

CONTRATO CREG 044 DE 2018 ENTRE LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS Y LA UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA



Comisión de Regulación
de Energía y Gas

Estudio para el Diseño de Indicadores de Seguimiento y Evaluación de la Integración de la Autogeneración y la Generación Distribuida en el Sistema Interconectado Nacional

INFORME 2

Revisión 1

Septiembre del 2018



Universidad Tecnológica
de Pereira

Universidad Tecnológica de Pereira



Centro de Energía

Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas

Universidad de Chile

ÍNDICE DE MODIFICACIONES

Índice de revisión	Sección modificada	Fecha	Observaciones
0	--	Septiembre 03 de 2018	Versión original
1	Capítulos 2, 3, 4 y 6	Septiembre 24 de 2018	Se modifican diferentes secciones según comentarios recibidos por parte de la CREG

RESPONSABLES POR LA ELABORACIÓN

Universidad Tecnológica de Pereira

Harold Salazar Isaza

Carlos Julio Zapata

Wilson Guillermo Valenzuela Idarraga

Andrés Arias Londoño

Centro de Energía

Universidad de Chile

Guillermo Jiménez Estévez

Alejandro Navarro Espinosa

LABORATORIO PARA ESTUDIOS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA (ESEP)
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA

MISIÓN

Prestar servicios de consultoría profesional y de educación no formal en el área de sistemas eléctricos a empresas del sector eléctrico nacional e internacional, entidades regulatorias, de planeamiento y de vigilancia e inspección vinculadas con el sector eléctrico.

VISIÓN

Para el año 2020, el Laboratorio para Estudios de Sistemas Eléctricos de Potencia - ESEP - será un referente en la ejecución de proyectos de educación no formal y consultorías profesionales para empresas, entidades regulatorias y de planeación del sector eléctrico.

SERVICIOS

Forman parte del alcance de las actividades del laboratorio los siguientes servicios de consultoría profesional y de educación no formal definidos en el Artículo 4 del Acuerdo 21 de 4 de julio de 2007 del Consejo Superior de UTP:

- Educación no formal: Cursos, talleres, capacitaciones, seminarios, diplomados, jornadas, encuentros, conferencias, presentaciones, congresos.
- Consultorías profesionales: Asesorías, consultorías, asistencia técnica, interventorías, veedurías, gerencia de obras o de proyectos, dirección, programación y ejecución de diseños, planos, anteproyectos y proyectos, estudios para proyectos de inversión, estudios de diagnóstico, prefactibilidad o factibilidad para proyectos específicos.

<https://www.utp.edu.co/facultades/tecnologias/laboratorios/estudios-sistemas-electricos>

CENTRO DE ENERGÍA
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS DE LA UNIVERSIDAD DE CHILE
UNIVERSIDAD DE CHILE

El Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile, nace en 2009 como iniciativa académica. Su misión es crear y liderar soluciones I+D en energía de carácter interdisciplinario, colaborativo, innovador e inclusivo que aseguren un desarrollo sostenible. Su visión apunta a un sistema de energía que promueva una sociedad justa y sostenible.

El CE-FCFM ha encauzado la investigación, innovación y desarrollo en asociaciones con la industria y el sector público, además de colaboraciones académicas estratégicas nacionales e internacionales. Esto lo ha convertido en un motor de emprendimientos y en un referente regional, reconocido como un espacio de discusión, maduración de ideas y enriquecimiento.

A partir de los principios orientadores de la Universidad de Chile al Centro de Energía le inspira la investigación de excelencia, inclusión, creatividad, innovación, participación y vocación pública.

<http://centroenergia.cl/>

TABLA DE CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	1
2	CONSTRUCCIÓN DE TRAYECTORIAS Y ESCENARIOS DE ADOPCIÓN NACIONAL	3
2.1	PROYECCIÓN DE PENETRACIÓN DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS	5
2.2	PROYECCIÓN DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICOS	10
2.3	PROYECCIÓN DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS (PCH)	12
2.4	PROYECCIÓN DE COGENERACIÓN-BIOMASA	13
2.5	PROYECCIÓN DE GENERACIÓN EÓLICA.....	15
2.6	PROYECCIÓN DE GENERACIÓN GEOTÉRMICOS	15
2.7	PROYECCIÓN DE GENERACIÓN A BASE DE GAS NATURAL.....	16
2.8	PROYECCIÓN DE ALMACENAMIENTO	16
2.9	PROPUESTAS DE TRAYECTORIAS Y ESCENARIOS DE ADOPCIÓN NACIONAL.....	17
3	DETERMINACIÓN DE LOS ESCENARIOS DE ADOPCIÓN REGIONAL	23
3.1	ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LA CIRCULAR CREG 055 DEL 2018	23
3.2	PROPUESTA PARA ESCENARIOS DE ADOPCIÓN REGIONAL	26
4	DETERMINACIÓN DEL UMBRAL DEL ARTÍCULO 4 DE LA RESOLUCIÓN CREG 030 DEL 2018. 30	
4.1	APROXIMACIÓN 1: CON LÍNEA BASE Y PROYECCIONES UPME	30
4.2	APROXIMACIÓN 2: CON LÍNEA BASE DE LA CIRCULAR CREG 055 DEL 2018 Y SUPUESTOS DE CRECIMIENTO	32
5	EVENTOS ASOCIADOS A LA DE PENETRACIÓN DE LOS SDE.....	35
5.1	CONCEPTOS GENERALES SOBRE GENERACIÓN Y RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS	35
5.2	IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.....	38
5.3	IMPACTO DE LOS VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN LA DEMANDA DE ENERGÍA	45
5.4	IMPACTOS PRODUCIDOS POR EV Y PV EN REDES DE BAJA TENSIÓN	48
5.5	EXPERIENCIAS INTERNACIONALES EN PENETRACIÓN DE GD	51
6	POTENCIALES BENEFICIOS DE LA INTEGRACIÓN DE LOS SDE.....	57
6.1	MENORES PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y RESTRICCIONES	57
6.2	MENOR CONGESTIÓN EN LAS REDES DE TRANSMISIÓN	59
6.3	APLAZAMIENTO EN INVERSIÓN EN EXPANSIÓN DE REDES	60
6.4	APLANAMIENTO DE LA CURVA DE CARGA.....	61
6.5	EMISIONES EVITADAS	62
6.6	PROVISIÓN DE SERVICIOS AUXILIARES.....	63
7	REFERENCIAS.....	66

1 INTRODUCCIÓN

El 15 de junio del 2018 la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) adjudicó a la Universidad Tecnológica de Pereira (UTP) el concurso 09-2018 cuyo objeto es obtener un conjunto de indicadores que permitan hacer seguimiento a la integración de SDE y que a su vez permitan evaluar sus impactos en las redes a las que se conectan, tanto técnica como económicamente, de tal forma que sean base para la toma de decisiones regulatorias en términos de la definición de etapas de integración, remuneración, asignación de responsabilidades, entre otros. El estudio inició el día 16 de julio con la firma del acta de inicio y con una duración de 23 semanas contadas a partir esa fecha.

El alcance del estudio incluye el desarrollo de las siguientes actividades:

Escenarios de adopción de SDE y vehículos eléctricos

- Actividad 1: Construcción de trayectorias de adopción nacional.
- Actividad 2: Determinación de los escenarios de penetración más relevantes para el contexto nacional.
- Actividad 3: Determinación del umbral establecido en el artículo 4 de la resolución CREG 030 del 2018.

Indicadores de costos asociados a la integración de SDE y vehículos eléctricos

- Actividad 4: Determinación de las variables y eventos para estimar el impacto de penetración de los SDE.
- Actividad 5: Modelamiento de escenarios de penetración.
- Actividad 6: Construcción de curvas de frecuencia de ocurrencia de eventos no deseados.
- Actividad 7: Identificación de soluciones de mitigación de eventos no deseados.
- Actividad 8: Construcción de indicadores e identificación de los costos asociados a la gestión de eventos críticos.

Indicadores de beneficios asociados a la integración y la ubicación de SDE y vehículos eléctricos

- Actividad 9: Determinación de las variables para establecer los beneficios de la integración de SDE de beneficios.
- Actividad 10: Construcción de curvas de nivel de beneficio.
- Actividad 11: Análisis de beneficio-costos de la integración de los SDE.

Presentación de la propuesta a la industria y terceros interesados

- Actividad 12: Presentación propuesta industria y terceros.

Este estudio es ejecutado por el Laboratorio para Estudios de Sistemas Eléctricos de Potencia (ESEP) de la Universidad Tecnológica de Pereira junto con el Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile. Este documento corresponde al segundo informe que abarca las primeras cuatro actividades del estudio más la actividad nueve.

2 CONSTRUCCIÓN DE TRAYECTORIAS Y ESCENARIOS DE ADOPCIÓN NACIONAL

Este capítulo presenta el resultado de un referenciamiento nacional e internacional relacionado con las trayectorias de penetración de vehículos eléctricos y tecnologías de generación – generadores distribuidos o autogeneradores según definición de la resolución CREG 030 del 2018– para un horizonte de tiempo de por lo menos 10 años. Asimismo, se presenta una propuesta de trayectorias y escenarios de adopción nacional realizada por este consultor.

A nivel internacional se consultaron principalmente las tendencias señaladas por la IEA¹ e EIA² y para el caso de trayectorias nacionales se toma como principal insumo los datos reportados por el “Plan de Expansión de Referencia Generación–Transmisión 2017 – 2031” de la Unidad de Planeamiento Minero Energética (UPME) [1] y que en adelante se denominará como Plan G-T 2017–2031.

El objeto del referenciamiento es conocer unas tendencias y a partir de ellas establecer unas trayectorias de adopción nacional y regionales de penetración de distintas tecnologías con el propósito de realizar unas simulaciones computacionales que le permitan a la CREG hacer un seguimiento a la integración de los sistemas distribuidos de energía (o tecnologías de generación basada en fuentes no convencionales de energía o vehículos eléctricos) en las redes de tensión de niveles 1, 2 y 3. Se hará especial énfasis en aquellas tecnologías indicadas en los términos de referencia del concurso 09-2018 de la CREG pues son estas las que finalmente se van a evaluar en los ejercicios computacionales.

El referenciamiento internacional permitirá conocer unas tendencias que a nivel mundial se están proyectando puesto que constituye un referente para nuestro país en el sentido que esos desarrollos tecnológicos finalmente terminan siendo incorporados –en diferente medida- a los distintos niveles de tensión de los sistemas de distribución de energía eléctrica. Por otro lado, las proyecciones nacionales de la UPME son las más indicadas para efectos de este estudio pues estas son construidas a partir de varios insumos los cuales consideran las circunstancias actuales y necesidades energéticas futuras del país.

Es preciso indicar que el plan de expansión indicativo del largo plazo de la generación reportado por la UPME en su Plan G-T 2017–2031 se obtiene considerando quince áreas o zonas eléctricas (simulaciones multi-nodales en terminología de la UPME) y para dos escenarios de estudio. Cada

¹ International Energy Agency (IEA), agencia asesora principalmente de los países de la OCDE en política energética. Sitio web: <http://www.iea.org/>

² Energy Information Administration (EIA), agencia norteamericana que proporciona información de carácter energético. Sitio web: <https://www.eia.gov/>

escenario obedece a unos supuestos relacionados con la existencia (o carencia) de restricciones al interior de en cada una de las áreas para la instalación de nueva capacidad de proyectos de generación. Los escenarios consideran las proyecciones de alta y media demanda de energía nacional.

Los resultados de estos análisis es una matriz energética a nivel nacional para finales del 2031 y una capacidad de nuevos proyectos para cada una de las zonas o áreas. Este último aspecto es de gran utilidad para futuros desarrollos de este estudio dado que permitirán determinar en qué región del país existe una mayor posibilidad de penetración de cierto tipo de tecnología. Las 15 zonas se muestran en la figura 2.1 y los departamentos que conforman cada zona en la tabla 2.1, estas serán referenciadas a lo largo de este y el siguiente capítulo.



Figura 2.1. Zonificación por parte de la UPME para la formulación del plan de generación. Tomado de [1].

Zona o Área según el Plan G-T 2017–2031	Departamentos que Conforman la Zona
---	-------------------------------------

Ant-Cho	Antioquia y Chocó
Atlántico	Atlántico
Bog-Cund	Bogotá y Cundinamarca
Bolívar	Bolívar
Boy-Cas	Boyacá y Casanare
Cauca	Cauca
Cor-Suc	Córdoba y Sucre
CQR	Caldas, Quindío y Risaralda
GCM	Guajira, Cesar y Magdalena
HTC	Huila, Tolima y Caquetá
MET-Guav	Meta y Guaviare
Nar-Put	Nariño y Putumayo
Nsant	Norte de Santander
Sant-Ara	Santander y Arauca
Valle	Valle del Cauca

Tabla 2.1. Departamentos que conforman las zonas según [1]

Por último, este capítulo está organizado de la siguiente manera. Las secciones 2.1- 2.8 muestran el resultado del referenciamiento nacional e internacional. La sección 2.9 explica la forma como se construyen las trayectorias y escenarios de adopción nacional por parte de este consultor para este estudio.

2.1 PROYECCIÓN DE PENETRACIÓN DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

Esta sección muestra el resultado de un referenciamiento de distintas proyecciones de penetración para diferentes tecnologías de vehículos eléctricos. El propósito es conocer las trayectorias de adopción y que sirvan como insumo para los escenarios de adopción nacional y regional que se proponen para este estudio.

2.1.1 Trayectorias de Penetración a Nivel Mundial Basadas en el Acuerdo de París

Las proyecciones de vehículos eléctricos (VEs) a nivel internacional obedecen principalmente a las metas establecidas por el acuerdo París y las políticas existentes en los países miembros de EVI³ [2]. De manera similar, los auxilios gubernamentales para su adquisición, al desarrollo en las tecnologías de construcción, y el aumento en la autonomía de las baterías son factores que promueven su desarrollo [3].

³ The Electric Vehicles Initiative (EVI). Un foro promovido por la IEA para acelerar la introducción y adopción de los vehículos eléctricos. <https://www.iea.org/topics/transport/evi/>

Existen diferentes estimaciones de trayectorias de penetración basadas en distintos supuestos, aunque un buen punto de partida se muestra en la figura 2.2 que indica la cantidad de VEs que son requeridos a nivel mundial para alcanzar las metas del acuerdo de París en el 2030 –curva en morado- y señala que son necesarios cerca de 120 millones de VEs. El escenario más optimista representa un valor estimado de 220 millones de VEs con lo cual se lograría una reducción de más de 2° de la temperatura media del planeta. Dos (2) grados se alcanzaría con 160 millones de vehículos. La proyección más baja (línea base) está dada en el contexto RTS (Reference Technology Scenario) en el cual se consideran los compromisos climáticos y de energía actualmente establecidos por los países miembros de la IEA.

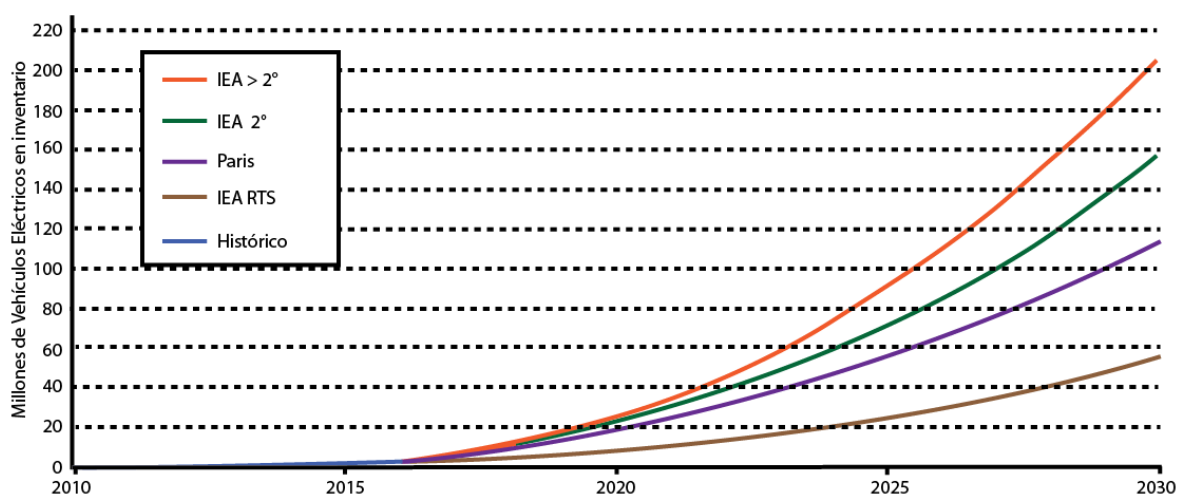


Figura 2.2. Proyecciones de inserción de VEs a nivel mundial. Tomado de [2].

Otro tipo de trayectorias a nivel internacional no se consideran relevantes en este informe toda vez que es la reducción de los gases de efecto invernadero promovido por el acuerdo de París el principal *driver* de este tipo de tecnologías y realmente esos valores deberían constituirse en el principal referente.

2.1.2 Proyecciones a Nivel Nacional

Esta sección muestra los resultados de un levantamiento de información con relación a las expectativas de penetración de VEs en nuestro país en donde se destaca la diversidad de supuestos para las diferentes estimaciones. Los objetivos de desarrollo sostenible, exención en pago de aranceles para la importación de un cupo determinado de VEs, y reducción escalonada de emisiones de dióxido de carbono en el sector de transporte son algunas consideraciones indicadas en los estudios que afectan los valores estimados. En ese sentido, las proyecciones cambian sustancialmente según se detalla a continuación. Solo se muestran los resultados de las estimaciones.

2.1.2.1 Estudio del Departamento Nacional de Planeación (DNP)

En [4] se sugieren tres trayectorias de adopción de VEs a nivel nacional que están en relación con la dinámica mundial y metas de adopción de VEs de los países miembros del EVI. Estas trayectorias corresponden a valores de inserción del 5%, 10% y 15% del parque automotor, para un número aproximado de 400,000, 800,000 y 1,200,000 VEs respectivamente en el año 2030. En la tabla 4 se muestra el número de VEs para cada escenario, indicando el valor estimado entre taxis, transporte de carga, buses, autos particulares y flota oficial. Esta desagregación es importante para las simulaciones computacionales pues el tiempo de carga y la energía requerida para cada tipo de transporte es diferente.

Tipo de Transporte	Cantidad de VEs por Escenario		
	Bajo (5%)	Medio (10%)	Alto (15%)
Taxis	32,301	64,602	96,903
Transporte de carga	13,459	26,917	40,376
Buses	2,382	4,764	7,147
Autos particulares	349,455	698,909	1,048,364
Flota oficial	3,365	6,729	10,094
Total	400,962	801,921	1,202,884

Tabla 2.1. Proyección de inserción a nivel nacional según [4]

2.1.2.2 Documentos del Consejo Nacional de Política Económica y Social

La proyección en la inserción de VEs indicada por el Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES) [5] es de 600 mil VEs para el año 2030 con lo cual se estaría en concordancia con los objetivos de desarrollo sostenible para Colombia. El documento del CONPES establece que, desde el punto de vista del sector de transporte, aún existe un vacío de una política integral respecto a la promoción de la electrificación de este sector en el país, sin una clara definición de instrumentos técnicos, financieros y normativos para la instalación de infraestructura de recarga.

2.1.2.3 Documentos Unidad de Planeación Minero Energética UPME

La UPME presenta diferentes estudios o resultados de consultorías relacionados con proyecciones de VEs a nivel nacional. A continuación, se describen los principales aspectos en cuatro documentos relacionados con inserción de VEs en Colombia.

- *Documento 1*

En [6] se consideran los VEs como un gran consumidor y que para el 2030 alcanzará la suma de 900,000 vehículos con una demanda de 4,580 GWh/año repartido de la siguiente manera:

- Transporte de carga (interurbano y urbano): 21 mil camiones.
- Transporte público urbano: 25 mil unidades entre buses, busetas, articulados y padrones.
- Transporte particular: 670 mil VEs entre automóviles, camperos y camionetas
- Segmento de Taxis: 86 mil VEs, equivalente al 14% de la flota de taxis en las principales ciudades colombianas.
- Segmento oficial: Aproximadamente 98 mil VEs en el sector oficial.

- *Documento 2*

Por otro lado, en [1] se muestra un escenario conservador en comparación con el mostrado en [6] puesto que se señala que para el 2031 se alcanzará la suma de 78,000 VEs con una demanda de 1005 GWh/año y clasificados de la siguiente manera:

- Taxis: 49 mil vehículos.
- Motos: 10 mil motos.
- Buses: 250 articulados y biarticulados eléctricos.
- Automóviles: 7 mil vehículos.
- Vehículos oficiales: 9 mil vehículos.

- *Documento 3*

La UPME en coordinación con el Ministerio de Minas y Energía desarrolló el plan de acción indicativo de eficiencia energética 2017-2022 en el cual se definen unas acciones estratégicas y sectoriales para alcanzar metas en materia de eficiencia energética en nuestro país [7]. En este, y con base en el Registro Único Nacional de Tránsito (RUNT), se señala que alrededor de 29,000 vehículos deberían ser sustituidos por tecnología híbrida o eléctrica como una acción sectorial y cuyos detalles de sustitución se indican en la tabla 2.2.

Modelo	Número de Vehículos oficiales	Participación en el total de oficiales [%]	Vehículos en circulación	Tecnología de reemplazo
Automóvil	9421	66	4711	Tecnología híbrida y eléctrica
Bus	1534	70	767	Tecnología híbrida
Buseta	696	52	348	Tecnología híbrida y eléctrica
Camión	5462	59	2731	Tecnología híbrida
Camioneta	10461	39	5231	Tecnología híbrida y eléctrica

Campero	9940	62	4970	Tecnología híbrida y eléctrica
Microbús	492	36	246	Tecnología híbrida y eléctrica
Motocicleta	17900	24	8950	Tecnología eléctrica
Tracto camión	215	70	108	Tecnología híbrida
Volqueta	1358	55	679	Tecnología híbrida
TOTAL	57950	39	28,975	

Tabla 2.2. Potencial de vehículos a reemplazar distribuidos por categorías. Tomado de [7]

- Documento 4

En [8] se propone un mapa de ruta para la transición hacia los vehículos de baja y cero emisiones en Colombia y sugiere algunas trayectorias de inserción de VEs a partir de incentivos fiscales y de intervención económica. Bajo este marco de trabajo, el Consejo Superior de Política Fiscal (CONFIS) aprobó la importación de 46,500 VEs e híbridos con beneficio de arancel e IVA hasta el año 2026. De esta forma, el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, definió una asignación de cupos con el objetivo de tener un mayor control del número de vehículos que gozaban de estos beneficios económicos. En la tabla 2.3 se observa una proyección en el número de VEs a importar hasta 2026.

Año	Eléctricos	Híbridos	Total
2017	1500	1500	3000
2018	1500	1500	3000
2019	1500	1500	3000
2020	2250	2250	4500
2021	2250	2250	4500
2022	2250	2250	4500
2023	3000	3000	6000
2024	3000	3000	6000
2025	3000	3000	6000
2026	3000	3000	6000

Tabla 2.3. Proyección de importaciones de VEs e híbridos [8]

2.1.2.4 Resumen de proyecciones de VEs a nivel nacional

La tabla 2.4 resume las diferentes proyecciones relacionadas con la cantidad de VEs según las distintas fuentes consultadas para la elaboración este estudio. Se destaca que no existe un consenso claro con relación al número de vehículos que se alcanzará en los próximos años en nuestro país.

Estudio	Año	Proyección de VEs
UPME 3 – Documento 3 [7]	2021	28,975
UPME – Documento 1 [6]	2022	46,500
UPME – Documento 4 [8]	2026	46,500
DNP - Escenario del 5% [4]	2030	400,962
CONPES [5]	2030	600,000
DNP - Escenario del 10% [4]	2030	801,921
DNP - Escenario del 15% [4]	2030	1,202,884
UPME 2 – Documento 2 [1]	2031	78,000

Tabla 2.4. Proyección de número de VEs según diferentes estudios

2.2 PROYECCIÓN DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICOS

Esta tecnología hace referencia a la generación de energía eléctrica a partir de los sistemas fotovoltaicos. La EIA estima que los usuarios finales en los Estados Unidos para el año 2050 tendrán una capacidad instalada de 250 GW principalmente para su autoconsumo y que este valor corresponderá al 14% de la generación total de electricidad en ese país [9].

