetros de eléctricos de la GD se requiere de un medidor bidireccional de energía electrónico, lo que implica que se reemplacen medidores ya instalados, de forma previa a la instalación del

equipo de generación por parte del usuario. Las especificaciones técnicas de los medidores deben considerar el nivel de precisión de los mismos; así como funciones de comunicaciones ya sea inicialmente a través de dispositivos portátiles por parte de la concesionaria o que tengan la capacidad para la interconexión a una red de comunicaciones para el registro automático de los datos y su almacenamiento en la “nube” y con ello estén listos para el acceso del usuario y que este desarrolle la gestión de su demanda y producción de energía. La inversión necesaria para este cambio es relativamente grande; ya que el medidor se convertirá en parte de la nueva red inteligente y del futuro cambio de la red, por lo que esta inversión deberá ser evaluada.

5.5 Evaluación básica del impacto regulatorio de las modificaciones a la propuesta de reglamento de GD

El escenario de base es la situación actual de la GD distribuida sin la aplicación formal de un reglamento de Generación Distribuida y la existencia de generadores conectados al SEIN, pero que podrían estar incorporados a la GD. La Tabla 5.6 presenta la evaluación básica del impacto de los puntos a considerar propuestos en el Reglamento.

Tabla 5.6 – Evaluación básica del impacto de los puntos a considerar en la propuesta

Puntos a considerar	Escenario de base	Escenario con reglamento	Costos o impactos asociados a la propuesta
Mejoras en los dispositivos legales	Existen dispositivos legales que reconocen la GD y se ha pre publicado un reglamento en 2019, pero no se han establecido los detalles técnicos, económicos y jurídicos que hagan efectivo su despliegue.	Se proponen temas a incorporar a la propuesta de Reglamento de la GD en los siguiente: Definiciones, Tecnologías de generación, Categorías de GD, Punto de conexión, Acciones de transición, Tarifas propuestas.	
	Existe "GD" conectada al SEIN, pero en el sistema de transmisión principal.	Se establecería que la GD se realice en el Sistema de Distribución	Se definen los límites de instalación de los generadores distribuidos en el sistema de distribución
	Las definiciones de la propuesta de reglamento no incluyen, los recursos energéticos renovables no convencionales, la cogeneración.	Se incluyen en el reglamento entre otras definiciones: Recursos energéticos renovables no convencionales, Cogeneración eficiente, Generación distribuida, Generador distribuido, Generador distribuido especial.	Se armonizan y completan definiciones para una aplicación más detallada de la GD.

Puntos a considerar	Escenario de base	Escenario con reglamento	Costos o impactos asociados a la propuesta
	Recursos energéticos a utilizar en la GD no son mencionados explícitamente en el reglamento, haciendo mención a la Ley No. 1221	La definición de generación distribuida es a partir de Recursos energéticos renovables no convencionales y la cogeneración eficiente. Los RER, incluye a la energía renovable proveniente del recurso biomasa, eólico, solar y energía hidráulica, cuya la capacidad instalada no sobrepasa lo especificado en el reglamento.	No se considera a la energía mareomotriz o a la geotérmica por el nivel de desarrollo alcanzado, pero que puede en un futuro ser incorporadas al reglamento mediante las actualizaciones correspondientes. Y conforme la disponibilidad de dichas tecnologías.
		Se define que la empresa de distribución y personas independientes pueden realizar actividad de generación distribuida para alimentar usuarios en las cercanías de la GD.	Se da paso a generación distribuida del distribuidos mediante una aclaración al artículo 122 de la LCE y una modificación del art.2.1 del Dec. Leg. 1221. Aquí se debe evaluar modificaciones o derogación de dispositivos que contravengan lo dispuesto por el reglamento.
Categorización de la GD	En el reglamento propuesto solo existen dos categorías: micro generación distribuida (MGD) y la mediana generación distribuida (MCD)	Se proponen tres categorías de GD: micro generador distribuido (MGD), pequeño generador distribuido (PGD) y gran generador distribuido (GGD)	Se definen sobre la base de la condición de usuario del servicio público, que de ser consumidor se convertirá en un usuario generador o “prosumer”
		Se crea la categoría de generador distribuido especial (GDE) que incluye a aquellos que no son usuarios del servicio público de electricidad y generan potencia conectados en las redes del distribuidor.	Se define para tomar en cuenta usuarios generadores que actualmente existen y están conectados, pero por ser de pequeña potencia, no se les aplican las reglas del sistema de generación para la compra de energía por no estar reguladas.
Capacidad	La capacidad instalada y tecnología de los RER en el SEIN es función de la subasta que	Establece la capacidad de cada clase de generador distribuido. MGD: p instalada < 20	Se toma en cuenta la condición de usuario regulado, tomando en cuenta que los usuarios

