UNIVERSIDAD DISTRITAL
FRANCISCO JOSÉ DE CALDAS
Acreditación Institucional de Alta Calidad

GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE BAJA POTENCIA EN COLOMBIA: CORRELACIÓN CON LA NORMATIVIDAD Y ESTRATEGIAS PARA EL MANEJO DE EXCEDENTES Y SU ADECUADA GESTIÓN

Andrés Felipe Buitrago Parra
Nicolás Esteban Guerrero Tovar

Trabajo presentado para optar por el título de ingeniero eléctrico

Director
Cesar Leonardo Trujillo Rodríguez

Universidad Distrital Francisco José de Caldas
Facultad Ingeniería, Ingeniería Eléctrica
Bogotá D.C, Colombia
Año 2024

Contenido

Pág.

1 Introducción 11

1.1 Objetivo general 12

1.2 Objetivos específicos 12

1.3 Pregunta de investigación 12

1.4 Justificación 12

2 Marco conceptual 13

2.1 Marco legal 13

2.2 Definiciones 14

2.3 Antecedentes 14

2.3.1 Almacenamiento 14

2.3.2 Inyección 15

3 Revisión normativa mundial y nacional para el manejo de excedentes de energía. . . . 19

3.1 Normatividad para el manejo de excedentes en Asia, Europa y Norte América 19

3.1.1 Normativa en Japón 19

3.1.2 Normativa en España 22

3.1.3 Normativa en California y Texas (Estados Unidos) 25

3.2 Normatividad para el manejo de excedentes en Latinoamérica 30

3.2.1 Normativa en Argentina 30

3.2.2 Normativa en Uruguay 32

3.2.3 Normativa en Chile 33

3.3 Normatividad para el manejo de excedentes en Colombia 34

3.4 Análisis de la regulación energética. 41

3.5 Conclusión del capitulo 43

4 Comparativa de estrategias para el manejo de excedentes 44

4.1.1 Almacenamiento 44

4.1.2 Inyección 51

4.1.3 Quema 56

4.1.4 Análisis de estrategias 57

4.1.5 Conclusión del Capitulo 59

5 Análisis y prospecto normativo para Colombia 59

5.1 Evolución de normativa internacional 59
5.2 Tendencia normativa en Colombia 72
5.2.1 PEN (2020-2050) 73
5.2.2 Pronostico 2050 74
5.3 Consulta con especialistas y proyección de la normatividad colombiana 77
5.3.1 Análisis de medidas a tomar teniendo en cuenta las respuestas de todo el espectro eléctrico . 81
5.4 Análisis Económico para un GD solar de un hogar proyectado para 20 años 82
5.4.1 Instalación requerida 82
5.4.2 Selección de Elementos 85
5.4.3 Análisis de precios unitarios 88
5.5 Calculo económico 89
5.5.1 Excedentes generados. 89
5.5.2 Remuneración de excedentes en Colombia 91
5.5.3 Estimado de beneficios generados 92
5.6 Conclusión del Capitulo 97
6 Conclusiones y recomendaciones 101
6.1 Conclusiones 101
6.2 Recomendaciones 102
6.3 Anexos 103
6.3.1 Entrevista profesional de la UPME 103
6.3.2 Entrevista profesional académico en el sector eléctrico 104
6.3.3 Entrevista profesional de un OR 105
6.3.4 Entrevista profesional del Ministerio de Minas y Energía 108
6.3.5 Entrevista usuario 109
6.3.6 Entrevista CREG 109
6.3.7 Infografía gestión de excedentes 111
Referencias 113

Lista de Figuras

Pág.

Figura 3.1 Pago en sistema FIT 20
Figura 3.2 Pago en sistema FIP 21
Figura 3.3 Capacidad de energías renovables de 2017-2024 26
Figura 3.4 Zonas desreguladas 28
Figura 4.1 Sistemas de Almacenamiento 44
Figura 4.2 Baterías de Li-ion 46
Figura 4.3 Baterías de Flujo: Vanadio 47
Figura 4.4 Baterías de metal liquido 48
Figura 4.5 Esquema típico de inyección al usuario 49
Figura 4.6 Control con curva de reducción para un AGPE eólico 51
Figura 4.7 Esquema típico de microrred fotovoltaica 52
Figura 4.8 Esquema de interconexión de microrredes mediante UPFC 53
Figura 4.9 Control de la gestión de ventas y almacenamiento de excedentes según la fluctuación de precios en el contexto español 55
Figura 4.10 Control de la gestión de ventas y almacenamiento de excedentes según la fluctuación de precios 56
Figura 4.11 Esquema de microrred con quema en carga de VE 57
Figura 5.1 Potencia instalada eólica en Japón 60
Figura 5.2 Potencia instalada solar en Japón 61
Figura 5.3 Potencia instalada eólica en España 63
Figura 5.4 Potencia instalada solar en España 63
Figura 5.5 Potencia instalada eólica en California (EE. UU.) 65
Figura 5.6 Potencia instalada solar en California (EE. UU.) 66
Figura 5.7 Potencia instalada eólica en Argentina 67
Figura 5.8 Potencia instalada solar en Argentina 68
Figura 5.9 Potencia instalada eólica en Chile 69
Figura 5.10 Potencia instalada solar en Chile 69
Figura 5.11 Potencia instalada eólica en Uruguay 71
Figura 5.12 Potencia instalada solar en Uruguay 71
Figura 5.13 PEN 2020-2050 73
Figura 5.14 Proyección de la potencia instalada solar en Colombia 76
Figura 5.15 Proyección de la potencia instalada eólica en Colombia 76
Figura 5.16 Palabras claves primera pregunta 78
Figura 5.17 Palabras claves segunda pregunta 78
Figura 5.18 Palabras claves tercera pregunta 79
Figura 5.19 Palabras claves cuarta pregunta 79
Figura 5.20 Palabras claves quinta pregunta 80
Figura 5.21 Palabras claves sexta pregunta 80
Figura 5.22 Palabras claves séptima pregunta 81
Figura 5.23 Esquema de instalación solar 83
Figura 5.24 Configuración de la conexión de los paneles solares 86
Figura 5.25 Porcentaje de degradación anual en los paneles 94
Figura 5.26 Valor Neto Actual $COPmillones$ /Años 97
Figura 5.27 Valor Neto Actual $COPmillones$ /Años 97

Lista de Tablas

Pág.

Tabla 3.1 Precio FIT energía solar 20
Tabla 3.2 Normatividad por país 41
Tabla 4.1 Estrategias 57
Tabla 5.1 Cuadro de cargas 82
Tabla 5.2 Consumo diario 83
Tabla 5.3 Energía solar disponible – IDEAM 84
Tabla 5.4 Comparación Fabricantes Paneles Solares 85
Tabla 5.5 Especificaciones panel ZNSHINES de 545 W 86
Tabla 5.6 Comparación Fabricantes almacenamiento 86
Tabla 5.7 Comparación Fabricantes Inversores 87
Tabla 5.8 Conductores 87
Tabla 5.9 Características Conductor 88
Tabla 5.10 Mano de obra 88
Tabla 5.11 Análisis de Precios Unitarios 88
Tabla 5.12 Consumo diario sin lavadora 89
Tabla 5.13 Energía solar generada diaria 90
Tabla 5.14 Energía solar excedente diaria 91
Tabla 5.15 Energía solar excedente mensual 91
Tabla 5.16 Valor promedio kWh en bolsa mensualizado año 2022 92
Tabla 5.17 Beneficio económico mensual por excedentes 92
Tabla 5.18 Valor promedio kWh ENEL mensualizado año 2022 93
Tabla 5.19 Costo ahorrado en pago de servicio 93
Tabla 5.20 Valores Rendimientos 95
Tabla 5.21 Rendimientos VPN anuales 96

Lista de Símbolos y abreviaturas

AC: Autogeneración Colectivo

AGDC: Generación Distribuida Colectiva

AGGE: Autogeneración a gran escala

AGPE: Autogeneración a pequeña escala

AGRC: Autogeneración Colectiva

ASIC: Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales

BESS: Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías

CE: Comunidad Energética

CND: Centro nacional de despacho

CNO: Consejo nacional de operación

CREG: Comisión de Regulación de Energía y gas

CVAR: teoría del valor en riesgo condicional

DER: Recursos Energéticos Distribuidos

FIP: Fit in premium

FIT: Fit in Tariff

FNCER: Fuentes no convencionales de energía renovable

GD: Generación Distribuida

IED: Dispositivo Electrónico Inteligente

JPY: Moneda oficial de Japón (yen)

MSG: microrred inteligente

NEM: Medición neta de energía

OR: Operador de red

P2G: Power to Gas (energía a gas)

RCSO: Modelo de Optimización Controlable por Riesgo

RFM: Modelo Difuso Aleatorio

SWP: Modelo de estimación de excedentes de energía

ZNI: Zonas no interconectadas

1 Introducción

En la actualidad, tanto en Colombia como en el contexto global, se hace evidente la necesidad imperante de cambiar las fuentes de energía basadas en combustibles fósiles. Este cambio se justifica por los problemas ambientales que estas fuentes de energía generan, como el deterioro de la atmósfera y la contribución al cambio climático. Además, es importante recordar que los recursos fósiles son finitos y no renovables, lo que motiva a nivel mundial la búsqueda incesante de alternativas energéticas sostenibles y más limpias. En el contexto colombiano, este desafío se ve agravado por la geografía y la distribución de las zonas de generación de energía. En ocasiones, estas áreas se encuentran considerablemente alejadas de ciertas regiones que demandan energía de manera significativa. El resultado de esta separación geográfica es que el costo del transporte de energía se vuelve prohibitivo, lo que hace que sea prácticamente inviable suministrar energía a dichas áreas. Estas zonas se conocen como zonas no interconectadas (ZNI). La problemática de las ZNI en Colombia resalta la urgencia de encontrar soluciones energéticas locales y descentralizadas, que puedan abastecer a estas áreas de manera eficiente y sostenible. Esto implica la necesidad de invertir en tecnologías de generación distribuida y energías renovables, como la solar y la eólica, que puedan aprovechar los recursos naturales disponibles en estas regiones remotas. Al hacerlo, no solo se garantiza un suministro más confiable de energía, sino que también se contribuye a reducir la dependencia de los combustibles fósiles y a mitigar los impactos negativos en el medio ambiente.

En la regulación colombiana, esta solución ya estaba previamente establecida e implementada bajo el nombre de "Generación Distribuida" (GD). Este enfoque de generación se aplica, entre otros, a las microrredes ubicadas a distancias considerables de los centros de generación convencionales. Enel, por ejemplo, define una microrred como un sistema local de producción y distribución de energía eléctrica. Estos sistemas locales pueden operar de manera independiente, aislados de la red principal, o estar interconectados con la misma. En el caso de la conexión a la red principal, se busca lograr un flujo de energía bidireccional, donde la entrega de energía eléctrica a la red se denomina "inyección"[1]. El flujo de energía bidireccional significa que estas microrredes no solo consumen electricidad de la red principal cuando es necesario, sino que también tienen la capacidad de devolver el exceso de energía que generan a la red, lo que aumenta la eficiencia y contribuye a la estabilidad y resiliencia del suministro eléctrico en general.

Los excedentes de energía eléctrica, aunque aportan beneficios al sistema eléctrico, también pueden generar consecuencias perjudiciales. Como se menciona anteriormente, el flujo inverso resultante puede desencadenar problemas de protección, sobrecargar las líneas de transmisión y desestabilizar la tensión en el sistema. Estos desafíos son de naturaleza técnica. Desde una perspectiva económica, se plantea otra preocupación importante. En la mayoría de los países que se van a analizar, se remunera la energía excedente, independientemente de si es necesaria o no. Esto crea un incentivo para que los generadores distribuidos inyecten energía en la red sin considerar la demanda real. A corto plazo, esto puede parecer beneficioso para los generadores, pero a largo plazo, esta práctica se vuelve insostenible desde el punto de vista económico para los países. En consecuencia, se hace imperativo establecer un enfoque más efectivo y sostenible para gestionar estos excedentes de energía.

Considerando las problemáticas que se prevé que surjan con el tiempo, se propone una solución que se desglosa en cuatro componentes fundamentales. En la primera parte, se examina la regulación actual en varios países, proporcionando así un contexto claro sobre cómo se están abordando los excedentes de energía en diferentes continentes. Este análisis permite identificar los elementos cruciales a considerar para desarrollar una solución efectiva. En la segunda sección, se lleva a cabo una exhaustiva comparación de estas regulaciones. Se analizan sus similitudes, diferencias y se evalúan sus ventajas y desventajas. Esto facilita la identificación de las mejores prácticas y enfoques

más efectivos que pueden servir como base para la solución propuesta. En la tercera parte se realiza un análisis de las opiniones de los actores principales del sector energético en Colombia y además se realiza un análisis de un GD solar en Cundinamarca. Por último, en la cuarta parte, se exploran las propuestas existentes en la academia y se elabora una solución integral, tomando en cuenta todo lo investigado anteriormente. Esta solución se construye sobre la base de las mejores prácticas identificadas y se adapta a las necesidades específicas del caso de estudio, abordando así de manera efectiva las problemáticas relacionadas con los excedentes de energía.

1.1 Objetivo general

- Realizar un análisis normativo, económico y de estrategias para el manejo adecuado de excedentes en generación distribuida de baja potencia en Colombia.

1.2 Objetivos específicos

- Identificar a la luz de la normatividad internacional y nacional, cuáles son las estrategias más adecuadas para el manejo de excedentes de energía.
- Realizar un análisis comparativo de las estrategias más relevantes y adecuadas para el caso colombiano en términos del manejo de excedentes de energía.
- Analizar y evaluar la normativa colombiana sobre el manejo de excedentes, considerando su evolución en consonancia con la evolución de normativas internacionales, respaldado por un análisis técnico.
- Realizar un análisis económico de una instalación fotovoltaica para una vivienda unifamiliar en Cundinamarca, determinando su costo y rentabilidad, considerando los excedentes de energía.

1.3 Pregunta de investigación

En Colombia no se tiene una regulación clara sobre el manejo de excedentes pues la normativa aun es ambigua, no especifica que hacer respecto a los excedentes, calidad de energía entro otros ítems importantes para tener en cuenta. En América latina en general se ve esta tendencia, pero en otras partes del mundo ya se ha avanzado la legislación de los generadores distribuidos, regulando la cantidad y calidad de excedentes inyectados a la red llegando incluso a solo remunerar aquellos excedentes que sean útiles a la red, es decir que en ese instante sean demandados por la misma. Ante esta situación es necesario preguntarse ¿Cómo dar manejo a los excedentes de la generación distribuida a pequeña escala en Colombia?

1.4 Justificación

La generación distribuida se ha convertido en una solución cada vez más popular en los últimos años, en respuesta a los crecientes daños ambientales causados por las fuentes de energía fósil. Para fomentar esta tendencia, muchos países del mundo están promoviendo la idea de que tanto ciudadanos como entidades tengan la capacidad de establecer sus propias instalaciones de generación distribuida. Una de las estrategias para incentivar este aumento en la generación distribuida implica que, por ejemplo, los proveedores de energía estén dispuestos a comprar los excedentes de energía producidos por estos generadores, ya sea que la energía sea necesaria o no. Esta política se ha vuelto atractiva para más empresas y personas interesadas en ingresar al mercado energético. A corto y mediano

plazo, estas iniciativas son altamente beneficiosas para acelerar el proceso de transición energética. Sin embargo, es importante tener en cuenta que a medida que pasa el tiempo, el sostenimiento de estos pagos por excedentes de energía podrían volverse insostenibles para los países y es donde tiene que entrar una forma de manejar estos excedentes.

Es fundamental abordar este tema, especialmente cuando se presentan restricciones en la inyección de excedentes de energía. En este contexto, es relevante examinar las soluciones y propuestas disponibles para gestionar estos excedentes de manera efectiva. La investigación adquiere una importancia significativa al anticiparse a posibles restricciones futuras y proponer métodos de gestión. En la comunidad académica, ya existen algunas propuestas para abordar esta problemática, como el almacenamiento de energía, la quema controlada de excedentes y la predicción de producción excedente para evitarla cuando no es necesaria. El enfoque de este documento se centra en analizar el contexto de estos excedentes en el marco de las microrredes en Colombia.

2 Marco conceptual

En la actualidad la generación mediante fuentes renovables es un tema común, la generación distribuida también es un término bastante usado, la posibilidad de generar en el mismo punto de la demanda es un gran avance para el sistema eléctrico. Esto conlleva un tema importante para tener en cuenta, que es el correcto manejo de excedentes inyectados a la red. Una inyección de excedentes que la red no este necesitando trae consigo problemas y situaciones que se deben analizar cuidadosamente. En la literatura se encuentran distintas estrategias para dar manejo a los excedentes, estas se pueden dividir en dos bloques grandes: almacenar los excedentes o inyectarlos a otra carga que se encuentre cerca. Para abordar el problema se debe realizar una revisión documental una contextualización acerca de la regulación sobre el tema, pues es necesario tener en cuenta aspectos técnicos y aspectos legales al momento de abordar las estrategias utilizadas. La regulación o marco legal brinda los parámetros y condiciones que se deben tener en cuenta para que la instalación sea legal y pueda ser puesta en marcha. En el marco legal se condensan las leyes, legislaciones y normas que en Colombia rigen en el tema de los auto generadores y los excedentes de energía. En los antecedentes se presentan aspectos técnicos que deben ser tenidos en cuenta y estrategias planteadas con anterioridad para dar manejo a los excedentes, resultados obtenidos y que tan viables resultaron estas soluciones, se encuentran dos grandes bloques de estrategias usadas, almacenar energía o compartir con una carga cercana. Con el fin de tener mayor claridad se presentan definiciones y/o terminología que se usará más adelante.

2.1 Marco legal

El marco legal de los excedentes de energía en Colombia es crucial para garantizar un uso sostenible y equitativo de los recursos energéticos del país. Este marco normativo establece las reglas y los procedimientos para el manejo y la distribución de los excedentes de energía que se generan en los sistemas de generación eléctrica. Además, establece mecanismos para la promoción de fuentes de energía renovable y para la implementación de políticas de eficiencia energética en el país.

La existencia de un marco legal sólido para los excedentes de energía permite el acceso a la energía a un mayor número de personas y empresas, lo que contribuye al desarrollo económico y social del país. Además, fomenta la inversión en proyectos de energía renovable, lo que a su vez reduce la dependencia de los combustibles fósiles y disminuye la huella de carbono de la generación eléctrica en el país. En resumen, el marco legal de los excedentes de energía en Colombia es esencial para promover la sostenibilidad y la equidad en el uso de los recursos energéticos, así como para fomentar la inversión en energías renovables y la eficiencia energética en el país. Se consulta en la normativa vigente siendo los textos más relevantes los siguientes:

- Ley 1715 del 2014. Por el cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional; estableció el marco legal y los instrumentos para la promoción, desarrollo y utilización de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), en especial las de carácter renovable, en el Sistema Interconectado Nacional mediante su integración al mercado eléctrico. La ley busca fomentar, entre otras, la inversión, investigación y desarrollo de tecnologías limpias para producción de energía y la eficiencia energética, estableciendo diversos incentivos para ello [2].
- Resolución CREG 174 de 2021 Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional [3].
- Resolución CREG 002 de 2021 Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional [4].
- Resolución 30 de 2018 por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional [5].

2.2 Definiciones

- **Fuente no convencional de energía renovable:** Se entiende por aquellos recursos disponibles en el mundo de origen renovable que no son ampliamente comercializados. Se consideran FNCER la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar y los mares[2].
- **Biomasa:** Energía que se obtiene mediante la degradación de cualquier material orgánico, esta degradación puede ser de manera provocada o natural.
- **Energía solar:** La energía solar es la energía que se obtiene del sol en forma de radiación solar, que puede transformarse en electricidad o calor [2].
- **Energía eólica:** Energía que se obtiene mediante el movimiento del aire[2].
- **Energía geotérmica**: Energía que se obtiene de la energía calorífica presente en el subsuelo.
- **Energía de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos:** Energía que se obtiene del movimiento de un fluido en este caso agua, tiene el mismo principio de funcionamiento de la energía eólica (Transformar energía mecánica en energía eléctrica).
- **Crédito de energía:** Proceso en el cual durante el periodo de facturación del consumo energético se realiza un balance de la energía generada por un pequeño generador y la consumida para determinar el pago que recibirá el pequeño generador[3].
- **Generador distribuido:** Se entiende como una persona jurídica que genera energía eléctrica cerca de los centros de consumo y distribuye la misma mediante las redes que el distribuidor posea para la venta de energía.
- **Medidor bidireccional:** Instrumento de medición (Con la capacidad de medir potencia activa y potencia reactiva) para determinar la cantidad de energía en un punto (Energía consumida menos energía generada) [5].