Por otro lado, los pronósticos de penetración expuestos en el Plan G-T 2017–2031 para los sistemas fotovoltaico consideran sistemas sin almacenamiento y esta tecnología es dividida en dos grupos: 1) sistemas fotovoltaicos de Gran Escala (SFV-GE) con capacidad mayor a 1 MW y 2) sistemas fotovoltaicos distribuidos (SFV-D) con capacidad menor a 1 MW en donde este último grupo se encuentra conformado por Autogeneración (AG) y Generación Distribuida (GD) [1].

Las figuras 2.3 y 2.4 muestran las proyecciones para sistemas fotovoltaicos de gran escala y sistemas fotovoltaicos distribuidos en donde se observa, para ambos grupos, una tendencia creciente de penetración. En cada figura igual se indica los resultados para cada escenario de análisis UPME por lo cual se infiere que independiente del mismo esta tecnología tendrá una participación cada vez más significativa en nuestro país.

La tabla 2.5 muestra los pronósticos de proyección para el año 2031 por zonas según los resultados del modelo de expansión del largo plazo de la UPME en su Plan G-T 2017–2031. Se desataca los diferentes valores de penetración según la región del país, resultado importante para los propósitos de este estudio toda vez que las simulaciones deberán considerar, según la ubicación de la red bajo estudio, estos valores de estimación.

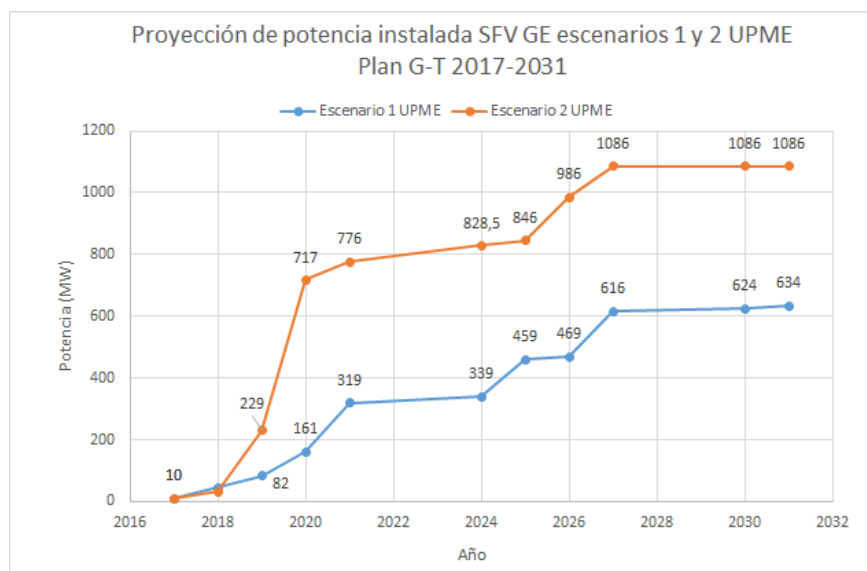


Figura. 2.3. Proyección de sistemas fotovoltaicos de gran escala. Fuente: elaboración propia con datos de la UPME [1].

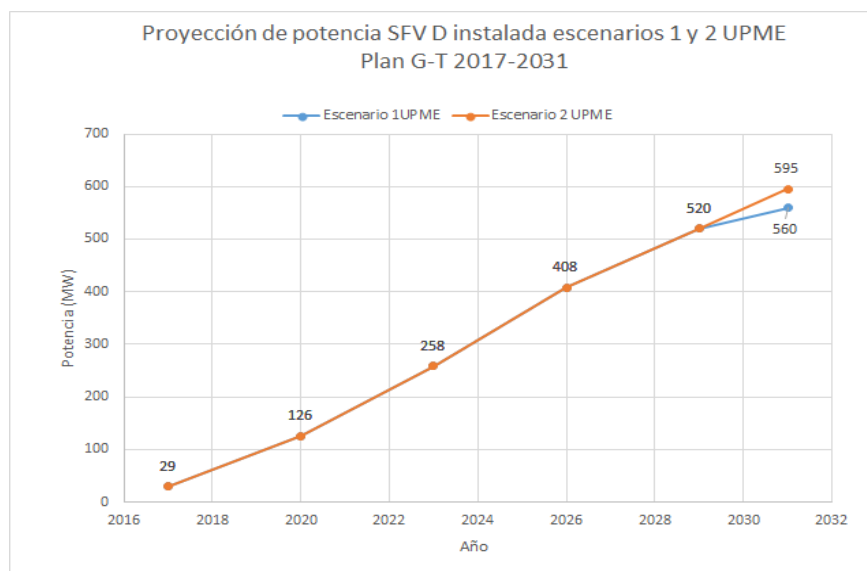


Figura. 2.4. Proyección de sistemas fotovoltaicos distribuidos. Fuente: elaboración propia con los datos de la UPME [1].

Zona	Escenario 1 UPME		Escenario 2 UPME	
	Solar GE (MW)	Solar D (MW)	Solar GE (MW)	Solar D (MW)
Ant-Cho		80		90
Atlántico	100	50	302	60
Bog-Cund		170	120	170
Bolívar	92	30	92	35
Boy-Cas		20		20
Cauca		1		1
Cor-Suc	293	20	173	20
CQR		25		25
GCM	39	35	70	45
HTC	100	21	116	21
MET-Guav		10	103	10
Nar-Put		0		0
Nsant		8		8
Sant-Ara		20	101	20
Valle	10	70	10	70

Tabla 2.5. Expansión por área solar-fotovoltaica. Tomado de [1]

2.3 PROYECCIÓN DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS (PCH)

Esta tecnología hace referencia a la generación de energía eléctrica a partir afluentes hídricos sin embalse. La EIA estima que entre los años 2017 y 2050 en los Estados Unidos existirá por parte de los usuarios finales una capacidad instalada de 0.3 GW que permanecerá sin variaciones en el periodo mencionado [9].

En la figura 2.5 muestran las proyecciones de penetración de PCH según el Plan G-T 2017–2031 y se estima que de esta tecnología serán instalados 475 MW en el país para el año 2031. Las trayectorias 1 y 2 se superponen indicando con esto que la estimación para las PCH será igual para ambos escenarios. En el mismo documento se señala que las regiones de mayor penetración serán Antioquia-Chocó tal como se indica en la tabla 2.6.

Zona	Escenario 1 UPME	Escenario 2 UPME
	Menores (MW)	Menores (MW)
Ant-Cho	279	279
Atlántico		
Bog-Cund		
Bolívar		
Boy-Cas		
Cauca	54	54

Cor-Suc		
CQR	59	59
GCM		
HTC		
MET-Guav		
Nar-Put		
Nsant		
Sant-Ara		
Valle	83	83

Tabla 2.6. Expansión por área para las PCH. Tomado de [1]

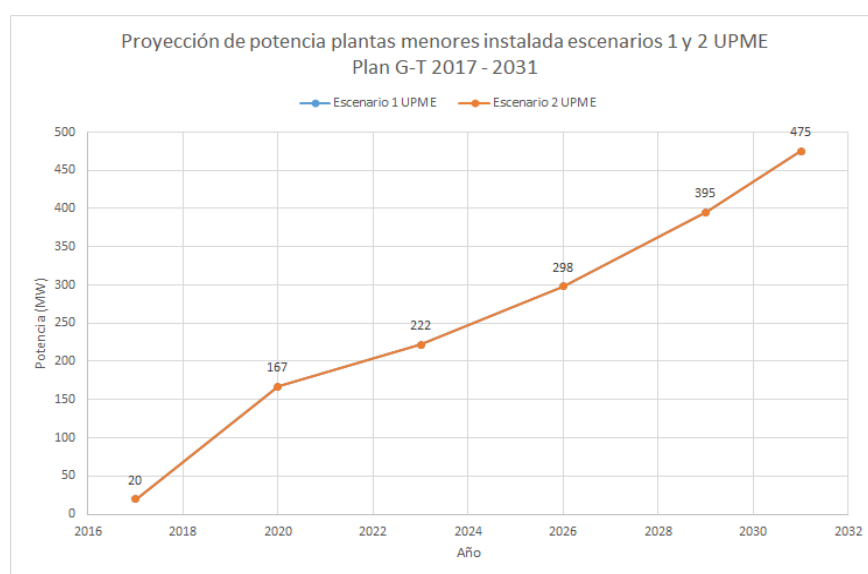


Figura 2.5. Proyección plantas menores. Fuente: elaboración propia con datos de la UPME [1].

2.4 PROYECCIÓN DE COGENERACIÓN-BIOMASA

Esta tecnología hace referencia a la generación de energía eléctrica a partir de la biomasa proveniente de diferentes fuentes o procesos industriales como por ejemplo la generación de electricidad basada en la quema de bagazo de caña que es un derivado del proceso para la obtención de azúcar. La EIA estima que a 2050 en los Estados Unidos habrá una capacidad adicional instalada de 5 GW por parte de los usuarios finales con una baja tasa de inserción cuando se compara con otro tipo de tecnologías [9].

En la figura 2.6 se muestra el estimativo de la UPME con proyección al año 2031 en el cual se indica que en el país existirá para esta clase de tecnología una capacidad instalada entre 146 y 154 MW y la tabla 2.7 muestras las proyecciones por regiones [1]. De manera similar a los pronósticos

de la IEA, la generación eléctrica con cogeneración-biomasa tendrá una adopción lenta en comparación con tecnologías como la solar fotovoltaica y las plantas menores.

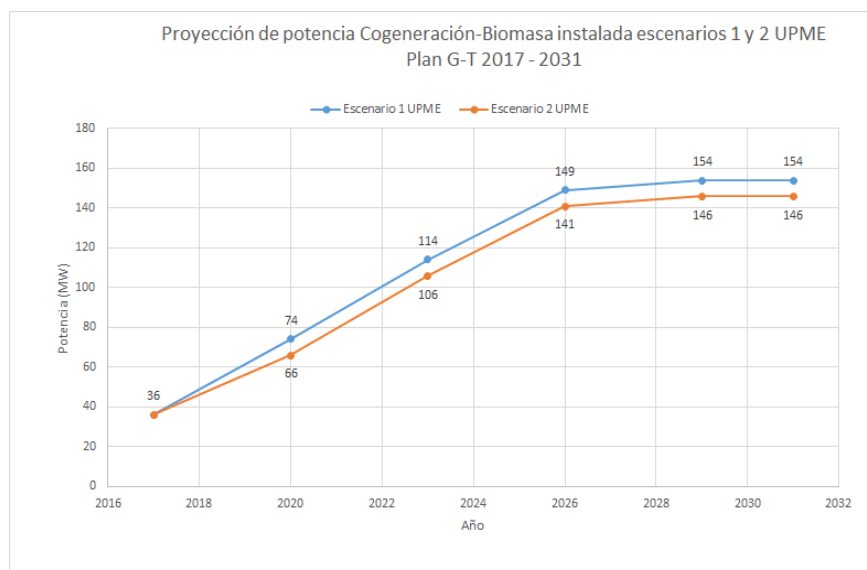


Figura 2.6. Proyección sistemas de cogeneración – biomasa. Fuente: elaboración propia con datos de la UPME [1].

	Escenario 1 UPME	Escenario 2 UPME
Zona	Cogeneración-Biomasa (MW)	Cogeneración-Biomasa (MW)
Ant-Cho		
Atlántico		
Bog-Cund	10	10
Bolívar		
Boy-Cas		
Cauca		
Cor-Suc		
CQR		
GCM	8	
HTC		
MET-Guav	55	55
Nar-Put		
Nsant		
Sant-Ara	20	20
Valle	61	61

Tabla 2.7. Expansión por área para generación por biomasa. Tomado de [1]

2.5 PROYECCIÓN DE GENERACIÓN EÓLICA

Esta tecnología hace referencia a la obtención de energía eléctrica a partir de los aerogeneradores que usan el viento como fuente de energía primaria. La EIA estima que para el año 2050 los usuarios finales en Estados Unidos contarán con una capacidad instalada adicional de 5 GW con una baja tasa de inserción comparada con otro tipo de tecnología [9]. En la figura 2.7 se muestra la estimación de la UPME para la penetración de sistemas de generación eólica mayor a 5 MW y en el Plan G-T 2017–2031 no se especifican valores para capacidades inferiores a 5MW⁴.

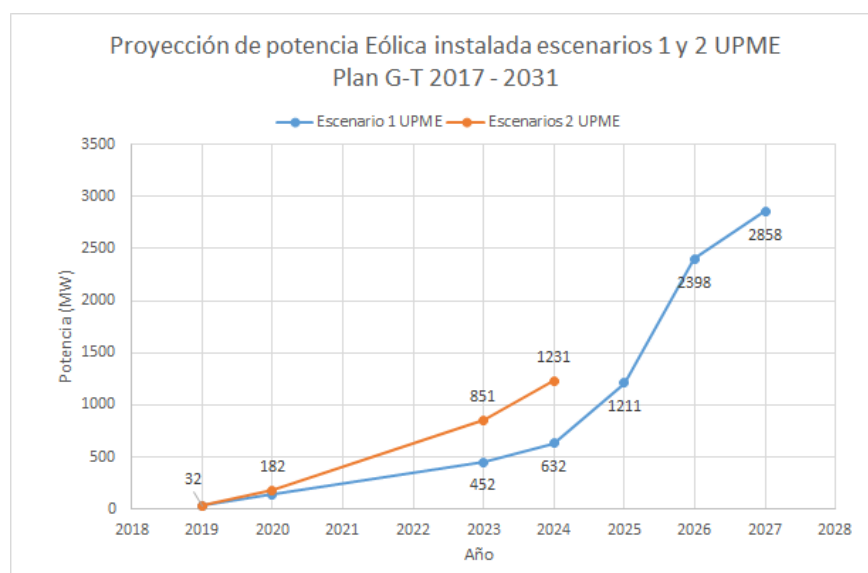


Figura 2.7. Proyección Sistemas eólicos. Fuente: elaboración propia con datos de la UPME [1].

2.6 PROYECCIÓN DE GENERACIÓN GEOTÉRMICOS

Esta tecnología hace referencia al aprovechamiento del calor natural de la tierra para generar energía eléctrica. En el ámbito internacional y nacional son pocos los sistemas de generación de electricidad basados en esta tecnología, en Colombia existe un único proyecto de este tipo el cual se encuentra ubicado en el nevado del Ruiz con una posible capacidad de 50 MW, el cual actualmente se encuentra en proceso de investigación y desarrollo [10], además se tiene que en [1] no se hace referencia a este tipo de tecnología.

⁴ Este valor es un referente para este estudio pues según la resolución CREG 030 del 2018 estos tendrán un esquema de conexión simplificada por lo cual se espera una rápida penetración de tecnologías con capacidades inferiores a 5MW.

2.7 PROYECCIÓN DE GENERACIÓN A BASE DE GAS NATURAL

Esta tecnología hace referencia al gas natural como fuente primaria para la generación de energía eléctrica. La EIA pronostica que los usuarios finales en los Estados Unidos para el año 2040 tendrán una potencia instalada de generación a partir del gas natural de 30 GW con una baja tasa de inserción cuando se compara con otras tecnologías, especialmente las fotovoltaicas [11]. Para el ámbito nacional, en [1] se muestra un estimativo de penetración a gran escala, pero no se discrimina si ese valor corresponde a sistemas de autogeneración.

2.8 PROYECCIÓN DE ALMACENAMIENTO

La figura 2.8 muestra una proyección reciente de almacenamiento medida en términos de energía en donde se estima que entre el 2016 y 2030 el mercado mundial se duplicará seis veces y crecerá a un total de 305 GWh/año [12]. Los países que lideran el mercado con el 70% de la capacidad instalada serán U.S., China, Japón, India, Alemania, Reino Unido, Australia y Corea del sur.

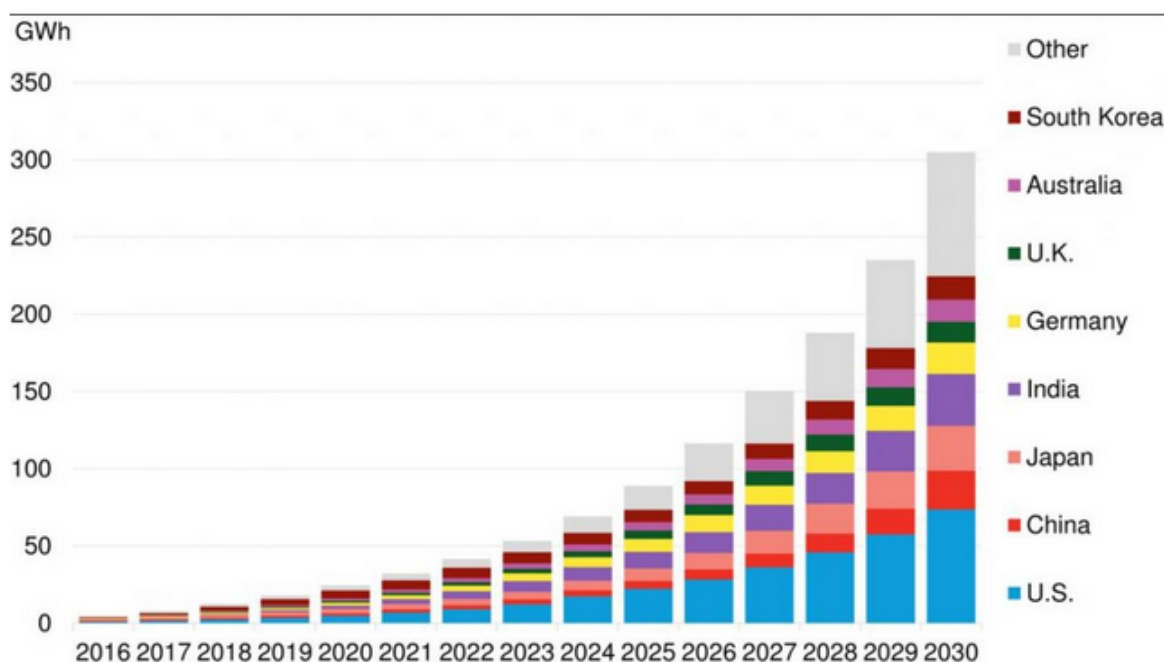


Figura 2.8. Proyecciones de almacenamiento en GWh/año. Tomado de [12].

Por otro lado, la figura 2.9 muestra la proyección en términos de capacidad instalada para los EE. UU. en donde se destaca que para el 2030 las implementaciones esta tecnología por parte de los usuarios finales representará el 47% [13].

U.S. Annual Energy Storage Deployment Forecast, 2012-2023E (MW)

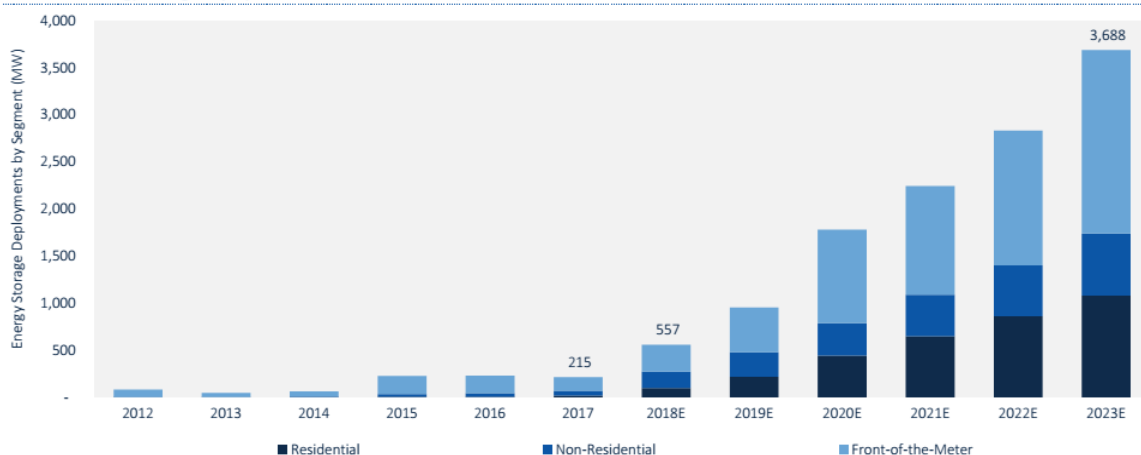


Figura 2.9. Proyecciones de almacenamiento en MW en los EE. UU. Tomado de [13].

Aunque las expectativas de penetración y uso son promisorias para este tipo de tecnologías, los retos actuales a escala distribuida –que serían las opciones a ser consideradas en este estudio - es limitado especialmente por sus costos nivelados. Estudios enfocados en determinar el LCOE de sistemas PV de pequeña escala más baterías Li-Ion muestran costos proyectados a futuro (2030) entre los 9,4 y 30 cUSD/kWh [14]. Siendo esta última una proyección conservadora pues maneja precios de baterías entre los 230 a 760 USD/kWh y niveles de irradiancia entre los 950 a 1300 kWh/m² año. Incluso, en [15], se muestra que para sistemas solares de pequeña escala con baterías incluida la paridad de red para los usuarios residenciales en diferentes *utilities* de los EEUU para el año 2030.

2.9 PROPUESTAS DE TRAYECTORIAS Y ESCENARIOS DE ADOPCIÓN NACIONAL

En esta sección se muestra las *trayectorias* y *escenarios* de adopción nacional propuestos para este estudio los cuales toman en consideración los elementos previamente descritos en este capítulo. Una *trayectoria* de penetración, para efectos de este estudio y ajustándose a los términos de referencia establecidos por la Comisión, se *define* como el aumento de la capacidad - en MW- que se espera de un tipo de tecnología de generación a través del tiempo y un *escenario* es la combinación de dos o más trayectorias de penetración.

2.9.1 Trayectorias de adopción nacional

Las trayectorias de adopción nacional se construyeron de la siguiente manera:

1. La trayectoria más probable para cada tecnología se determina a partir del promedio aritmético de los valores anuales de las trayectorias para cada uno de los escenarios indicados

en las tablas 3-15 y 3-16 del Plan G-T 2017–2031 [1]. Una vez se obtienen los promedios, se determina la curva cóncava que mejor se ajuste a esos valores y que es aquella que presenta el mayor coeficiente R^2 . Las razones que explican este enfoque son las siguientes:

- El promedio es una forma de considerar los dos escenarios de la UPME.
 - La curva de ajuste es necesaria pues los datos de la UPME no presentan los valores año a año pero estos si son requeridos para efectos de simulaciones computacionales futuras de este estudio. Por lo tanto, la curva es una interpolación –no lineal- de los valores promedios.
 - Se asume una curva cóncava porque es un comportamiento esperado de desarrollo tecnológico. Y el coeficiente R^2 es una práctica común de ajuste.
 - Se asume como la más probable pues es la que bajo los distintos supuestos de la UPME garantiza suplir las necesidades futuras energéticas del país.
2. La trayectoria de alta penetración se asume como aquella en donde la curva más probable tiene un crecimiento de un 50% mayor a lo esperado. Es una posición bastante optimista frente a la inserción de distintos tipos de tecnología que se explica por las razones abajo expuestas, aunque es preciso señalar que ese porcentaje podría cambiar si por efectos de simulaciones computacionales se requiere analizar distintas circunstancias que impliquen un valor diferente. Las razones del porcentaje son:
- La construcción del Plan G-T 2017–2031 no consideró los posibles impactos de la Resolución CREG 030 del 2018 por lo cual es altamente probable que su efecto promueva importantes desarrollos de autogeneradores y generación distribuida en el país que no fueron capturados por el plan.
 - El efecto de la Resolución 40791 del Ministerio de Minas y Energía también podría impulsar proyectos que no se tenían previstos en la construcción del Plan G-T 2017–2031 y que constituye un importante promotor de diferentes tipos de tecnologías.
3. La trayectoria de baja penetración se asume como aquella en donde la curva más probable tiene una reducción de un 50% menor a lo esperado. Es una posición conservadora frente a las expectativas de penetración y al igual que en la trayectoria de alta penetración, el porcentaje podría ser reconsiderado si las simulaciones computacionales así lo requieren.
4. Las opciones de almacenamiento no se consideran pues por sus altos costos nivelados no se prevé una penetración en el largo plazo –hasta el 2031- en nuestro país.