Puntos a considerar	Escenario de base	Escenario con reglamento	Costos o impactos asociados a la propuesta
	promovió su desarrollo.	kW PGD: p instalada mayor de 20 kW y menor de 200 kW GGD: p instalada mayor de 200 kW y menor de 2.5 MW	de mayor potencia tienen la opción de ser clientes libres del mercado eléctrico. Una ventaja para esta categorización es que puede ser asignada más fácilmente a los tipos de tecnologías de generación. La potencia del usuario GD no debe ser mayor que la potencia contratada por el usuario y estará limitada por la capacidad del alimentador de la línea.
Punto de conexión	MCD conectada a redes de baja y media tensión del distribuidor MGD conectada a a redes de baja o media tensión del distribuidor.	MGD es conectada a las redes de baja tensión del distribuidor PGD es conectada a redes de baja o media tensión. GGD es conectado a red de media tensión. GDE es conectado a la red de media tensión del subsistema de distribución primaria.	En todos los casos el nivel de tensión será compatible por lo indicado en el código nacional de electricidad para el sistema de distribución. Siendo en el caso de media tensión hasta 33 kV. Y en todos los casos la conexión establecida por el Generador distribuido debe cumplir con los requisitos técnicos de conexión y seguridad que definirá el Distribuidor.
Acciones de transición	No se mencionan	Se deben establecer acciones de promoción debido a la inversión que deben realizar los usuarios. Siendo mayor el problema, si es mayor el número de usuarios que lo requieren, lo podría pasar en la MGD. <ul style="list-style-type: none"> • Mecanismos relacionados con las tarifas, como las feed in tariff o la compra total - venta total. • Mecanismos tributarios como excepciones al pago de impuestos a la renta o a la compra de equipos. • Fondos de financiamiento para la 	Es un problema fundamental, la fuente de financiamiento, no basta con una tarifa feed in, se debe definir el monto de la tarifa y la duración de la medida. Posible impacto en los ingresos de las distribuidoras y otros efectos (pérdidas). Se debe considerar en la regulación. El efecto en la reducción de la máxima demanda para el dimensionamiento de la red no sería tan alto si la GD es principalmente solar.

Puntos a considerar	Escenario de base	Escenario con reglamento	Costos o impactos asociados a la propuesta
		generación distribuida.	
	Se define responsabilidades de Osinergmin.	Definición de procedimientos y responsabilidades de Osinergmin y organismos relacionados.	Algunos costos de implementación
Comercialización	No está especificado en el reglamento con detalle.	Se propone utilizar para los generadores distribuidos, lo siguiente: MGD: Net Metering PGD y GGD: Net Billing GDE: Net Billing. Los aspectos regulatorios concernientes a la comercialización y tarifas deben ser establecidos por la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinergmin.	Esta propuesta está basada en la práctica internacional y en lo analizado por (Humpire, 2017) y (Serna, 2021). Se deberá invertir en un proceso de concientización y capacitación del futuro usuario generador para que entienda las ventajas de GD, especialmente si no percibe el beneficio, con respecto al hecho de la inversión necesaria para el equipo de autogeneración.
Medidores de energía	Medidores de energía electrónicos	Medidor bidireccional con funciones de comunicación a dispositivos portátiles o una red de comunicaciones para la descarga de datos y una futura integración con la red inteligente.	Costo de reemplazo de medidores existentes cuyas especificaciones sean consistentes en tolerancias debido a las diferentes potencias de los usuarios generadores. En el caso de MGD domésticos la precisión es clase 1, pero para PGD o GGD la precisión es mucho mayor y con ello el costo.