2.3 Antecedentes

La gestión de excedentes inyectados a la red es un tema que ya se ha trabajado anteriormente y se han planteado soluciones con el fin de darles un correcto manejo [6].Se han planteado estrategias de almacenamiento y estrategias de inyección a la red.

2.3.1 Almacenamiento

La manera más tradicional de almacenar energía es mediante baterías, como se ha propuesto en diferentes artículos como [7]. Donde se buscan estrategias para operar estos sistemas de almacenamiento. Aunque un sistema de almacenamiento compuesto por baterías no es la única salida

explorada, pues también se han buscado diferentes alternativas como lo puede ser el almacenar en celdas de hidrógeno para un sistema fotovoltaico con el fin de disponer de energía en todo momento, almacenando la energía excedente del generador fotovoltaico para después disponer de la misma en momentos donde el generador fotovoltaico no supla la demanda [8].

El almacenamiento de energía es una de las posibles soluciones a los excedentes de energía que normalmente se genera en las horas de mayor irradiancia solar, esta energía se puede almacenar en baterías o convirtiendo esta energía en gas (P2G), normalmente esta conversión se hace por medio de la electrólisis para producir hidrógeno y así almacenarlo, o por medio de procesos para convertir este hidrógeno en metano, gas de síntesis o gas licuado del petróleo (GLP) [9].

Para almacenar energía, se propone reutilizar baterías previamente utilizadas en medios de transporte como autos, buses y motos, dándoles una nueva vida para el almacenamiento de energía. A partir de esta idea, se desarrolló una metodología para la evaluación tecno-económica de baterías de automóviles de segunda vida como solución de almacenamiento en parques eólicos. Este método se aplicó con éxito en dos parques eólicos ubicados en la isla de Tenerife. Los resultados profundizan en la viabilidad de la solución, el impacto ambiental y las políticas gubernamentales de apoyo a los subsidios. Además, extender la vida útil de las baterías contribuye a la economía circular, alineándose con los objetivos de desarrollo sostenible de las Naciones Unidas sobre energía asequible y limpia [10].

En [11], se propone una estrategia para optimizar la utilización de los excedentes de energía generados por instalaciones solares mediante la implementación de sistemas de almacenamiento de energía, todo ello gestionado a través de un control preciso de carga y descarga de las baterías. El control de carga y descarga tiene en consideración el costo de la energía con el objetivo de minimizarlo. Además, este control toma en cuenta las tarifas de energía tanto en los periodos pico como fuera de ellos, contribuyendo así a mejorar la relación costo/eficiencia del sistema. Esta estrategia permite almacenar los excedentes en momentos donde se maximiza la rentabilidad.

En [12], la energía se almacena teniendo en cuenta diversas variables. En este escenario, se parte del supuesto de que la instalación solar está conectada a una red de distribución, y un sistema de control, que actúa como intermediario entre ambas partes, considera la proyección de la carga del día siguiente y la generación de la red. Con estos datos, se genera una curva de reducción, siendo la función objetivo del controlador llevar la curva de generación normal a que se sitúe por encima del valor de potencia de referencia de salida. En este enfoque, se contemplan tres casos, dependiendo de si el control se lleva a cabo centralizadamente en la red de distribución, en la microrred o en ambas. Los resultados revelan que cuando los controles se gestionan de manera separada, se producen huecos de potencia debido a la falta de información en tiempo real del otro extremo. En contraste, esta situación se revierte cuando ambos controladores están en funcionamiento, manteniendo la potencia muy cerca del valor de referencia.

En conclusión, el almacenamiento de energía es una solución que se ha implementado para poder manejar estos excedentes, el reto comienza al ver qué tipo de control es mejor o qué tipo de almacenamiento es más conveniente y cada solución que tipo de rentabilidad deja.

2.3.2 Inyección

Inyectar es la otra alternativa para los excedentes de energía. Aunque se deben tener en cuenta diferentes aspectos de la red como lo serían la cargabilidad en las líneas, los sistemas de protecciones y el comportamiento del flujo de potencia. Por estos aspectos surge una alternativa para no afectar la red con una inyección que pueda llegar a ser perjudicial. Esta estrategia consiste en interconectar microrredes mediante un controlador de flujo de potencia [13], en adición a lo anterior también se han llevado casos de estudio para situaciones particulares como lo puede ser el caso Líbano [14], en

el cual ante la débil infraestructura eléctrica sumado al crecimiento en generación distribuida llevó al país a no poder dar un adecuado manejo a los excedentes de energía, por lo cual se plantea una interconexión entre generadores.

Existen diferentes métodos para estimar los excedentes energía. Para el caso eólico se han desarrollado diversos métodos que implican analizar días típicos y estimar cuánta energía consumida es eólica, con base en los picos de consumo en periodos de tiempo. A partir de esta información, se puede calcular con anticipación los excedentes de energía eólica, comparando la cantidad estimada de energía generada con el despacho de energía del día siguiente [15]. Para abordar esta cuestión, se proponen dos modelos: el Modelo Difuso Aleatorio (RFM) para estimar los excedentes de energía eólica (SWP) y el Modelo de Optimización Controlable por Riesgo (RCSO) para programar la transmisión de SWP de manera eficiente. El RFM utiliza una probabilidad condicional para representar la distribución de probabilidad y tiene en cuenta los efectos del consumo de energía eólica en los modelos existentes. Por otro lado, el RCSO se encarga de cuantificar los riesgos económicos y de seguridad asociados a la transmisión de SWP. Utiliza la teoría del valor en riesgo condicional (CVaR) y se controla mediante sistemas automáticos. Además, se ha desarrollado un método de transformación equivalente para el modelo RCSO, el cual permite resolver el problema de optimización estocástica no lineal con múltiples objetivos. Este enfoque aborda de manera efectiva la incertidumbre y los riesgos asociados a la transmisión de energía eólica. Para evaluar la efectividad de los modelos propuestos, se llevó a cabo un estudio de caso en el noreste de China. Este estudio permitió verificar cómo los modelos RFM y RCSO pueden ser aplicados en condiciones reales y demostrar su capacidad para optimizar la programación de transmisión de SWP [15].

En [6] se expone un control de los excedentes de energía para sistemas fotovoltaicos, para esto se divide en distintos módulos:

- **Monitoreo:** En este módulo se mide la corriente generada y de carga, el voltaje del generador y el voltaje de la carga y el estado de la batería. Estos valores serán monitoreados para el apartado de control.
- **Control:** En este módulo se realiza la comparación entre los parámetros para determinar si hay excedentes y dependiendo de la existencia o no de ellos envía una señal a los dispositivos de maniobra cambiando el sistema entre sus dos condiciones (1. Inyectar la energía a la red. 2. Inyectar la energía a un sistema de baterías).
- **Actuación**: En este módulo se realizan los cambios entre las dos configuraciones, para esto se usaron contactores auxiliares.
- **Software:** En este módulo para el sistema de gestión se desarrolló un software que permite visualizar los parámetros del sistema e identifica gráficamente la condición de operación, el perfil de carga y generación de energía [6].

En el artículo [16] se presenta un sistema inteligente de gestión de oferta y demanda de energía eléctrica en una red completa de producción y consumo de electricidad. El sistema está basado en una micro red inteligente (MSG) que incluye una celda solar, una turbina eólica, un generador diésel y un sistema de almacenamiento de baterías. También se modelan edificios inteligentes con diferentes tipos de cargas. Se han propuesto diferentes tipos de controladores difusos inteligentes para la gestión distribuida, optimizados mediante un algoritmo genético de clasificación no dominada-II (NSGAII), que es un método de optimización multiobjetivo. Las funciones objetivo del proceso de optimización son la máxima comodidad del usuario, la cantidad de uso de energía renovable, costo mínimo de consumo total de energía, consumo total de energía en hora punta y la probabilidad de pérdida de suministro eléctrico de la microrred (MSG, por sus siglas en inglés). También se han considerado varias incertidumbres del mundo real. La característica distintiva más crucial de esta propuesta es el diseño de controladores para administrar la demanda y el suministro de electricidad sin la necesidad de mejora. Los experimentos de comparación muestran la superioridad de este método en términos

de optimización de los resultados, bajo volumen de procesamiento requerido para implementar controladores reales y su resistencia a las condiciones cambiantes [16]

Con la información anterior, se tienen varias propuestas para el manejo de excedentes. Teniendo esto en cuenta, se debe acotar la propuesta a un caso de estudio específico, ya sea eólico o solar, y determinar la cantidad de potencia. Además, se deben seleccionar las posibles condiciones del sistema y sus restricciones, como la quema de energía, el almacenamiento o la inyección a la red. Todo esto debe ser controlado a través de un apartado de control, donde se seleccionarán los parámetros o condiciones bajo los cuales el sistema operará, considerando el despacho del día, el estado de las baterías o la capacidad de carga de la línea. Finalmente, se debe observar cómo mejorar la eficiencia del sistema.

3 Revisión normativa mundial y nacional para el manejo de excedentes de energía.

En el presente capítulo se abordará una revisión de la normativa en distintas zonas del mundo, como lo son Europa, Asia, Norteamérica y Latinoamérica, exponiendo los aspectos más importantes de dicha normativa, las consideraciones clave y los procesos necesarios para realizar conexiones a la red. Esto tiene como objetivo identificar similitudes, diferencias y tendencias que se replican a lo largo del mundo en la regulación aplicada a los generadores distribuidos, con el fin de anticipar un escenario regulatorio en Colombia y determinar la mejor manera de gestionar los excedentes de energía en el país.

3.1 Normatividad para el manejo de excedentes en Asia, Europa y Norte América

Se realizó una revisión al marco regulatorio de diferentes zonas del mundo buscando un representante por región, en el caso de Asia se consultó Japón, en Europa el país sobre el cual se realizó el análisis fue España y para Norte América se consultó sobre Estados Unidos.

3.1.1 Normativa en Japón

En Japón antes del accidente de Fukushima, la energía solar fotovoltaica jugaba un papel menor en el suministro de la demanda de energía debido a la falta de una estructura regulatoria enfocada en las energías renovables. Sin embargo, se llevaron a cabo algunos programas de investigación y desarrollo y se introdujeron políticas de subsidios y estándares de cartera de renovables que ayudaron a aumentar la captación de energía solar fotovoltaica en el país, estos incentivos y regulaciones están definidos en el Feed-in Tariff (FIT) y Feed-in Premium (FIP) [17].

En enero de 2009, el gobierno reinició el esquema de subsidios por un monto de 70.000 JPY por kW y adoptó un esquema de tarifas de alimentación FIT en noviembre de 2009. El esquema FIT solo era elegible para la energía solar fotovoltaica y para una instalación de hasta 500 kW. La tasa FIT era de 48 JPY por kWh para instalaciones domésticas y se pagaba por una duración de 10 años. A diferencia de otros países, el esquema FIT de Japón obligaba a las empresas de servicios públicos a comprar solo el excedente de electricidad generado a partir de los paneles solares fotovoltaicos. A pesar de la restricción, la capacidad instalada creció más del doble de la registrada en 2008, alcanzando un valor acumulado de 4,9 GW en 2011, y se estima que más del 90% de las instalaciones fotovoltaicas se llevaron a cabo en edificios residenciales. El esquema FIT finalizó el 30 de junio de 2012 [17], la Ley N° 108, aprobada en agosto de 2011, introdujo un nuevo FIT para la compra de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables por parte de empresas eléctricas. Este FIT comenzó a operar el 1 de julio de 2012 e incluyó otras fuentes renovables además de la energía solar fotovoltaica, como la eólica, geotérmica, hidroeléctrica y biomasa. El objetivo del esquema es lograr entre el 35% y el 38% de la energía sea proveniente de fuentes renovables para el año 2030, con una capacidad instalada de energía solar fotovoltaica de 28 GW para el año 2020 y 50 GW para el año 2030. El esquema FIT es financiado por los propios consumidores, con un aumento promedio en las facturas de electricidad de JPY 100 por mes. Este nuevo esquema FIT está dirigido a segmentos no residenciales, como proyectos fotovoltaicos a gran escala en los sectores comerciales e industriales [18].

3.1.1.1 Sistema FIT

El sistema FIT es un sistema en el que la energía eléctrica generada por equipos de generación de energía renovable siempre es comprada por la compañía eléctrica a un precio fijo durante el período de compra. El precio de la electricidad (precio de mercado) fluctúa dependiendo del equilibrio entre oferta y demanda, pero independientemente de las fluctuaciones de precios, la electricidad se compra a un precio fijo y cualquier escasez se subvenciona mediante impuestos a las energías renovables. Además de garantizar la compra de la electricidad generada, existen disposiciones especiales que eximen del riesgo de desequilibrio. Gracias al sistema FIT, la introducción de la generación de energía solar ha logrado un gran avance porque las empresas pueden ingresar al negocio de la generación de energía con tranquilidad sin preocuparse por productos no vendidos en el mercado o discrepancias entre los planes de generación de energía y los resultados reales [18]. En la Figura 3.1, la línea morada muestra el precio horario en bolsa, mientras que la línea azul representa el precio FIT. La diferencia entre estas dos líneas corresponde al subsidio.

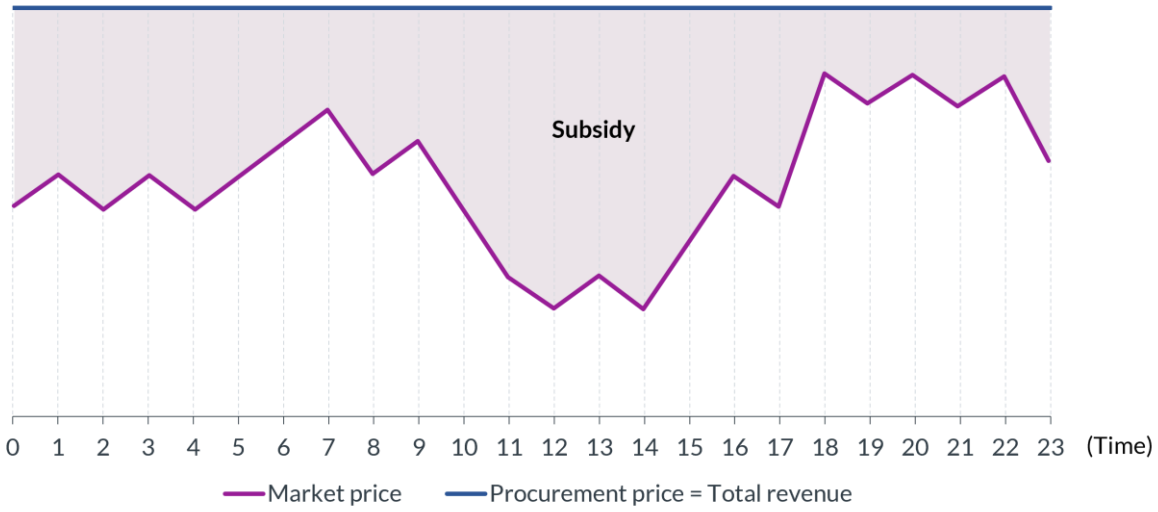


Figura 3.1 Pago en sistema FIT
Fuente: Recuperada de "https://www.ashurst.com/en/insights/japans-renewable-fip-scheme-and-recent-changes-to-the-regime-for-battery-storage/"

El precio y el período de adquisición se determinan para cada fuente de energía en función de los costos que normalmente serían necesarios si el negocio se llevara a cabo de manera eficiente, teniendo en cuenta los objetivos de precios y las ganancias adecuadas. En la Tabla 3.1, se observa la disminución de los precios del FIT en los últimos 3 años para la energía solar [19].

Tabla 3.1 Precio FIT energía solar

	Precio de adquisición por 1kWh		
	50kW o mas	10kW -50kW	<10 kW
2021	11 JPY	12 JPY	19 JPY
2022	10 JPY	11 JPY	17 JPY
2023	9,5 JPY	10 JPY	16 JPY

Fuente: https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/fit_kakaku.html

3.1.1.2 Sistema FIP

El sistema FIP es un mecanismo en el que un operador comercial recibe una prima durante un período fijo por la diferencia entre el precio estándar y el precio de referencia definidos en la nueva ley de energía renovable. Los operadores comerciales venden la electricidad en el mercado mayorista de energía eléctrica y reciben un subsidio de promoción del suministro pagado por la Organización de Japón para la Coordinación Interregional de Operadores de Transmisión (OCCTO, por sus siglas en inglés). El precio estándar se determina con base al costo que normalmente se requeriría para llevar a cabo el proyecto de manera eficiente, mientras que el precio de referencia se basa en el precio promedio en el mercado mayorista de comercialización de energía eléctrica. El sistema FIP tiene como objetivo mejorar el negocio eléctrico de energías renovables y promover su integración en el mercado eléctrico general, y coexistirá con el sistema FIT bajo la nueva ley de energías renovables. El sistema FIP se posiciona como un punto intermedio entre el generoso sistema FIT y la autosuficiencia, y el objetivo es introducirlo en la mayor medida posible minimizando al mismo tiempo la carga para el público. Además de promover la integración en el mercado, el sistema fue diseñado para garantizar la motivación de la inversión al brindar la previsibilidad de recuperar la inversión a través de los ingresos de la generación de energía. Cuando el precio de mercado es bajo y los "ingresos de mercado" son bajos, la "prima" aumenta, y cuando el precio de mercado es alto y los "ingresos de mercado" son grandes, la "prima" es pequeña o llega a 0 JPY. El sistema FIP alienta a las empresas de generación de energía a ir más allá del generoso sistema FIT para volverse independientes e integrarse en el mercado eléctrico, al tiempo que brinda apoyo premium para garantizar incentivos a la inversión [20], en la Figura 3.2 se observa cómo funciona el pago en el sistema FIP, representado por la línea azul y el precio de bolsa horaria, indicado por la línea morada. La diferencia entre ambas líneas corresponde al subsidio.

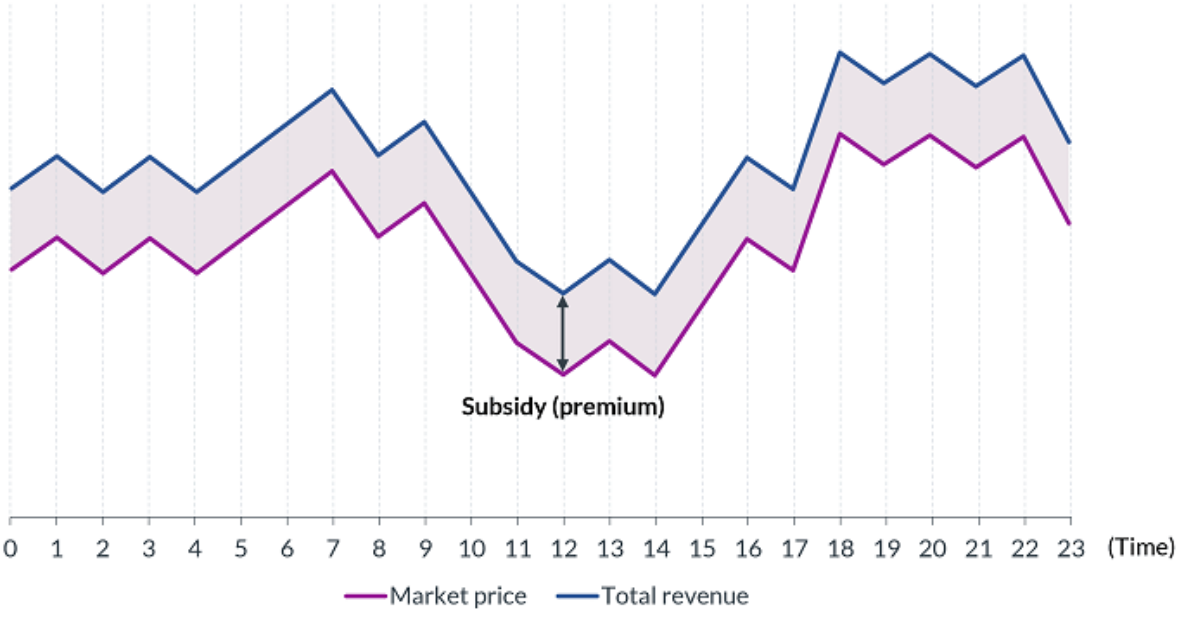


Figura 3.2 Pago en sistema FIP
Fuente: Recuperada de "https://www.ashurst.com/en/insights/japans-renewable-fip-scheme-and-recent-changes-to-the-regime-for-battery-storage/"

El ingreso que se recibe bajo el esquema FIP se describe como "precio de venta de electricidad + prima". Entonces, ¿cuánto es esa prima?