5. Para las trayectorias de adopción de vehículos eléctricos se construyó con base en las siguientes consideraciones:

- La trayectoria más probable es aquella cuyo valor final de vehículos eléctricos es de 78,000. Aunque en la tabla 2.4 se muestran diferentes proyecciones, se asume este valor como el más factible dado que es un valor alcanzable cuando se analizan el registro anual de vehículos eléctricos según información extraída del RUNT.
- La trayectoria de alta penetración se obtiene como aquella en donde la curva más probable tiene un crecimiento de un 31.2% mayor de los esperado. Este valor es el promedio de crecimiento de ventas vehiculares en Colombia cuando estas han registrado, entre dos años, un aumento de ventas. Este promedio se calculó con los datos anuales de ventas de vehículos desde el año 1999 hasta el 2017.
- La trayectoria de baja penetración se asume como aquella en donde la curva más probable tiene una reducción de un 14% frente al valor esperado. Este porcentaje es el promedio de reducción de ventas de vehículos cuando, entre dos años consecutivos, se presenta una disminución de ventas. Al igual que el promedio anterior, se usaron los datos anuales desde 1999 hasta 2017.

Con base en lo anterior, las figuras 2.10 a 2.14 muestran las trayectorias de adopción nacional propuestas en este estudio.

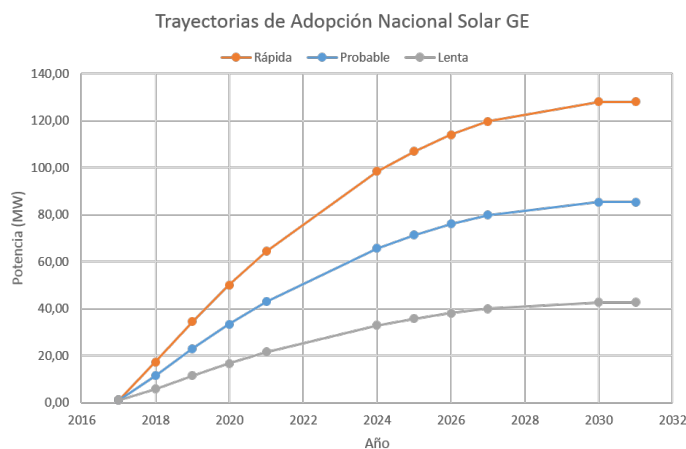


Figura 2.10. Trayectoria de adopción Nacional Solar GE.

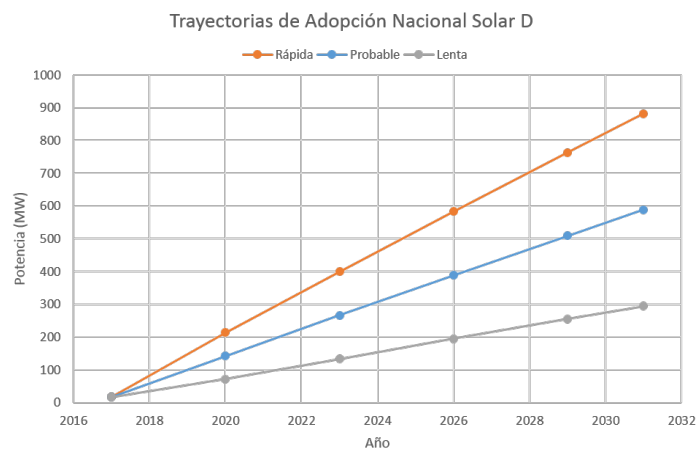


Figura 2.11. Trayectoria de adopción Nacional Solar D.

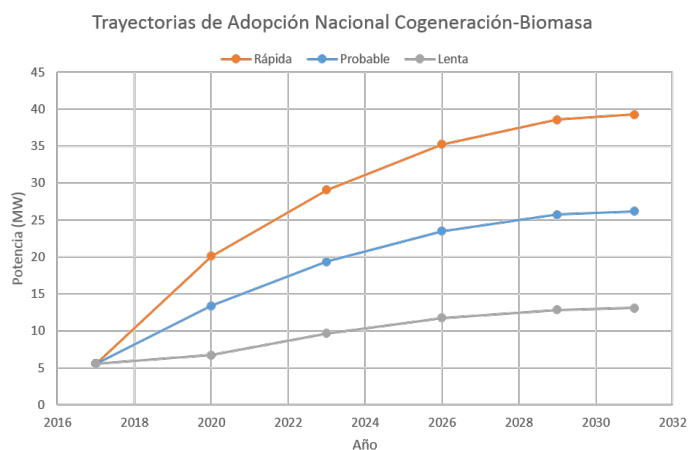


Figura 2.12. Trayectoria de adopción Nacional Cogeneración-Biomasa.

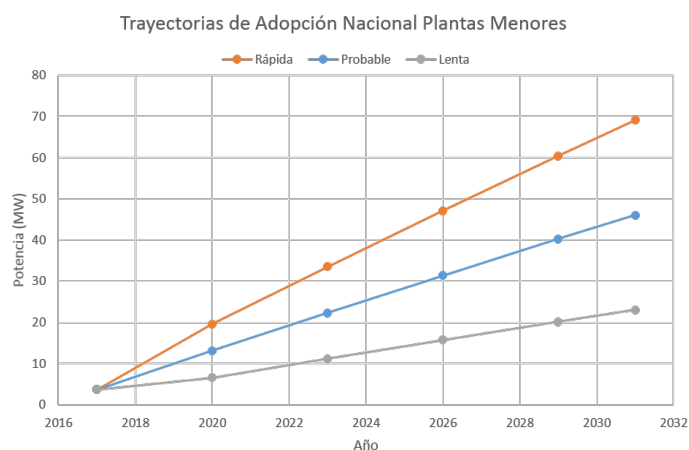


Figura 2.13. Trayectoria de adopción Nacional Plantas Menores.

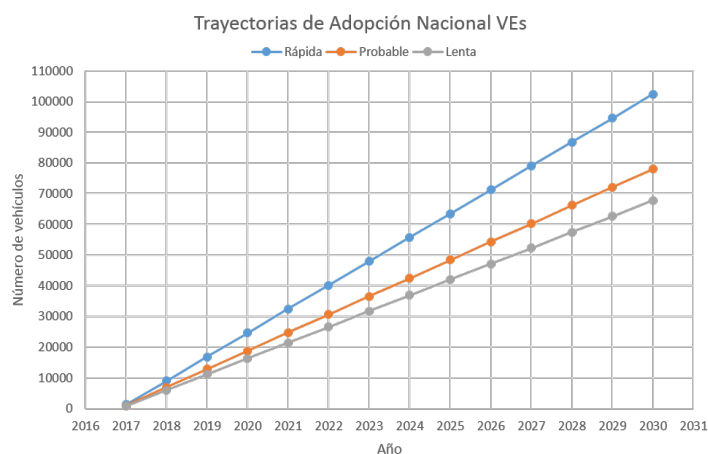


Figura 2.14. Trayectoria de adopción Nacional VE.

Respecto a la tecnología eólica y de gas natural, no se realizan trayectorias de adopción nacional debido a que las proyecciones realizadas en el Plan G-T 2017-2031 para esas tecnologías corresponden a recursos con capacidades mayores a 5 MW los cuales para efectos de este estudio no se consideran. Esto en el sentido que se espera que autogeneradores con capacidad menores a ese valor tengan una mayor penetración por tener estudios de conexión simplificados.

2.9.2 Escenarios de adopción nacional

Los escenarios de adopción nacional indicados en las figuras 2.15-2.20 y sintetizados en la tabla 2.8 se construyeron mediante la combinación de las diferentes trayectorias descritas en el numeral anterior.

Para efectos de este estudio, se proponen seis escenarios a nivel nacional compuestos por distintas trayectorias que se escogen de tal forma que se ajusten a las expectativas de penetración tecnológica regional. Esto es, para la conformación de los escenarios se estudiaron los estimativos de penetración regional por parte de la UPME en su Plan G-T 2017-2031 y la respuesta de los agentes a la circular CREG 055 del 2018 –detalles en el capítulo 3- y a partir de estos se seleccionan las trayectorias que de manera global cubren los estimativos regionales.

Los resultados de este análisis se muestran en la siguiente tabla en donde la marca de chequeado (✓) indica la trayectoria que por tecnología –R para rápida penetración, P para la más probable y L para lenta penetración- conforman el escenario.

Escenario	Solar GE			Solar D			Vehículos Eléctricos		
	R	P	L	R	P	L	R	P	L
1	✓					✓			
2	✓				✓				✓
3		✓			✓				✓
4				✓			✓		
5						✓			✓
6						✓			

R: Trayectoria de rápida penetración, P: Trayectoria más probable, L: Trayectoria de lenta penetración

Tabla 2.8. Trayectorias de Cada Tecnología que Conforman los Escenarios de Adopción Nacional

Las figuras 2.15-2.20 muestran los escenarios en donde el eje vertical de la derecha se utiliza para aquellos que incorporen una trayectoria de penetración de vehículos eléctricos.

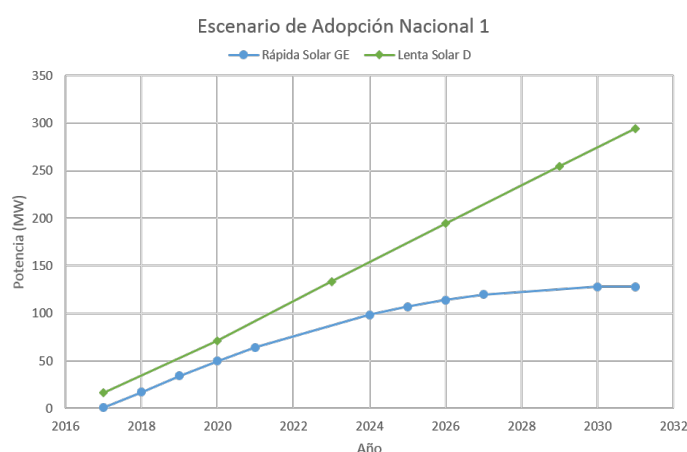


Figura 2.15. Escenario de adopción Nacional 1.

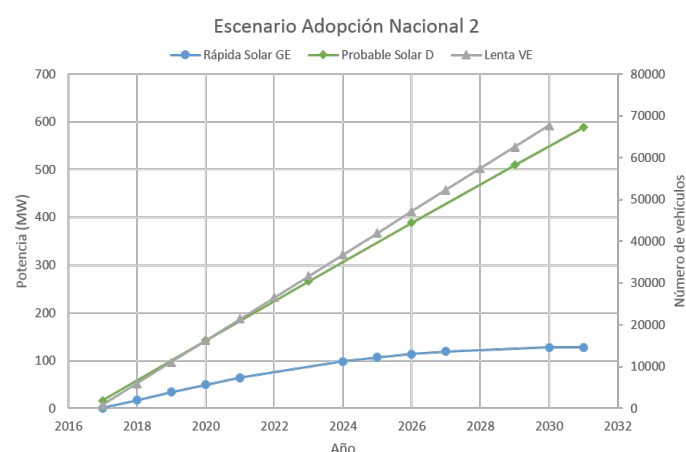


Figura 2.16. Escenario de adopción Nacional 2.

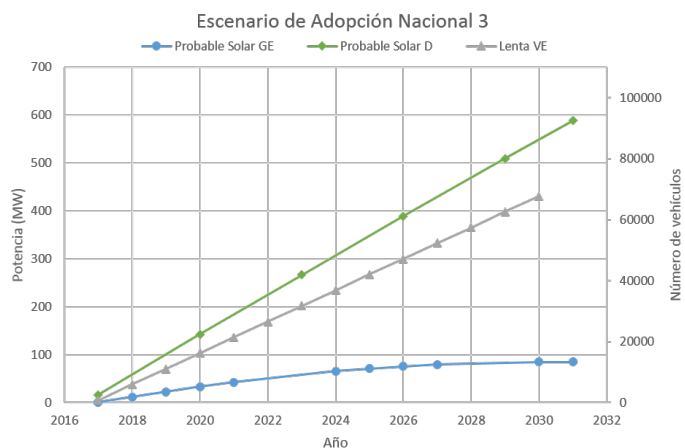


Figura 2.17. Escenario de adopción Nacional 3.

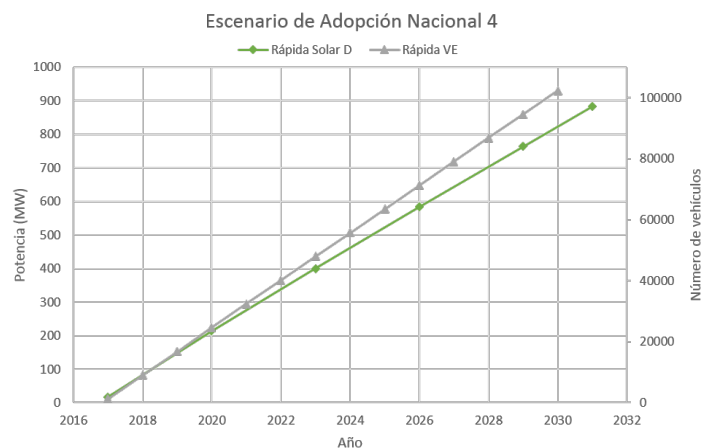


Figura 2.18. Escenario de adopción Nacional 4.

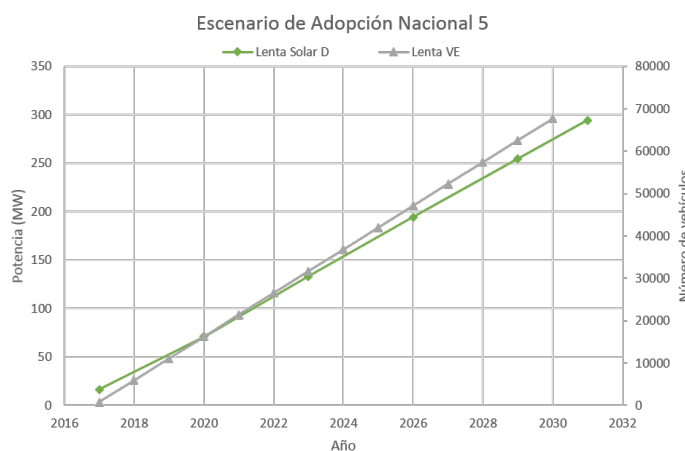


Figura 2.19. Escenario de adopción Nacional 5.



Figura 2.20. Escenario de adopción Nacional 6.

3 DETERMINACIÓN DE LOS ESCENARIOS DE ADOPCIÓN REGIONAL

Este capítulo muestra la construcción de escenarios de penetración regional los cuales son propuestos para la realización de unas simulaciones computacionales con el objeto de establecer unos indicadores de seguimiento a la penetración de la generación distribuida y autogeneración. Para tal propósito, se analizan los resultados de una consulta realizada a partir de la circular CREG 055 del 2018, las proyecciones del Plan G-T 2017-2031 e insumos del capítulo anterior. Con estos, se proponen los escenarios de penetración regionales en los cuales igualmente se cuantifican las exceptivas de penetración para las distintas opciones tecnológicas.

3.1 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LA CIRCULAR CREG 055 DEL 2018

A continuación, se muestra el consolidado de los resultados de la consulta realizada a través de la circular CREG 055 del 2018 y relacionada con un levantamiento de información sobre los autogeneradores y generadores distribuidos conectados actualmente a las redes de distribución de energía eléctrica en el SIN así como las conexiones previstas de este tipo de generadores.

La información fue recopilada por operador de red, se agregó en las mismas regiones indicadas en la figura 2.1 y por tipo de tecnología según se detalló en el capítulo 2. La consolidación de los resultados se muestran en las tablas 3.1, 3.2, 3.3 y 3.4 en donde la primera de ellas indica la capacidad de los autogeneradores y generadores distribuidos actualmente existentes, la tabla 3.2 los existentes con capacidad menor a 5MW⁵, las solicitudes de conexión se muestran en la tabla 3.3 y las solicitudes de conexión de menos de 5MW en la tabla 3.4.

Zona	Tecnología [kW]				
	Solar fotovoltaica	Hidráulica	Biomasa	Gas	Cogeneración
Ant-Cho	80.00				
Atlántico					
Bog-Cund	5.00				
Bolívar	17.23				
Boy-Cas					
Cauca	34.04				
Cor-Suc					
CQR	177.73				30,000.00
GCM					
HTC	406.47				

⁵ Estos autogeneradores son de especial importancia pues según lo establece la resolución CREG 030 del 2018 tienen estudios de conexión simplificado por lo que se espera una fácil penetración a las redes eléctricas del país.

Met-Guav	27.17		
Nar-Put			
Nsant			
Sant-Ara	35,671.57		
Valle	1,986.81	20,000.00	
TOTAL	38,406.02	20,000.00	30,000.00

Tabla 3.1. Capacidad existente de autogeneradores y generadores distribuidos reportados por los OR en la circular CREG 055 del 2018. Fuente: Elaboración propia.

Tecnología [kW]					
Zona	Solar fotovoltaica	Hidráulica	Biomasa	Gas	Cogeneración
Ant-Cho	80.00				
Atlántico					
Bog-Cund	8.00				
Bolívar	17.23				
Boy-Cas					
Cauca	34.04				
Cor-Suc					
CQR	177.73				
GCM					
HTC	406.47				
Met-Guav	27.17				
Nar-Put					
Nsant					
Sant-Ara	1,546.57				
Valle	1,986.81				
TOTAL	4,284.02				

Tabla 3.2. Capacidad existente de autogeneradores de MENOS DE 5MW y generadores distribuidos reportados por los OR en la circular CREG 055 del 2018. Fuente: Elaboración propia.

Tecnología [kW]					
Zona	Solar fotovoltaica	Hidráulica	Biomasa	Gas	Cogeneración
Ant-Cho	2,077.91				
Atlántico	347.61				
Bog-Cund	428.00			310.00	
Bolívar	13.39			30.00	
Boy-Cas					
Cauca	344.00				
Cor-Suc	284.30				
CQR	261.06				

GCM			4,500.00
HTC	3,000.00		
Met-Guav	578,420.21	190.00	
Nar-Put	0.80		
Nsant	55.34		
Sant-Ara	89,900.00		4,800.00
Valle	1,386,834.19	10,666.67	50,000.00
TOTAL	2,061,966.80	10,666.67	190.00
			59,640.00

Tabla 3.3. Solicitud de conexión en kVA de autogeneradores y generadores distribuidos reportados por los OR en la circular CREG 055 del 2018. Fuente: Elaboración propia.

Zona	Tecnología [kW]				
	Solar fotovoltaica	Hidráulica	Biomasa	Gas	Cogeneración
Ant-Cho	2,077.91				
Atlántico	347.61				
Bog-Cund	428.00			310.00	
Bolívar	13.39			30.00	
Boy-Cas					
Cauca	344.00				
Cor-Suc	284.30				
CQR	261,05				
GCM				4,500.00	
HTC	3,000.00				
Met-Guav	10.21		190.00		
Nar-Put	0.80				
Nsant	55,34				
Sant-Ara				4,800.00	
Valle	1,090.50				
TOTAL	7913,11		190.00	9,640.00	

Tabla 3.4. Solicitud de conexión en kVA de MENOS DE 5MW de autogeneradores y generadores distribuidos reportados por los OR en la circular CREG 055 del 2018. Fuente: Elaboración propia.

De las tablas anteriores se concluyen los siguientes aspectos que servirán de insumo para los escenarios de penetración regionales propuestos y detalladas en la siguiente sección:

1. Cada región tiene expectativa diferente de penetración tecnológica.
2. Predomina la tecnología solar fotovoltaica tanto en capacidad existente como en solicitudes de conexión.
3. Exceptuando las regiones del Valle y Met-Guav, las solicitudes de conexión en su mayoría son para tecnologías de menos de 5MW.

3.2 PROPUESTA PARA ESCENARIOS DE ADOPCIÓN REGIONAL

Para la conformación de los escenarios de simulación regionales es necesario tener presente que las expectativas de penetración de las distintas tecnologías de autogeneración o generación distribuida en nuestro país dependen de la región y esto se puede corroborar con el levantamiento de información indicado en el capítulo 2 y en las respuestas a la circular CREG 055 del 2018 que fueron consolidadas en la sección 3.1.

Por lo anterior, la propuesta de este estudio es conformar *escenarios de adopción o penetración regionales* que se indican en la tabla 3.5 en donde una marca de chequeado señala la trayectoria de las tecnologías que conformarían cada uno de los escenarios. Por ejemplo, las regiones Ant-Cho, Bog-Cund. y Valle pertenecen al escenario nacional de penetración 4 con lo cual se espera que en esas regiones exista una rápida penetración de solar-D así como una rápida penetración de vehículos eléctricos. Para algunas regiones se ha incluido algunas trayectorias adicionales con el fin de atender particularidades específicas de la región. Por ejemplo, en el Valle se adicionan una rápida penetración de biomasa y plantas menores pues así lo sugiere en el plan de expansión de la UPME.

Escenario Nacional	Región que Pertenece al escenario	Solar GE			Solar D			Vehículos Eléctricos			Cogeneración Biomasa			Plantas Menores		
		R	P	L	R	P	L	R	P	L	R	P	L	R	P	L
1	Cor-Suc	✓					✓									
	HTC	✓					✓									
2	Atlántico	✓				✓				✓						
3	Bolívar		✓			✓				✓						
	GCM		✓			✓				✓			✓			
4	Ant-Cho				✓			✓						✓		
	Bog-Cund		✓		✓			✓								
	Valle				✓			✓			✓				✓	
5	CQR						✓			✓						✓
	Sant-Ara						✓			✓			✓			
6	Nsant						✓									
	Boy-Cas						✓									
	MET-Guav		✓				✓				✓					
	Cauca						✓								✓	
	Nar-Put						✓			✓						

Tabla 3.5. Propuestas de trayectorias de adopción regionales

Las figuras 3.1 - 3.15 muestran los valores estimados de penetración de cada tecnología según la región. Estos valores se determinaron a partir de los escenarios de penetración nacional escalado según la participación de cada región indicadas en las tablas 3-15 y 3-16 del Plan G-T 2017–2031. Por ejemplo, en la región Bog-Cund se estima –según la UPME– que en el 2031 tendrá una participación del 29% de solar D, y a partir de ese porcentaje se escala la trayectoria nacional para determinar la regional.

Para las proyecciones de vehículos regionales, se utiliza un enfoque similar, esto es, escalar la trayectoria nacional pero utilizando la participación porcentual de los vehículos registrados en el país por región según el RUNT del 2017. Se emplea los porcentajes de ese año pues para años anteriores se dispone del registro nacional pero no regional. De esa manera, por ejemplo, la región Bog-Cund tiene una participación del 40.5% por lo cual se asume que de los 78,000 vehículos eléctricos que habrá en el país en el 2030, un total de 31,590 serán eléctricos y registrados en la región Bog-Cund.

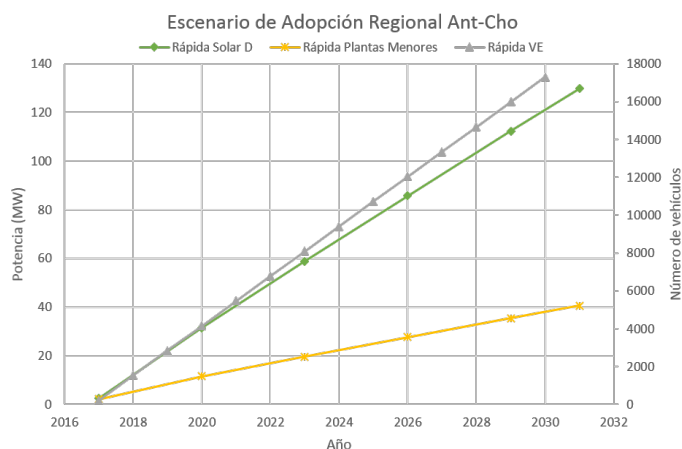


Figura 3.1. Escenario de adopción Regional Ant-Cho.