CONCLUSIONES

Sobre la base de lo revisado en el presente documento podemos concluir lo siguiente:

1. La definición de la Generación Distribuida propuesta a incluir en el Reglamento, ha considerado y precisado las fuentes de recursos energéticos renovables no convencionales y a la cogeneración eficiente, los cuales estarán conectados a la red de distribución, ya sea en baja o media tensión, para que su generación o excedentes sean inyectados a la red de distribución. Y que pueden ser usuarios del Servicio Público de Electricidad, o persona natural o jurídica, cumpliendo las condiciones técnicas del Reglamento.

Así mismo, se han precisado los recursos energéticos renovables no convencionales, los cuales se han limitado inicialmente a biomasa, eólico, solar y energía hidráulica, cuya capacidad no sea mayor a la indicada en el Reglamento, 2 500 kW. No se ha incorporado al recurso mareomotriz y al geotérmico puesto que estos aún no han sido desarrollados en el país y presentan dificultades técnicas para su conexión al sistema de distribución (media tensión y baja tensión). Sin embargo, podrían ser incorporados más adelante en función del grado de implementación.

La Generación distribuida es la generación de electricidad obtenida a partir de recursos energéticos renovables no convencionales o de cogeneración eficiente conectados directamente a la Red de Distribución, cuya generación o sus excedentes son inyectados a dicha red; que es desarrollada por usuarios del Servicio Público de Electricidad, o por persona natural o jurídica, que cumplan las condiciones técnicas del Reglamento.

2. La definición de las categorías de la GD ha tomado en cuenta lo establecido en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad y las resoluciones pertinentes de Osinergmin. El GD debe ser un usuario del Servicio Público de Electricidad cuya potencia conectada es hasta 200 kW o de forma optativa desde 200 kW hasta 2 500 kW. Si su potencia instalada es mayor de 500 kW requiere de autorización o concesión. Lo que define las categorías como sigue: Micro generación distribuida (MGD) hasta 20 kW, Pequeña generación distribuida (PGD) desde 20 kW hasta 500 kW y Gran generación distribuida (GGD) desde 500 kW hasta 2 500 kW.

La categoría de Generación distribuida especial (GDE) es definida para usuarios generadores cuya potencia instalada sea mayor de 100 kW hasta 2 500 kW, que son personas naturales o jurídicas que atenderán la demanda de usuarios de la EDE en las cercanías de ella y con su autorización.

3. Se han establecido los criterios de conexión de la GD para las diferentes categorías de generadores de la GD, tomando en cuenta la capacidad de la red de distribución y el nivel de tensión en el punto de conexión; así como los requisitos técnicos de conexión y seguridad. Para el caso de los generadores conectados en Media Tensión, se consideran los valores de los niveles de tensión recomendados en el CNE que se encuentran en el rango de 20 kV a 33 kV y que corresponden al Subsistema de Distribución primaria.
4. El requisito técnico básico para la medición de los parámetros eléctricos requeridos para la GD, es el uso de un medidor bidireccional de energía electrónico, el cual debe tener funciones para la comunicación y registro en una base de datos, ya sea a través de una red de comunicaciones digital o mediante dispositivos portátiles de lectura de propiedad del concesionario, que luego descargan los datos a la base datos común.
5. El proyecto de Reglamento de Generación Distribuida conectada a las Redes de Distribución plantea, que los aspectos regulatorios concernientes a la comercialización y tarifas sean establecidos por la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinergmin, considerando lo siguiente para las categorías de GD:
 - **Micro Generación Distribuida (MGD)**, cuando se inyecte a las redes de la EDE, cada mes se efectuará el balance mensual de energía suministrada por la EDE y la energía inyectada a las redes de la EDE. Si el balance resulta a favor del usuario, éste representará un crédito de energía en favor del mismo, que podrá utilizarlo a cargo de su consumo de energía en los meses siguientes. El usuario de no usarlo en el plazo de un año, pierde ese derecho.
 - **Pequeña Generación Distribuida (PGD) y Gran Generación Distribuida (GGD)**, Los excedentes inyectados a las redes de la EDE, serán remunerados por al PGD o GGD, considerando la remuneración máxima establecida por la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinergmin. La retribución a los PGD y a los GGD, debe tomar en cuenta primordialmente el precio de generación, y otros cargos que las Normas Regulatorias establezcan, como pueden ser las pérdidas parciales o totales que se evitarían en la distribución, u otros criterios que el organismo regulador considere necesarios.