El precio unitario de la prima (Prima unitaria) = Precio de referencia - Precio de referencia mensual.

La cantidad resultante de restar el "precio de referencia mensual", que se calcula mensualmente, del "precio de referencia fijo" durante el período del FIP, es el "precio unitario de la prima". Dado que el "precio de referencia mensual" varía cada mes, el "precio unitario de la prima" también varía en consecuencia.[20]

¿Qué es el precio de referencia?

El precio de referencia es similar al conocido precio de compra del FIT y se establece teniendo en cuenta los costos estimados necesarios y una ganancia justa, entre otros factores. También se le llama "precio FIP". El precio de referencia es constante a lo largo del período en el que se otorgan las primas (20 años). Después del inicio del esquema FIP, el precio de referencia se mantendrá inicialmente al mismo nivel que el precio de adquisición del FIT. Para el año fiscal 2022, el precio por kWh para aquellos que no están sujetos a la subasta del FIP es de 10 JPY por kWh, mientras que para aquellos sujetos a la subasta del FIP, el precio se determina mediante la subasta.

¿Qué es el precio de referencia mensual?

El precio de referencia mensual es el ingreso esperado al vender electricidad en el mercado, calculado mecánicamente en función del precio promedio del mercado, y se calcula mensualmente. La electricidad generada por energía solar tiene un valor en términos de kWh de electricidad y un valor ambiental. El "precio de referencia" se calcula restando el "costo de equilibrio" que se otorga al inicio del FIP del precio total, que se compone del "precio de electricidad" negociado en el mercado mayorista de electricidad y el "precio del valor ambiental" negociado en el mercado de valores no fósiles. Esto se considera como "ingreso esperado" y se denomina "precio de referencia".[20]

3.1.1.3 Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías (BESS)

Para facilitar el logro de los objetivos de mezcla energética y neutralidad de carbono planificados por Japón, y dadas las condiciones actuales del mercado, el Gobierno japonés asignó 13 mil millones JPY para promover el Sistema de Almacenamiento de Energía Independiente (Stand-alone BESS) con subsidios como parte de su presupuesto suplementario del año fiscal 2021. El programa de subsidios inicial para cubrir los costos de construcción de Stand-alone BESS estuvo abierto a los solicitantes desde el 16 de febrero de 2022 hasta el 11 de marzo de 2022.

Para ser elegible, un BESS debe ser un Stand-alone BESS con una capacidad de salida mínima de 1,000 kW. Excepto para algunas categorías especiales de baterías de almacenamiento, un Stand-alone BESS con una capacidad de salida de 1,000 kW o más pero menos de 10,000 kW tenía derecho a recibir una subvención de hasta 1/3 del costo total de construcción, y un Stand-alone BESS con una capacidad de salida de 10,000 kW o más tenía derecho a recibir una subvención de hasta 1/2 del costo total de construcción. En ambos casos, el monto total de la subvención por solicitud se limitó a 2.5 mil millones JPY [18].

3.1.2 Normativa en España

En 1997, se inició la incorporación de las energías renovables en España mediante la Ley 54 [21]. Sin embargo, no fue hasta 2007, con la implementación del Real Decreto 661 [22], que se aceleró significativamente la adopción de esta tecnología. Este decreto otorgaba incentivos y beneficios especialmente a instalaciones con una capacidad superior a 100 kW. Gracias a los incentivos proporcionados por el Real Decreto 661, la capacidad instalada de energía solar experimentó un notable crecimiento, pasando de 103 MW en 2006 a 2708 MW en 2008. Este aumento tan pronunciado llevó a la promulgación del Real Decreto 1578 en 2008 [23], que estableció un límite

anual de potencia que el gobierno se comprometía a respaldar. Este límite para nuevas instalaciones se fijó en 400 MW por año, junto con la implementación de un período definido durante el cual las instalaciones podían acceder a los subsidios. No obstante, en 2012, se introdujo un cambio significativo con la implementación de un impuesto del 7% para todos los generadores, marcando una nueva fase en la evolución de la política energética en España [24].

En España la definición de autoconsumo se encuentra en el numeral 9.1 de la Ley 24 del 2013 [25] definiéndolo como: "consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos". Además, en esta ley se añaden dos modalidades de autoconsumo, autoconsumo sin excedentes que nunca puede inyectar energía a la red y autoconsumo con excedentes que si puede inyectar excedentes a la red, en este último caso se dividen en compensados y no compensados, para que pueda ser compensado debe cumplir con los siguientes requisitos:

- La fuente de energía primaria sea de origen renovable.
- La potencia total de las instalaciones de producción asociadas no sea superior a 100 kW.
- Si resultase necesario realizar un contrato de suministro para servicios auxiliares de producción, el consumidor debe suscribir un único contrato de suministro para el consumo asociado y para los consumos auxiliares de producción con una empresa comercializadora, según lo dispuesto en el artículo 9.2 del presente real decreto: "se desarrollará el concepto de instalaciones próximas a efectos de autoconsumo. En todo caso se entenderán como tales las que estén conectadas en la red interior de los consumidores asociados, estén unidas a estos a través de líneas directas o estén conectadas a la red de baja tensión derivada del mismo centro de transformación".
- El consumidor y productor asociado deben haber suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo.
- La instalación de producción no tenga otorgado un régimen retributivo adicional o específico.

Todos los consumidores que cuenten con una instalación de autoconsumo deben tener un equipo de medida bidireccional en el punto de frontera, el encargado de esta lectura será el distribuidor. Además, para poder inyectar a la red hay una regulación del factor de potencia que se realizará, en el punto frontera, haciendo uso del equipo de medida ubicado en el punto frontera que registra la energía horaria consumida de la red y, en su caso, del equipo de medida de la generación neta.

Cuando una instalación no recibe compensación por excedentes, suele deberse a que su potencia total supera los 100 kW. En estos casos, la instalación ya no se considera dentro del marco de autoconsumo, sino que se clasifica como un productor de energía. En esta situación, si el productor desea capitalizar los excedentes, debe participar en el mercado de energía, donde la venta de la energía está sujeta a variables como la hora del día, el día de la semana, el mes y otros factores que influyen en los precios de la energía.

Mecanismo de compensación simplificada

Para el productor y el consumidor se realizará la compensación teniendo en cuenta el déficit del consumo y la totalidad de los excedentes, del Real Decreto 244/2019 [26] se sabe que "El mecanismo de compensación simplificada consistirá en un saldo en términos económicos de la energía consumida en el periodo de facturación con las siguientes características:

- En el caso de que se disponga de un contrato de suministro con una comercializadora libre:
  - La energía horaria consumida de la red será valorada al precio horario acordado entre las partes.
  - La energía horaria excedentaria, será valorada al precio horario acordado entre las partes.

- En el caso de que se disponga de un contrato de suministro al precio voluntario para el pequeño consumidor con una comercializadora de referencia:
  - La energía horaria consumida de la red será valorada al coste horario de energía del precio voluntario para el pequeño consumidor en cada hora, TCUh, definido en el artículo 7 del Real Decreto 216/2014 [27] como: "se determinarán a partir de los peajes de transporte y distribución y de los cargos asociados a cada punto de suministro y estarán compuestos por un término de potencia de peajes y cargos, un término de energía de peajes y cargos, un término correspondiente al coste horario de la energía y, en su caso, un término de la energía reactiva".
  - La energía horaria excedentaria, será valorada al precio medio horario, Pmh; obtenido a partir de los resultados del mercado diario e intradiario en la hora h, menos el coste de los desvíos horarios por MWh (CDSVh)."

3.1.2.1 Peaje de acceso a las redes de transporte y distribución de aplicación a los consumos en las modalidades de autoconsumo

Para determinar los componentes de la facturación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución a los sujetos acogidos a la modalidad de autoconsumo con excedentes no acogida a compensación que no dispongan de un único contrato de suministro según lo dispuesto en el artículo 9.2 del Real Decreto 244/2019 [26] y al productor asociado por sus servicios auxiliares de producción, se aplicarán los siguientes criterios:

1. Cuando la energía consumida por servicios auxiliares de producción es mayor que cero:

- Para controlar la potencia del consumidor asociado:
  - Si la instalación cumple con la configuración descrita en los artículos 10.2 y 10.3, se utiliza el equipo de medida en el punto de frontera. La configuración descrita en dichos artículos aplica en los siguientes casos: consumidores acogidos a cualquier modalidad de autoconsumo; cuando se realice autoconsumo colectivo; si la instalación de generación es próxima a través de red; cuando la tecnología de generación no sea renovable, de cogeneración o basada en residuos; en autoconsumo con excedentes no acogido a compensación; si no existe un único contrato de suministro; y en instalaciones de generación con potencia aparente nominal igual o superior a 12 MVA.
  - Si la instalación tiene la configuración de medida detallada en el apartado 10.4 "los sujetos acogidos a la modalidad de autoconsumo individual con excedentes no acogida a compensación", se usa el equipo de medida del consumidor asociado.
- El control de la potencia de los consumos de servicios auxiliares de producción se realiza utilizando el equipo que registre la energía horaria neta generada.

2. Cuando la energía neta generada es mayor que cero:

- Para controlar la potencia del consumidor asociado:
  - Si la instalación cumple con la configuración descrita en los artículos 10.2 y 10.3, se utiliza el equipo de medida en el punto de frontera. La configuración descrita en dichos artículos aplica en los siguientes casos: consumidores acogidos a cualquier modalidad de autoconsumo; cuando se realice autoconsumo colectivo; si la instalación de generación es próxima a través de red; cuando la tecnología de generación no sea renovable, de cogeneración o basada en residuos; en autoconsumo con excedentes no acogido a compensación; si no existe un único contrato de suministro; y en instalaciones de generación con potencia aparente nominal igual o superior a 12 MVA.

- Si la instalación tiene la configuración de medida detallada en el apartado 10.4 “los sujetos acogidos a la modalidad de autoconsumo individual con excedentes no acogida a compensación”, se usa el equipo de medida del consumidor asociado.

3. En cuanto a la facturación de la energía activa:

- Se considera la energía horaria consumida por los servicios auxiliares de producción.
- La facturación del consumidor asociado se calcula restando la energía horaria consumida por los servicios auxiliares de producción de la energía horaria consumida de la red.
- Para los consumos de los servicios auxiliares de producción, la facturación se realiza utilizando el equipo que registre la energía horaria neta generada.

4. Para la facturación de energía reactiva:

- Se utiliza el equipo de medida correspondiente según la configuración de la instalación: el del punto frontera o el del consumidor asociado.
- Para los consumos de los servicios auxiliares de producción, se emplea el equipo que registre la energía horaria neta generada.

3.1.3 Normativa en California y Texas (Estados Unidos)

En el análisis de la normativa norteamericana se encontró un aspecto para tener en cuenta, este es el cómo se legisla en los Estados Unidos, al ser un gobierno federal democrático [28], cada estado es libre de legislar sus propias leyes, por lo cual se limitó la revisión a dos estados, el estado de Texas puesto que es el estado que mayor producción de energía renovable tiene en el país y el estado de California que ocupa el segundo lugar [29]. Las fuentes de energía que se consideran renovables son [30]:

- Fotovoltaica
- Hidroeléctrica
- Biomasa
- Eólica

En el presente trabajo monográfico se discrimina la generación hidroeléctrica por la definición dada anteriormente de fuentes de energía renovables no convencionales, en la Figura 3.3 se puede observar la tendencia creciente de la generación renovable [29].

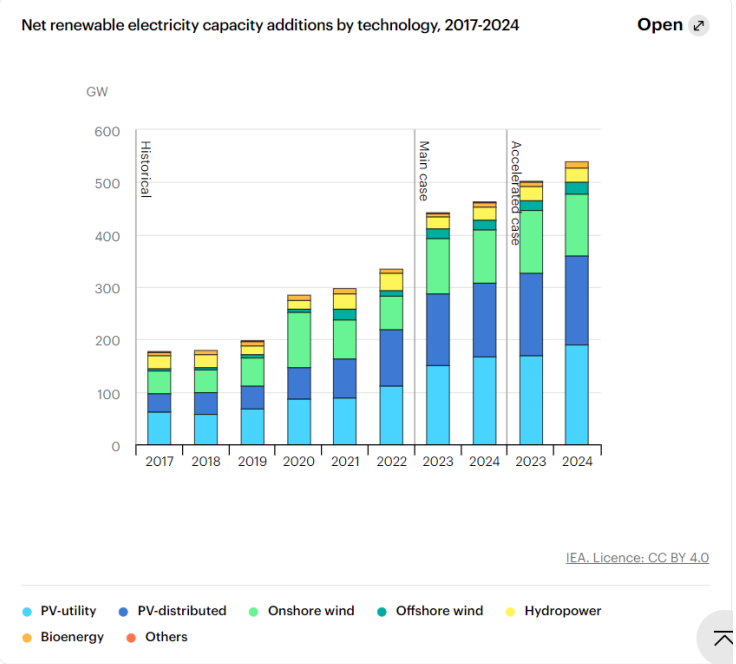


Figura 3.3 Capacidad de energías renovables de 2017-2024
Fuente: Recuperada de "https://www.iea.org/energysystem/renewables"

Como se observa en la Figura 3.3 el crecimiento de la generación de energía eléctrica por fuentes renovables en Norteamérica va a un ritmo avanzado, por lo cual se hace importante consultar y analizar cómo se están tratando los excedentes de energía en la región.

California y Texas son dos casos muy importantes para tener en cuenta, pues estos dos estados manejan una legislación diferente en torno al manejo de excedentes de energía eléctrica. Su principal diferencia radica en el manejo del concepto de net metering (Concepto que en Texas no se maneja).

3.1.3.1 Normativa y regulación en Texas

Para abordar la regulación y hacer síntesis de los aspectos más importantes se deben manejar ciertos conceptos propios de la región los cuales son [31]:

- ***ERCOT***: Consejo de confiabilidad eléctrica de Texas
- ***PUC:*** Comisión de servicios públicos

En Texas la PUC posee en el capítulo 25: Normas sustantivas aplicables a los proveedores eléctricos de servicio en el cual en ningún momento se hace referencia a mecanismos de "net metering", sino al contrario en Texas por su peculiar mercado energético predominan distintos mecanismos o alternativas que brinda cada compañía energética en la zona a sus usuarios. Es importante en este punto resaltar que el estado de Texas posee zonas reguladas y zonas no reguladas, este concepto hace referencia a:

- **Zonas reguladas**: Zonas donde el proveedor del servicio eléctrico ya está definido y los usuarios no tienen alternativa para escoger quien les provee el servicio.
- **Zonas no reguladas**: Zonas donde el proveedor del servicio eléctrico no está definido por el estado, existen diferentes proveedores, con distintas características y beneficios. En estas zonas el usuario es quien tiene la facultad de escoger que proveedor de servicios energéticos se ajusta más a sus necesidades y requerimientos.

En Texas, "se promulgo la reestructuración del mercado eléctrico" por la *Texas State Legislature* esta con el fin de evitar un monopolio en la compra y venta de energía, se desreguló el mercado en el

estado, con lo anterior los usuarios ahora iban a poder elegir libremente entre distintos proveedores de energía que iban a estar presentes en el mercado, con lo anterior se promovió el libre mercado, la competencia y la continua mejora de los servicios con el fin de presentar propuestas más atractivas para los usuarios [32].

Además, se definieron los siguientes ítems para salvaguardar al cliente:

- Electricidad segura, confiable y a un precio razonable.
- Privacidad del consumo del cliente e información verídica.
- Facturas presentadas en un formato claro y facilidades para entender la misma.
- Protección contra discriminación de cualquier tipo al momento de prestar el servicio.
- Exactitud de la medición y facturación.

Con lo anterior también se agregaron premisas acerca de los recursos energéticos distribuidos (DER, por sus siglas en inglés). Se define que para una persona que agregue recursos energéticos distribuidos:

- No está en una obligación de registrarse como una empresa de generación de energía.
- Debe cumplir con las reglas y requisitos de registro establecidos.
- No está libre del cumplimiento de los estatutos y reglas.

Además, se deben tener en cuenta los siguientes conceptos:

- **Agregador:**

Se define como agregador a aquella persona que reúne a dos o más clientes, esto con el fin de negociar la compra de electricidad a los proveedores directamente en una sola unidad de compra.

- **Generación distribuida:**

La generación distribuida es definida como “Una instalación de generación eléctrica, incluida una instalación de almacenamiento de energía” que cumplan las siguientes condiciones:

- Tensión menor a 60 kV.
- Se pueda conectar en paralelo al sistema de servicios públicos.

Con lo anterior es claro que Texas implementó un modelo de libre mercado en la energía eléctrica, pero lo anterior no se aplicó a todo el estado por lo cual en la Figura 3.4 se observa la distribución de estos:

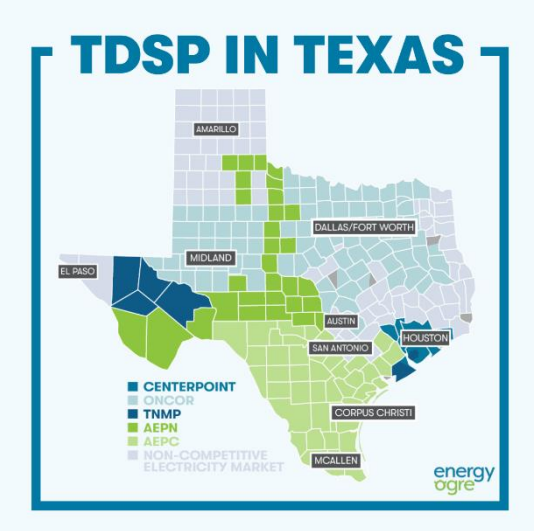


Figura 3.4 Zonas desreguladas
Fuente: Recuperada de
"https://www.energyogre.com/deregulated-cities-texas"

Por lo tanto, al no existir regulación acerca de los excedentes de energía en el estado, cada compañía es libre de ofrecer diferentes beneficios como se mencionó anteriormente, así que para analizar los mismos se debe realizar la siguiente segmentación:

- **Manejo de excedentes en zonas reguladas.**

En estas zonas, el usuario al tener definido un operador de red, se tiene que adaptar a los beneficios o alternativas que dicha compañía le brinde. No puede elegir, lo que implica que el manejo de excedentes se encuentra limitado a lo que brinde la compañía en ese lugar.

- **Manejo de excedentes en zonas no reguladas.**

En estas zonas el usuario debe primero escoger uno de los proveedores minoristas de electricidad (REP, por sus siglas en inglés). Estos proveedores pueden ofrecer diferentes beneficios para ser más atractivos ante los clientes, uno de estos beneficios es la compensación por excedentes de energía, en 2023 se encuentra que los REP que ofrecen este beneficio son:

- Reliant
- MP2 Energy
- Octopus
- TXU Energy
- Reliant
- Green Mountain Energy
- Pulse Power
- Rhythm

Los proveedores anteriormente mencionados, son los únicos que manejan un tipo de compensación por excedentes de energía, pero no todos ellos lo hacen de la misma manera, se tienen las siguientes 3 alternativas: Planes de medición neta en tiempo real, planes con límite de crédito y planes sin límite de crédito. Estos funcionan de la siguiente manera:

- **Planes sin límite de crédito:**

Consisten en suministrar excedentes de energía a la red sin un límite, siendo así beneficioso para los usuarios, pues al no existir un límite de crédito todos los excedentes que el usuario genere e inyecte a la red le serán pagados. Estos créditos son pagados mediante la factura, así en momentos en los cuales la generación propia no sea suficiente se recurrirá a estos créditos para disminuir el valor de la factura o si es posible llevarla a costo 0. Además, es importante recalcar que estos créditos pueden ser transferidos de mes a mes.