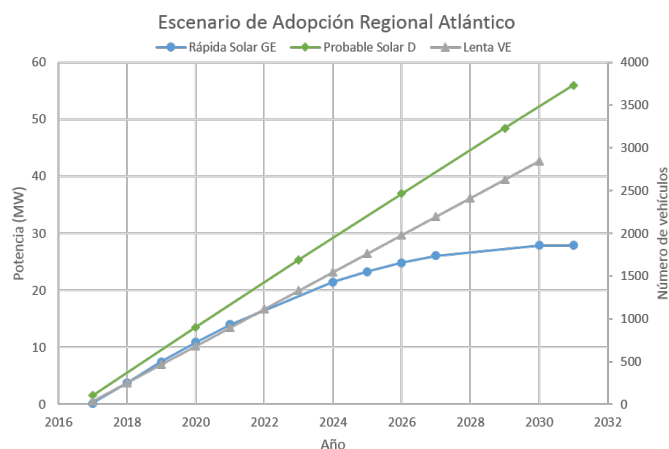


Figura 3.2. Escenario de adopción Regional Atlántico.

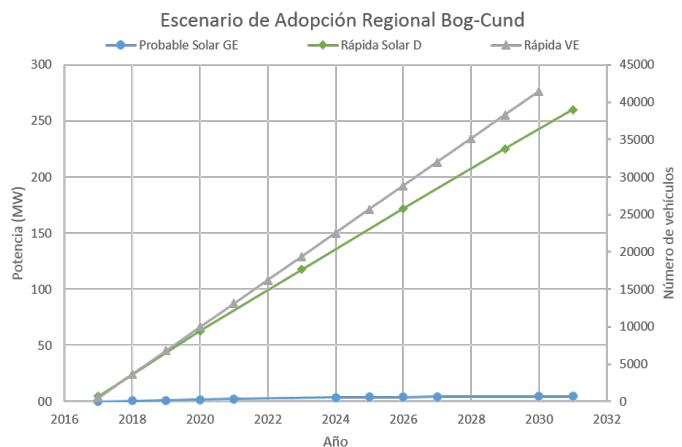


Figura 3.3. Escenario de adopción Regional Bog-Cund.

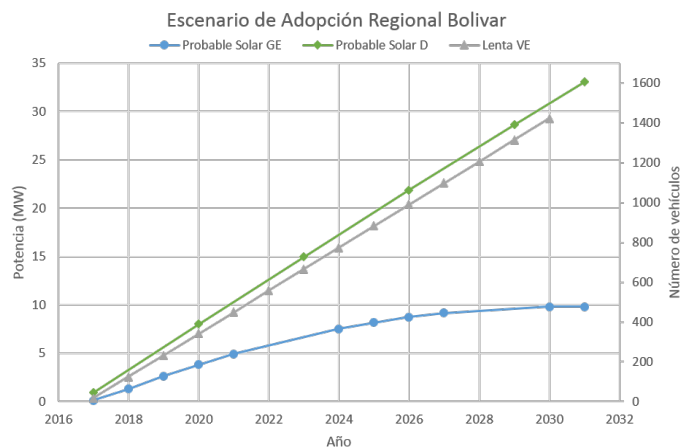


Figura 3.4. Escenario de adopción Regional Bolívar.

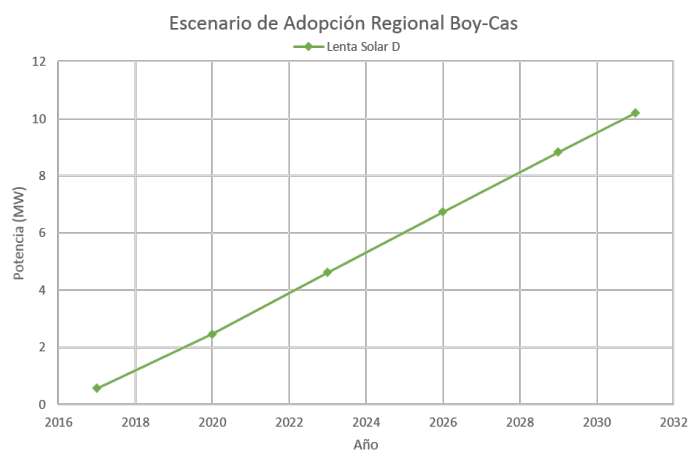


Figura 3.5. Escenario de adopción Regional Boy-Cas.

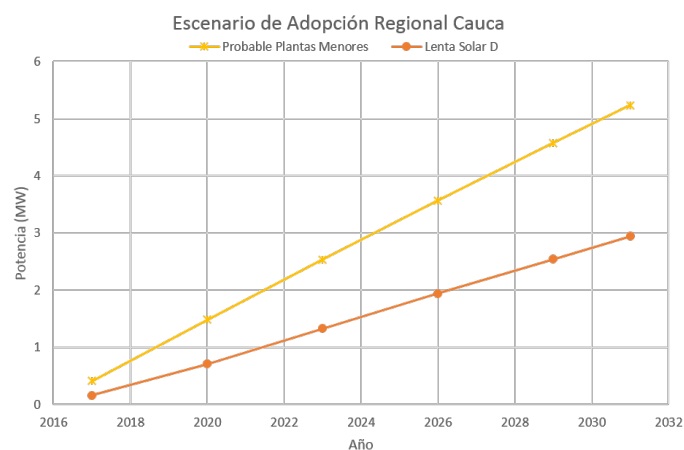


Figura 3.6. Escenario de adopción Regional Cauca.

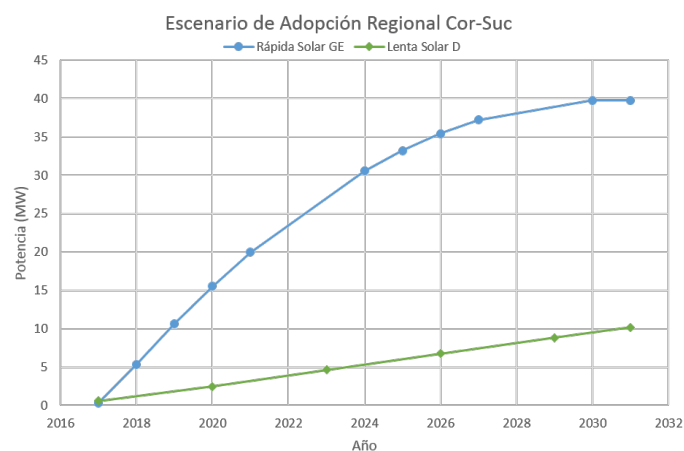


Figura 3.7. Escenario de adopción Regional Cor-Suc.

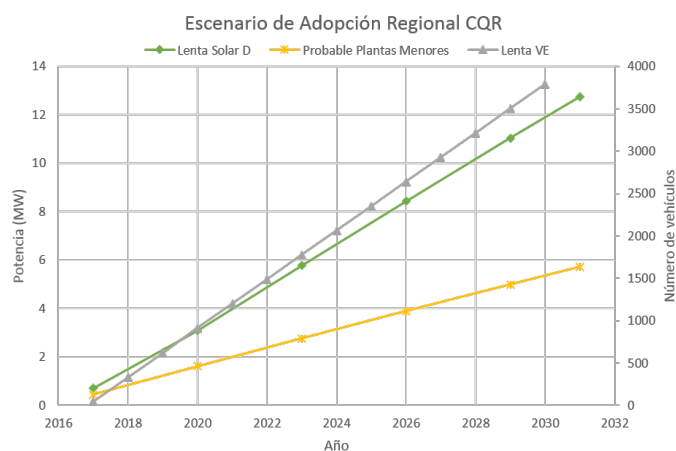


Figura 3.8. Escenario de adopción Regional CQR.

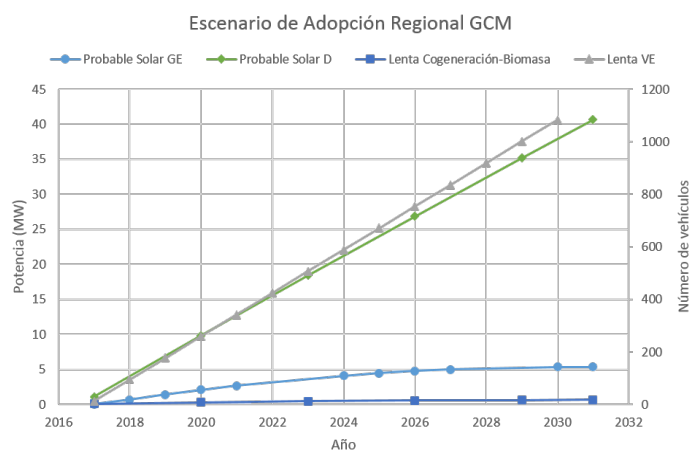


Figura 3.9. Escenario de adopción Regional GCM.

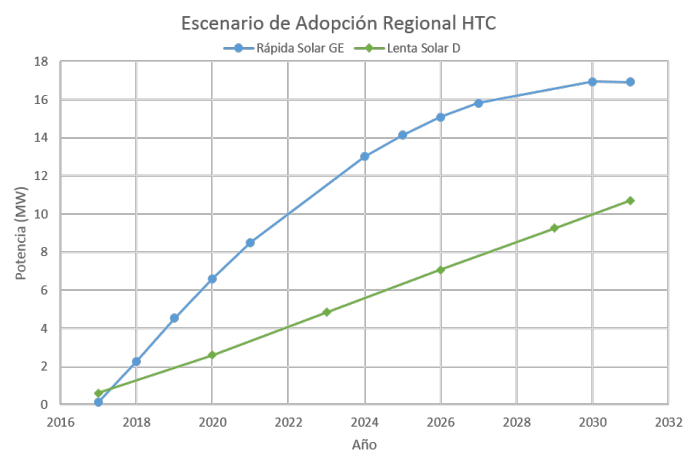


Figura 3.10. Escenario de adopción Regional HTC.

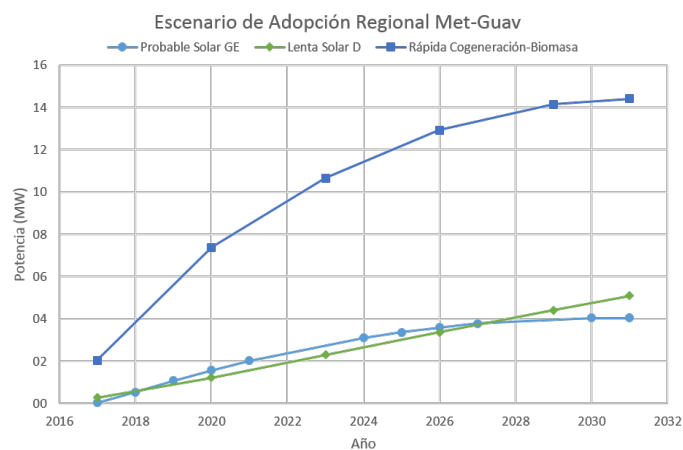


Figura 3.11. Escenario de adopción Regional Met-Guav.

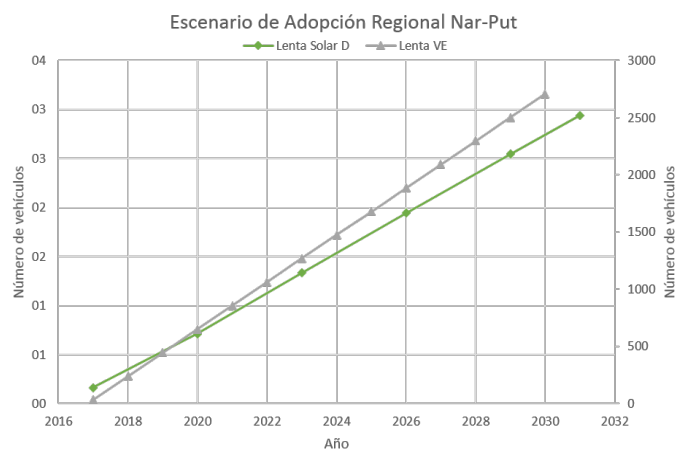


Figura 3.12. Escenario de adopción Regional Nar-Put.

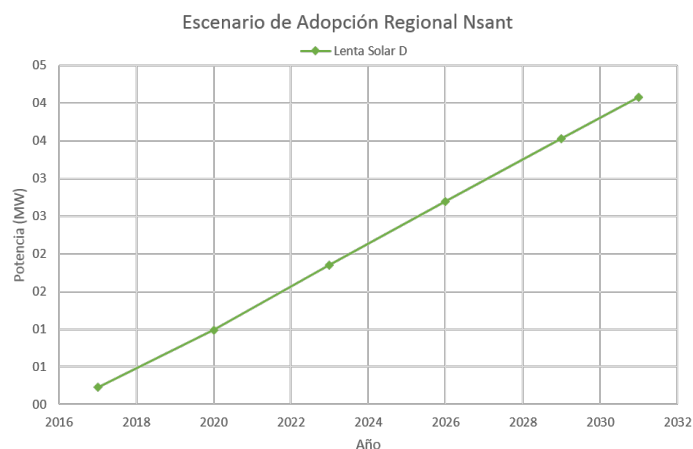


Figura 3.13. Escenario de adopción Regional Nsant.

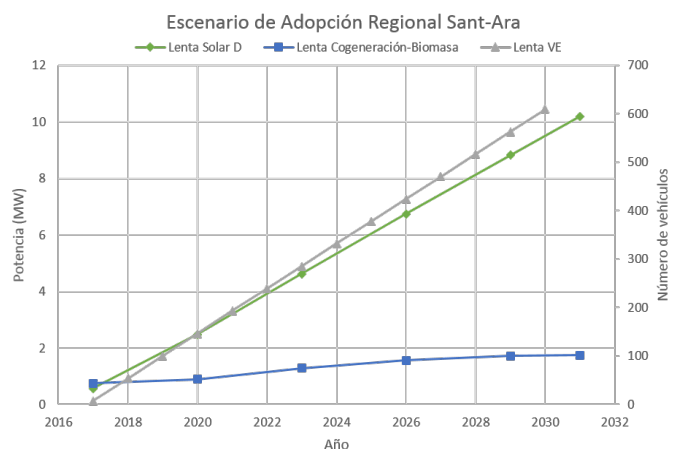


Figura 3.14. Escenario de adopción Regional Sant-Ara.

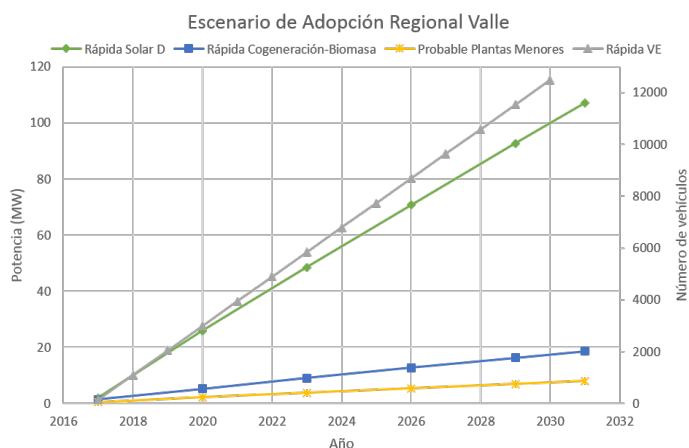


Figura 3.15. Escenario de adopción Regional Valle. Fuente: elaboración propia.

4 DETERMINACIÓN DEL UMBRAL DEL ARTÍCULO 4 DE LA RESOLUCIÓN CREG 030 DEL 2018

Este capítulo muestra los resultados numéricos de unas estimaciones con el fin de establecer el momento en que la cantidad de energía exportada por los generadores distribuidos (GD) y los autogeneradores a pequeña escala (AGPE) supere el 4% de la demanda comercial nacional. Para ese propósito se emplean dos aproximaciones, la primera consistente en tomar una línea base y unas proyecciones de crecimiento de GD y AGPE indicadas en el plan de expansión de referencia de la UPME [1], y una segunda aproximación consistente en establecer la línea base como resultado de la información recibida por la circular CREG 055 del 2018 y con diferentes proyecciones de crecimiento.

4.1 APROXIMACIÓN 1: CON LÍNEA BASE Y PROYECCIONES UPME

La tabla 4.1 muestra la línea base –capacidad existente según [1]- y la capacidad que será instalada para aquellas tecnologías menores a 1MW para el escenario 1 del plan de expansión de referencia de la UPME [1]. Se asume -para efectos de estos cálculos- que esas tecnologías son todas GD o AGPE y que exportan el 60% de la energía producida. El valor de exportación se toma de [16] en donde a partir de una serie de datos extraídos de distintos hábitos de consumo de instalaciones solares residenciales en los EEUU, se determinó que el máximo valor de exportación de energía corresponde al 60%.

Tecnología			
	Menores	Cog-Biom	Solar D
Línea base	787	126	0
2017	20	36	29
2018	0	38	0
2019	0	0	0
2020	147	40	97
2021	0	0	0
2022	0	35	0
2023	55	0	132
2024	0	5	0
2025	0	0	0
2026	76	0	150
2027	0	0	0
2028	0	0	0
2029	97	0	112
2030	0	0	0
2031	80	0	40

Tabla 4.1 Línea base en MW para el escenario 1 de la UPME. Tomado de [1].

La energía anual exportada (en GWh) que producen cada una de esas fuentes de generación se indican bajo las columnas “Menores”, “Cog-Biom” y “Solar D” de la tabla 4.2 en donde para los cálculos se asumen factores de planta de 0.67 (plantas menores) [17], 0.59 (biomasa) [18] y 0.15 (solar) [19] respectivamente. Se asume igualmente que las plantas menores y de cogeneración-biomasa de menos de 1MW de la tabla 4.1 corresponden al 0.51% y 5.88% pues esos porcentajes son los proyectos, de esas tecnologías y menores a 1 MW, que se encontraron en el “Registro de proyectos de generación de energía eléctrica - Vigentes” de la UPME con fecha de corte de Junio 30 de 2018. A las plantas “Solar D” no se aplicó ningún porcentaje debido a que estas ya son menores a 1 MW.

La columna “Total Anual” suma las energías provenientes de esas fuentes y las últimas tres columnas muestran el porcentaje de esa energía con relación las proyecciones de demanda anual de según la UPME en sus tres escenarios de crecimiento indicados en [1].

	Producción Anual de Energía en GWh				Porcentaje de la energía de GD y AGPE con relación a la demanda de energía nacional proyectada		
	Menores	Cog-Biom	Solar D	Total Anual	Proyección Alta	Proyección Media	Proyección Baja
2017	14.72	29.56	22.86	67.15	0.10%	0.10%	0.10%
2018	14.72	36.50	22.86	74.09	0.10%	0.10%	0.11%
2019	14.72	36.50	22.86	74.09	0.10%	0.10%	0.10%
2020	17.41	43.80	99.34	160.54	0.21%	0.21%	0.22%
2021	17.41	43.80	99.34	160.54	0.20%	0.21%	0.21%
2022	17.41	50.19	99.34	166.93	0.20%	0.21%	0.21%
2023	18.41	50.19	203.41	272.00	0.33%	0.33%	0.34%
2024	18.41	51.10	203.41	272.92	0.32%	0.33%	0.33%
2025	18.41	51.10	203.41	272.92	0.31%	0.32%	0.33%
2026	19.80	51.10	321.67	392.56	0.43%	0.45%	0.46%
2027	19.80	51.10	321.67	392.56	0.42%	0.43%	0.44%
2028	19.80	51.10	321.67	392.56	0.41%	0.42%	0.43%
2029	21.57	51.10	409.97	482.63	0.49%	0.51%	0.52%
2030	21.57	51.10	409.97	482.63	0.48%	0.49%	0.50%
2031	23.02	51.10	441.50	515.63	0.50%	0.51%	0.52%

Tabla 4.2 Porcentaje de energía anual exportada de GD y AGPE con relación a las proyecciones de demanda nacional para el **escenario 1** del Plan G-T 2017–2031

Como se evidencia en la tabla anterior, con las proyecciones de inserción de tecnologías de menos de 1MW –que se presumen entrarán como GD o AGPE- no se alcanza el porcentaje del 4% para el escenario 1 del Plan G-T 2017–2031. La tabla 4.3 muestra los resultados para el escenario 2 del mismo plan y cuyas conclusiones son iguales a las obtenidas por la tabla 4.2.

Producción Anual de Energía en GWh					Porcentaje de la energía de GD y AGPE con relación a la demanda de energía nacional proyectada		
	Menores	Cog-Biom	Solar D	Total Anual	Proyección Alta	Proyección Media	Proyección Baja
2017	14.72	29.56	22.86	67.15	0.10%	0.10%	0.10%
2018	14.72	35.04	22.86	72.63	0.10%	0.10%	0.11%
2019	14.72	35.04	22.86	72.63	0.10%	0.10%	0.10%
2020	17.41	42.34	99.34	159.08	0.21%	0.21%	0.22%
2021	17.41	42.34	99.34	159.08	0.20%	0.20%	0.21%
2022	17.41	48.73	99.34	165.47	0.20%	0.21%	0.21%
2023	18.41	48.73	203.41	270.54	0.32%	0.33%	0.34%
2024	18.41	49.64	203.41	271.46	0.32%	0.32%	0.33%
2025	18.41	49.64	203.41	271.46	0.31%	0.32%	0.32%
2026	19.80	49.64	321.67	391.10	0.43%	0.44%	0.45%
2027	19.80	49.64	321.67	391.10	0.42%	0.43%	0.44%
2028	19.80	49.64	321.67	391.10	0.41%	0.42%	0.43%
2029	21.57	49.64	409.97	481.17	0.49%	0.50%	0.52%
2030	21.57	49.64	409.97	481.17	0.48%	0.49%	0.50%
2031	23.02	49.64	469.10	541.76	0.52%	0.54%	0.55%

Tabla 4.3 Porcentaje de energía anual exportada de GD y AGPE con relación a las proyecciones de demanda nacional para el **escenario 2** del Plan G-T 2017–2031

Por lo anterior, es posible que con los escenarios 1 y 2 de penetración UPME no se alcance el umbral del 4% en el largo plazo –hasta el 2031-.

4.2 APROXIMACIÓN 2: CON LÍNEA BASE DE LA CIRCULAR CREG 055 DEL 2018 Y SUPUESTOS DE CRECIMIENTO

Esta aproximación presenta un enfoque diferente al anterior en el sentido que se toma como línea base aquellos GD y AGPE que fueron reportados como existentes o que tienen solicitudes de conexión según respuesta de los operadores de red (OR) a la circular CREG 055 del 2018. Esto es, se asume, para efectos de esta simulación, que las solicitudes de conexión recibidas por los OR efectivamente se van a materializar y que sumado a lo existente constituye la actual línea base.

Por otro lado, se asume que esa línea base crecerá de manera inicial a un ritmo del 5% anual pues es el valor que la UPME tiene estimado en su Plan G-T 2017–2031 como valor de crecimiento para este tipo de tecnologías, y que los factores de planta y porcentaje de energía exportada corresponden a aquellos utilizados en la sección 4.1. La tabla 4.4 muestra los resultados bajo esos supuestos –línea base, crecimiento, factores de planta y exportación de energía- en donde las columnas tienen igual interpretación que las señaladas para las tablas 4.2 y 4.3.