- **Generación Distribuida Especial (GDE)**, la generación inyectada a las redes de distribución de la EDE, serán pagadas por dicha empresa al GDE, según las tarifas establecidas por Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinergmin se establecer un rango mínimo y máximo de precios. Los mecanismos técnicos, de comercialización, de tarifas eléctricas y otros criterios, deben ser consignados en el contrato firmado entre la EDE y el titular de la GDE.
6. El desarrollo e implementación de la GD requiere considerar la creación de mecanismos de promoción aceptados a nivel internacional, tales como las tarifas de incentivo (Feed-In Tariff) o los mecanismos de compra total venta total (BASA) al definir la tarifa de la energía producida. O el uso de mecanismos tributarios como la excepción de pagos del impuesto a la renta, a la compra de equipos, créditos fiscales y fondos de financiamiento para los proyectos de generación distribuida, el volumen de la inversión en ellos deberá tomar en cuenta al número de usuarios al que se aplicarán y el periodo de su vigencia.
 7. Definición en el Reglamento de las obligaciones de las instituciones públicas que supervisen el desarrollo de estas medidas y se prevengan practicas adversas. Así mismo, se debe identificar la percepción que el usuario del servicio público tenga sobre los temas relacionados con la Generación Distribuida, tales como reconocimiento o desconocimiento de sus beneficios y requerimientos técnicos y/o de inversión, especialmente en el caso de los MGD.

RECOMENDACIONES

- El requisito técnico fundamental para la medición de los parámetros eléctricos requeridos por la GD, es el uso de un medidor bidireccional de energía electrónico, el cual debería tener la capacidad para la implementación de funciones de comunicaciones a través de la red digital de comunicaciones hacia una base datos en web. En la cual, el usuario podrá acceder a sus consumos de forma diaria y con ello establecer medidas de eficiencia energética o gestión de la energía en su predio. Actualmente el medidor electrónico que podría ser utilizado por usuarios domésticos tiene esta funcionalidad, pero solo es utilizada por el personal de la EDE.
- Esta característica le permitirá en un futuro integrarse a una red inteligente, al ser conectada a través del bloque de comunicaciones integrado, para implementar funciones de gestión de la energía, recepción de señales de entrada y salida. Esta integración permitiría a través de medidores de Clase 0.1s y borneras de conexión formar parte de la red eléctrica inteligente a todo nivel de toda la red.
- Dado el aumento de edificaciones de propiedad horizontal de gran altura, cuya área disponible sobre el techo para la instalación de un sistema solar fotovoltaico o el caso de condominios con áreas libres en donde se podría instalar un sistema solar fotovoltaico, se debe considerar el esquema de generación solar comunitaria en donde el conjunto de usuarios agrupados instala un único sistema de generación solar compartiendo los beneficios. Ello requiere establecer normas claras sobre cómo se repartiría la energía producida entre los usuarios ocupantes de los diversos predios, en un caso similar a lo que ocurriría con el servicio de agua potable en edificios o quintas, no todos los usuarios tienen consumos iguales. Esta alternativa no ha sido tratada en detalle debido a que la energía y potencia requeridos estarían dentro de las condiciones de la tarifa BT4.

Bibliografía

Dispositivos legales y reglamentarios del Perú.

CONGRESO DE LA REPUBLICA

- 2006 *Ley N° 28832 - Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica.* Lima, 23 de julio del 2006. Consulta: 23 de marzo del 2022.
https://www.minem.gob.pe/archivos/legislacion-v3qz6zo6vgznhzz-Ley_N%C2%BA_28832,_Ley_para_asegurar_el_desarrollo_eficiente_de_la_generaci%C3%B3n_el%C3%A9ctrica.pdf.