- **Planes con límite de crédito:**

Consisten en planes en los cuales todos los excedentes de energía que se inyecten a la red antes de un valor limite, impuesto por la compañía suministradora del servicio le serán pagados al usuario en forma de crédito. Funcionan de la misma manera que los vistos anteriormente con la limitante del crédito, pues si este límite se excede, estas inyecciones a la red ya no serán compensadas. Además, es importante recalcar que este límite se encuentra definido por la cantidad de energía eléctrica que el usuario consume de la red. Por lo tanto, si se consume 1 kWh de la red, el límite de crédito será de 1kWh.

- **Medición neta:**

Consisten en planes de pago en el momento de la inyección del excedente. Para entender lo anterior se hace necesario recordar que el precio de la energía varia con el tiempo, dependiendo de la hora del día esta tiene un valor diferente por lo cual, la compañía que suministra el servicio paga el excedente de energía al precio de ese instante, y se realiza un balance en tiempo real de la generación y consumo del usuario, además se hace importante recalcar que bajo esta estrategia no existe un límite de crédito que pueda generar el usuario.

Como se pudo evidenciar la no regulación del estado de Texas hace que el manejo de excedentes sea regido por las compañías, no existiendo una uniformidad, lo anterior en torno a estrategias y tarifas, dado que, aunque dos compañías adopten la misma estrategia pueden adoptar diferentes tarifas para retribuir en crédito a sus usuarios, por lo tanto, este último debe analizar de manera detallada cada opción que tiene con el fin de encontrar la mejor para sus necesidades.

3.1.3.2 Normativa y regulación en California.

El estado de california es el segundo estado que más genera energía de fuentes de energía renovables no convencionales, pero a diferencia del estado de Texas este si cuenta con regulación acerca del tema, es importante antes de analizar las diferentes estrategias entender los siguientes términos [33]:

- ***CPUC:*** Comisión de servicios públicos.
- ***NEM:*** Medición de energía neta.
- ***NBT:*** Tarifa de facturación neta.

En el estado de California se permite a los usuarios realizar instalaciones de distintas fuentes de energía renovable para su propio abastecimiento, las fuentes permitidas son:

- Solar.
- Eólica.
- Biogás.
- Biomasa.
- Pequeñas centrales hidroeléctricas.
- Corrientes oceánicas.

Además, el estado de California permite a sus usuarios recibir una compensación en forma de créditos de energía para su factura por la inyección de excedentes de energía a la red, caso diferente al estado

de Texas en California si existe regulación clara respecto al tema la cual se debe analizar, además se debe hacer énfasis en los dos programas existentes para la gestión de excedentes en california:

- **Medición neta de energía (NEM 2.0)**

Es el antiguo programa implementado en California para la compensación a usuarios- generadores que inyecten excedentes de energía a la red. Según estadísticas oficiales, más del 90% de los clientes con instalaciones solares se encuentran interconectados a la red [33], estos clientes reciben compensaciones por la generación excedente inyectada a la red en forma de créditos de energía, créditos que son aplicados a las facturas de los clientes mes a mes, dependiendo de la cantidad de energía excedente inyectada a la red.

Este programa no exenta a los clientes o usuarios generadores de los diferentes beneficios que tendría un usuario que solo consume.

Un aspecto importante para resaltar es que sucede cuando se cumplen 12 meses y el usuario generador ha inyectado los suficientes excedentes de energía a la red para que la compensación sea mayor que el gasto del usuario, en estos casos se aplica una tarifa llamada "Compensación del excedente neto" (NSC, por sus siglas en inglés). Esta tarifa está basada en la energía reciente del mercado. Entre los beneficios más importantes que se presentan en este programa están:

- Pago único por interconexión al sistema.
- Cobros en intervalos de los kWh Consumidos de la red.
- Permanecer en el programa 20 años desde la conexión inicial.

- **Facturación neta de energía *(NBT o NEM 3.0)***

La facturación neta de energía NEM 3.0 es un nuevo programa que empezó a implementarse en abril de 2023. En el cual se han reducido las tarifas a pagar los usuarios-generadores. Reducción en torno a un 70,75%. El NEM 3.0 se implementa a todas las nuevas instalaciones a partir de abril de 2023. De manera no retroactiva, lo que significa que aquellas personas que están bajo el programa anterior NEM 2.0 seguirán con los beneficios mencionados anteriormente con un plazo máximo de 20 años desde el momento de instalación. Esto hace importante exponer los puntos más relevantes que se cambiaron en del programa:

- Reduce el pedido de facturación, pasa a ser mensual.

3.2 Normatividad para el manejo de excedentes en Latinoamérica

Para Latinoamérica se consultó más de un país con el fin de observar la tendencia que tiene la región. Se le dio más importancia por ser la región a la cual pertenece Colombia que es el caso de estudio al que va enfocado el presente texto

3.2.1 Normativa en Argentina

En la República Argentina las generalidades y puntos acerca de la generación distribuida y más específicamente del tema de interés, el manejo de excedentes y su inyección a la red, se encuentran en la ley 27424 "Régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública" y se definen los siguientes conceptos: [34]

- **Generación de energía eléctrica**: Generación de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables que es producida por los usuarios de la red de distribución en el mismo punto donde se encuentra la demanda.

- **Balance neto de facturación**: Al sistema que compensa en la facturación los costos de la energía eléctrica demandada con el valor de la energía eléctrica inyectada a la red de distribución conforme el sistema de facturación que establezca la reglamentada.
- **Energía inyectada**: A la energía eléctrica efectivamente entregada a la red de distribución en el punto de suministro del domicilio del usuario – generador, de acuerdo con el principio de libre acceso establecido en la ley 24065.

La presente ley tiene como objetivos principales:

- Reducir de pérdidas en el sistema interconectado.
- Reducción de costos del sistema eléctrico.
- Protección ambiental.

En diferentes aspectos se busca fomentar la capacidad de los equipos de generación distribuida con el fin de llegar a 1.000 MW de capacidad instalada para el 2030.

Se categoriza la UG (Usuario Generador) de la siguiente manera [35]

- ***UGpe***: Equipo de generación distribuida hasta 3 kW, en baja tensión.
- ***UGme***: Equipo de generación distribuida mayor a 3 kW y menor a 300 kW, en baja y media tensión.
- ***EGma***: Equipo de generación distribuida mayor a 300 kV y hasta 2 MW, en baja y media tensión.

En el apartado técnico se establecen las condiciones tácticas, aspectos como protecciones eléctricas, unifilar de conexión y certificado de componentes. Sumado al RENUGER (Registro Nacional de Usuarios-Generadores de Energías Renovables) se reglamenta en la disposición Nº 28/2019 SSERyEE en donde se incorporan tecnologías.

Los agentes que se definen para este proceso son:

- Usuario.
- Distribuidor.
- Instalador calificado.
- Autoridad de aplicación

El beneficio proporcional se da en función por unidad de potencia, además se establece el tope máximo a pagar por el beneficio. Artículos y aspectos vitales para resaltar en la ley 27424 [34]

- Todo usuario-generador tiene derecho a generar para autoconsumo energía, siempre y cuando esta provenga de fuentes renovables. Además, podrá inyectar los excedentes de energía siempre y cuando cumpla los requisitos técnicos. Artículo 5.
- Se establecen beneficios proporcionales en forma de bonos sobre el costo de adquisición de los equipos de generación distribuida. Artículo 26.
- Cada distribuidor de manera independiente calculará la compensación y será el responsable de administrar la remuneración por la energía inyectada a la red, producto de la generación de energía. Se basará en el modelo de balance neto de facturación. Articulo 12.
- El precio de la tarifa de inyección que sea entregado a la red estará establecido por la reglamentación de manera acorde al precio estacional correspondiente a cada tipo de usuario. Articulo 12-C.

De lo anterior se entiende el funcionamiento general de los excedentes de energía en la República Argentina. Ahora se revisa la compensación económica. En este caso y teniendo en cuenta el siguiente aspecto relevante:

- La potencia máxima que se puede conectar es aquella que se tiene contratada por la empresa distribuidora de energía.

En lo anterior se encuentra una limitante importante al momento de inyectar a la red. Por otra parte, la compensación en caso de un saldo a favor del usuario-generador se proporcionará en forma de crédito. El último aspecto para analizar es el precio pagado al usuario-generador, este será el precio del mercado mayorista. El cual se compone de la siguiente manera:

- Precio Minorista: Precio Estabilizado de la energía (PEE) + Precio Estabilizado del Transporte (PET).

Este precio resulta menor al precio con el cual el usuario adquiere la energía del distribuidor que se compone de la siguiente manera:

- Precio Minorista: Precio Estabilizado de la energía (PEE) + Precio Estabilizado del Transporte (PET)+ el valor agregado de distribución (VAD).

3.2.2 Normativa en Uruguay

En la República del Uruguay, la generación distribuida se define desde 1997 con la Ley 16.832. Los aspectos generales y relevantes sobre la generación distribuida y la gestión de excedentes, así como su inyección a la red, se encuentran detallados en la Ley 18.381, conocida como la "Ley de Promoción de Generación Distribuida de Energía Renovable". Además, con el objetivo de reducir costos de generación y aumentar la sostenibilidad ambiental, Uruguay implementó los decretos 173/010 en 2010 [36] y 43/015 en 2015 [37].

En la normativa anterior se define el micro generador de la siguiente manera:

- **Micro generador:** Es un usuario conectado a la red de distribución en baja tensión que cuenta con instalación de generación de energía de fuentes hidráulicas, eólica, solar o biomasa que intercambia con la red la energía eléctrica producida.

Es importante mencionar un aspecto que difiere un poco con los diferentes países consultados, en Uruguay no se hace referencia a la capacidad máxima del usuario en términos de potencia, sino que en cambio se suministra un valor de corriente máxima. Aunque son formas diferentes de expresar la capacidad, en el fondo hace referencia a lo mismo. Teniendo en cuenta las claridades mencionadas, el micro generador deberá cumplir requisitos técnicos consignados en:

- Capítulo XXVII del reglamento de baja tensión
- Decreto 277/022 del 2002
- Resolución URSEA (163/010)

De acuerdo con el artículo primero del Decreto 173/010 [36], los beneficios para el usuario generador son los siguientes: se compensará la totalidad de la energía que el usuario genere y suministre a la red. El valor de esta compensación será el vigente en el momento para la venta de energía, situación que es muy similar a la de Argentina. Además, el usuario no incurrirá en costos adicionales por el uso de las redes, como una forma de compensar la inversión realizada en la instalación.

En Uruguay además existe una consideración muy importante para tener en cuenta, la diferencia entre micro generador y auto consumidor.

- El micro generador puede inyectar o consumir energía, entendiéndose como un intercambio bidireccional de energía eléctrica con la red.

- El auto consumidor solo tiene permitido generar energía para el mismo, siendo así, este no tiene la posibilidad de inyectar energía a la red. Por lo tanto, el intercambio con la red es netamente unidireccional.

Decreto 43/015:

En este decreto se introdujeron regulaciones para las instalaciones no conectadas al sistema interconectado nacional, estas son nombradas islas, en el decreto se determina que la instalación de líneas de transmisión o generadores en media tensión deben solicitar autorización al ministerio de energía[37].Regulando así a los aerogeneradores de mayor capacidad, pero manteniendo el régimen mencionado anteriormente para los micro generadores. Por lo cual se puede entender la inyección de excedentes en Uruguay en los siguientes aspectos:

- Clasificación entre micro generador y auto consumidor.
- Pago en su totalidad de los excedentes inyectados por el usuario al precio mayorista presente en el mercado.
- Mayores regulaciones para grandes auto generadores instalados fuera del SIN (Sistema Interconectado Nacional).

3.2.3 Normativa en Chile

La normativa chilena se encuentra contemplada en la ley 20571 "Regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales", también conocida como la ley de generación distribuida. En la ley se establece la posibilidad de que tanto usuarios como clientes regulados puedan vender los excedentes de energía generada a la red. Las consideraciones para tener en cuenta son [38]

- Ser cliente regulado.
- Fuentes de generación renovables.
- Potencia máxima de 100kW.

Además, al igual al caso mencionado anteriormente en Uruguay existen diferentes opciones para el usuario generador.

- No inyectar energía a la red [39].
- Proyectos menores a 100kW para clientes regulados [38].
- Proyectos inyectando a la red con capacidad mayor a 100 kW, conocidos como "pequeños medios de generación distribuidos".

Con lo anterior se empieza a observar una tendencia entre países latinoamericanos en cuanto a la gestión, incentivo y forma de retribución para los excedentes de energía inyectados a la red. En lo concerniente al presente trabajo monográfico en Chile se define lo siguiente:

- **Sistema pequeño [Micro generador]:** Es un sistema generador hasta 10kV conectado en baja tensión. Su potencia sumada a la de los demás generadores conectados al mismo transformador no debe superar el 10% de la capacidad nominal del transformador [38]

Ahora se debe prestar especial atención a las implicaciones económicas del proceso. El costo inicial de la generación deberá ser asumido por el usuario-generador, tanto en los equipos, incluyendo el medidor bidireccional, como los trámites y las adecuaciones necesarias [38]

Al momento de compensar a los usuarios se sigue la siguiente metodología:

- Realizar el balance neto de energía [Consumida de la red – Inyectada a la red]
- Descuento de la energía inyectada. El descuento se ve reflejado en la boleta (Factura de energía)

- En caso de que los descuentos sean mayores al valor consumido en la factura se descontará de las facturas futuras.
- En caso de superar un periodo de tiempo (Definido en el contrato) y no se haya podido pagar la totalidad de la energía inyectada, el distribuidor deberá compensar de manera económica al "usuario-generador"

Resaltando los siguientes artículos que contienen los aspectos más importantes para el usuario generador:

- Artículo149 bis "Los usuarios que dispongan para su propio consumo generación de energía eléctrica renovable tendrán derecho a inyectar la energía a la red eléctrica"
- Artículo 15 "Se establece la manera de remunerar las inyecciones"
- Artículo 27" Se establece que el usuario-generador será el encargado de los costos asociados"
- Artículo 36 "Encarga a la distribuidora la responsabilidad de realizar la lectura de la energía y determinar la cantidad de excedentes inyectados"
- Artículo 37 "Establece consideraciones adicionales al pago al usuario-generador"
- Artículo 39" Se establece que el valor pagado al usuario-generador por sus excedentes inyectados tendrá en cuenta factores de pérdidas que alterarán el valor a pagar por la energía inyectada"
- Artículo 40 "Establece que los excedentes inyectados se descontaran de la factura por parte del distribuidor de energía"

Un aspecto importante para resaltar es el valor que da Chile a los excedentes inyectados, puesto que como se observó anteriormente tanto en Uruguay como en Argentina el valor a remunerar era el valor de la energía en el mercado mayorista, en Chile, por el contrario, aunque también se toma el valor de la energía en el mercado mayorista, este se ve afectado por una serie de factores de pérdidas, que a grandes rasgos determina que tan útil fue la energía inyectada, reduciendo así el valor a compensar por la energía suministrada a la red. Esta determinación claramente apunta a una reducción de pérdidas en el sistema, así como a mantener una calidad de energía en el mismo.

3.3 Normatividad para el manejo de excedentes en Colombia

En Colombia los excedentes se definen como toda exportación de energía eléctrica realizada por un auto generador. Estos auto generadores se dividen en los de pequeña escala donde su límite de potencia máxima es de 1 MW y los auto generadores de gran escala en la que su potencia máxima alcanza los 5 MW. En Colombia todo el tema de la integración, conexión, medición y comercialización se encuentra en la resolución 174 de 2021 de la CREG. A continuación, se seleccionaron los artículos más relevantes al tema de GD, Autogeneración a Pequeña Escala (AGPE) y excedentes de energía [3].

3.3.1.1 Integración a la red de la autogeneración y la generación distribuida

La regulación colombiana define las distinciones de autogeneración y generación distribuida, por lo tanto, cualquier usuario que quiera estar en esas definiciones debe cumplir lo siguiente:

- Entregar la información que corresponda al operador de red donde se incluya la capacidad instalada y la potencia máxima declarada, el Operador de Red OR debe actualizar y publicar esta información en su página web.
- El valor de capacidad instalada y la potencia máxima debe estar en unidades de kW, con precisión de 3 cifras decimales.
- Cuando el AGPE, AGGE o GD este en operación, el OR debe tener la infraestructura disponible para recibir los excedentes de energía.

3.3.1.2 Condiciones de conexión

Según el artículo 12 "Requisitos para la conexión y operación." de la CREG 174 del 2021 [3], los requisitos para la conexión y operación son los siguientes:

- Para que los AGPE, AGGE o los GD realicen la solicitud de conexión, se deberá diligenciar un formato de conexión simplificado que será diseñado por el CNO y publicado mediante Circular CREG. Cuando este formato deba ser actualizado, el CNO deberá enviar a la Comisión la propuesta de actualización, con el documento que soporte la propuesta, para su análisis y publicación.
- Para que los AGPE y los GD con capacidad instalada o nominal mayor a 100 kW o los AGGE con potencia máxima declarada menor a 5 MW, realicen la solicitud de conexión, se deberá realizar un estudio de conexión simplificado.

El estudio de conexión simplificado no aplica para:

- Los AGPE o AGGE sin entrega de excedentes.
- Los AGPE con entrega de excedentes de capacidad instalada menor o igual a 100 kW.
- Los GD con capacidad instalada menor o igual a 100 kW. El contenido del estudio de conexión simplificado será diseñado por el CNO y publicado mediante Circular CREG.

3.3.1.3 Condiciones de medición

Los requisitos de medición que deberán cumplir los AGPE y los GD son los siguientes:

- El AGPE que no entrega excedentes no tiene la obligación de modificar sus condiciones de medición existentes hasta tanto el usuario sea incluido en el plan de despliegue de la Infraestructura de Medición Avanzada.
- El AGPE que entrega excedentes debe cumplir con los requisitos establecidos para las fronteras de generación en el Código de Medida, a excepción de las siguientes obligaciones:
    a) Contar con el medidor de respaldo de que trata el artículo 13 de la Resolución CREG 038 de 2014: "Las fronteras de generación, las fronteras comerciales conectadas al STN y las fronteras de los puntos de medición tipos 1 y 2 deben contar con un medidor de respaldo para las mediciones de energía activa y de energía reactiva.".
    b) La verificación inicial por parte de la firma de verificación de que trata el artículo 23 de la Resolución CREG 038 de 2014: "El sistema de medición de cada frontera comercial debe ser verificado por el RF antes de su puesta en servicio con el propósito de certificar su conformidad.".
    c) El reporte de las lecturas de la frontera comercial al ASIC cuando se vende la energía al comercializador integrado con el OR al cual se conecta.

3.3.1.4 Comercialización de energía

Alternativas de entrega de los excedentes de AGPE

Los AGPE tienen la opción de vender o entregar sus excedentes de energía según las siguientes alternativas:

1. **AGPE sin utilización de FNCER:**

    A. Venta a generadores o comercializadores destinados exclusivamente a usuarios no regulados, con precio pactado libremente.

B. Entrega al comercializador que atiende al usuario, que puede estar integrado o no con el OR:

- El comercializador está obligado a recibir los excedentes ofrecidos.
- El precio de venta es el precio horario en la bolsa de energía.
- La energía es destinada exclusivamente a usuarios regulados.

2. AGPE con utilización de FNCER:

A. Venta a generadores o comercializadores destinados exclusivamente a usuarios no regulados, con precio pactado libremente.

B. Entrega al comercializador que atiende al usuario, que puede estar integrado o no con el OR:

- El comercializador está obligado a recibir los excedentes ofrecidos.
- El crédito de energía y la valoración horaria de la energía que exceda el crédito se liquidarán al precio horario de bolsa de energía correspondiente.
- La energía es destinada exclusivamente a usuarios regulados.