Producción Anual de Energía en GWh					Porcentaje de la energía de GD y AGPE con relación a la demanda de energía nacional proyectada		
	Menores	Cog-Biom	Solar D	Total Anual	Proyección Alta	Proyección Media	Proyección Baja
2017	0	0.62	6.55	7.17	0.01%	0.01%	0.01%
2018	0	0.65	6.87	7.52	0.01%	0.01%	0.01%
2019	0	0.68	7.22	7.90	0.01%	0.01%	0.01%
2020	0	0.72	7.58	8.30	0.01%	0.01%	0.01%
2021	0	0.75	7.96	8.71	0.01%	0.01%	0.01%
2022	0	0.79	8.36	9.15	0.01%	0.01%	0.01%
2023	0	0.83	8.77	9.60	0.01%	0.01%	0.01%
2024	0	0.87	9.21	10.08	0.01%	0.01%	0.01%
2025	0	0.91	9.67	10.59	0.01%	0.01%	0.01%
2026	0	0.96	10.16	11.12	0.01%	0.01%	0.01%
2027	0	1.01	10.66	11.67	0.01%	0.01%	0.01%
2028	0	1.06	11.20	12.26	0.01%	0.01%	0.01%
2029	0	1.11	11.76	12.87	0.01%	0.01%	0.01%
2030	0	1.17	12.35	13.51	0.01%	0.01%	0.01%
2031	0	1.22	12.96	14.19	0.01%	0.01%	0.01%

Tabla 4.4 Porcentaje de energía anual exportada de GD y AGPE con relación a las proyecciones de demanda nacional con línea base según circular CREG 055 del 2018 y un crecimiento del 5% anual

Los porcentajes de energía de tabla anterior son más bajos que los indicados en las tablas 4.2 y 4.3 por cuanto la línea base asumida es de menor valor –en términos de capacidad y energía exportada- que la estimada por la UPME. Bajo esos supuestos, por lo tanto, tampoco se alcanzaría el umbral del 4% en el largo plazo. Sin embargo, si se asume un crecimiento de la línea base de por lo menos un 44% anual -como consecuencia de una masiva penetración- en el año 2031 se alcanzaría el umbral del 4% tal como se indica en la tabla 4.5.

Producción Anual de Energía en GWh					Porcentaje de la energía de GD y AGPE con relación a la demanda de energía nacional proyectada		
	Menores	Cog-Biom	Solar D	Total Anual	Proyección Alta	Proyección Media	Proyección Baja
2017	0	0.90	9.54	10.44	0.02%	0.02%	0.02%
2018	0	1.38	14.60	15.98	0.02%	0.02%	0.02%
2019	0	2.11	22.33	24.44	0.03%	0.03%	0.03%
2020	0	3.23	34.17	37.40	0.05%	0.05%	0.05%
2021	0	4.94	52.28	57.22	0.07%	0.07%	0.08%
2022	0	7.56	79.99	87.54	0.11%	0.11%	0.11%
2023	0	11.56	122.38	133.94	0.16%	0.16%	0.17%
2024	0	17.69	187.24	204.93	0.24%	0.24%	0.25%
2025	0	27.07	286.48	313.55	0.36%	0.36%	0.37%
2026	0	41.42	438.31	479.73	0.53%	0.54%	0.56%
2027	0	63.37	670.62	733.99	0.79%	0.81%	0.83%
2028	0	96.95	1026.05	1123.00	1.18%	1.21%	1.24%
2029	0	148.34	1569.85	1718.19	1.76%	1.80%	1.84%

2030	0	226.96	2401.88	2628.83	2.61%	2.68%	2.74%
2031	0	347.24	3674.87	4022.11	3.89%	3.98%	4.08%

Tabla 4.5. Porcentaje de energía anual exportada de GD y AGPE con relación a las proyecciones de demanda nacional con línea base según circular CREG 055 del 2018 y un crecimiento del 53% anual

Por lo anterior, se puede indicar que, si se asume como línea base los GD y AGPE existentes y con conexión de solicitud y estos llegan a crecer al **53% de forma anual**, y asumiendo que exporta el 60% de su energía con factores de planta de 0.67, 0.59 y 0.15 para las plantas menores, biomasa y solar respectivamente, se empezaría a cruzar el límite del umbral establecido en artículo 4 de la resolución CREG 030 del 2018 en el año 2031. Crecimientos mayores tendrían como consecuencia que el umbral se sobrepase antes del 2031.

5 EVENTOS ASOCIADOS A LA DE PENETRACIÓN DE LOS SDE

5.1 CONCEPTOS GENERALES SOBRE GENERACIÓN Y RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS

La figura 5.1 muestra los distintos criterios que han sido empleados para la definición y funcionalidades de la Generación Distribuida (GD) y de acuerdo a la IEA [20] cinco factores han influido en el interés creciente hacia el desarrollo de la GD [21]:

- Desarrollo de las tecnologías de GD
- Restricciones en el desarrollo de líneas de transmisión
- Interés del usuario final en suministro de energía más confiable
- Cambio de modelo para el sector eléctrico
- Mayor conciencia en cambio climático

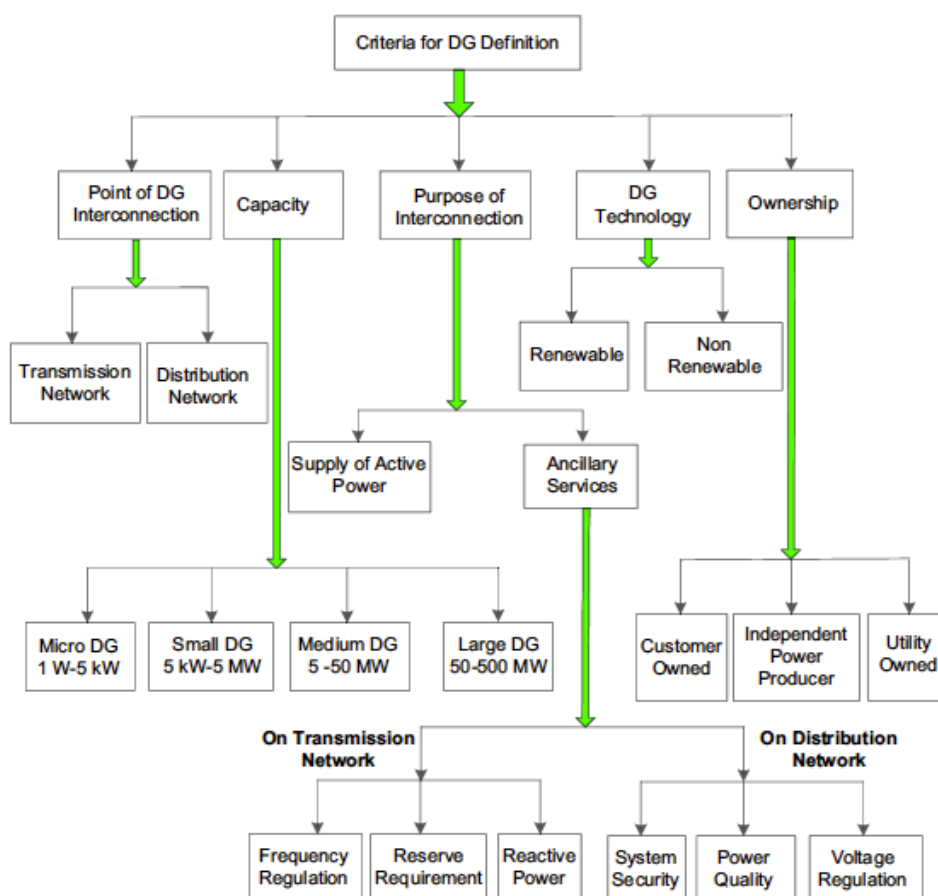


Figura 5.1. Criterios para la definición y funcionalidades de la GD. Tomado de [21].

Por otro lado, los **recursos energéticos distribuidos** son aquellas tecnologías distribuidas que basadas en energía renovable, no renovable, o aquellos que podrían no ser fuentes generadoras, pero facilitan la utilización eficiente de la energía eléctrica. Las soluciones de almacenamiento de energía eléctrica y control de carga se ubicarían en esta última categoría.

Con relación a los **recursos energéticos distribuidos basados en tecnologías no renovables**, los generadores diésel son muy útiles para aplicaciones autónomas, con regímenes de arranque y apagado rápidos, son además de baja inercia haciéndolos bastante aplicables en soluciones de respaldo. En el caso de las microturbinas son de una mecánica sencilla, un solo eje, y de alta velocidad. Por lo general operan con gas natural y en algunas ocasiones se han desarrollado aplicaciones a base de biogás; sin embargo, sigue siendo una tecnología en fase de maduración donde se esperan mayores eficiencias y que disminuyan sus costos. Asimismo, las microturbinas imprimen un contenido de emisiones de gases efecto invernadero, pero inferiores a las que produce un motor diésel. Las celdas de combustible se ven apropiadas para aplicaciones tipo GD, y han venido ganando un espacio desde que han mejorado su eficiencia y a la vez compatibles con el medio ambiente. Hay varios tipos de celdas de combustible bajo desarrollo incluyendo las de ácido fosfórico, membrana de intercambio de protones, carbonato fundido, óxido sólido, alcalinas y de metanol; donde la mayor diferencia recae en el material electrolítico de cada tipo.

Por el lado de **recursos energéticos distribuidos basados en tecnologías no renovables**, los sistemas fotovoltaicos (PV), eólico, mini/micro hidro, geotermia, mareomotriz y biocombustibles componen esta categoría. En los últimos años se ha observado un incremento significativo en el desarrollo de GD basada en renovable básicamente por las siguientes dos razones:

- Los costos asociados a tecnologías renovables y almacenamiento están en declive permitiendo un desarrollo e implementación masiva en la red.
- La arquitectura tradicional de la red basada en generación centralizada se ha venido debilitando cediendo un espacio a la una arquitectura modular que contiene microrredes interconectadas con GD.

La figura 5.2 describe las diferentes tecnologías aplicables a recursos energéticos distribuidos. Esta figura también muestra las diferentes **tecnologías de almacenamiento** y que se basa en principios mecánicos, químicos y físicos. El almacenamiento ofrece múltiples beneficios a las empresas de distribución y el usuario final tal cual como se detalla en la figura 5.3.

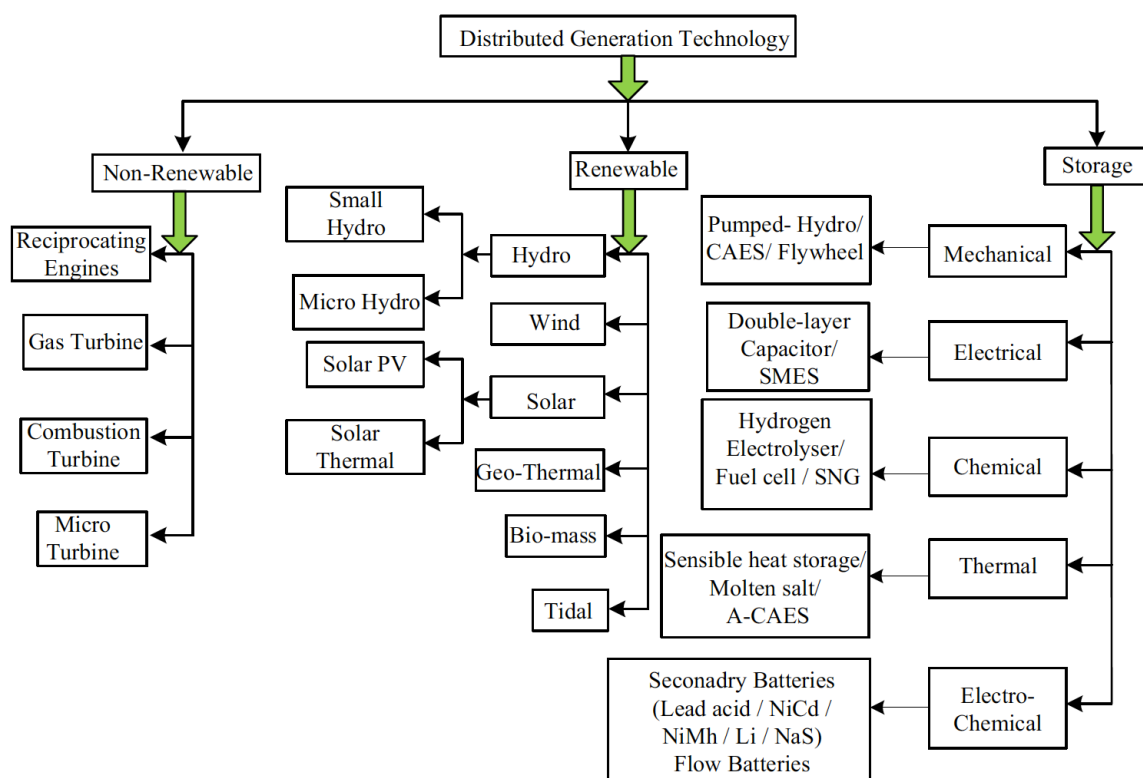


Figura 5.2. Recursos energéticos distribuidos. Tomado de [21].

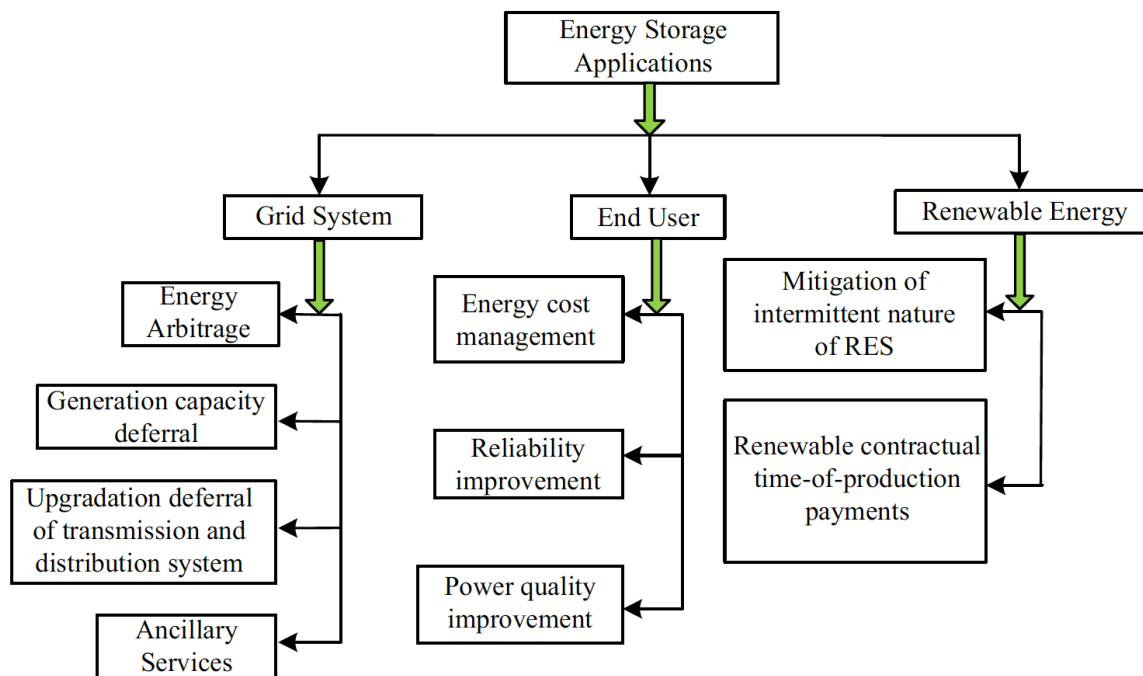


Figura 5.3 Aplicaciones del almacenamiento de energía. Tomado de [21].

5.2 IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

La introducción de un generador a un sistema eléctrico tiene un impacto de orden técnico y económico. En el caso particular de los generadores distribuidos esta situación no es diferente pues su operación al interior de las redes de distribución genera cambios en las variables eléctricas a las cuales está conectado. El correcto conocimiento de sus efectos permitirá su correcto manejo. Los cambios de tipo estático que se pueden presentar son los siguientes según acuerdo con [21]-[22]- [23] son:

- Flujo de potencia y capacidad térmica
- Regulación de tensión
- Contribución al nivel de corto circuito
- Coordinación de protecciones
- Contaminación armónica

5.2.1 Flujo de potencia y capacidad térmica

La introducción de un generador tiene una directa influencia en los flujos de potencia que se tienen dentro del sistema pues dependiendo del tamaño del generador y de su factor de carga los flujos pueden volverse bidireccionales e incluso invertirse. Esto trae consigo varios efectos.

El primero de ellos está asociado a los perfiles de demanda pues al introducir un GD se ve una reducción de la demanda. Si se considera que los medios de accionamiento basados en energías renovables tienen incorporado una componente de intermitencia, sumada a las propias fluctuaciones de los consumos, esto propicia dificultades para la estimación de requerimientos de energéticos de las compañías de distribución.

Al incorporar GD a las redes también hay una influencia en las pérdidas que se experimentan en el proceso de transporte de energía. La variación puede ser favorable si las inyecciones de generación distribuida permiten abastecer el consumo local, pueden ser nulas en el caso que se invierta el flujo, o bien, que la generación sea idéntica a la demanda del alimentador, o puede tener variaciones “negativas” en el caso que la penetración de GD sea muy grande y por ello se exporte energía. La figura 5.4 muestra de manera esquemática los cambios en la direccionalidad de los flujos.

Por último, una variación en los flujos de potencia puede traer consigo problemáticas a nivel transformadores y de las protecciones. El ajuste de tap en los transformadores puede verse alterado producto de la inversión de flujos, evidenciando disminución considerable en su capacidad de transferencia. Lo mismo ocurre con los cambiadores de tap automáticos. En el caso

de las protecciones, la coordinación eficiente entre interruptores, reconectores y fusibles puede no ejecutarse, evitando la eliminación efectiva de fallas en el sistema.

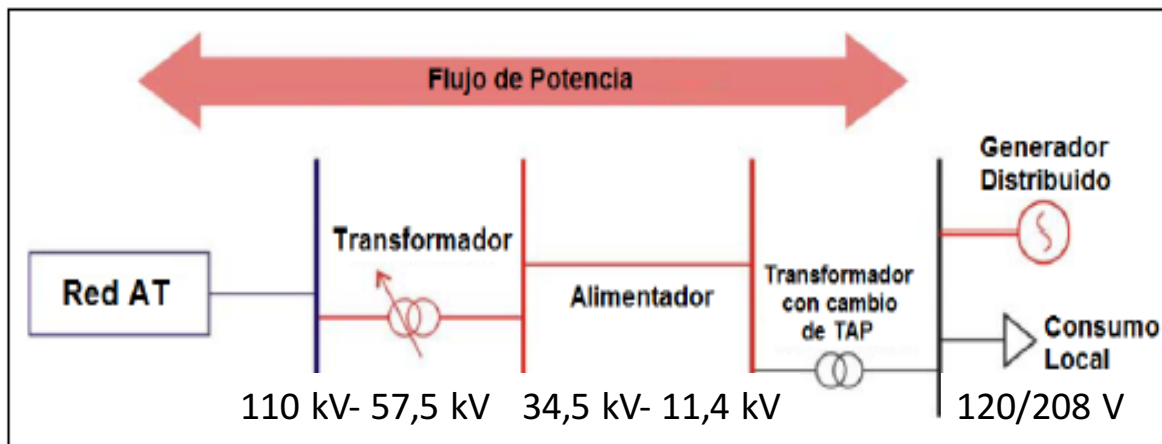


Figura 5.4. Direccionalidad de los flujos de potencia en sistemas de distribución con generación distribuida.

5.2.2 Regulación de tensión

La tensión existente en un punto cualquiera de la red eléctrica afecta directamente a los equipos allí conectados tanto en lo que respecta a su aislamiento como a su correcta operación. En vista de ello, se han normalizado los niveles de tensión (tensiones nominales o de servicio) en algunos pocos valores internacionalmente aceptados. Con ello se consigue una mayor calidad y seguridad de servicio, así como abaratar y simplificar la fabricación de distintos equipos eléctricos.

En los sistemas de distribución, la relación existente entre la reactancia y la resistencia es cercana a 1p.u, teniéndose incluso casos en los cuales es superior a la unidad. Esto repercute en que los efectos que se observan sobre la tensión no sólo dependen de la potencia reactiva en las líneas, sino que también de la potencia activa. Lo anterior se ve reflejado en la ecuación de regulación de tensión –ecuación (1)- en donde R y X son la resistencia y reactancia de la línea, P y Q las potencias activas y reactivas que esta transporta y V la tensión en el extremo del consumo.

$$\Delta V = \frac{RP - XQ}{V} \quad (1)$$

De aquí se desprende que la tensión de un alimentador está influenciada por el perfil de carga que este posea, teniéndose casos críticos de alzas de voltaje cuando la demanda es baja, o caídas de tensión bruscas cuando el perfil de carga es máximo.

Por otro lado, la Figura 3.5 esquematiza la situación con presencia de generación distribuida.

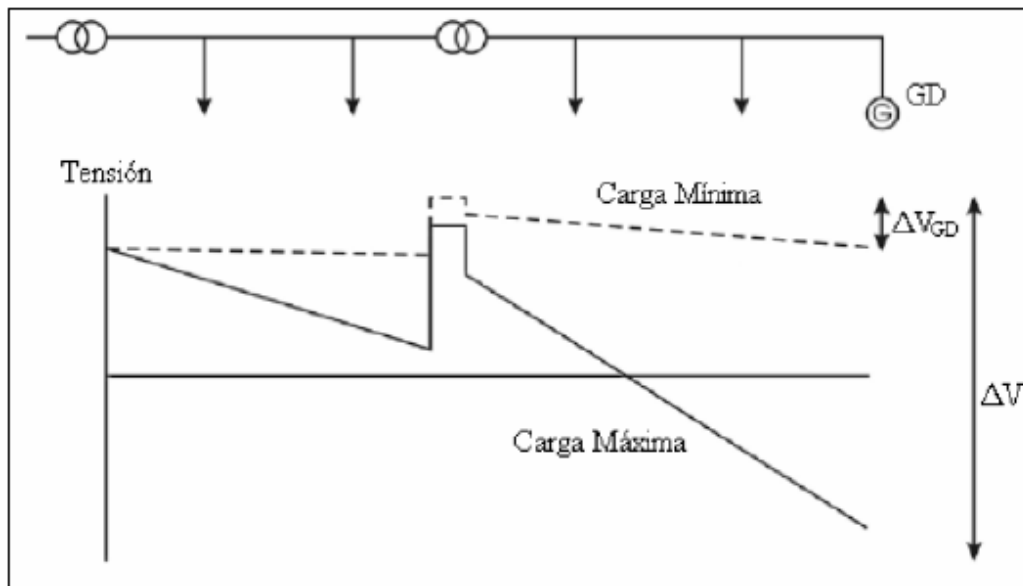


Figura 5.5. Tensión de un alimentador bajo distintos perfiles de demanda. Tomado de [22].

De la figura anterior, ΔV_{GD} es la variación de tensión provocada por la introducción del generador y distribuido y ΔV es el rango permitido de tensión en un sistema de distribución. Al introducir un generador distribuido, como se mencionó en el numeral anterior, se traduce en una disminución de la carga efectiva en el alimentador, con lo cual también se disminuye la potencia activa y reactiva en este. Con dicha reducción se provoca también un alza en la tensión a la cual están sometidos los consumos. Esto en muchos casos resulta beneficioso, pues en operación normal, la tensión al final de los alimentadores suele estar muy cerca de su cota inferior.

No obstante, en escenarios de alta penetración de GD, o bien, de baja demanda, puede obtenerse inversión de flujos, lo que implicará aumentos de tensión en las barras. Dicho aumento puede llegar incluso a superar los rangos establecidos por la norma. Las líneas con sección de conductor pequeña y alta impedancia son más sensibles a variaciones de tensión ante la conexión de unidades de generación. Es por ello que existe una limitación de la introducción de generación en niveles de distribución. Finalmente, la tensión a la que un generador puede ser conectado en las redes de distribución depende del tamaño y características de operación del generador, la topología de la red y los parámetros del sistema, así como la proximidad a la carga.

5.2.3 Contribución al nivel de corto circuito

El nivel de corto circuito se define como la magnitud de la corriente que en situación de falla se observaría en un punto de interés. Las corrientes de falla suelen ser considerablemente superiores a las corrientes nominales, de modo que pueden provocar daños permanentes en los equipos

eléctricos presentes en el sistema. De este modo, el diseño debe considerar la eventual aparición de estas corrientes y, por ende, que sean capaces de soportarlas por breves períodos de tiempo, durante los cuales las protecciones se accionen y logran aislar las fallas.

Dependiendo del tipo de generador que se conecte, se tendrán distintos efectos sobre el nivel de corto circuito. La contribución de los generadores síncronos, generadores de inducción e inversores se presenta en la tabla 5.1.