PODER EJECUTIVO

- 2008 *Decreto Legislativo N°. 1041.* Decreto Legislativo que modifica diversas normas del Marco Normativo Eléctrico. Lima, 26 junio del 2008. Consulta: 4 de abril del 2022.
<https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/12816/DLeg-1041.pdf>

PODER EJECUTIVO

- 2008 *Decreto Legislativo N° 1002,* Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de Electricidad con el uso de energías renovables. Lima, 2 de mayo del 2008. Consulta: 4 de abril del 2022.
<https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/893170/DL-1002.pdf>

PODER EJECUTIVO

- 2015 *Decreto Legislativo N° 1221.* Decreto Legislativo que mejora la Regulación de la Distribución de Electricidad para Promover el Acceso a la Energía Eléctrica en el Perú. Lima, 24 de setiembre del 2015. Consulta: 4 de abril del 2022.
<https://busquedas.elperuano.pe/normaslegales/decreto-legislativo-que-mejora-la-regulacion-de-la-distribucion-decreto-legislativo-n-1221-1291565-11/>

PRESIDENCIA DE LA REPUBLICA

- 2006 *Decreto supremo N° 037-2006-EM.* Reglamento de Cogeneración. Lima 7 de julio del 2006. Consulta: 1ro. de abril del 2022.
<https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/889115/DS-037-2006-EM.pdf>

PRESIDENCIA DE LA REPUBLICA

- 2007 *Decreto supremo N° 082-2007-EM.* Lima 24 de noviembre del 2007. Consulta: 1ro. de abril del 2022.
<http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Electricidad/legislacion/002subsectorelectricidad/ds082-2007-em.pdf>

PRESIDENCIA DE LA REPUBLICA

- 2009 *Decreto supremo N° 052-2009-EM.* Lima 19 de junio del 2009. Consulta: 1ro. de abril del 2022.
http://www.minem.gob.pe/lfdatos/1553815/DS_052_2009_DGE.pdf

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

- 2018 Proyecto de Decreto Supremo que aprueba el Reglamento de Generación distribuida. Lima, 2 de agosto del 2008. Consultado: 24 de marzo del 2022.
<http://www.minem.gob.pe/archivos/prepublicacion-313zz3h1r1m56f625.pdf>

Dispositivos legales y reglamentarios en Latinoamérica

SENADO Y CÁMARA DE DIPUTADOS DE LA NACIÓN ARGENTINA

- 2017 *Ley 27424*. Régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública. Buenos Aires, 30 de noviembre del 2017. Consultada: 17 de febrero del 2022.
<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/305000-309999/305179/texact.htm>

SECRETARIA DE GOBIERNO DE ENERGIA

- 2018 *Resolución 314/2018* Anexo 0. Buenos aires, 14 de diciembre del 2018. Consultada: 17 de febrero del 2022.
https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/res314_anexo_0.pdf

PRESIDENCIA DE LA NACIÓN

- 2018 *Decreto 986/2018* Anexo I. Buenos Aires, 9 de octubre del 2018. Consultada: 17 de febrero del 2022.
https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/decreto_986-2018_anexo.pdf

SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

- 2019 Disposición 97/2019 Anexo. Buenos aires, 9 de agosto del 2019. Consultada: 17 de febrero del 2022.
https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/disposicion_97-2019_anexo_0.pdf

CONGRESO DE COLOMBIA

- 2014 *Ley 1715 de 2014*. Bogotá, 13 de mayo del 2014. Consultada: 27 de abril del 2022.
http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1715_2014.html

DEPARTAMENTO ADMINISTRATIVO DE LA FUNCIÓN PÚBLICA

- 2019 *Decreto 2106 de 2019*. Bogotá, 22 de noviembre de 2019. Consultado: 27 de abril del 2022
http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/decreto_2106_2019.html

CONGRESO DE COLOMBIA

- 2021 *Ley 2099 de 2021*. Bogotá, 10 de julio del 2021. Consultado: 27 de abril del 2022.
<https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=166326>

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

- 2018 *Resolución No.030 de 2018*. Bogotá, 26 de febrero del 2018. Consultada: 3 de mayo del 2022.