Tratamiento de Excedentes de los AGPE en el ASIC y el LAC.

1. Cuando los AGPE venden o entregan sus excedentes al comercializador integrado con el OR:

A. El cálculo de la demanda real del comercializador no considerará la energía de los excedentes horarios de estos AGPE.

B. El ASIC calculará y publicará información detallada sobre la demanda comercial no regulada y regulada, considerando los excedentes destinados a cada mercado.

C. El LAC tendrá en cuenta los excedentes horarios de estos AGPE en el cálculo de los cargos de transmisión y distribución de energía eléctrica.

2. Cuando los AGPE venden o entregan sus excedentes a un comercializador diferente al integrado con el OR:

A. El ASIC aplicará reglas específicas para el comercializador integrado con el OR y para el comercializador no integrado con el OR.

B. El LAC también tomará en cuenta los excedentes horarios de estos AGPE en el cálculo de los cargos de transmisión y distribución de energía eléctrica.

Reconocimiento de excedentes de AGPE que utiliza FNCER.

Al final de cada período de facturación, los excedentes de energía de AGPE se clasificarán en dos categorías, como se define en el artículo 26 de esta resolución:

1. **Excedentes que igualan la importación:** Estos se reconocerán como créditos de energía para el AGPE que utiliza FNCER.

2. **Excedentes que superan la importación:** Estos se valorarán según el precio horario de bolsa.

Estas categorías se rigen por las siguientes reglas:

1. **Para AGPE con capacidad instalada o nominal igual o menor a 100 kW (0,1 MW):**

Crédito de Energía: Los excedentes acumulados que no excedan su importación de energía de la red serán permutados por una cantidad equivalente de importación de energía eléctrica de la red durante el período de facturación. El comercializador cobrará al AGPE por cada kWh el costo agregado que corresponde al componente $C_{vm,i,j}$, estas variables están definidas la Resolución CREG 119 de 2007 o sus modificaciones. Para usuarios no regulados, este costo de comercialización será el acordado.

Valoración Horaria: Los excedentes que sobrepasen su importación de energía eléctrica de la red en el período de facturación se liquidarán al precio horario de bolsa de energía correspondiente.

2. **Para AGPE con capacidad instalada o nominal mayor a 100 kW (0,1 MW):**

Crédito de Energía: Los excedentes acumulados que no excedan su importación de energía de la red serán permutados por una cantidad equivalente de importación de energía eléctrica de la red durante el período de facturación. El comercializador cobrará al AGPE por cada kWh el costo agregado que corresponde al componente T_m ,$D_{n,m}$,$C_{vm,i,j}$,$PR_{n,m,i,j}$ y $R_{m,i}$, estas variables están definidas en la Resolución CREG 119 de 2007 o sus modificaciones. Para usuarios no regulados, estas variables serán las pactadas entre las partes.

Valoración Horaria: Los excedentes que sobrepasen su importación de energía eléctrica de la red en el período de facturación se liquidarán al precio horario de bolsa de energía correspondiente.

El comercializador que recibe energía de un AGPE es responsable de la liquidación, incluyendo información detallada en cada factura sobre importaciones, excedentes de energía, cobros y valor a pagar al usuario. Esta información debe detallar los valores según el segmento correspondiente y las distintas valoraciones de los excedentes de energía, incluyendo cantidades asociadas a créditos de energía y cantidades restantes, que se indican a continuación:

A. Para el AGPE que utiliza FNCER con capacidad instalada o nominal menor o igual a 100 kW (0,1 MW) y que aplica crédito de energía:

$$VE_{i,j,n,m,u} = \left(Exc1_{i,j,m,u} - Imp_{i,j,m,u}\right) * CUv_{n,m,i,j} - \left[Exc1_{i,j,m,u} * Cv_{m,i,j}\right] + \sum_{h=hx,hx+1,..,H} Exc2_{i,j,m,h,u} * Pbolsa_{h,m}$$

B. Para el AGPE que utiliza FNCER con capacidad instalada o nominal mayor a 100 kW (0,1 MW) y menor o igual a 1.000 kW (1 MW) y que aplica crédito de energía:

$$VE_{i,j,n,m,u} = \left(Exc1_{i,j,m,u} - Imp_{i,j,m,u}\right) * CUv_{n,m,i,j} - \left[Exc1_{i,j,m,u} * Cv_{m,i,j}\right]$$

$$-\left[Exc1_{i,j,m,u} * \left(T_m + D_{n,m} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i}\right)\right] + \sum_{h=hx,hx+1,\ldots,H} Exc2_{i,j,m,h,u} * Pbolsa_{h,m}$$

C. Para el AGPE que utiliza o no utiliza FNCER y que el precio de venta es el pactado y que no aplica crédito de energía:

$$VE_{i,j,n,m,u} = \sum_{h \in m} ExcT_{h,i,j,m,u} * PP$$

D. Para el AGPE que no utiliza FNCER y que el precio de venta es el precio de bolsa:

$$VE_{i,j,n,m,u} = \sum_{h \in m} ExcT_{h,i,j,m,u} * Pbolsa_{h,m}$$

Donde:

i: Comercializador i

j: Mercado de comercialización j

n: Nivel de tensión n

h: Hora h

H: Número total de horas del mes m-1

m: Mes m para el cual se calcula la valoración del excedente

u: Usuario u

hx: Es la hora cuando los Excedentes de Energía Horarios Acumulados (EEHA) igualan o sobrepasan la cantidad de importación total (Impi,j,m,u) de energía en el mes m.

$VE_{i,j,n,m,u}$: Valoración del excedente del AGPE u (en $)

$Exc1_{i,j,m,u}$: Excedente de energía horaria acumulada, Se calcula como la suma de energía entregada a la red en todas las horas del mes m, iniciando a partir de la primera hora

de dicho mes y que como máximo podría llegar al valor de Impi,j,m,u. Por lo anterior, el valor resultante de energía puede tomar valores entre cero (0) y Impi,j,m,u.

$Imp_{i,j,m,u}$: Importación de energía acumulada

$CUv_{n,m,i,j}$: Componente variable del Costo Unitario de Prestación del Servicio en $/kWh

$Cv_{m,i,j}$: Margen de comercialización en $/kWh

$Exc2_{i,j,m,h,u}$: Todo excedente de energía

$Pbolsa_{h,m}$: Precio de bolsa en la hora h del mes m, en $/kWh, siempre y cuando no supere el precio de escasez ponderado.

T_m: Costo por uso del STN en $/kWh, en el mes m

$D_{n,m}$: Costo por uso del sistema de distribución en $/kWh

$PR_{n,m,i,j}$: Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía en $/kW

$R_{m,i}$: Costo de restricciones y servicios asociados con generación en $/kWh

$ExcT_{h,i,j,m,u}$: Excedentes de energía del AGPE

PP: Precio de energía pactado para AGPE con o sin FNCER que no aplican crédito de energía.

3. Comunidades Energéticas:

Las comunidades energéticas, definidas como entidades jurídicas bajo la resolución 701 051 de 2024 de la CREG [40] agrupan a socios que participan tanto en la generación como en el consumo de su propia energía, promoviendo así la transición hacia un sistema energético más sostenible y favoreciendo el desarrollo local. Las comunidades permiten a los participantes organizarse para generar, comercializar y utilizar de manera eficiente la energía, especialmente a partir de fuentes no convencionales, como los recursos energéticos distribuidos y los combustibles renovables.

Existen dos modelos principales de comunidades energéticas:

1. **Autogeneración Colectiva (AGRC):** Los miembros producen energía para satisfacer sus necesidades energéticas y, en caso de generar un excedente, pueden vender la energía sobrante.
2. **Generación Distribuida Colectiva (GDC):** La comunidad produce energía eléctrica conectada a un Sistema de Distribución Local (SDL) o a una microrred, con el objetivo de vender dicha energía.

Para el modelo GDC, los usuarios deben cumplir con la Resolución 174 de 2021, que regula la Autogeneración a Pequeña Escala (AGPE) para instalaciones de hasta 1 MW de capacidad. Además, la comunidad no puede exceder los 5 MW de capacidad total, y todos los miembros deben estar registrados bajo el mismo comercializador.

En cuanto a la gestión de los excedentes de energía, se distinguen dos tipos:

- **Excedentes tipo 1:** Se presentan cuando la energía generada por la comunidad es mayor a la demanda de alguno de sus miembros, pero menor a la suma de las importaciones de energía de toda la comunidad. Estos excedentes se pueden utilizar dentro de la comunidad y se remuneran a un costo acordado entre sus miembros.

- **Excedentes tipo 2:** Ocurren cuando la producción de energía excede la demanda de la comunidad y también supera las importaciones de energía de todos los usuarios combinados. Estos excedentes se remuneran al precio de bolsa o al valor promedio de los contratos disponibles en el mercado.

La clave de esta nueva regulación es que el balance de exportación de energía se realiza de forma global dentro de la comunidad. Esto significa que los excedentes tipo 2 solo se generan cuando la suma de la energía importada por todos los miembros es inferior a la energía generada por la comunidad. Si un usuario que normalmente generaría excedentes tipo 2 a nivel individual se une a una comunidad, esos excedentes pueden convertirse en tipo 1, ya que otros miembros pueden consumir la energía sobrante.

La distribución de estos excedentes se gestiona mediante convenios asociativos entre los miembros de la comunidad, bajo contratación privada. Un representante de la comunidad es responsable de formalizar el registro ante el Ministerio de Minas y Energía, gestionar el Número de Identificación del Usuario (NIU) de cada miembro, y administrar la capacidad instalada de cada uno, así como la distribución de los excedentes.

Cada usuario mantiene su vínculo con su comercializador original, y si un usuario se retira del comercializador, automáticamente deja de pertenecer a la comunidad energética.

Calidad del servicio:

La normativa también refuerza las responsabilidades de los prestadores de servicios energéticos, especialmente en las Zonas No Interconectadas (ZNI), con el fin de garantizar una calidad adecuada del servicio.

Sistema de medición:

Se exige la instalación de medidores bidireccionales en los puntos de frontera de autogeneración colectiva para monitorear y controlar con precisión el flujo de energía.

3.4 Análisis de la regulación energética.

Como se expuso en las secciones anteriores existen regiones actualmente reguladas para el manejo de excedentes como lo son Japón, España Y California. Adicionalmente regiones sin una regulación que restrinja la inyección de excedentes como Argentina, Chile, Uruguay y Colombia. Con el fin de determinar la relación entre el crecimiento de la generación por fuentes renovables de energía y las condiciones normativas del país se consultaron datos que indiquen la capacidad instalada de dos fuentes de energía renovables como lo son eólica y solar en las diferentes regiones donde se consultó la normativa. Se analizaron estas dos puesto que en lo que a energías renovables se refiere son las más representativas. Señalando también las fechas de interés en las cuales existió un cambio normativo importante o un cambio en la política energética del país. En la Tabla 3.2 se resume la normatividad y legislación importante de cada uno de los países analizados, así como el impacto que tuvo cada norma o ley.

Tabla 3.2 Normatividad por país

Resumen Normatividad		
País	**Normatividad**	**Acción**
Japón	FIT (2009)	El régimen FIT de 2009 en Japón estaba exclusivamente destinado a la energía solar fotovoltaica y a instalaciones de hasta 500 kW. En el esquema FIT se imponía a las empresas de servicios públicos la obligación de adquirir únicamente el excedente de electricidad generado por los paneles solares fotovoltaicos.
	FIT (2012)	El FIT (2012) abarcaba todas las diferentes fuentes de energía renovable no solo la solar. Este nuevo enfoque del FIT estaba dirigido específicamente a segmentos no residenciales, como proyectos fotovoltaicos a gran escala en los sectores comerciales e industriales.
	FIP (2022)	El sistema FIP tiene como objetivo potenciar el sector eléctrico de energías renovables y fomentar su integración en el mercado eléctrico global. Coexistirá con el sistema FIT según lo establecido por la nueva legislación de energías renovables. El sistema FIP se presentó como un punto de equilibrio entre el generoso sistema FIT y la autosuficiencia energética.
España	Real Decreto 661 (2007)	Aceleró notablemente la adopción de la energía renovable al otorgar incentivos y beneficios, especialmente a instalaciones con una capacidad superior a 100 kW.
	Real Decreto 1578 (2008)	Se estableció un límite anual de potencia respaldado por el gobierno, fijado en 400 MW para nuevas instalaciones cada año, junto con la implementación de un período definido durante el cual dichas instalaciones podían acceder a los subsidios.
	Ley 24 (2013)	En virtud de esta ley, se incluyeron dos modalidades de autoconsumo: el autoconsumo sin excedentes y el autoconsumo con excedentes. En esta última

		instancia, los excedentes se clasifican en compensados y no compensados. Aquellos que no son compensados surgen cuando la instalación supera los 100 kW y ya no se considera autoconsumo, lo que implica que los excedentes deben ser vendidos en el mercado energético.
	Real Decreto 900 (2015)	Se estableció una medida conocida como "impuesto al sol", el cual debían pagar todos los consumidores que tuvieran una instalación fotovoltaica destinada al autoconsumo, exceptuando aquellas instalaciones menores a 10 kW o que no estuvieran interconectadas a la red eléctrica. Este impuesto se aplicaba mediante la factura de la luz, sumándose al importe total emitido por la empresa comercializadora.
	Real Decreto 15 (2018)	Se derogó el impuesto al sol y se implementaron medidas como la compensación de excedentes para los pequeños consumidores, la reducción de trámites administrativos y la habilitación del autoconsumo colectivo en comunidades de propietarios o empresas.
California (EE. UU.)	NEM 2.0 (2017)	Se incentivo la generación de fuentes de energía renovables con tarifas atractivas y beneficios. Reemplazando el NEM 1.0.
	NEM 3.0 (2023)	Se redujeron los beneficios, las tarifas también se reducen y se incluyen sanciones si se inyecta en momentos en los cuales la red no necesita la inyección. Reduciendo así la compensación económica para los usuarios generadores.
Argentina	Ley 27424 (2017)	Se incentivo la generación distribuida y la inyección a la red. El estado subsidia al usuario generador para la compra de los equipos necesarios para generar e inyectar a la red.
Chile	Ley 20571 (2014)	Se incentivo la generación distribuida y la inyección a la red. El usuario debe asumir los costos de la instalación eléctrica pero no deberá pagar derechos por usar la red del operador.
Uruguay	Ley 18381 (2015)	Se incentivo la generación renovable y se plantearon conceptos claves como la generación distribuida
	Decreto 173/10 (2017)	Se incentivo la generación distribuida añadiendo la diferencia entre auto generador y usuario generador. Uno con la facultad de generar e inyectar a la red. El otro por el contrario solo puede generar para consumo propio.
Colombia	Ley 1715 de 2014	Se realizo con el objetivo de incentivar el desarrollo y utilización de las fuentes no convencionales de energía, sistemas de almacenamiento de tales fuentes y uso eficiente de la energía, principalmente aquellas de carácter renovable.
	Resolución 30 de 2018	Mediante esta resolución se buscaba regular aspectos operativos y comerciales para permitir la integración

		de la autogeneración a pequeña escala y de la generación distribuida al Sistema Interconectado Nacional, SIN.
	Resolución 174 de 2021	Regular aspectos operativos y comerciales para permitir la integración de la autogeneración a pequeña escala y de la generación distribuida al SIN. También se regulan aspectos de procedimiento de conexión de los autogeneradores a gran escala con potencia máxima declarada menor a 5 MW y se regula el mercado para los excedentes de energía.
	Resolución 701 051 de 2024	Se armoniza la regulación para integrar las CE al Sistema Energético Nacional, permitiendo su conexión al SDL en el SIN y ZNI, y regulando aspectos operativos y comerciales, incluyendo la gestión de sus excedentes de energía.

Fuente: Autores

3.5 Conclusión del capitulo

La normativa internacional refleja una clara evolución en su enfoque de la generación renovable y sus respectivos excedentes. Después de un período inicial de incentivos, comienza a regularse de diversas maneras. Esto implica establecer límites a la inyección de energía, imponer penalizaciones o restringir la inyección a ciertas franjas horarias. Esta tendencia sugiere que, a medida que se alcanzan las expectativas y objetivos de generación, la normativa tiende a limitar la inyección de excedentes a la red, reducir los incentivos y disminuir el pago por kWh que existía anteriormente.

Por lo tanto, resulta imprescindible explorar alternativas que no castiguen la inyección de energía para el usuario-generador. Estrategias como el almacenamiento o la utilización de excedentes mediante otras formas, acompañadas de medidas regulatorias basadas en experiencias de otros países, son cruciales. En el siguiente capítulo, se analizarán detalladamente diversas alternativas. Se buscará comprender su funcionamiento, determinar cuándo son apropiadas y realizar una comparación exhaustiva entre ellas.

4 Comparativa de estrategias para el manejo de excedentes

Tomando como base lo aprendido en el capítulo anterior se evidencia una tendencia, en la que inicialmente se establecen leyes que fomentan la generación distribuida de fuentes renovables mediante pagos por la producción de esta energía, independientemente de si se utiliza o no. Sin embargo, al alcanzar las metas establecidas y aumentar la presencia de estas fuentes de energía renovable, surge la problemática de la sostenibilidad de los pagos por los excedentes de energía.

Además de esto, se percibe una creciente preocupación acerca del aumento de estas fuentes de energía renovable y los desafíos asociados con la gestión de estos excedentes de energía. En las siguientes secciones, se abordarán diversas estrategias destinadas a gestionar eficazmente estos excedentes de energía.

4.1.1 Almacenamiento

Una de las estrategias para poder gestionar estos excedentes de carga debido al perfil de generación de las energías renovables es el almacenamiento. Este se realiza de distintas maneras, las más usadas generalmente son las baterías o BESS, pero también hay diversas alternativas como el Power to Gas, P2G.

Hay diversas clasificaciones para los tipos de almacenamiento, como se evidencia en la Figura 4.1. Sin embargo, en el ámbito de las microrredes, la mayoría de estas clasificaciones deben descartarse debido a su falta de idoneidad para este contexto de almacenamiento a pequeña escala. Por lo general, las baterías de iones de litio son las más utilizadas [41]. En la Figura 4.1, se destacan algunas tecnologías relevantes para tener en cuenta.

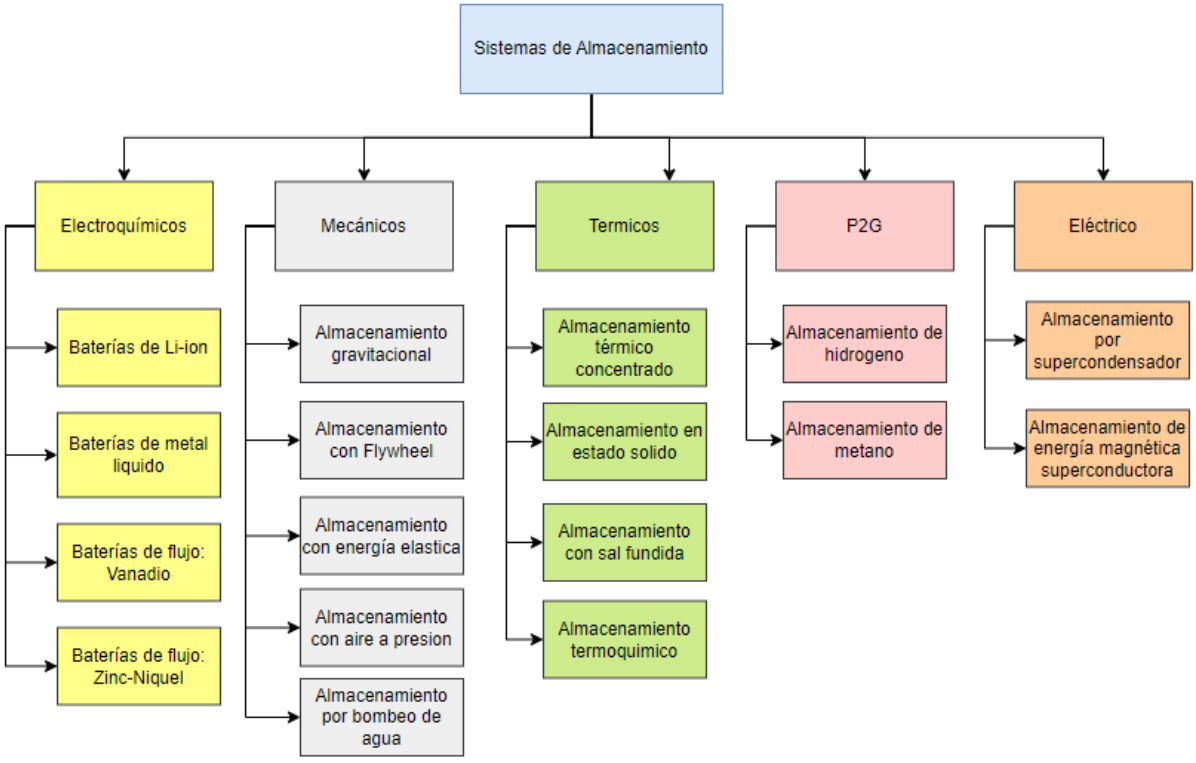


Figura 4.1 Sistemas de Almacenamiento
Fuente: Autores

4.1.1.1 Baterías

Las baterías desempeñan un papel esencial en nuestra vida diaria y en el progreso de tecnologías clave, abarcando desde dispositivos móviles hasta vehículos eléctricos y sistemas de almacenamiento de energía. Estas fuentes de energía portátiles han experimentado avances notables en los últimos años, impulsando la eficiencia y sostenibilidad en distintas aplicaciones.