Para el cálculo de las corrientes de falla se consideran las impedancias entre la falla y los respectivos generadores que aportan a esta, para redes de baja impedancia se tienen corrientes de falla mayores. En media tensión se tiene impedancias menores que en baja tensión, por lo cual las corrientes de cortocircuito son mayores.

El nivel de corto circuito se utiliza como un indicador de cuán robusta es una red eléctrica, lo que trae consigo que un generador aportará mucha más corriente a un corto circuito cercano que a uno lejano y que dicho indicador decae con el nivel de tensión.

	Inversores	Generadores de inducción	Generadores Síncronos
Características Generales	En modo de conexión a la red se presenta como una fuente de corriente. En modo aislado de la red se presenta como una fuente de voltaje. Baja inercia (rápida respuesta).	Por defecto fuente de corriente. Su actuar puede asemejarse a una fuente de voltaje si se le alimenta eternamente. Presenta alta inercia (respuesta lenta).	Fuente de voltaje. Alta inercia
Contribución a la Corriente de Falla	Baja. Típicamente menor a 1.2 veces la corriente nominal	Media. Típicamente 6 veces la corriente nominal.	Alta. Típicamente 10 veces la corriente nominal.
Incidencia sobre la Calidad de Suministro	Se debe controlar la inyección armónica. Factor de potencia controlable.	Baja distorsión armónica total. Factor de potencia debe ser corregido.	Baja distorsión armónica total. Factor de potencia controlable

Tabla 5.1 Características de tecnologías y su impacto en la red. Fuente: Elaboración propia

5.2.4 Coordinación de Protecciones

En aquellos casos en que la penetración de la GD sea significativa, los esquemas de protección con que cuentan hoy las distribuidoras eléctricas probablemente no sean los más adecuados y se requiera cambiarlos. El solo estudio de este tipo de casos de rediseño de protecciones es un proyecto de gran complejidad. Sin perjuicio de lo anterior, la instalación de sistemas de generación

en baja tensión (BT) debe considerar aspectos de seguridad relevantes que no se logran abarcar con la tecnología utilizada actualmente en ese nivel de la red de distribución.

El elemento de protección más común de la red de baja tensión es el fusible. Este elemento no posee inteligencia y eventualmente permitiría una operación bidireccional, es decir, no actuaría en forma errónea al invertir el flujo en el empalme de BT. Sin embargo, en caso de falla, la operación de este dispositivo no es la más adecuada en términos de seguridad y aporte a la corriente de corto circuito por cuanto en su diseño se ha definido un umbral de corte considerando una dirección del flujo hacia el cliente. De esta forma, frente a una falla aguas arriba del generador en BT, el fusible no operará si el nivel de corriente está por debajo de su umbral, aportando de esta forma a la corriente de cortocircuito. La figura 5.6 (a) ilustra la situación para la cual se ha escogido el umbral del fusible y la figura 5.6 (b) presenta el caso en que el fusible no opera, produciendo un aporte a la corriente de cortocircuito.

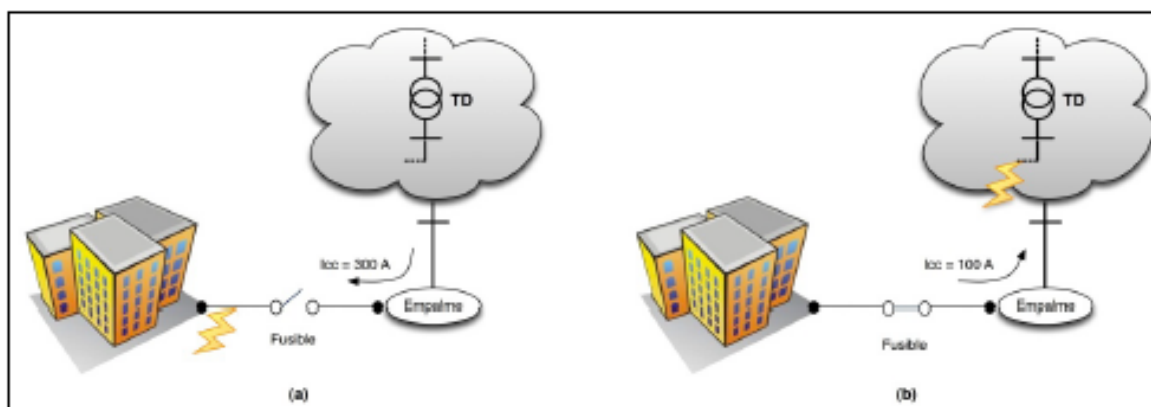


Figura 5.6. Comportamiento frente a falla (a) Ejemplos de operación del fusible de BT, (b) Caso en que no opera el fusible de BT.

Considerando el problema anterior, es necesario entonces disponer de una protección que distinga el sentido del flujo y que para ambas situaciones opere con distintos umbrales. En el caso del ejemplo, el fusible se ha diseñado para un umbral de 280 A y no operará con corrientes menores a ese valor. Para lograr una operación segura que no genere aportes a la corriente de cortocircuito es necesario utilizar un elemento inteligente. En media tensión (MT) se utilizan comúnmente las protecciones de potencia inversa y de sobre corriente direccional. Las funcionalidades de estas protecciones son las necesarias para operar en forma segura en baja tensión.

La protección de potencia inversa permite regular la potencia que se inyecta en un punto específico de la red. Ésta se utiliza actualmente en MT con el fin de limitar la generación, en caso

de haber límites máximos de generación comprometidos con la empresa. Sin embargo, es posible operar de forma más conservadora y limitar por completo la inyección de potencia restringiendo la generación en BT al autoconsumo. Por su parte las protecciones de sobrecorriente direccional tienen la posibilidad de operar a distintos umbrales dependiendo del sentido del flujo en caso de falla. Finalmente, las protecciones deben evitar la operación en isla del o de los generadores ya que ésta pone en riesgo la seguridad de las personas que restituyen el servicio.

5.2.5 Operación en isla

La operación en isla es la condición cuando la GD ya no se encuentra operando en paralelo con la red de distribución y puede ocurrir debido a alguna de las siguientes causas [24]:

- Se detecta una falla en la red de distribución, resultando la apertura de algún dispositivo desconectador, pero esto no es detectado por los equipos de protección asociados a la GD.
- Apertura accidental del abastecimiento normal de la red de distribución debido a una falla de equipamiento.
- Desconexión intencional para realizar algún mantenimiento o reparación ya sea en algún punto de la red de distribución o en la entrada del servicio.
- Errores humanos
- Actos de la naturaleza

Luego de la detección de una isla (desconectada de manera segura de la red de distribución), una nueva estrategia de control se debe activar para administrar tanto el esquema de protecciones como la operación de esta nueva red de modo de mantener la calidad de servicio y evitar el daño a los equipos de los clientes causados por las posibles fluctuaciones en niveles de tensión y frecuencia.

Una vez que se establece la isla, es posible que se lleve a cabo una auto-reconexión entre la isla y la red y una vez que se haya reconectado exitosamente, la estrategia de control nuevamente se debe revertir a la operación conectada a la red de distribución para manejar las protecciones y la operación. La operación de los equipos de protección necesitará reaccionar de manera distinta en los casos de operación aislada y conectada, ya que las corrientes de falla cambiarán drásticamente de un escenario a otro [24].

Las empresas distribuidoras rechazan el funcionamiento en isla invocando razones de seguridad, ya que, en caso de interrupción desde el sistema, el circuito continuará alimentado desde las fuentes de GD en isla y por ende la empresa eléctrica perderá libertad respecto a las maniobras que puede realizar.

Desde el punto de vista del usuario, es deseable mantener su circuito funcionando y alimentado, lo cual se refleja en reducir pérdidas económicas.

Actualmente las empresas distribuidoras exigen al usuario la instalación de equipos que detecten el funcionamiento en isla en cuanto esto ocurre y que procedan inmediatamente a desconectar la GD que esté instalada.

Desde el punto de vista de la coordinación de protecciones este tema se torna importante, ya que al estar en operación en isla las corrientes circulantes serán distintas al igual que los aportes de cortocircuito provenientes de los generadores debido al cambio de topología. Esto afectará directamente la velocidad de operación de los relés/fusibles instalados, ya que éstos fueron configurados para operar a corrientes altas como la de la red eterna.

5.2.6 Impacto en contaminación armónica

Las armónicas están siempre presentes en los sistemas de potencia en algún grado o magnitud, y pueden ser causadas por no linealidades en la impedancia de excitación de un transformador o cargas tales como luces fluorescentes, equipo de conversión AC/DC, variadores de frecuencia, equipo de operación interrumpida, hornos de arco, y otros equipos [23].

La GD puede ser una fuente de armónicos en la red, los que pueden ser producidos por la generación misma (generador sincrónico) o por equipamiento de electrónica de potencia como lo son los inversores. En el caso de los inversores, su contribución a las corrientes armónicas se debe en parte a rectificadores tipo SCR (Silicon Controlled Rectifier) que produce un alto nivel de armónicos. En la actualidad, los inversores que hacen uso de IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor) que hace uso de la modulación de pulsos para generar una onda sinusoidal pura, presenta como salida una menor contaminación armónica acorde al estándar IEEE 1547-2003 [25].

Las máquinas rotatorias también pueden ser fuente de armónicos, esto depende del diseño del bobinado del generador (paso de las bobinas), no linealidad del núcleo, puesta a tierra y otros factores que pueden resultar en una propagación armónica significativa [26].

Es importante mencionar que cuando se compara la contribución de armónicos desde un GD con otros impactos que pueda producir en el sistema, se puede afirmar que son de menor relevancia o incluso no son un problema. De todas maneras, en algunos instantes se pueden presentar problemas que eleven los niveles y pueda exceder lo definido en el estándar IEEE-519 (ver tabla 5.2). Estos problemas se originan por resonancia con bancos de condensadores, o inconvenientes

con equipo sensible a las armónicas. En el peor de los casos, el GD se podría desconectar como consecuencia de un sobre calentamiento causado por los armónicos.

Harmonic order	Allowed Level Relative to fundamental (odd harmonics)*
< 11 th	4%
< 11 th to < 17 th	2%
< 17 th to 23 rd	1.5%
< 23 rd to 35 th	0.6%
35 th or greater	0.3%
Total Harmonic Distortion	5%

*Even harmonics are limited to the 25 of odd values.

Tabla 5.3. Requerimientos de inyección de armónicos para GD según IEEE 519-1992 [26].

5.3 IMPACTO DE LOS VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN LA DEMANDA DE ENERGÍA

5.3.1 Demanda de energía y cambios en la demanda de combustibles

En 2017, la demanda estimada de electricidad a causa de los vehículos eléctricos (VE) fue de 54 TWh, una magnitud que es equivalente a un poco más de la demanda de Grecia. La mayoría de esta demanda (91%) proviene de China donde el consumo es mayoritariamente basado en el uso de autobuses eléctricos y motocicletas. Estos dos modos representan el 87% de la demanda de electricidad a nivel mundial. Actualmente, la demanda para vehículos livianos ha incrementado rápido desde 2015 (143%), seguida de los buses (110%) y las motocicletas (13%) [27].

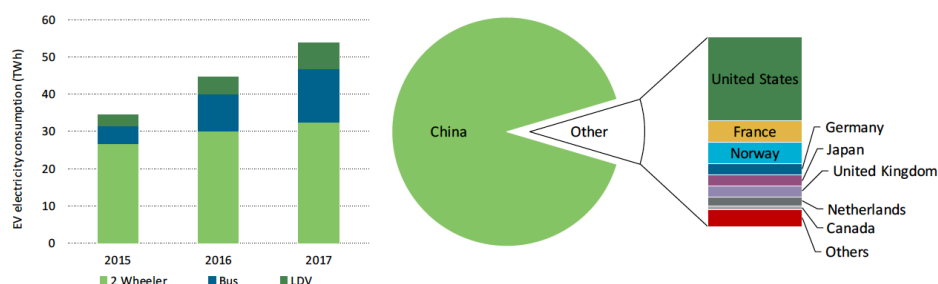


Figura. 5.7. Consumo energético de los vehículos eléctricos

Nota: Datos de 2017. Los supuestos son: consumo de vehículo de pasajeros 20-27 kWh/100 km; consumo de motocicletas 3-5 kWh/100 km; consumo de bus eléctrico 135-170 kWh/100 km. Se asume también una eficiencia del 90% en el ciclo de carga. Fuente: IEA analysis based on country submissions; IEA, 2018c.

La demanda estimada de electricidad para los VE en 2017 aumentó en un 21% al compararse con el 2016, y es un equivalente al 0,2% del consumo global de electricidad. En China y Noruega, los países que tienen la mayor flota de EV y participación en el mercado respectivamente, la demanda de electricidad para EV es de 0,45% y 0,78% del total.

A la fecha, el impacto de los VE todavía presenta un impacto bajo en la demanda de electricidad, pero entrega señales de una transición a mayor electromovilidad. Por lo que, a mayor desarrollo de la electromovilidad, mayor será el incremento de demanda de electricidad y sus impactos en las redes de distribución y transmisión. Los VE presentan eficiencias (en términos energéticos) que son de dos a cuatro veces mayores que los medios a combustión. Esto se debe a una mayor eficiencia del motor y la habilidad de los VE de regeneración de energía al frenado. Se estima que en 2017 los VE desplazaron 0,74 exajoules (17,5 millones de Mtoe), y 0,38 millones de barriles por día de diésel y gasolina.

5.3.2 Impactos producidos por la carga de vehículos eléctricos

La demanda de energía para efectos de transporte tiene altas puntas en la mañana y en la tarde durante los días laborales, con pequeñas variaciones entre los diferentes modos. La demanda de electricidad también muestra puntas en la mañana y en la tarde en la mayoría de las regiones mientras que la demanda es menor durante la noche y después de mediodía. El periodo de baja demanda de electricidad durante el día es menos visible en días de verano en climas cálidos, donde hay una alta demanda de electricidad para artefactos de refrigeración, o en días de invierno en climas fríos, debido a la alta demanda por calefacción.

La figura 5.8 muestra variaciones del tráfico en tres ciudades (Hong Kong, Long Beach y Manchester) así como el perfil de demanda de electricidad.

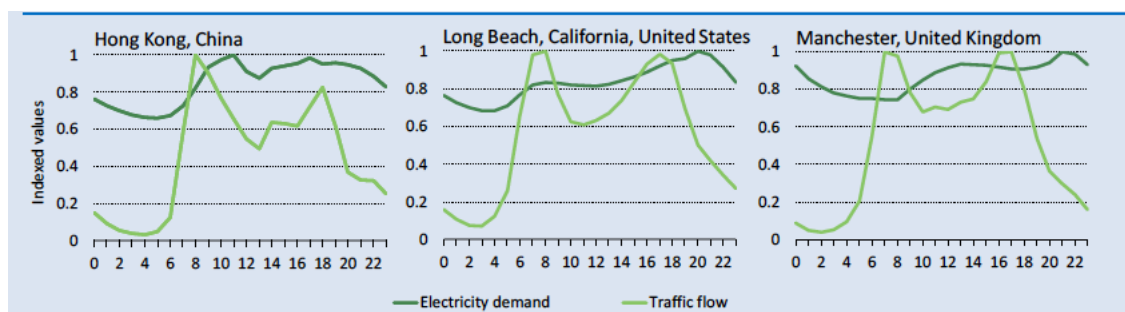


Figura 5.8. Variaciones de tráfico y perfil de demanda de electricidad. Tomado de [28].

Nota: las dos líneas buscan describir la variación del tráfico en calles, usando un índice de perfil entre 0 y 1, y la demanda de electricidad durante un día laboral, como una fracción del flujo de tráfico máximo y la demanda de potencia. Esta figura usa datos de tres estudios donde se midieron los flujos de tráfico y las curvas de demanda son representativas del consumo energético de la ciudad.

En las tres ciudades, hay una alta actividad de tráfico en la mañana después de un periodo de baja demanda de energía durante la noche. Estas características de demanda de electricidad y transporte sugieren que la carga de VE durante la noche es una buena estrategia antes de su uso en la mañana. Esto tiene el beneficio adicional de minimizar la necesidad de generación adicional de energía y mejoras en la infraestructura de distribución.

En las tardes, la punta de demanda de electricidad casi siempre sigue a la punta de tráfico. Cargar VE una vez pasa la punta de tráfico puede exacerbar la demanda de potencia, lo que se acopla con un mayor riesgo de sobrecargar la red de distribución, lo que requeriría de refuerzos tales como el reemplazo de transformadores de distribución y conductores. Si no se gestiona de manera apropiada, un aumento de consumo a estas horas puede requerir aumento en capacidad de generación. Por lo que lo más deseable es gestionar los procesos de carga en el periodo nocturno.

5.3.3 Gestión de los impactos de los EV en el sistema de potencia

La gestión de demanda (DSM por sus siglas en inglés) es un instrumento importante que puede reducir de manera significativa la necesidad de refuerzos en la red y la adición de generación eléctrica debido a la electrificación del transporte, así como también facilita la integración de energías renovables.

Los reguladores, las empresas, los operadores de red y los comercializadores están considerando la implementación de medidas de DSM y el diseño de mecanismos regulatorios que puedan asegurar que la integración de los VE no sobrecargue la red.

En el caso de la VE, DSM consiste en la optimización de los tiempos de carga de los vehículos, moviendo cargas para asegurar un buen emparejamiento entre el suministro de energía y la demanda con el propósito de trasladar el grueso de la demanda de VE de punta de la tarde/noche a horario nocturno/madrugada. En adición se baja la demanda en la red de distribución y se reduce la necesidad de inversiones adicionales, si esto se puede lograr, se pueden alcanzar, entre otros, los siguientes beneficios:

- Reducción de la necesidad de sumar generación adicional al trasladar carga a horas de baja demanda.
- Optimizar la utilización de los activos de la red durante el día, incrementando su factor de utilización y maximizando su rentabilidad, por lo que se podría reducir el costo por kWh.
- Reducir el desprendimiento de generación variable al alinear la carga de los EV con los periodos de alta producción de estas fuentes de energía, tales como carga a la noche coincidente con generación eólica o al medio día coincidente con generación PV.

Perseguir este tipo de beneficios aplicando DSM se facilita aplicando tarifas dinámicas tales como TOU (time of use) o RTP (real time pricing). Esquemas tarifarios tipo TOU incentiva a los consumidores a cargar sus VE de una manera que maximice la demanda de energía cuando los precios son bajos y minimice su consumo cuando son altos. Típicamente, la tarificación horaria busca desincentivar la carga de los EV en periodos de punta. Sin embargo, también puede ser usada para mover la demanda hacia horarios cuando la producción de energía de fuentes renovables variables es abundante.

El proceso de carga puede mejorarse por aplicaciones de carga inteligente, algunos fabricantes, como BMW, ya han desarrollado productos para automatizar la carga en los hogares y lograr beneficios de bajas tarifas de electricidad. Los productos de DSM también pueden ser utilizados para optimizar patrones de uso de otros artefactos eléctricos (calefacción o aire acondicionado) que contribuyen a los periodos de punta. Los sistemas integrados pueden permitir que los consumidores prioricen sus artefactos, por ejemplo, al reducir la calefacción eléctrica a un umbral de carga adicional para cargar un EV durante el periodo de punta.

DSM también puede proveer servicios complementarios a la red, incluyendo regulación de frecuencia, soporte de tensión y corrección del factor de potencia, así como la posibilidad de balancear cargas a través de la red de distribución. La efectividad de este tipo de medidas puede ser mejorada a futuro por capacidad bi-direccional conocida como “vehicle to grid” (V2G) permitiendo flujo de potencia de la red al vehículo y viceversa.

5.4 IMPACTOS PRODUCIDOS POR EV Y PV EN REDES DE BAJA TENSIÓN⁶

A partir de la metodología propuesta en [29] y como consecuencia de ello, los análisis realizados para diferentes escenarios de penetración de tecnologías bajas en carbono (LCT por sus siglas en inglés) arrojan diferentes efectos en redes de distribución. Para ello, se evalúa el impacto en redes de baja tensión en Inglaterra, siendo la red bajo análisis la siguiente:

⁶ Esta sección muestra los resultados de una metodología que será la base de las simulaciones computacionales de este estudio.

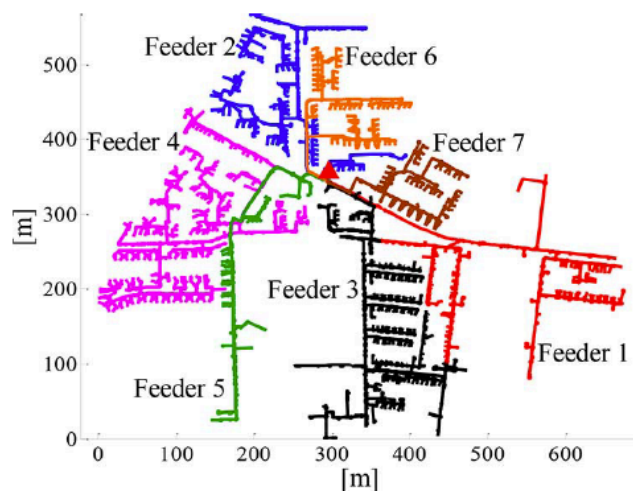


Figura 5.9 Topología de red de distribución bajo análisis. Tomado de [29].

Para estimar los efectos de introducción de PV y de EV en dicha red, se consideran perfiles de consumo para las estaciones de verano e invierno, así como también perfiles para la producción de PV y los efectos de la carga de EV. Esta información se muestra en la figura 5.10.

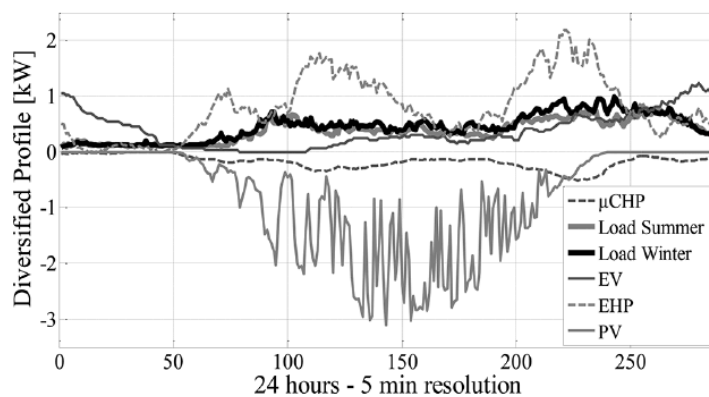


Figura 5.10. Perfil promedio para agrupaciones de 100 consumos y LCT. Tomado de [29].

Nota: mCHP hace mención a micro cogeneración, EHP hace mención a bombas de calor.

5.4.1 Análisis de la tensión

Para el caso de la integración de PV, cuatro alimentadores presentan problemas (aumento de tensión) a diferentes niveles de penetración. La magnitud de los problemas para un nivel de penetración en particular varía por alimentador. Por lo que para los alimentadores 3 y 4 los problemas inician a niveles de penetración de 30 y 40% respectivamente. Lo que se observa en la figura 5.11.

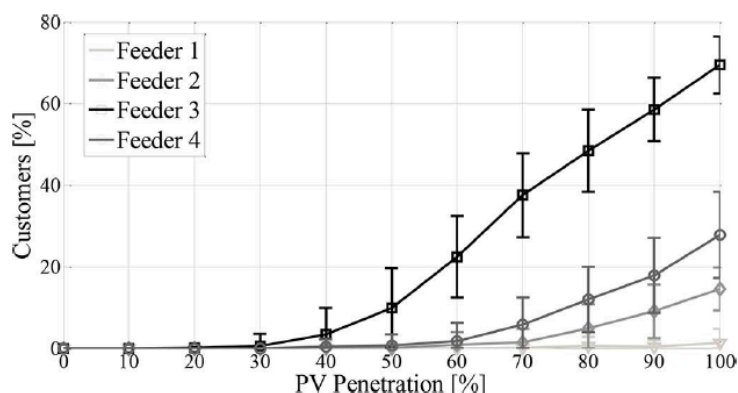


Figura 5.11. Porcentaje de consumidores con problemas de tensión – caso PV. Tomado de [29].