[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191/\\$FILE/Creg030-2018.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191/$FILE/Creg030-2018.pdf)

MINISTERIO DE ECONOMÍA, FOMENTO Y RECONSTRUCCIÓN

2006 *Decreto Num. 244*. Santiago, 17 de enero del 2006. Consultada: 6 de abril del 2006.

<https://bcn.cl/2lq1k>

MINISTERIO DE ENERGÍA

2020 *Decreto Num. 88*. Santiago, 8 de octubre del 2020. Consultada: 6 de abril del 2022.

<http://bcn.cl/2z6md>

MINISTERIO DE ENERGÍA

2012 *Ley Num. 20.571*. Santiago, 22 de marzo del 2012. Consultada: 21 de marzo del 2022.

<http://bcn.cl/2alua>

MINISTERIO DE ENERGÍA

2018 *Ley Num. 21.118*. Santiago, 17 de noviembre del 2018. Consultada: 6 de abril del 2022.

<http://bcn.cl/2epdj>

MINISTERIO DE ECONOMÍA, FOMENTO Y RECONSTRUCCIÓN

2007 *D.F.L. Núm. 4/20.018*. Santiago, 12 de mayo del 2006. Visualizado: 6 de abril del 2022.

<http://bcn.cl/2dnyi>

MINISTERIO DE ENERGÍA

2020 *Decreto Num. 57*. Santiago, 24 de setiembre del 2020. Consultada: 7 de abril del 2022.

<http://bcn.cl/2l7rd>

MINISTERIO DE ENERGÍA; SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA

2015 *Decreto Núm. 6*. Santiago, 25 de mayo del 2015. Consultada: el 28 de abril del 2022.

<http://bcn.cl/2lda2>

MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO. GOBIERNO DE ESPAÑA.

2007 Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Boletín Oficial del Estado, 2007.

<http://www.boe.es/buscar/pdf/2007/BOE-A-2007-10556-consolidado.pdf>

Khetrupal, P. (2020) Distributed Generation: A Critical Review of Technologies, Grid Integration Issues, Growth Drivers and Potential Benefits. *Int. Journal of Renewable Energy Development*, 9(2), 189-205, doi:10.14710/ijred.9.2.189-205

- Ackermann, T. , Göran Andersson, Lennart Söder, (2000), Distributed generation: a definition *Electric Power Systems Research* 57 (2001) 195–204
- Pepermans, G.; Driesen, J.; Haeseldonckx, D.; Belmans, R.; D'haeseleer, W. (2005) *Distributed generation: Definition, benefits and issues*. *Energy Policy* 2005, 33, 787–798
- Cenergia (1999). *Potencial Nacional de cogeneración utilizando Gas Natural, Programa Alure Eficiencia en el sector productivo y transporte*. Centro de Conservación de Energía y del Ambiente, Lima, 1999
- BID (2012). *Elaboración de la Nueva Matriz Energética Sostenible y Evaluación Ambiental Estratégica, como Instrumentos de Planificación, Plan estratégico de Energía sostenible y Bioenergía para el Perú (PEESB)*. Banco Interamericano de Desarrollo, Lima, 2012
- UE (2008), *La cogeneración en el Perú, Proyecto Tech4CDM (Selected Renewable Energy And Energy Efficient Technologies for CDM Opportunities in Latin American Countries)*. Unión Europea Sixth Framework Programme, 2008
- Deloitte. (2018). *Apoyo Técnico para el Desarrollo de la Energía y la Integración de la Electricidad en Perú. Análisis de la generación distribuida*. Preparado para la oficina de Oficina de Programas Energéticos. Dirección de Recursos Energéticos. Departamento de Estado de los EUA.
- Minem (2012) Perú, Subsector Eléctrico, Documento promotor. Lima.
http://www.minem.gob.pe/archivos/Documento_Promotor_2012.pdf
- Osinermin. (2017). La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país.
<http://ezproxybib.pucp.edu.pe:2048/login?url=http://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=catt02225a&AN=pucp.599261&lang=es&site=edslive&scope=site>
- Osinermin (2019), Energías renovables Experiencia y perspectivas en la ruta del Perú hacia la transición energética. OSINERMIN, 2019
https://www.osinermin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinermin-Energias-Renovables-Experiencia-Perspectivas.pdf
- Osinermin (2012). Informe final Integración de Redes Inteligentes en el Sistema energético peruano. Impacto en el sistema y planes de desarrollo. Osinermin, 2012.
- Bansal, Ramesh y otros (2017) *Handbook of Distributed Generation, Electric Power Technologies, Economics and Environmental Impacts*. Pretoria: Springer Nature.
- Narbel, Patrick y otros (2014) *Energy Technologies and Economics*. Oslo: Springer

RENAC (2009) *Photovoltaics: Energy from the Sun. Diapositivas 15 y 28*. Renewables Academy AG.