La evolución constante de las baterías ha resultado en una amplia variedad de tecnologías, cada una con sus propias características distintivas. Desde las convencionales baterías de ion de litio hasta las innovadoras baterías de aleación de metal, la investigación y desarrollo en este campo busca mejorar la eficiencia, densidad de energía y seguridad de estos dispositivos. En particular, en microrredes eléctricas, donde los sistemas de almacenamiento de energía desempeñan un papel crucial, los módulos electroquímicos predominan.

Dentro de la gama de baterías electroquímicas tradicionales, como las de plomo, níquel-metal hidruro, litio-hierro, sulfuro de sodio, níquel-cinc, níquel-hierro y níquel-cadmio, se ha optado mayormente por las baterías de ion de litio. Esta elección se fundamenta en su viabilidad tanto técnica como económica en el contexto de microrredes. Comparadas con alternativas directas, como las baterías de plomo, las baterías de ion de litio presentan ventajas notables, incluyendo mantenimiento reducido, tasas de carga rápidas, menor volumen, mayor vida útil y un costo de energía más bajo para diversos porcentajes de generación con energía no convencional[40].

4.1.1.1.1 Baterías de Li-ion

Esta innovadora tecnología fue diseñada con el propósito de almacenar energía mediante el uso de sal de litio como electrolito. Su popularidad en el sector eléctrico se debe a la ligereza de sus componentes y su capacidad para operar a 3.7 V, convirtiéndola en una opción sumamente atractiva[41].

Estas baterías de litio exhiben una alta densidad de energía, oscilando entre 75 y 200 Wh/kg. Además, se destacan por su baja autodescarga del 8%, un ciclo de vida prolongado que supera los 1000 ciclos y un amplio rango de temperatura para carga (-20 a 60 °C) y descarga (-40 a 65 °C) y eficiencia (90-97%) [40].

Actualmente, las baterías de litio dominan prácticamente todo el mercado de las baterías portátiles. Sin embargo, se deben considerar algunos aspectos, como su costo energético elevado (superior a $500/kWh), que es de 2 a 5 veces más alto que el de soluciones con baterías estacionarias. Asimismo, la gestión eficiente de la temperatura es crucial, especialmente en aplicaciones que manejen niveles de megavatios, con el objetivo de prolongar el ciclo de vida. Esto se debe a que las altas temperaturas pueden inducir inestabilidad térmica en un electrolito orgánico inflamable, lo cual resalta la importancia de una gestión térmica precisa y segura en estas circunstancias [41].

El funcionamiento de las baterías de Li-ion depende de si están actuando como generador o como carga, como se observa en la Figura 4.2. Cuando actúan como generador, los electrones fluyen del ánodo al cátodo a través de la carga, mientras que las partículas de litio se desplazan a través del electrolito, también desde el ánodo al cátodo. En cambio, cuando actúan como carga, los electrones van del cátodo al ánodo a través del generador, y las partículas de litio se desplazan del cátodo al ánodo, pasando por el separador. Este proceso bidireccional de flujo de electrones y iones de litio es esencial para el funcionamiento eficiente y la recarga de las baterías de ion de litio.

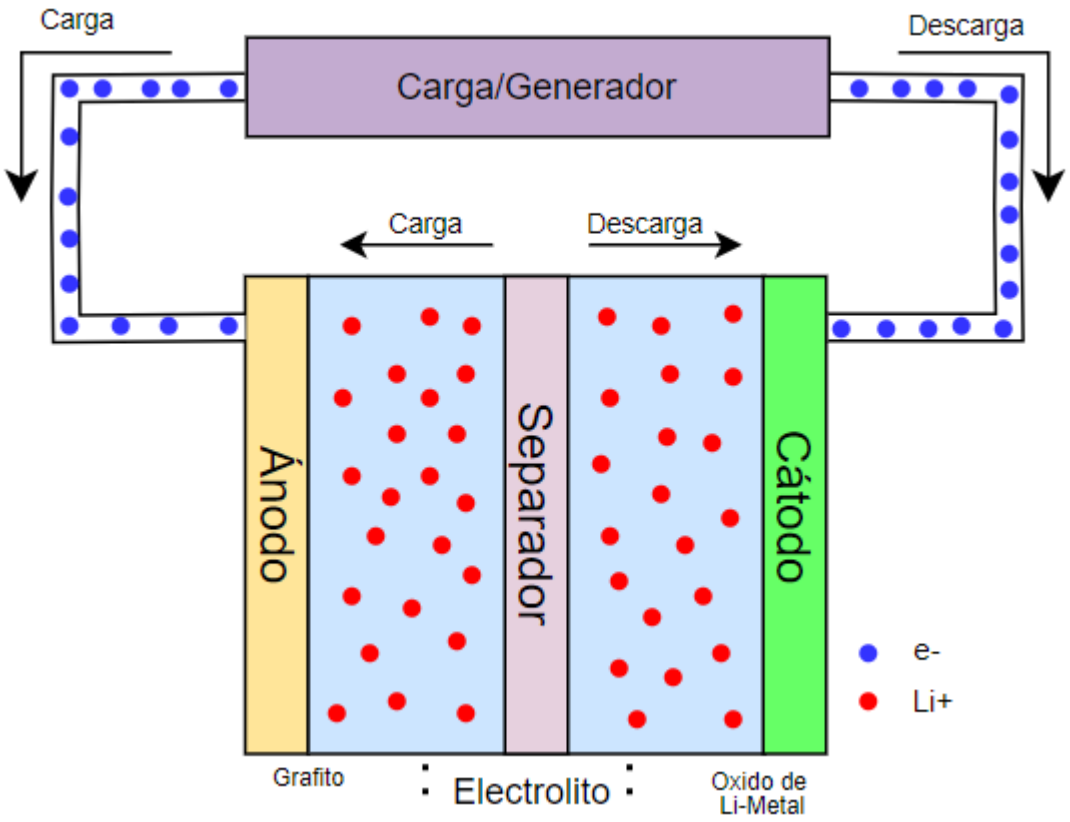


Figura 4.2 Baterías de Li-ion
Fuente: Autores

4.1.1.1.2 Baterías de Flujo

Las baterías de flujo han surgido como una alternativa asequible, de larga duración y alta eficiencia en el ámbito de las baterías electroquímicas. Este tipo de baterías utiliza dos electrolitos líquidos diferentes, separados por una membrana. La carga se almacena en los electrolitos, que se encuentran en tanques distintos. La capacidad de estas baterías está determinada por el volumen y la concentración de los electrolitos. Su principal ventaja sobre otras baterías radica en la independencia entre la potencia de salida y la capacidad de almacenamiento. En este sistema, la capacidad total de la batería se define por el volumen y la concentración del líquido electrolítico que contiene sustancias activas. Al mismo tiempo, la potencia de salida está vinculada al número de baterías y al área activa de los electrodos [43].

4.1.1.1.2.1 Baterías de Flujo: Vanadio

Las baterías de vanadio utilizan pares redox de vanadio disueltos en mezclas diluidas de ácido sulfúrico, lo que elimina los problemas de contaminación debido a la difusión de iones a través de la membrana [44].

Una destacada ventaja de esta batería radica en su eco amigabilidad, ya que la mayoría de sus componentes metálicos son reciclables y gran parte de los electrolitos también pueden ser

reutilizados. Este enfoque contribuye significativamente a reducir el impacto ambiental asociado con la aplicación de esta tecnología [45].

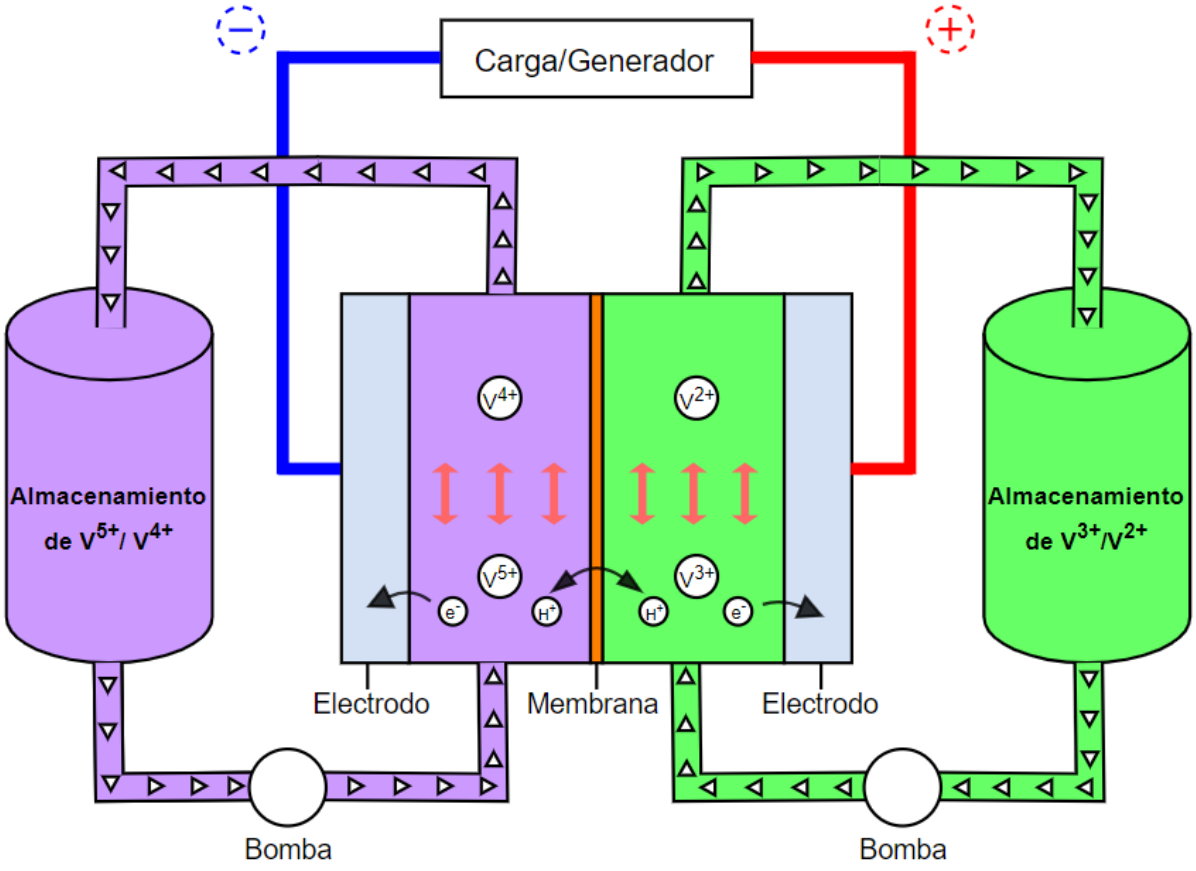


Figura 4.3 Baterías de Flujo: Vanadio
Fuente: Autores

En la Figura 4.3, se ilustra el funcionamiento de las baterías de vanadio. Durante el proceso de carga en el lado izquierdo, se bombea vanadio en estado V^{4+}el cual se oxida a V^{5+}.Un electrón e^- liberado en este proceso es absorbido por el electrodo, mientras que un ion hidronio atraviesa la membrana hacia el lado derecho. En el lado derecho, se bombea vanadio en estado V^{3+}. Posteriormente, en la primera etapa del lado izquierdo, el ion hidronio que ha atravesado la membrana y el electrón que ha cruzado del electrodo negativo al positivo reducirán el vanadio de estado V^{3+} a V^{2+}, cargando así los electrolitos. Este ciclo se repite hasta que todos los electrolitos estén cargados.

En el estado de generador, ocurre lo contrario. El vanadio en estado V^{2+} se oxida a V^{3+}, perdiendo un electrón y un ion hidronio. De manera similar al proceso de carga, el ion atraviesa la membrana y el electrón circula a través del circuito desde el electrodo positivo al negativo. En este ciclo, el vanadio en estado V^{5+}se reduce a V^{4+}, descargando así los electrolitos. Este proceso se repite hasta que todos los electrolitos estén descargados.

4.1.1.1.3 Almacenamiento por medio de baterías de metal liquido (LMB)

Las baterías electroquímicas han sido objeto de una extensa investigación como una solución para almacenar energías renovables, gracias a su alta eficiencia y densidad de energía. En general, se

emplean metales alcalinos como Li, Na, K, Mg y Ca. Sin embargo, en el caso de las baterías de estado sólido, se enfrentan a desafíos significativos, como el dramático cambio de volumen y la continua descomposición del electrolito, lo que plantea problemas de seguridad y reduce la vida útil de la batería [46].

Una estrategia para abordar estos desafíos es trasladarse de sistemas sólidos a sistemas líquidos. Aunque este enfoque requiere una mayor tensión nominal para su operación, presenta ventajas notables. Los electrodos líquidos, por ejemplo, son inmunes a la deformación microestructural, y existe una reducción de costos gracias a la disponibilidad de materiales abundantes en la Tierra. Este cambio de paradigma en la tecnología de baterías ofrece nuevas posibilidades para mejorar la seguridad y eficiencia, así como para aprovechar los recursos de manera más sostenible [46].

En la Figura 4.4 se observa como las baterías de metal líquido se componen de tres capas de líquido, siendo la capa del medio una sal fundida que actúa como electrolito. Las capas inferior y posterior contienen metal líquido con diferentes densidades, desempeñando los roles de cátodo y ánodo. Este diseño permite que las baterías de metal líquido operen de manera segura a elevadas temperaturas, prolonguen su vida útil y mantengan un rendimiento cíclico específico. Además, posibilitan una carga y descarga rápida. La estructura simple de las baterías de metal líquido y la capacidad de aumentar fácilmente su volumen facilitan su producción a gran escala, permitiendo su implementación en la red eléctrica de manera eficaz [47].

El magnesio y el calcio emergen como materiales cruciales en la construcción de baterías de metal líquido, ya que son económicamente viables al ser metales alcalinotérreos y abundantemente presentes en la corteza terrestre. La pérdida de dos electrones durante el proceso de carga/descarga de magnesio y calcio conlleva una mayor densidad de energía, ofreciendo un potencial significativo. Sin embargo, la viabilidad de esta tecnología enfrenta desafíos, ya que los puntos de fusión de estos metales son notablemente elevados (650ºC para el magnesio y 842ºC para el calcio). A pesar de sus prometedores atributos, la falta de investigaciones exhaustivas debido a su condición como una alternativa relativamente reciente indica que la madurez de esta tecnología aún está por alcanzarse en la actualidad[47].

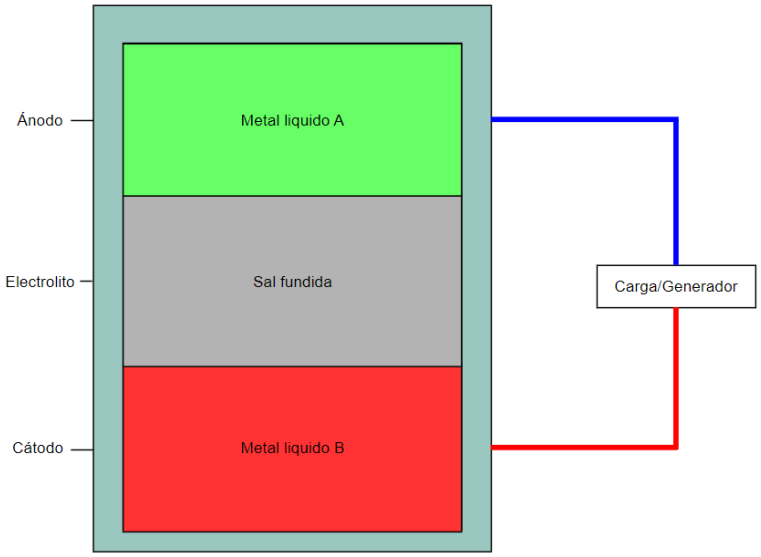


Figura 4.4 Baterías de metal liquido
Fuente: Autores

4.1.1.2 Almacenamiento Convencional

Como se ha señalado en este capítulo, existen diversos tipos de sistemas de almacenamiento de energía, si bien el más comúnmente utilizado hasta la fecha son las baterías de ion de litio. La capacidad y cantidad de estas baterías se determinan en función de la cantidad de excedentes de energía. En muchos casos, especialmente en hogares y redes eléctricas inteligentes, los excedentes de energía se inyectan en el sistema sin considerar variables económicas relevantes, como el valor de esa energía en el momento de la inyección, o si resultase más rentable almacenarla para su uso posterior. Por lo general, la energía almacenada en estas baterías se emplea durante períodos de baja o nula generación, como durante la noche.

En la Figura 4.5 se presenta un esquema convencional de auto generadores eólicos o solares que permanecen conectados a la red eléctrica. Estos auto generadores pueden estar equipados con un regulador, cuya función es optimizar la descarga de las baterías y prolongar su vida útil. Además, facilitan una salida de corriente continua (DC). Asimismo, incorporan un inversor que posibilita la alimentación de las cargas. Entre las cargas y la red eléctrica se encuentra conectado el medidor NEM, un medidor bidireccional diseñado para cuantificar la energía que el auto generador aporta a la red y la que consume de ella.

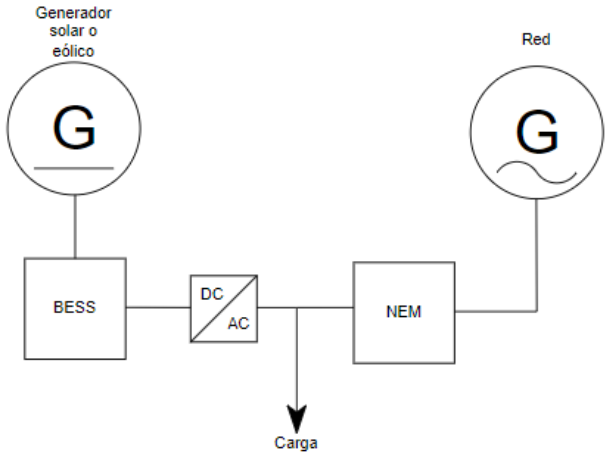


Figura 4.5 Esquema típico de inyección al usuario
Fuente: Autores

4.1.1.3 Ubicación optima de Baterías

Uno de los desafíos más significativos que enfrentamos es el elevado costo que supone agregar un sistema de baterías en cada instalación solar o eólica. Esta realidad implica un incremento en los costos operativos, volviendo prácticamente inviable la implementación de un BESS en cada uno de los AGPE. Ante esta problemática, diversos investigadores proponen modelos de optimización o algoritmos genéticos, cuyo objetivo primordial radica en minimizar los costos operativos manteniendo un número determinado de BESS [48]. Estos modelos resultan fundamentales al momento de implementar dichos sistemas de almacenamiento y se busca maximizar los beneficios asociados. Además de considerar las limitaciones a la cantidad de BESS, es crucial abordar los excedentes de energía generados en cada nodo del sistema. Dado que cada nodo posee características

distintas y variaciones en la demanda energética, resulta esencial contemplar este factor en los modelos de optimización. Otro aspecto relevante es la fiabilidad de la microrred, para la cual se emplea comúnmente el principio N-1, garantizando la continuidad operativa del sistema ante la eventualidad de una falla en cualquiera de los puntos de generación de energía distribuida. Con todas estas restricciones y el imperativo de garantizar el mínimo costo de operación, el algoritmo o método de optimización arroja la ubicación óptima de los BESS.