En el caso de los VE, solo el alimentador 3 presenta problemas significativos. Esto, sin embargo, ocurre a mayores niveles de penetración que en el caso del PV. De hecho, la tensión de alimentación a los usuarios en 6 de los 7 alimentadores no se ve afectada inclusive a un nivel de 100% de penetración.

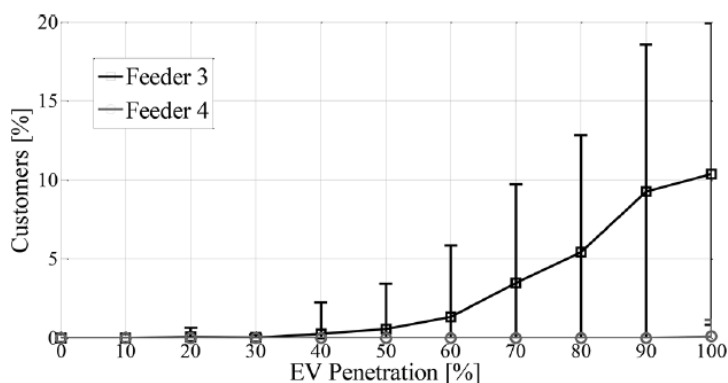


Figura 5.12. Porcentaje de usuarios con problemas de tensión – Caso EV. Tomado de [29].

5.4.2 Análisis de capacidad (capacidad térmica)

El nivel de carga promedio y una desviación estándar a la cabecera del alimentador se presenta en las siguientes figuras 5.13 y 5.14. El nivel de cargabilidad aumenta de manera lineal en el caso de los VEs, alcanzando un nivel de 100% de cargabilidad a niveles de penetración de 50%, 80% y 100% para los alimentadores 3, 4 y 2. Observándose que, si todos los hogares adoptan este nuevo tipo de cargas, se necesitará de refuerzos en tres alimentadores como mínimo.

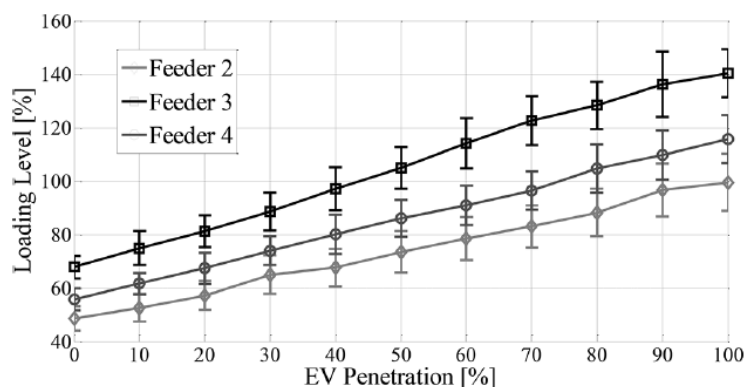


Figura 5.13. Nivel de cargabilidad a la cabecera del alimentador –Caso EV. Tomado de [29].

Para el caso de los PV, el nivel de cargabilidad decrece hasta un 30-40% del nivel de penetración, empezando a incrementarse de nuevo a partir de este punto. La reducción inicial se debe a generación local en el alimentador, pero no es significativa porque la coincidencia entre la generación y la demanda de punta es baja. Una vez la generación local es mayor que el consumo, el alimentador empieza a exportar energía aguas arriba.

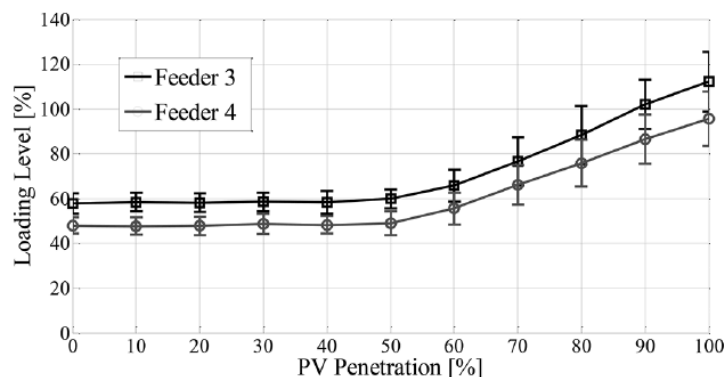


Fig. 5.14. Nivel de cargabilidad a la cabecera del alimentador - Caso PV. Tomado de [29].

5.5 EXPERIENCIAS INTERNACIONALES EN PENETRACIÓN DE GD

La mayoría de los países con un avance considerable en cuanto a la introducción de GD en sus redes cuentan con algún código o reglamento que explicita el procedimiento a seguir a la hora de realizar la conexión de un proyecto. El objetivo del mismo es determinar la relación contractual que tendrán las partes involucradas (en este caso, usuario – generador y la empresa de distribución), todos los organismos de regulación y fiscalización que pueden intervenir durante el proceso, y los plazos con los que cuentan cada uno desde la solicitud de conexión hasta la puesta

en marcha de la central de interés. Asimismo, estos reglamentos versan también sobre los requisitos técnicos para las centrales, presentados en [30].

A partir de [30], se entrega una síntesis de los procedimientos utilizados en algunos de los países más relevantes en materia de GD en la Unión Europea.

5.5.1 España

Los procedimientos en materia de acceso y conexión a la transmisión y redes de distribución se establecen en el Real Decreto 1995/2000, que regula la actividad de transporte, distribución y generación, así como las autorizaciones administrativas necesarias para la instalación del equipo eléctrico. Disposiciones adicionales para las fuentes de energías renovables y de cogeneración se establecen en el Real Decreto 2818/1998, y un Decreto totalmente independiente (RD 1663/2000) se refiere al caso específico de la energía fotovoltaica conectada a la red de baja tensión.

Los requisitos de conexión detallados se suelen determinar en forma conjunta entre la distribuidora y el usuario de la GD, con base a los requisitos y definiciones del código de la red y las normas nacionales. Para los generadores pequeños es más fácil encontrar prácticas simplificadas para la evaluación de la conexión y los requisitos son estándar para las protecciones. La conexión de las unidades más grandes generalmente se evalúa caso por caso, teniendo en cuenta la configuración de la red en el punto de acoplamiento previsto, la capacidad y la tecnología de la planta, así como las condiciones de la operación.

El productor debe enviar una solicitud de acceso al operador de la red de distribución, incluyendo toda la información técnica necesaria para que este agente determine si existe capacidad disponible para realizar la conexión. El operador tiene que dar una respuesta en un plazo de dos semanas. En el caso que la conexión tenga influencia no deseable en las redes de transmisión, la solicitud pasa desde el operador de red de distribución a la REE (Red Eléctrica de España), que deberá pronunciarse en un plazo de dos meses.

La Comisión Nacional de Energía (CNE), organismo regulador, podrá resolver cualquier conflicto sobre los derechos de acceso. Una vez que un punto de acceso preliminar sea concedido, el productor puede obtener el permiso de conexión, lo que implica un examen más a fondo por el operador de distribución (e incluso, del de transmisión) del proyecto presentado por el productor y el programa de ejecución del mismo. Tanto el acceso y las solicitudes de conexión se pueden enviar simultáneamente, pero el permiso de conexión final no se concederá a menos que la solicitud de acceso ya haya recibido una respuesta favorable.

Tan pronto como el permiso de conexión se obtiene, el contrato de conexión podrá ser firmado por las partes. El procedimiento se simplifica en el caso de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión, y deberá haber concluido dentro de un mes desde la solicitud inicial, dando a España uno de los procesos más rápidos de conexión en Europa. La ley subraya el derecho de los productores a un acceso no discriminatorio a la red, y dibuja el marco general para los procedimientos de conexión, pero el proceso de conexión en sí es puramente una negociación entre el productor y el operador de la red de distribución.

5.5.2 Reino Unido

La guía general de procedimiento para la interconexión en el Reino Unido corresponde a la “Guía Técnica para la Conexión de la Generación a la Red de Distribución”, emitida por el Grupo Coordinador de Generación Distribuida de Reino Unido, en Febrero del 2004.

Las tareas detalladas que permiten obtener una conexión varían con el tamaño del generador de interés, de modo que las plantas de mayor capacidad tienen por lo general requisitos de conexión más complejos. Los GD de pequeña escala, por ejemplo, no están obligados a entrar en discusiones detalladas sobre conexión con el operador de la red de distribución antes de la puesta en marcha de sus plantas. Aun así, deben notificar de la puesta en marcha a dicho agente.

Este no es el caso para instalaciones mayores, cuyo proceso de conexión comprende un número clave de etapas.

La primera fase es la planificación del proyecto, donde el desarrollador expone su plan para el esquema de conexión y operación. Esto normalmente implica el análisis de desarrollo a largo plazo por parte del distribuidor (LTDS). La fase posterior es informativa, donde el productor presenta los detalles de la planta de generación al agente de la red. A cambio, el distribuidor cuenta con la obligación de proporcionar información sobre la configuración local de la red para el sitio de conexión propuesto en conjunto con un resumen de los posibles problemas de diseño y costos involucrados en la conexión de la generación en ese punto.

A continuación, comienza la fase de diseño. El usuario de la unidad de GD presenta una solicitud de conexión formal a la concesionaria de distribución. Con esta información, el distribuidor produce diseños detallados de conexión con sus costos implicados, determinando que parte de los trabajos de conexión pueden ser efectuados por una tercera parte y aquellos que él debe realizar. Durante la fase de construcción, el usuario (o un tercer contratado) lleva a cabo la confección de la nueva planta. Esto es posterior a la celebración formal del contrato con la empresa distribuidora.

Por último, hay una fase de pruebas y puesta en servicio, donde el usuario y el distribuidor completan la conexión necesaria. Este último realiza las pruebas necesarias para la puesta en marcha y si estas cumplen con los estándares definidos, se energiza la instalación mediante la conexión a la red.

En el caso de instalaciones con capacidad superior a los 50 MW, el usuario debe también participar en una serie de otros procesos que reflejan el aumento de la complejidad de su participación en el mercado británico de electricidad. En este caso, los principales temas involucrados son la posible necesidad de una licencia de generación, la potestad de ser parte en los procesos de compensación (BSC – Balance and Settlement Code), y la necesidad de ser parte de la conexión y uso del sistema (Connection and Use System Code), en caso de que el generador haga uso de la red nacional de transmisión.

5.5.3 Francia

El procedimiento para la interconexión de un generador en Francia es complejo y puede ser visto como una carga administrativa indebida para los generadores distribuidos. Además de los varios pasos claves detallados a continuación, la función principal del procedimiento de interconexión francés radica en el uso de las listas de espera en relación con el medio y la infraestructura de alta tensión (transformadores y red) que han demostrado tener efectos adversos sobre los proyectos en el pasado.

Los generadores distribuidos que deseen conectarse a la red pública de distribución en Francia, operadas por FED, tienen que presentar una solicitud de conexión. El documento denominado “Procédure de traitement des demandes de raccordement des installations de production d’électricité au réseau publics de distribution” (cuya identificación es NOP-RES_18E, versión V4, del 13 de mayo del 2005) detalla el procedimiento. En particular, entrega las normas relativas a la gestión de la lista de espera y los principios de las relaciones contractuales entre el propietario del proyecto y el distribuidor, a partir de la solicitud de conexión hasta la entrada en funciones de la instalación a la producción de electricidad.

En el caso de los proyectos con una capacidad instalada inferior a 2.5 MW, FED puede enviar una solicitud de información (“demande de renseignement”) a la que se responde con un estudio de factibilidad (“étude de faisabilité”). Este documento da una estimación única y no es vinculante para FED. Una vez que el proyecto está más avanzado, el dueño del proyecto tiene la opción de solicitar un estudio detallado (“étude détaillée”) a FED. Una vez que el proyecto ha sido validado por la administración, el dueño del proyecto tiene que solicitar una propuesta detallada (“Proposition Technique et Financière”) para la conexión de su instalación. FED luego llevará a

cabo, dentro de los 3 meses siguientes a la recepción de los documentos necesarios, un estudio detallado. Este paso es obligatorio y los resultados técnico-financieros son vinculantes para ambas partes, si el proyecto quiere llevarse a cabo. Tan pronto como el propietario del proyecto ha aceptado la propuesta detallada y pagó la suma inicial, el distribuidor lleva a cabo los estudios de realización final. En base a estos estudios, FED prepara los convenios de conexión/contrato.

Los convenios de interconexión y el funcionamiento, o el contrato de suministro deben especificar todas las comprobaciones a las que se puede someter una instalación antes de su conexión a la red y durante la operación, a fin de verificar que el generador distribuido cuente con los requisitos solicitados. En caso de incumplimiento, se puede afectar la seguridad y la calidad de servicio prestada por la red, de modo que el operador de la red de distribución no puede permitir la conexión de la instalación, o bien, solicitar la desconexión de la instalación en caso de que ya se encuentre en operación.

5.5.4 Alemania

Para la conexión a las redes de baja y media tensión, el operador del generador distribuido deberá confirmar que el diseño de su unidad cumple con las normas pertinentes y cumple con todas las directrices. El funcionamiento en paralelo por primera vez se ha de ajustar con las normas del operador de la red de distribución y se aplica un procedimiento determinado para ello.

Durante la inspección, el sistema construido se compara con las especificaciones de diseño y la accesibilidad del dispositivo de conexión se debe comprobar. En cuanto a la medición, también el diseño del dispositivo de medición se puede comparar con las instrucciones técnicas y contractuales (esto sólo en caso de conexión a redes de baja tensión). Se efectúa un control de la puesta en marcha de los contadores para el suministro y la entrega tiene que ser llevada a cabo por parte del dueño de la GD.

Se verifica que la unidad de desconexión se activa bajo las consignas requeridas y que los tiempos de desconexión se cumplan a cabalidad.

5.5.5 Italia

Cuando un productor desea instalar un nuevo generador distribuido debe suministrar al operador de la red de distribución toda la información sobre la planta, los esquemas de interconexión, las protecciones y los dispositivos que serán utilizados, así también como un detalle de los principios de funcionamiento de la planta en condiciones normales y de emergencia. La empresa de distribución debe comprobar que las características de la planta, junto con el punto de conexión y

los procedimientos son capaces de satisfacer sus propios reglamentos y las normas técnicas y de funcionamiento de la red, para luego decidir si autoriza o no la conexión de la nueva generación distribuida. Si las comprobaciones preliminares muestran que, de acuerdo con el distribuidor, la conexión a un punto existente no cumple los requisitos o necesidades de una mejora de la red, la conexión es rechazada y el productor de GD puede volver a pedir permiso de instalación previa realización de las inversiones necesarias en la red para las mejoras pertinentes.

En cualquier caso, el distribuidor posee y administra los equipos de conexión, excepto si la línea sirve a un solo productor/usuario. En tal caso, el distribuidor puede dejar una porción de la interconexión en virtud de la propiedad y responsabilidad del productor. El punto de entrega es el punto de la frontera entre el productor y el distribuidor, sitio en el cual se deben instalar los equipos y dispositivos de medición.

6 POTENCIALES BENEFICIOS DE LA INTEGRACIÓN DE LOS SDE

La introducción de la generación distribuida en un sistema eléctrico implica unos cambios en las variables eléctricas de los sistemas tales como los flujos de potencia, tensiones nodales, corrientes, etc. Esos cambios se traducen en unos impactos –detalles en el capítulo anterior- y en unos beneficios que se pueden sintetizar de la siguiente manera y que será detallado en numerales posteriores:

- Menores pérdidas de energía y restricciones
- Menor congestión en las redes de transmisión
- Aplazamiento de inversión en expansión de redes
- Aplanamiento de la curva de carga
- Emisiones evitadas
- Provisión de servicios auxiliares

Por otro lado, con relación al ENFICC, entendido como la “la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación durante un año de manera continua, en condiciones extremas de bajos caudales”⁷, los resultados numéricos indicados en la capítulo 4 sugieren que el aporte agregado de energía por parte de los generadores distribuidos y autogeneradores es bajo⁸; por lo cual, y aunque no se haya calculado explícitamente el ENFICC empleando los lineamiento de las distintas resoluciones CREG, los beneficios en este aspecto no son significativos en el mediano y corto plazo. Por el contrario, si existe evidencia –reportada en estudios académicos o experiencia de varias *utilities*- de otros tipos de beneficios que si se son alcanzables y sobre los cuales se concentrará este capítulo.

6.1 MENORES PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y RESTRICCIONES

La inclusión de generación distribuida en los sistemas de distribución tiene una influencia directa sobre la magnitud de los flujos de potencia que circulan por los elementos de la red de distribución y que dependen de factores como la ubicación de los generadores dentro del sistema, su tamaño –capacidad-, y el factor de planta. El cambio de esos flujos, naturalmente, trae como consecuencias una modificación en el valor de las pérdidas del sistema.

⁷ Tomado de http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/obligacion_energia_firme/obligacion_energia_firme.htm.

⁸ Aunque es preciso recordar que el análisis se realizó para capacidad menores de 1MW. Conclusiones sobre el impacto de tecnologías de GD y AG de mayores capacidades requieren análisis por fuera del alcance de este estudio.

Como se menciona en [31], el incremento en la penetración de energías alternativas en las redes de baja tensión puede ayudar a reducir las pérdidas en el sistema de transmisión y distribución, debido a la reducción de los flujos por las líneas de transmisión y distribución.

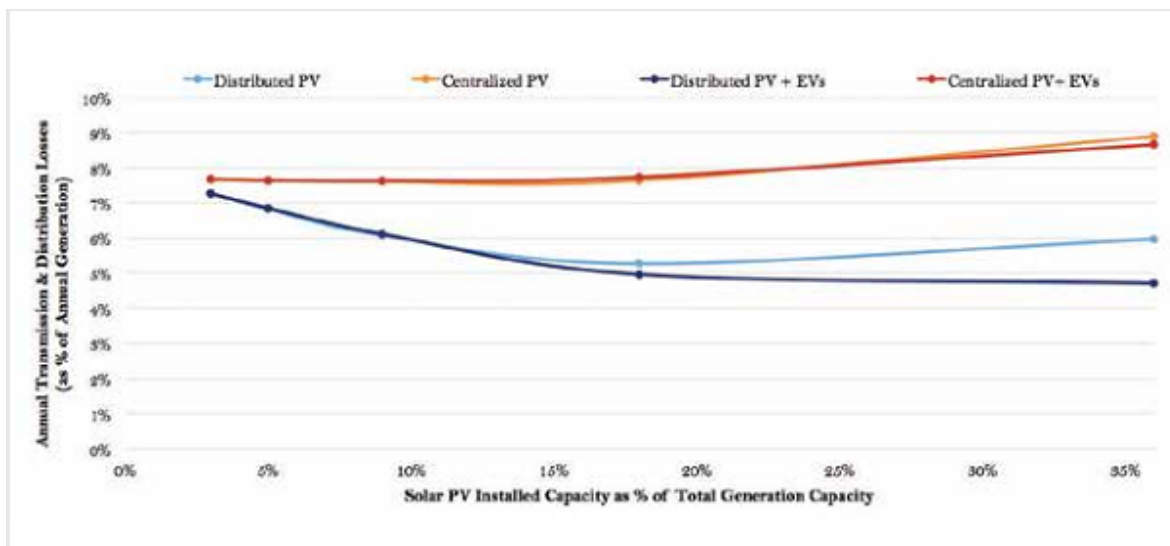


Figura 6.1. Efecto del incremento de la penetración fotovoltaica en las pérdidas totales de transmisión y distribución [31].

Como se muestra en la figura 6.1, que corresponde a un ejemplo a un caso de estudio el cual se asemeja a un sistema de prueba similar a España⁹ en el periodo de tiempo 2020-2025, se aprecia que ante una penetración de generación distribuida de cerca del 20% se obtiene una reducción de las pérdidas totales de transmisión y distribución. Sin embargo, un aumento mayor de penetración, las pérdidas muestran una tendencia creciente. De manera similar, en [32] y [33] se demuestra mediante un caso de prueba, que la inclusión de generación distribuida a nivel de distribución, en especial cerca de las demandas trae beneficios como el alivio en la congestión y una reducción de pérdidas.

⁹ Sistema de prueba tomado del plan de energías renovables aprobado a finales del 2011 por el gobierno Español.

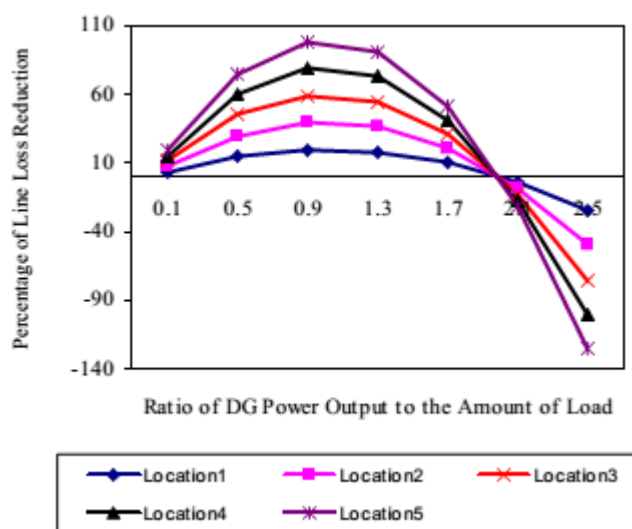


Figura 6.2. Efecto de la ubicación de la generación distribuida en las pérdidas [32] y [33].

Como se aprecia en la figura 6.2 las ubicaciones 4 y 5 son aquellas donde se obtienen las mayores reducciones y que corresponden a las ubicaciones que están más cercanas a las demandas.

Por lo anterior, se puede indicar que los estudios comprueban que la penetración de la generación distribuida conlleva efectivamente a una disminución de pérdidas, pero hasta cierto valor de penetración, pues existe un punto de inflexión a partir del cual las pérdidas experimentan un incremento. Ese valor de inflexión depende de las características propias de cada red –su topología- y la ubicación, tamaño, y factor de planta del generador.

6.2 MENOR CONGESTIÓN EN LAS REDES DE TRANSMISIÓN

La ubicación, tamaño y factor de planta de los generadores distribuidos también traen como consecuencia un alivio de la congestión en los activos de distribución y transmisión debido al cambio de la magnitud de los flujos de potencia por el sistema. Varios estudios comprueban este hecho.

Por ejemplo, en [31] se muestra que ante diferentes niveles de penetración de generación distribuida se presenta una reducción de los flujos de potencia en los diferentes elementos del sistema con lo cual alivia la sobrecarga de los mismos. En [34] se presenta una metodología para la ubicación adecuada de generación distribuida, la cual reduce las pérdidas del sistema, aumenta el perfil de tensión de los diversos nodos, y alivia de la congestión. Finalmente, en [35] los autores realizan un estudio para verificar los efectos de la generación distribuida en las líneas de transmisión, transformadores, perfiles de tensión y pérdidas en las líneas. Se encuentra que el uso de generación distribuida reduce la carga de los transformadores y mejora los perfiles de tensión.

Lo anterior permite concluir que diferentes estudios efectivamente demuestran la reducción en la congestión del sistema, aunque la magnitud de la misma depende de los aspectos específicos de cada sistema, el nivel de penetración de la generación distribuida y los esquemas de despacho empleado en cada mercado.

6.3 APLAZAMIENTO EN INVERSIÓN EN EXPANSIÓN DE REDES

La inclusión de generación distribuida junto con un adecuado dimensionamiento y correcta ubicación permite mejorar aspectos operativos, sino que igualmente ayudan a posponer inversión en las redes.

Como se menciona en [31], una adecuada ubicación y operación de los generadores distribuidos ayuda a postergar inversiones por la disminución del uso de las redes de transmisión y distribución¹⁰, esto se explica por el hecho que durante los periodos de mayor demanda la energía proporcionada por la generación distribuida libera capacidad de la red de distribución dado que esta fue planeada para atender una demanda pico sin consideraciones de suministro local.

Por otro lado, en [36] se presenta un modelo para el planeamiento conjunto de redes de distribución de energía eléctrica y gas natural con generación distribuida a base de gas natural. El artículo muestra que la inclusión de generación distribuida en el planeamiento conjunto de las redes de distribución disminuye los costos de inversión de la red eléctrica, esto es, la presencia de la generación distribuida efectivamente se traduce en un plan de expansión de menor costo cuando se compara con el resultado de un plan que no considera es tipo de generadores.