USAID, MINEM (2004) *Actualización de conceptos y programas de eficiencia energética para Consultores y Proveedores de Equipo y servicios*. Cogeneración.ppt. Lima.

Humpire, David (2017) *Análisis comparativo de los mecanismos Net Metering y Net Billing para generación distribuida fotovoltaica residencial en el mercado eléctrico peruano*. XXIV Simposio Peruano de Energía Solar y del Ambiente (XXIV- SPES), Huaraz, 13 -17.11.2017
http://www.perusolar.org/wp-content/uploads/2017/12Humpire-David_peruano.pdf

PNUMA (2022). *Reporte Regional “El Estado de la Generación Distribuida Solar Fotovoltaica en América Latina y El Caribe”*. Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente, Nairobi.

IEA (2022), *Unlocking the Potential of Distributed Energy Resources, Power system opportunities and best practices*, International Energy Agency, Paris
https://iea.blob.core.windows.net/assets/3520710c-c828-4001-911c-ae78b645ce67/UnlockingthePotentialofDERs_Powersystemopportunitiesandbestpractices.pdf

IRENA (2022), *RE-organising power systems for the transition*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jun/IRENA_Organising_Power_Systems_2022.pdf

IEEE (1998), *ANSI/IEEE 1001:1988 IEEE Guide for Interfacing Dispersed Storage and Generation Facilities with Electric Utility Systems*. Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York
<https://ieeexplore-ieee-org.ezproxybib.pucp.edu.pe/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=27891>

IEEE (2018) *IEEE 1547-2018 IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces*. Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York
<https://ieeexplore-ieee-org.ezproxybib.pucp.edu.pe/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=8332112>

Matos, Margaret y Vargas, Erick (2019) *La Generación Distribuida como forma de Acceder al Autoconsumo Eléctrico a Pequeña Escala*”. Revista peruana de la Energía, Lima, número 7.

<http://www.santivanez.com.pe/wp-content/uploads/2019/10/La-generacio%CC%81n-distribuida-como-forma-de-acceder-al-autoconsumo-ele%CC%81ctrico-a-pequen%CC%83a-escala.pdf>

Serna Santos, Lady Aurora (2021). *Análisis de Impacto Regulatorio del Esquema Tarifario Óptimo para la implementación de la Generación Eléctrica Distribuida en el Perú*. Lima, 2021.
Consultado: enero 2022

<http://hdl.handle.net/20.500.12404/19822>

Tamayo, Roberto, Olivera Arturo (2019) *Análisis de la generación eléctrica renovable no convencional en la cobertura de la demanda del SEIN*. Lima, Revista de la Energía, número 7.

<http://www.santivanez.com.pe/wp-content/uploads/2019/10/Ana%CC%81lisis-de-la-generacio%CC%81n-ele%CC%81ctrica-renovable-no-convencional-en-la-cobertura-de-la-demanda-del-SEIN-.pdf>

Trebolle, David (2006) *La Generación Distribuida en España*. Universidad Pontificia de Comillas. Instituto de Posgrado y Formación Continua. Madrid. 2006

https://sistemamid.com/panel/uploads/biblioteca/2015-05-23_11-59-34123492.pdf

Philipson, Lorraine (2000) *Distributed and Dispersed Generation: addressing The Spectrum of Consumer Needs*. Conference: Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE Volume: 3. 2000, 1663 – 1665

Fundación Gas Natural (2003) *Generación eléctrica distribuida. Guías técnicas de Energía y Medio ambientales*. Fundación Gas Natural. España. 2003

<https://www.fundacionnaturgy.org/mi-cuenta/?redirectto=696>