4.1.1.4 Control de carga y descarga

El control es un campo de estudio ampliamente investigado, especialmente en lo que respecta al manejo de excedentes mediante sistemas de almacenamiento. En este caso, se recopilan los desarrollos más relevantes en este ámbito.

Controlar salida de AGPE

Este método incorpora un control integrado en el AGPE que se encarga de almacenar los excedentes de energía. El controlador recibe un pronóstico de la curva de generación para ese día y, teniendo en cuenta la demanda máxima estimada para ese día, establece una curva de restricción de generación. Cuando el control determina que la salida del AGPE excede la curva de restricción en algún momento del día, verifica el estado de las baterías. Si están completamente cargadas, comienza a limitar la generación; mientras que, si están descargadas, dirige los excedentes hacia las baterías[48].

En la Figura 4.6 se detalla con mayor precisión el funcionamiento del control. Como se mencionó previamente, el objetivo es minimizar al máximo la inyección de excedentes a la red. Como se puede apreciar, el control se basa en una potencia de salida estimada de un generador eólico y en un valor estimado de la demanda máxima de carga para ese día (Pmax estimada). Utilizando esta información, se genera una curva de reducción que limita la generación, aunque esta siga siendo superior a la demanda máxima del día. La función del control es, por tanto, utilizar esta información para restringir la generación eólica de manera que se aproxime a la curva de reducción. Esto tiene como resultado la minimización de los excedentes de energía, el suministro de energía necesario para cubrir la carga del día y el almacenamiento de energía para los períodos de baja generación.

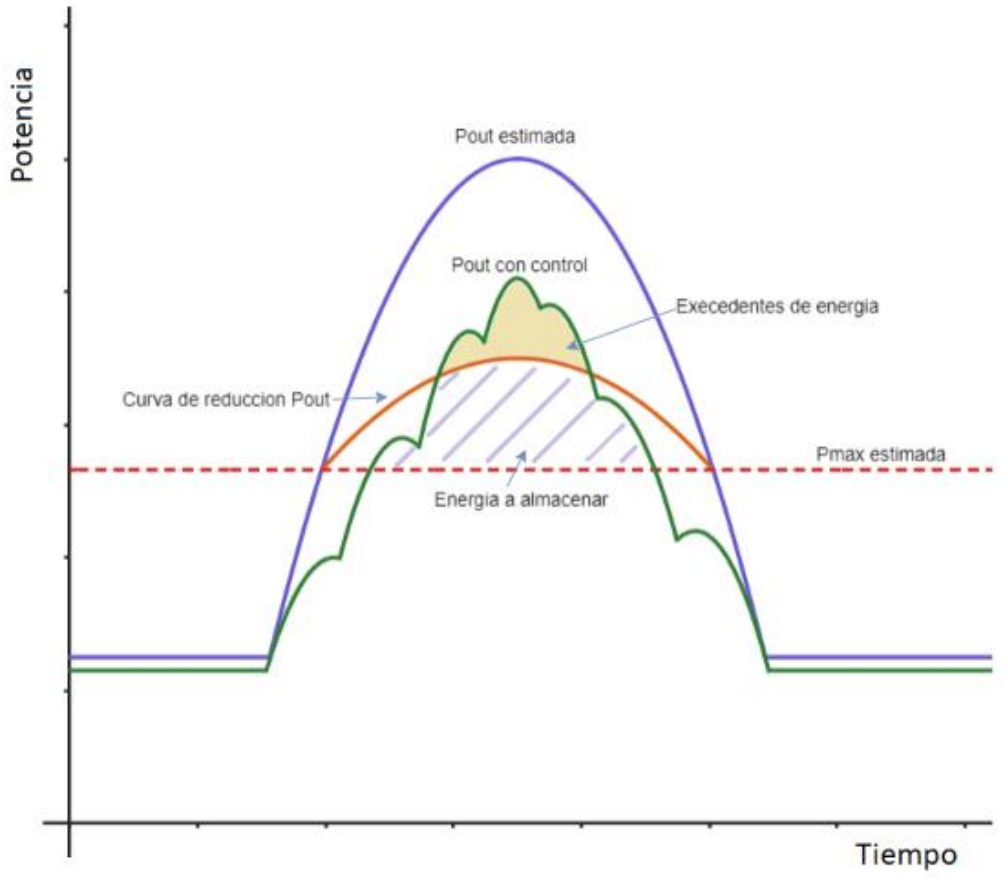


Figura 4.6 Control con curva de reducción para un AGPE eólico
Fuente: Autores

Controlar con base a la vida útil de la batería

Una perspectiva de control adicional se enfoca en la vida útil de la batería, reconociendo que esta está determinada por la cantidad de ciclos de carga y descarga. Para gestionar este aspecto, se ha caracterizado el tiempo y la potencia necesarios para cargar y descargar la batería. Por lo tanto, el control basado en pronósticos de generación toma decisiones en función de si en ese momento es posible cargar completamente la batería, lo que se considera óptimo. Esto reduce la cantidad de ciclos de carga que no logran completar la carga de la batería en su totalidad [50].

4.1.2 Inyección

Otra alternativa existente para manejar los excedentes de energía es la inyección, esta consiste en suministrar esta energía a un usuario que la necesite en ese instante. Aunque partiendo de lo planteado en el capítulo 1 y de la búsqueda de la mejor manera de gestionar los excedentes en momentos en los cuales no se pueda inyectar energía a la red esta estrategia carece de sentido, se debe considerar que la inyección planteada no es hacia la red, si no entre usuarios, buscando así no afectar al sistema eléctrico.

4.1.2.1 Conexión entre generadores distribuidos

Un pequeño generador distribuido o mircorred se puede entender, en su forma más básica como un usuario que es capaz de operar de manera aislada al sistema, ya que puede suplir su propia demanda

e incluso puede inyectar energía a la red, en este campo se han realizados trabajos con el controlador de flujo de potencia que determina cuando y como inyectar la energía [13]. El sistema se puede entender en el siguiente esquema presentado en la Figura 4.7 que ilustra lo anterior con un generador fotovoltaico.

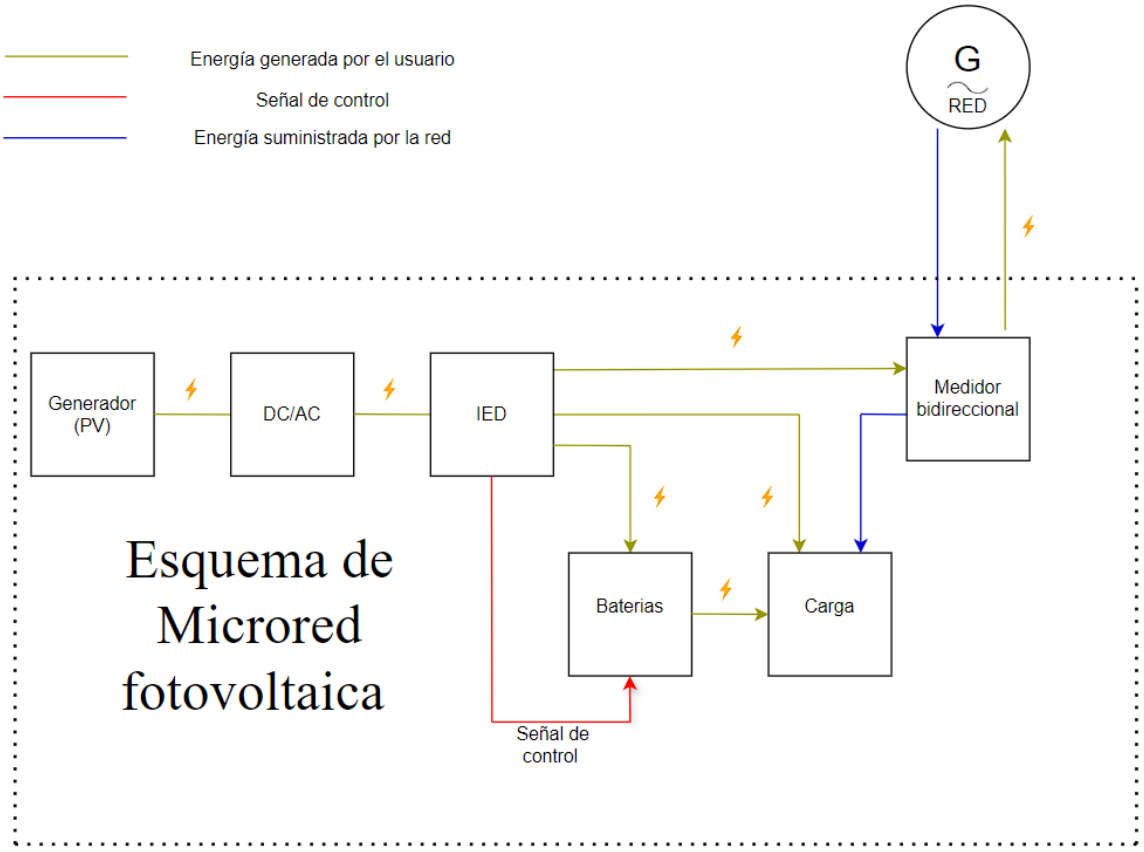


Figura 4.7 Esquema típico de microrred fotovoltaica
Fuente: Autores

Como se expone en la Figura 4.7 se tiene una microrred donde un usuario tiene generación solar. Para entender lo anterior se explica de manera secuencial la operación de este. Al generar energía esta sale del panel y llega a un conversor DC/AC para adecuarla a los requerimientos de la red, 120 Vrms y 60 Hz para Colombia, en este punto la energía entra a un IED (Dispositivo Electrónico Inteligente, por sus siglas en inglés) que se encarga de determinar el estado de la microrred, donde se pueden dar los siguientes casos:

- La potencia generada es mayor a la potencia requerida por la carga.

En este caso el IED determina el estado de las baterías, si estas se encuentran descargadas se utiliza la potencia generada restante para cargar la batería. En caso de que la batería este totalmente cargada se debe inyectar a la red la potencia generada excedente. En este caso el medidor bidireccional mide la potencia inyectada a la red.

- La potencia generada es menor a la requerida por la carga.

En este caso el IED determina el estado de la batería, si la batería tiene carga el IED manda una señal a la batería para que esta con su energía almacenada supla la carga, si no es suficiente la carga toma

energía de la red, misma situación si las baterías se encuentran descargadas, la carga será suplida por la red, en este caso el medidor bidireccional registrará la cantidad de potencia consumida por la red.

El medidor bidireccional es el encargado de realizar el balance entre la potencia inyectada a la red y la consumida de la misma, para determinar el pago al usuario generador.

El caso anterior es el caso típico de las microrredes que tienen la facilidad de inyectar a la red, pero con lo mencionado en el capítulo anterior surge la necesidad de evaluar el caso en el cual no se pueda inyectar a la red, sea por capacidad de esta, sanciones o regulaciones implementadas. Es en este punto donde la solución propuesta para [13]se vuelve factible, es decir, se busca conectar dos microrredes entre sí para que se pueda dar un intercambio de potencia entre ellas.

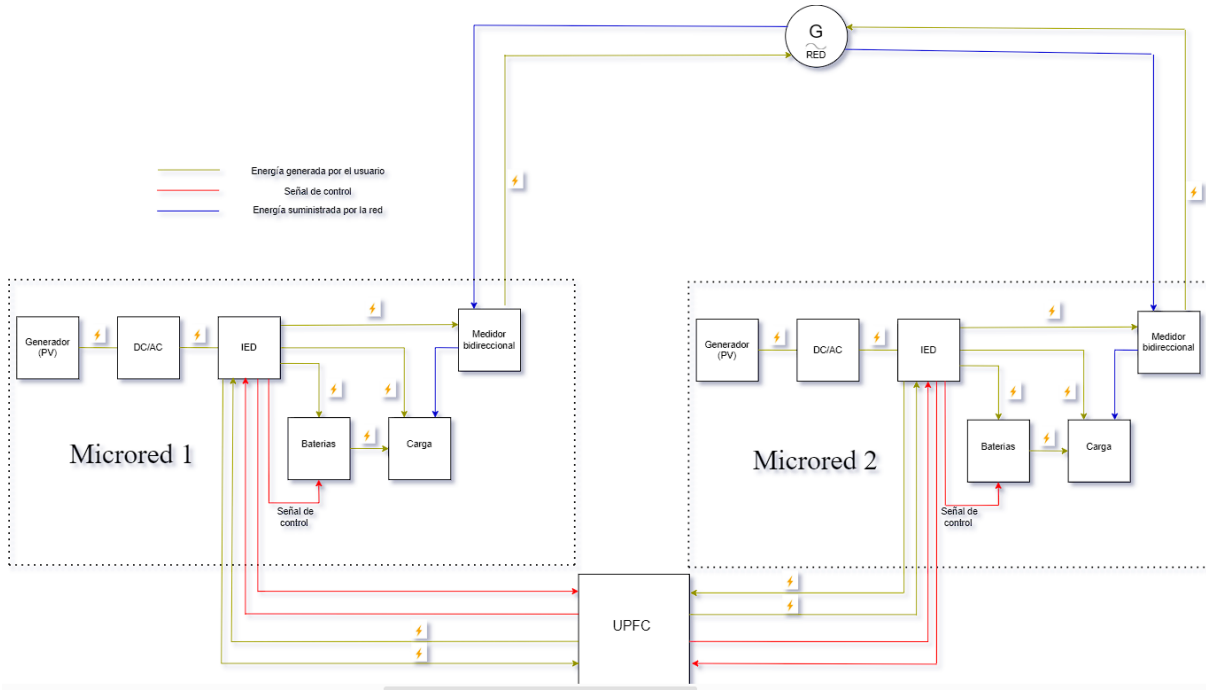


Figura 4.8 Esquema de interconexión de microrredes mediante UPFC
Fuente: Autores

Como se expone en la Figura 4.8 se plantea un sistema para interconectar dos microrredes cercanas, para la conexión existen dos alternativas :

- PFC (Power Flow Controller): Controla el flujo teniendo como entrada sistemas DC
- UPFC (Unified Power Flow Controller): Controla el flujo teniendo como entrada sistemas AC [13].

Las microrredes presentadas en la Figura 4.8 tienen las mismas características mencionadas anteriormente, pero se añade un elemento importante, el UPFC será el dispositivo encargado de habilitar el intercambio de energía entre la microrred 1. Entonces el funcionamiento se puede condensar de la siguiente manera: Si alguna microrred tiene excedentes (almacenamiento lleno y carga abastecida) envía una señal al UPFC y este guía el flujo de potencia a la microrred 2 si esta lo requiere. Lo anterior con el fin de no inyectar directamente a la red los excedentes para evitar problemas como, ajuste de protecciones, perdidas de energía y utilización de activos del operador de red.

Con lo anteriormente mencionado se presentan unas condiciones que se tienen que presentar para que la estrategia sea conveniente.

- **Generadores con distintas características (Almacenamiento o carga demandada):** Esto puesto si ambas microrredes generan energía solar, van a tener los picos de generación en el mismo momento, razón por la cual si cuentan con las mismas características ambas querrán inyectar en ese momento. En este caso la estrategia perdería sentido.
- **Implementos (Cableado, Conexiones, Dispositivo UPFC):** Para conectar las microrredes se necesita enviar señales de control entre el UPFC y los IED'S, se necesita cableado para llevar los flujos de potencia de manera bidireccional. Añadiendo costos con el único fin de no inyectar la energía a la red.
- **Balance de energía entre las microrredes:** Es necesario conocer el balance entre las microrredes para conocer el valor neto de energía para determinar la remuneración entre ellas.
- **Distintas fuentes de energía:** Si se tienen energías con distintos picos de generación. Lo anterior para que se puedan suplir mutuamente.

Con las consideraciones anteriores queda claro que la estrategia es viable solamente bajo condiciones muy específicas, condiciones que normalmente no se dan, puesto que en microrredes la mayor parte de las instalaciones son solares, limitando así la implementación de la solución a un caso en que la inyección sea penalizada duramente.

Controlar con base al precio del mercado

Con este enfoque de control, se busca maximizar la eficiencia y la economía para el usuario, considerando también la vida útil de las baterías. Para lograrlo, se analizan los precios del mercado en distintas horas del día. El objetivo es almacenar energía en las baterías durante los periodos en que el costo de la energía es más bajo, como cargarlas a las 6 a.m. en lugar del mediodía, cuando suele haber excedentes. De esta manera, se aprovechan los momentos de excedentes para inyectar energía a la red cuando tiene mayor valor y se almacena la energía cuando es menos costosa, lo que optimiza la eficiencia y reduce los costos.

Además, se considera el estado de las baterías y las restricciones asociadas a ellas para mejorar su vida útil. Se establece un límite máximo de descarga del 20% y un máximo de carga del 95% [51].

En la Figura 4.9 se presenta un gráfico que muestra los precios del día 2 de abril de 2024 en España. Como se ha mencionado anteriormente, el propósito del control es cargar las baterías durante los períodos de menor precio de la energía (representados en la parte amarilla del gráfico) para consumir esa energía, y durante las horas en las que la energía es más costosa (indicadas en la parte verde del gráfico), es más beneficioso inyectarla.

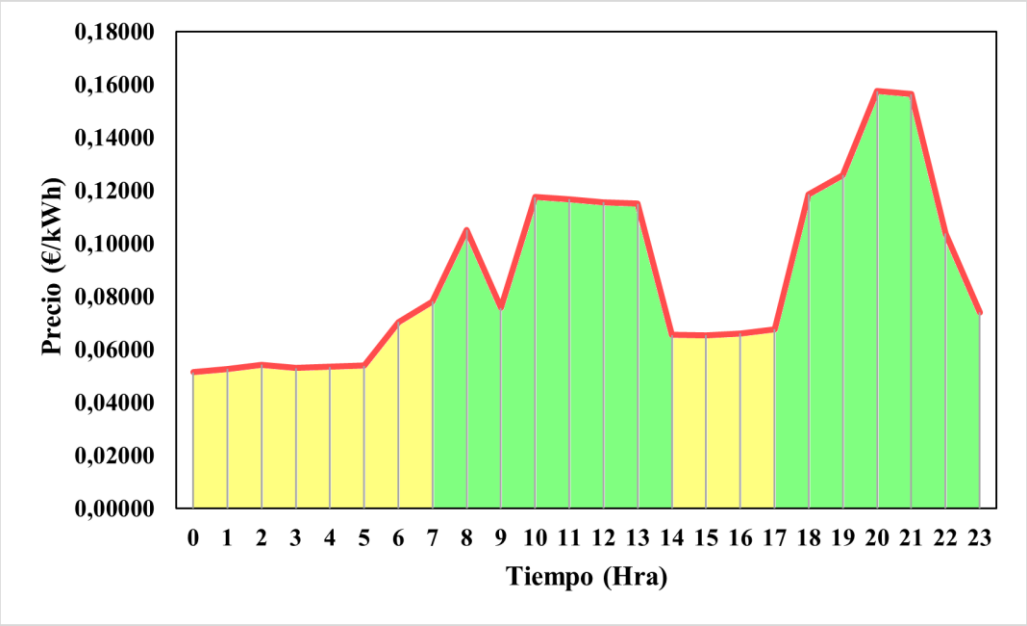


Figura 4.9 Control de la gestión de ventas y almacenamiento de excedentes según la fluctuación de precios en el contexto español
Fuente: https://tarifaluzhora.es/

Control con DSTATCOM

Se emplea un Compensador Estático de Voltaje y Corriente Distribuido (DSTATCOM, por sus siglas en inglés) en la distribución de energía para redistribuir el exceso de generación de una fase a otras, con el fin de lograr un conjunto de corrientes equilibradas. Se proponen dos configuraciones distintas de DSTATCOM para alimentadores de baja y media tensión, junto con dos estrategias de circulación de energía diversas con este propósito.