La conclusión anterior se refuerza en [37], en donde los autores presentan un modelo lineal de planeamiento para la expansión de redes de distribución incluyendo generación distribuida, los resultados alcanzados muestran que la inclusión de generación distribuida en las redes de distribución permite reducir de manera considerable los costos de inversión en elementos nuevos o repotenciación de los existentes.

¹⁰ En algunos textos se acostumbra a decir “aumento de capacidad”. En realidad, el término puede ser confuso pues no que se aumenta físicamente la capacidad del activo –dado en MVA o MW-, realmente se *dispone* de una mayor capacidad para su uso.

6.4 APLANAMIENTO DE LA CURVA DE CARGA

La inclusión de generadores distribuidos en los lugares donde se concentran las demandas no solo posibilita satisfacer sus necesidades energéticas de manera local, sino que visto desde las cabeceras de un transformador o de la subestación se aplanan la curva de demanda agregada en el punto de medición. En tal sentido, es un beneficio pues “aumenta la capacidad” de los alimentadores y hace más previsible el comportamiento de los perfiles de tensión, entre otros aspectos.

En [38] se analiza cómo los sistemas fotovoltaicos en conjunto con almacenadores de energía reducen los altos picos de demanda y desde el punto de vista de los operadores de red esto se traduce en una mejora para la confiabilidad y la estabilidad del sistema, posibilitando una mayor y mejor integración de esta tecnología.

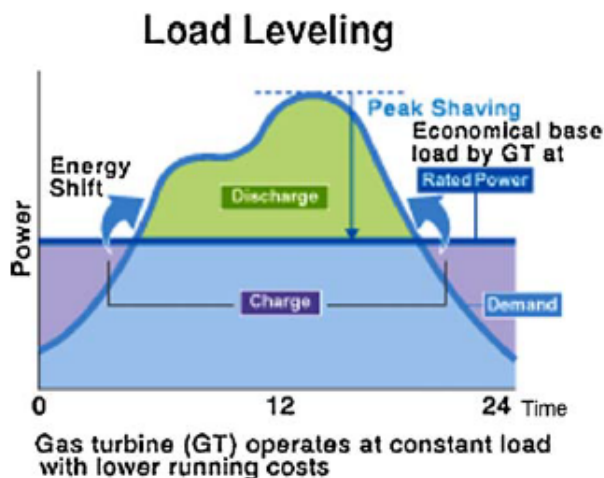


Figura 6.3. Ejemplo aplanamiento de curva de carga [38].

La figura 6.3 es un ejemplo de una demanda alimentada por una turbina de gas en conjunto con un almacenador, la curva de carga de la demanda puede ser vista por el operador de red como una curva plana, esto en virtud que la unidad de generación podría ser operada a carga constante durante todo el periodo de operación, la energía adicional entregada por el generador en las horas de baja demanda sería almacenada y posteriormente entregada en las horas de alta demanda.

En [39] se presenta un estudio realizado en varias ciudades del estado de California, en donde se analiza el impacto de la generación distribuida fotovoltaica sobre la curva de carga, mostrando que la reducción de la misma dependerá de las características de la red y las condiciones climáticas, así como de la sincronización del pico de demanda y producción de los generadores fotovoltaicos, para este estado normalmente el pico de demanda se presenta en horas de la tarde por lo que los

generadores fotovoltaicos ayudan a reducirla en una fracción, cosa que resulta beneficiosa para la red.

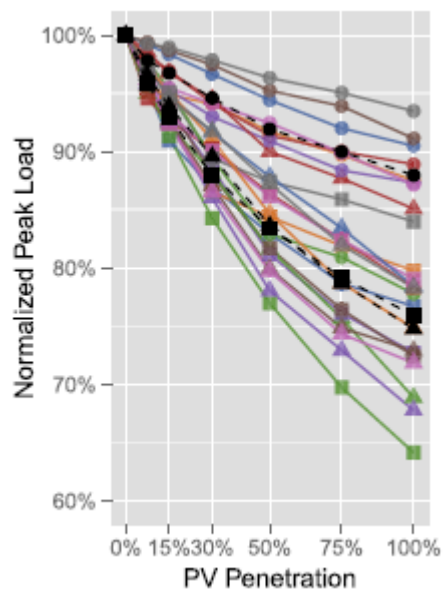


Figura 6.4. Efecto de los generadores fotovoltaicos sobre la curva de carga [39].

En la figura 6.4 se muestra el pico de demanda normalizado para diferentes circuitos del estado de California y como decrece está ante diferentes niveles de penetración de generación fotovoltaica, mostrando la efectividad de estos para ayudar a modificar la curva de carga de los circuitos.

6.5 EMISIONES EVITADAS

La introducción de recursos distribuidos con los cuales se puede abastecer la demanda de manera local podría evitar el uso de fuentes de energía eléctrica que contribuyen a la emisión de gases de efecto invernadero. Por ejemplo, en [40] se presenta un estudio en donde a través de un modelo de despacho se cuantifica la reducción de emisiones debido a la presencia de generación distribuida del mercado de Texas.

Por otro lado, en [41] se lleva a cabo un análisis de diferentes tecnologías de generación y sus potenciales beneficios tanto para las redes eléctricas como para el medio ambiente, justificando de una manera clara la forma como la generación distribuida sustancialmente reduce las emisiones de gases de efecto invernadero.

6.6 PROVISIÓN DE SERVICIOS AUXILIARES

Los servicios auxiliares son aquellos elementos requeridos por el operador del sistema para garantizar que el transporte de energía eléctrica se realiza de una forma confiable y segura. Aunque la clasificación de estos servicios cambia entre jurisdicciones, de manera general se agrupan en las siguientes categorías:

- Control de frecuencia
- Servicios requeridos para el soporte de tensión y potencia reactiva
- Reservas operativas
- Arranque en negro

Algunos de los anteriores elementos requieren que el recurso disponga de una fuente primaria firme a través de la cual se puede proporcionar el servicio. Para el caso de los recursos distribuidos, en [42], por ejemplo, se presenta un estudio del impacto del uso de la generación distribuida (eólica y solar) para proporcionar servicios auxiliares a una micro-red de mediana escala.

Aunque el estudio se desarrolla para un sistema de prueba IEEE de 13 nodos, considerando un 30% de la potencia proveniente de centrales convencionales y el restante 70% proveniente de fuentes renovables, los resultados son un buen indicativo del impacto, favorable, en la estabilidad y soporte de tensión. La figura 6.5 muestra el comportamiento del voltaje en los diferentes nodos del sistema operando con presencia y ausencia de la generación distribuida. Se nota como la generación distribuida ayuda al soporte de tensión frente a incremento de demanda en diferentes puntos del sistema.

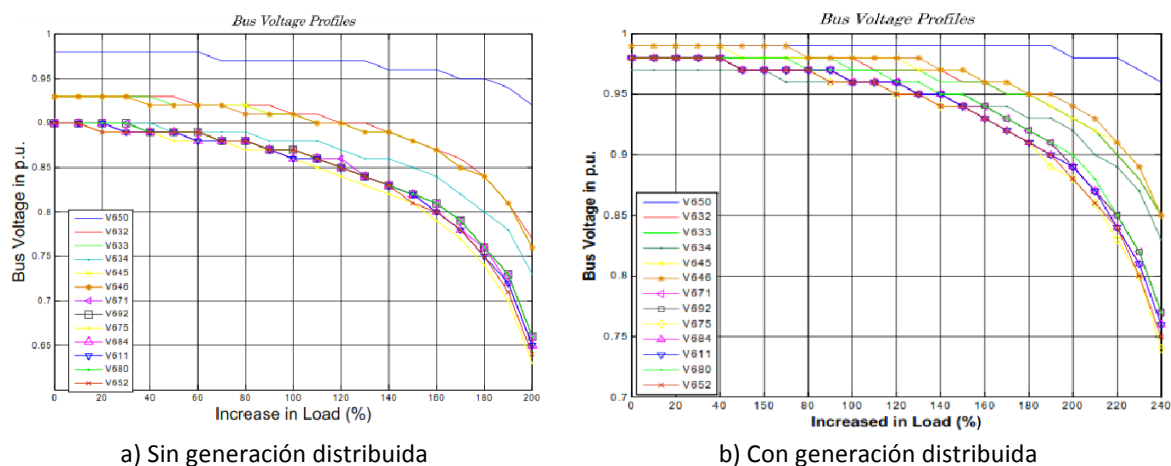


Figura 6.5. Curvas P-V para todos los nodos del sistema [42].

De manera adicional, las unidades de generación distribuida pueden proporcionar servicios de estabilidad transitoria ante la ocurrencia de fallas trifásicas, en la figura 6.6 se muestra la velocidad en p.u. de los generadores tradicionales empleados para alimentar la demanda durante la falla, primero sin generación distribuida figura 6.6a y luego con generación distribuida figura 6.6b, donde se aprecia que los efectos de oscilación y amortiguación en la velocidad de los generadores son mejorados.

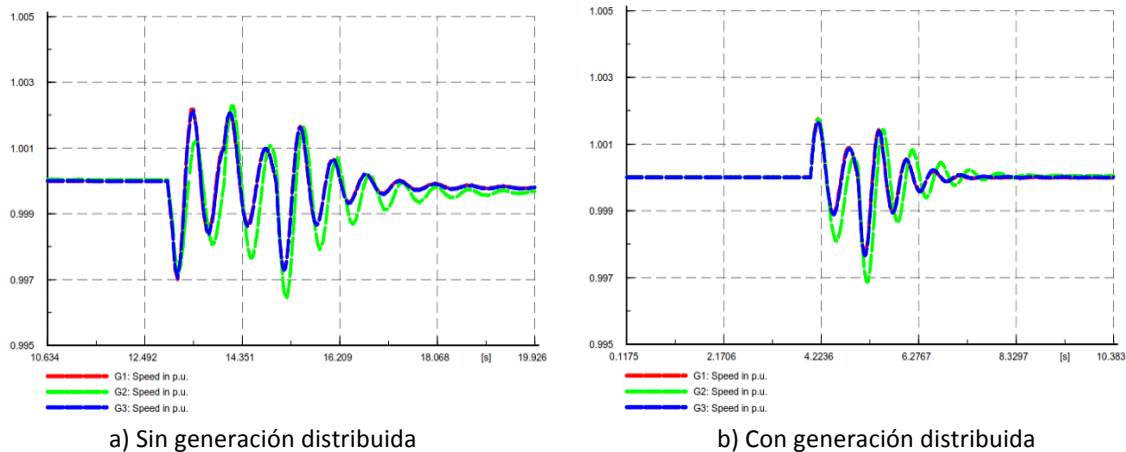
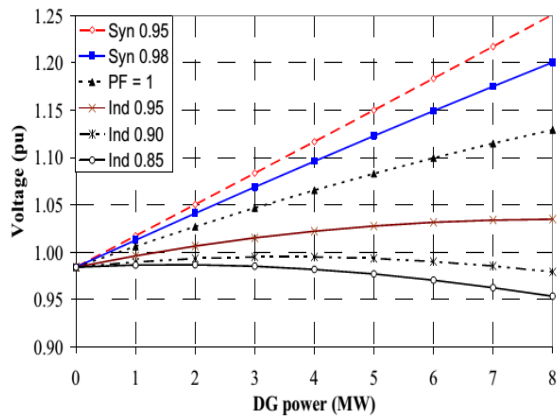
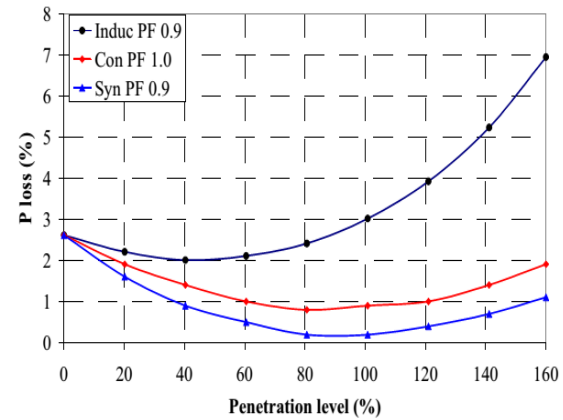


Figura 6.6. Velocidad en p.u. de los generadores sincrónicos.

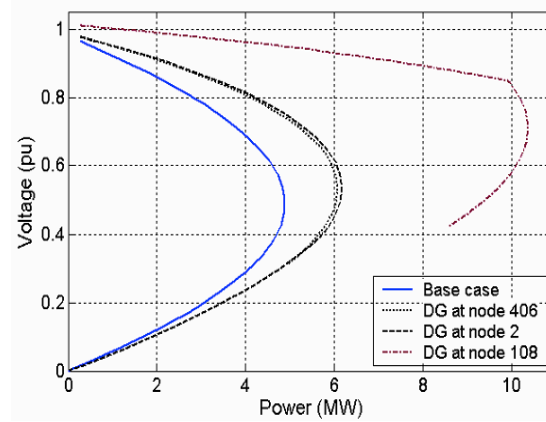
Por otro lado, en [43] los autores presentan una discusión general sobre el uso de generación distribuida para proporcionar servicios auxiliares empleando un sistema de prueba para la realización de simulaciones computacionales. En síntesis, los principales resultados indican mejoras en los perfiles de tensión (figura 6.7a), reducción de pérdidas –aunque esto no es un servicio auxiliar– (figura 6.7b), cambios en los límites de estabilidad (figura 6.7c) y cambios en el comportamiento dinámico del sistema establecidos a través de los límites de estabilidad (figuras 6.7d y 6.7e). Se observa el impacto positivo de la penetración de estas tecnologías.



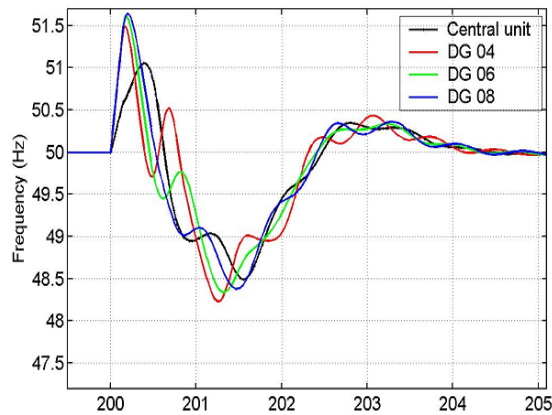
a) Regulación de voltaje



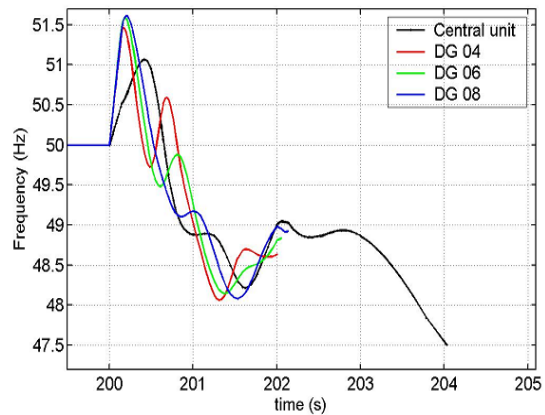
b) Reducción de pérdidas



c) Límite de estabilidad de voltaje



d) Estabilidad de frecuencia con valores inferiores al 50% de penetración de generación distribuida



e) Estabilidad de frecuencia con el 50% de penetración de generación distribuida

Figura 6.7. Resultado para las diferentes pruebas de servicios auxiliares [43].

7 REFERENCIAS

- [1] UPME, "Plan de expansión de referencia Generación - Transmisión 2017 - 2031," Colombia, Julio de 2018.
- [2] International Energy Agency, "Global EV Outlook 2017," 2017. [Online]. Available: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/GlobalEVOutlook2017.pdf>. [Accessed 22 08 2018].
- [3] K. H. a. C. B. A. Manculich, "Alternative Vehicles: More Than Just a Prius," *Academic Excellence Showcase Schedule*, vol. 15, 2018.
- [4] DNP; Enersinc, "Energy demand situation in Colombia," 2017. [Online]. Available: <https://www.dnp.gov.co/Crecimiento-Verde/Documents/ejes-tematicos/Energia/MCV%20-%20Energy%20Demand%20Situation%20VF.pdf>.
- [5] DNP, "Consejo Nacional de Política Económica y Social CONPES," 2018. [Online]. Available: <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/3934.pdf>. [Accessed 22 08 2018].
- [6] UPME and MINMINAS, "Proyección de Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima en Colombia," Abril 2018. [Online]. Available: www1.upme.gov.co/InformacionCifras/Paginas/proyeccion-de-demanda-de-energia-electrica.aspx. [Accessed 22 08 2018].
- [7] UPME and MINMINAS, "PLAN DE ACCIÓN INDICATIVO DE EFICIENCIA ENERGÉTICA 2017-2022," 12 2016. [Online]. Available: www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/MarcoNormatividad/PAI_PROURE_2017-2022.pdf. [Accessed 22 08 2018].
- [8] Ernst & Young; UPME, "Mapa de ruta para la transición hacia los vehículos de bajas y cero emisiones," 12 2017. [Online]. Available: bdigital.upme.gov.co/bitstream/001/1160/1/Informe%20Final.pdf. [Accessed 22 08 2018].
- [9] EIA, "Independent Statistics and Analysis U.S. Energy Information Administration," [Online]. Available: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=16-AEO2018&cases=ref2018&sourcekey=0>. [Accessed 22 08 2018].
- [10] G. Arias and A. M. Acevedo, "Estado actual de la producción de energía geotérmica en Colombia," 2017. [Online]. Available: <https://stadium.unad.edu.co/preview/UNAD.php?url=/bitstream/10596/13221/1/1087995573.pdf>. [Accessed 26 09 2018].
- [11] EIA, "Independent Statistics and Analysis U.S. Energy Information Administration," [Online]. Available: https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=9-AEO2016®ion=0-0&cases=ref2016~ref_no_cpp&start=2013&end=2040&f=A&linechart=~~~~ref2016-d032416a.62-9-AEO2016&ctype=linechart&sourcekey=0. [Accessed 22 Agosto 2018].

- [12] Bloomberg New Energy Finance, "Global Storage Market to Double Six Times by 2030," BloombergNEF, 20 11 2017. [Online]. Available: <https://about.bnef.com/blog/global-storage-market-double-six-times-2030/>. [Accessed 22 08 2018].
- [13] GreenTechmedia research / ESA, "U.S. Energy Storage Monitor: Q2 2018 Executive Summary," 2018.
- [14] C. Kost, S. Shammugam, V. Jülch, H. Nguyen and T. Schlegl, "LEVELIZED COST OF ELECTRICITY RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES," FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS ISE, 03 2018. [Online]. Available: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/EN2018_Fraunhofer-ISE_LCOE_Renewable_Energy_Technologies.pdf. [Accessed 26 09 2018].
- [15] ROCKY MOUNTAIN INSTITUTE, "THE ECONOMICS OF GRID DEFLECTION," 02 2014. [Online]. Available: https://www.homerenergy.com/pdf/RMI_Grid_Deflection_Report.pdf. [Accessed 26 09 2018].
- [16] National Renewable Energy Laboratory NREL, "Impact of Rate Design Alternatives on Residential Solar Customer Bills: Increased Fixed Charges, Minimum Bills and Demand-Based Rates," Golden , 2015.
- [17] C. Bonilla and L. González, *Estructuración, financiación y valoración de Pequeñas centrales eléctricas en Colombia a través de opciones reales*, Bogotá, 2017.
- [18] Unidad de Planeación Minero Energética, *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*, Bogotá, 2015.
- [19] Comisión de Regulación de Energía y Gas, *Taller: Autogeneración a pequeña escala y generación distribuida en el SIN*, Barranquilla, 2017.
- [20] IEA, "Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets," OECD, 26 06 2002. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1787/9789264175976-en>. [Accessed 22 08 2018].
- [21] N. Priyanka Paliwal and N. Patidar, "Planning of grid integrated distributed generators: A review of technology, objectives and techniques," *Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier*, vol. 40, pp. 557-570, 2014.
- [22] International Siemens Power Technologies, "Technical Assessment of Sri Lanka's Renewable Resource Based Electricity Generation," 2005.
- [23] A. F. Sarabia, "Impact of distributed generation on distribution system," *A Dissertation Submitted to the Faculty of Engineering, Science and Medicine, Aalborg University in Partial Fulfilment for the Degree of Master Graduate*, 2011.
- [24] J.C. Gómez; J. Vaschetti; C. Coyos and C. Ibarlucea, "Generación Distribuida: impacto en la calidad de potencia y protecciones".
- [25] U. N. Khan, "Impact of Distributed Generation on Distributed Network," *Wroclaw, University of Technology, Poland*, 2008.

- [26] P. Philip; R. W. Barker, "Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1 - Radial Distribution Systems," *IEEE*. Retrieved, *IEEE*. Retrieved 02 16, 2011, from *IEEE*. 2000.
- [27] IEA, "Global EV Outlook 2018," *towards cross-modal electrification*. 2018..
- [28] International Energy Agency, "Global EV outlook 2018: towards cross-modal electrification," 2018. [Online]. Available: http://www.oecd.org/about/publishing/Corrigendum_GEVO2018.pdf. [Accessed 26 09 2018].
- [29] A. Navarro-Espinosa and L.F. Ochoa, "Probabilistic Impact Assessment of Low Carbon Technologies in LV Distribution Systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 3, May 2016.
- [30] R. Torquato, "Review of International Guides for the Interconnection of Distributed Generation into Low Voltage Distribution Networks», Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE.ELEP, «Interconnection of Decentralised Generation: A review of Standards, Techn," 2008.
- [31] MIT, "Utility of the future," 12 2016. [Online]. Available: energy.mit.edu/uof. [Accessed 13 09 2018].
- [32] K. Dang, J. Yu, T. Dang and B. Han, "Benefit of distributed generation on line loss reduction," *IEEE, International Conference on Electrical and Control Engineering, Yichang, China*, pp. 2042-2045, 2011.
- [33] P. Chiradeja, "Benefit of distributed generation: Aline loss reduction analysis," *IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific, Dalian, China*, pp. 1-5, 2005.
- [34] A. K. Singh and S. K. Parida, "Benefits associated with distributed generation to remove transmission overloads," *IEEE, International Conference and Utility Exhibition on Green Energy for Sustainable Development, Pattaya, Thailand*, pp. 1-3, 2014.
- [35] O. H. Abdalla, H. S. Al-Hadi and A.-R. H. A., "Performance of Oman transmission system with distributed generation," *IEEE, Proceedings of the International Conference on Energy and Sustainable Development: Issues and Strategies, Chiang Mai, Thailand*, pp. 1-6, 2010.
- [36] C. A. Saldarriaga, R. A. Hincapie and H. Salazar, "A holistic approach for planning natural gas and electricity distribution networks," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 4, p. 4052–4063, July 2013.
- [37] G. Muñoz-Delgado, J. Contreras and J. M. Arroyo, "Joint expansion planning of distributed generation and distribution networks," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 5, pp. 2579-2590, Sept. 2015.
- [38] O. M. Toledo, D. O. Filho and A. S. Cardoso Diniz, "Distributed photovoltaic generation and energy storage systems: A review," *ElSevier, Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, no. 1, pp. 506-511, January, 2010.
- [39] M. A. Cohen and D. S. Callaway, "Effects of distributed PV generation on California's distribution system, Part 1: Engineering simulations," *ElSevier, Solar Energy*, vol. 128, pp. 126-138, April, 2016.
- [40] S. W. Hadley and J. W. Van Dyke, "Emission benefit of distributed generation in the Texas market,"

U.S. Department of Energy (DOE), April, 2003.

- [41] M. F. Akorede, H. Hizam and E. Pouresmaeil, "Distributed energy resources and benefits to the environment," *Elsevier, Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, no. 2, pp. 724-734, February, 2010.
- [42] F. Alsokhry, A. G. P. and L. K. L., "Contribution of distributed generation to ancillary services," *IEEE, 47th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), London, UK*, Dec 2012.
- [43] V. V. Thong, J. Driesen and R. Belmans, "Using distributed generation to support and provide ancillary services for the power system," *IEEE, International Conference on Clean Electrical Power, Capri, Italy*, pp. 159-163, July 2007.