Se busca que el DSTATCOM opere de manera que se observen corrientes balanceadas en el lado aguas arriba. Se parte del supuesto de que las cargas están conectadas a un transformador de baja tensión (LV) (normalmente a 415 V), alimentado a través de un transformador de media tensión (MV) (normalmente a 11 kV) proveniente de una subestación. Se considera que la subestación actúa como fuente y se supone que su voltaje está equilibrado. El DSTATCOM se conecta al alimentador LV. Para mantener un conjunto de corrientes balanceadas en el MV, es necesario que el voltaje en el punto de acoplamiento común (PCC) del DSTATCOM esté equilibrado. Como se observa en la Figura 4.10, esto se logra controlando el DSTATCOM de manera que genere voltaje y mantenga un conjunto equilibrado de corrientes en su PCC. En la media tensión MV, el DSTATCOM se conecta al alimentador MV y la estrategia se controla mediante la corriente inyectada en el PCC [52].

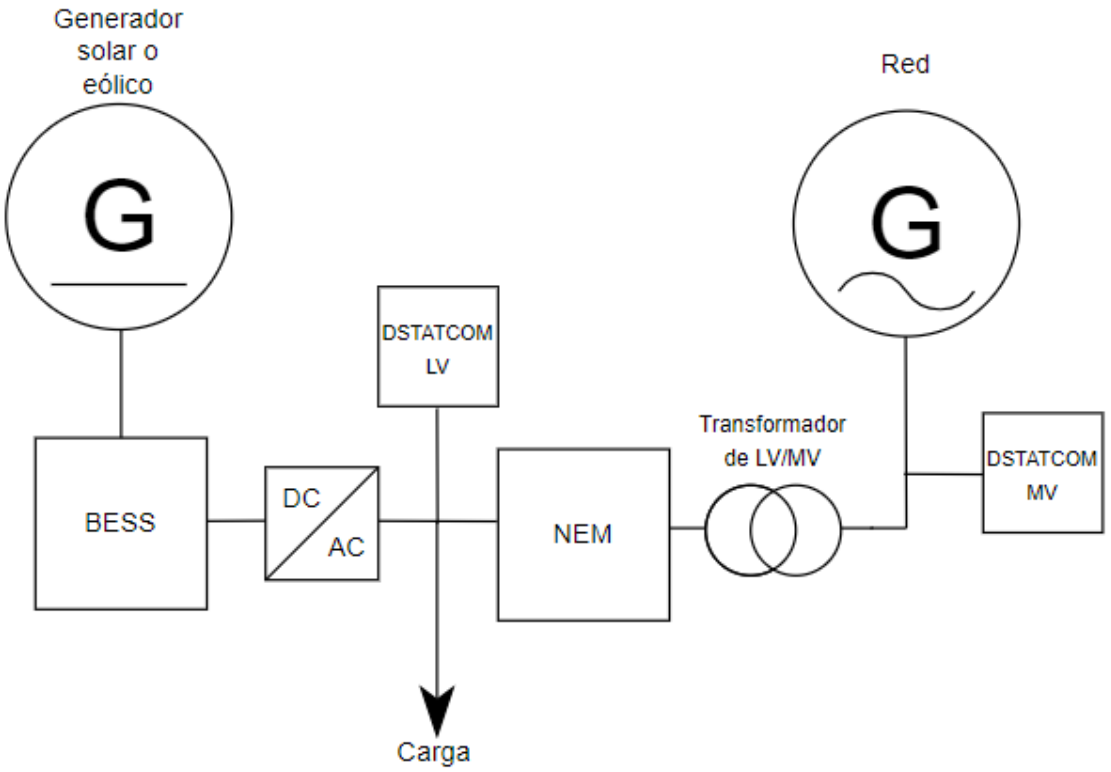


Figura 4.10 Control de la gestión de ventas y almacenamiento de excedentes según la fluctuación de precios
Fuente: https://tarifaluzhora.es/

4.1.3 Quema

La quema de excedentes se presenta como una alternativa viable en lugar de inyectar o almacenar estos excedentes. Este exceso energético podría tener un propósito significativo en los países nórdicos, donde la demanda de sauna y calefacción es especialmente alta. En estas regiones, la quema estaría dirigida a alimentar sistemas de calefacción, optimizando así su aprovechamiento. Además, con el creciente número de vehículos eléctricos, surge la necesidad de más estaciones de carga. Se están considerando propuestas para aprovechar estos excedentes mediante su inyección en estaciones de carga cercanas, aliviando así la presión en la red eléctrica. No obstante, es crucial planificar cuidadosamente la ubicación de los puntos de carga para vehículos eléctricos y los puntos de inyección de excedentes energéticos [52]. En la Figura 4.11 se muestra un esquema de esta última alternativa.

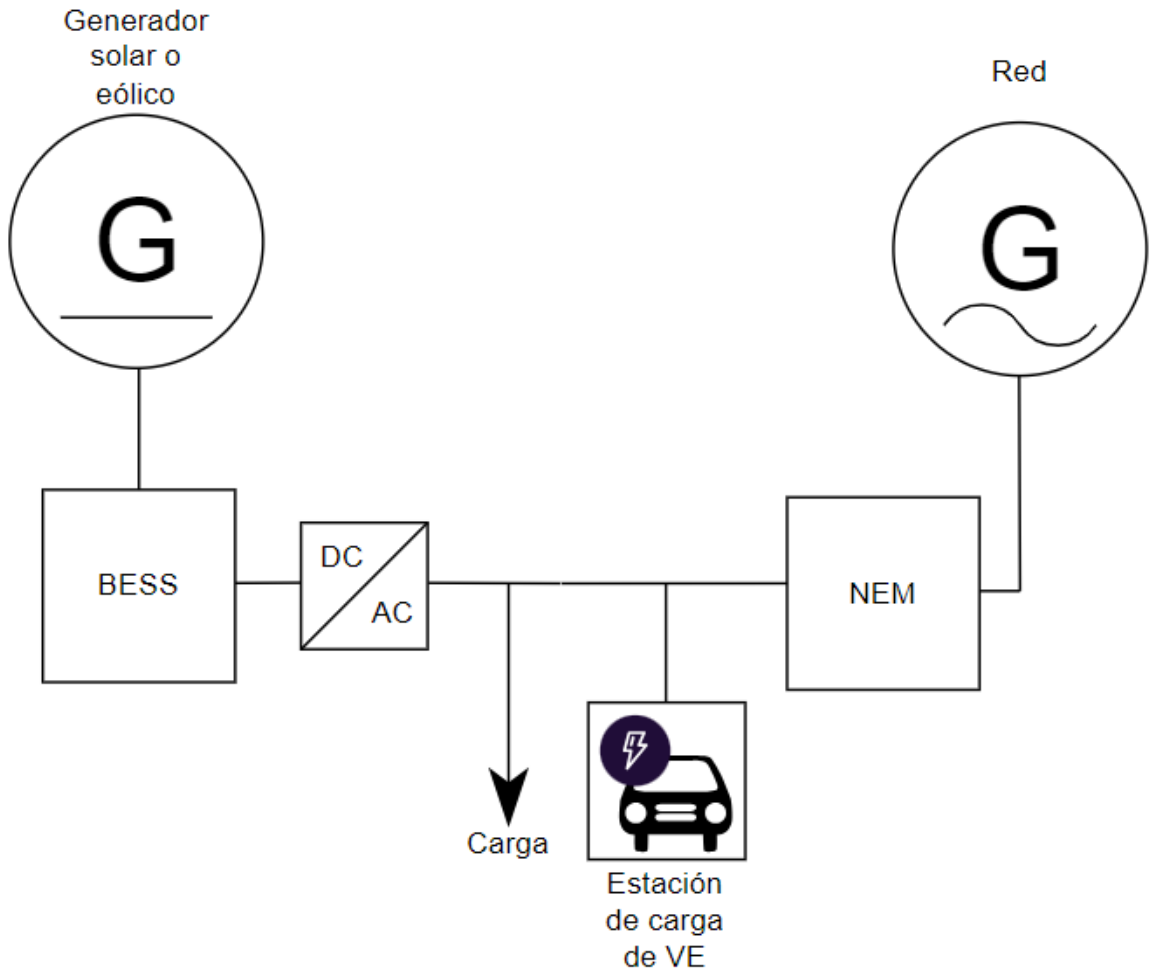


Figura 4.11 Esquema de microrred con quema en carga de VE
Fuente: Autores

4.1.4 Análisis de estrategias

Tras el recuento de las diferentes estrategias existentes para gestionar los excedentes de energía en la Tabla 4.1 se sintetizan sus ventajas y desventajas con el fin de hacer más sencilla la comparación entre las mismas para el lector.

Tabla 4.1 Estrategias

Resumen Estrategias		
Estrategias	**Ventajas**	**Desventajas**
Almacenamiento Convencional	• Bajo Costo • Simplicidad	• No hay control sobre los excedentes • Eficiencia baja
Ubicación Optima de Baterías	• Bajo costo • Solo es necesario software	• La estrategia es de planeamiento por lo tanto solo aplica a instalaciones nuevas y a varios generadores cercanos.

Controlador salida de AGPE	• Bajo Costo • Tiene en cuenta la vida útil de la batería • Mejora eficiencia	• La limitación de la generación puede resultar en la pérdida de excedentes que podrían haber sido inyectados. Sin embargo, en situaciones donde la regulación penaliza la inyección, esta limitación se convierte en una ventaja.
Controlar con base a la vida útil de la batería	• Mejora la vida útil de la batería • Bajo costo	• Al almacenar la energía cuando hay más excedentes, se pierde el beneficio económico de inyectar.
Controlar con base al precio del mercado	• Mayor costo beneficio respecto a los excedentes • Mejora la vida útil de la batería	• Necesita información constantemente del precio de bolsa de la energía
Conexión entre microrredes	• Posibilidad de transmitir energía entre microrredes sin inyectar a la red • Evitar posible penalización por inyección de excedentes no deseados a la red	• Condiciones muy específicas para su implementación • Mayores costos asociados • Las microrredes deben estar cerca entre sí para la implementación de la estrategia
Control con DSTATCOM	• Estabilidad en la red	• Alto costo • Para cada conexión de un GD al SIN requeriría un DSTATCOM
Quema de excedentes	• Evitar sanciones por inyección a la red	• Solo sirve para casos muy específicos, como es la cercanía de estaciones de carga VE o condiciones de frio extremo

Fuente: Autores

4.1.5 Conclusión del Capitulo

Tras evaluar todas las alternativas, aunque grosso modo todas parecen viables, se debe descartar aquellas que simplemente no son factibles dadas las características de Colombia. La opción de quemar la energía para calefacción no es viable en Colombia, ya que no se tiene un clima lo suficientemente frío como para requerir este tipo de consumo. Del mismo modo, no sería factible quemarla en estaciones de vehículos eléctricos, ya que esta industria aún no está tan desarrollada en el país. Sin embargo, a futuro es una opción que debe ser tenida en cuenta.

La inyección de energía presenta un panorama similar. Las condiciones necesarias para hacer viable la conexión entre microrredes son muy específicas o requieren una inversión considerable, lo que limita su implementación. Por lo tanto, para un pequeño generador distribuido, la opción más viable es almacenar la energía en baterías de ion-litio. Desde el punto de vista económico, son las más accesibles y ofrecen mejores resultados para un usuario estándar que genera energía para su consumo y la inyecta en la red únicamente si tiene excedentes. Para maximizar las ganancias, el usuario podría implementar un control basado en el precio del mercado.

En el próximo capítulo, se explorará la implementación de esta estrategia en Colombia, con el objetivo de gestionar los excedentes inyectados a la red.

5 Análisis y prospecto normativo para Colombia

Con el fin de responder el tercer objetivo propuesto se debe analizar la evolución de la normatividad internacional, determinando como la normativa influye en la generación de energía, posterior a ello se analiza la tendencia de la normativa en Colombia, teniendo en cuenta aspectos técnicos como la proyección de la UPME. Una vez identificada la tendencia se consulta a especialistas en el área normativa en Colombia y se propone la mejor estrategia para el usuario-generador desde una óptica económica-técnica y normativa.

5.1 Evolución de normativa internacional

Con el fin de determinar si existe una relación entre los cambios regulatorios sobre las energías renovables y el crecimiento o decrecimiento de los proyectos y nuevas conexiones renovables se realiza una revisión exhaustiva a la capacidad instalada, puesto que brinda el indicativo más claro de la tendencia que hay en las nuevas conexiones. Con el fin de acotar la investigación se realizará el análisis sobre el crecimiento de la capacidad instalada de la energía solar y eólica, puesto que son las más utilizadas por pequeños usuarios y brindan una visión más clara de cómo la regulación afecta el crecimiento de esos proyectos.

Se analiza lo anteriormente mencionado para cada región y países que se han trabajado a lo largo del documento, Colombia se analiza más detalladamente y de forma aparte, razón por la cual no se encuentra incluida en este inciso.

Los datos fueron obtenidos de un estudio realizado por IRENA (Agencia internacional de energía renovable, por sus siglas en inglés) [54] en el cual se recopilaron los históricos de la capacidad instalada de las diferentes fuentes de energía renovable a lo largo de los años. En el caso de España fueron tomados de la red eléctrica [55], donde se encuentra toda la información acerca de generación, transporte y demanda, del mercado español.

Japón

En Japón, como se mencionó en el capítulo 3 del presente documento se tienen como eventos normativos importantes:

- Sistema FIT (2009)
- Desastre de Fukushima (2011)
- Nuevo sistema FIT (2012)
- Sistema FIP (2022)

Una consideración especial para analizar la situación japonesa es el desastre de Fukushima, aunque no es un evento normativo si tiene incidencia en el plan de cambio de la matriz energética japonesa. En la Figura 5.1 se observa la capacidad instalada en energía eólica desde el año 2000 hasta el año 2022. En la Figura 5.2 se observa la capacidad instalada solar del año 2000-2022. Ubicando los puntos normativos claves ya mencionados con el fin de determinar si existe una relación entre las medidas normativas y la capacidad instalada.

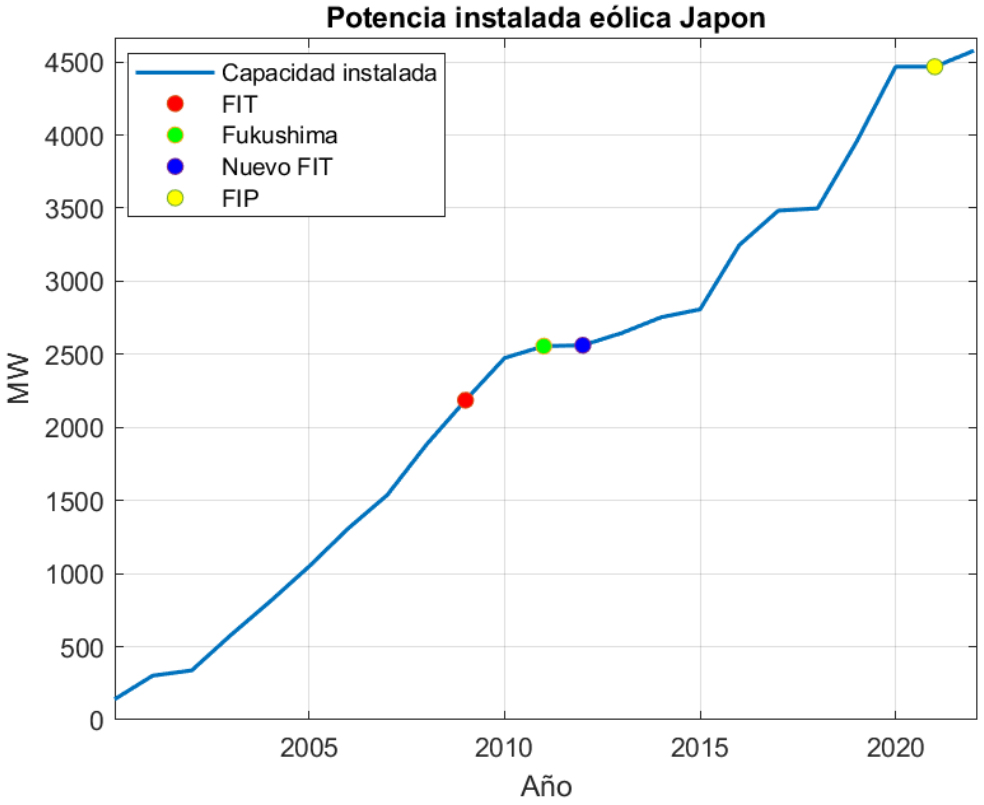


Figura 5.1 Potencia instalada eólica en Japón
Fuente: Autores

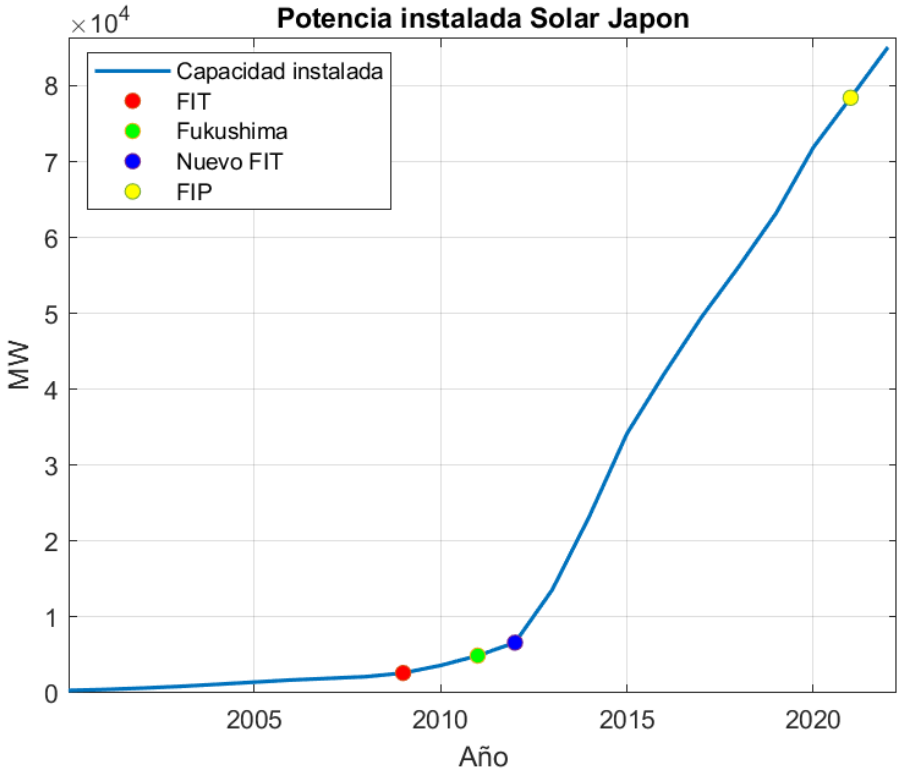


Figura 5.2 Potencia instalada solar en Japón

Fuente: Autores

Con el fin de condensar y generar una conexión más clara para el lector entre la información recopilada en el capítulo 3 (Implicaciones de los cambios normativos) y su impacto sobre la capacidad instalada se genera una segmentación en periodos entre los puntos de interés y su relación con la capacidad instalada.

- Periodo antes de la existencia del sistema FIT (2000-2009)

Durante este periodo, la ausencia de mecanismos específicos para incentivar la generación de energía renovable llevó a un crecimiento lineal tanto en la energía eólica como en la solar. A nivel global, la creciente conciencia sobre el cambio climático y la necesidad de una transición energética impulsaron el desarrollo de estas tecnologías, aunque en Japón el avance fue moderado y reflejaba la tendencia mundial hacia una mayor sostenibilidad.

- Periodo entre la implementación del sistema FIT y el desastre de Fukushima (2009-2011)

La introducción del sistema FIT en 2009 significó un cambio significativo, especialmente para la energía solar, al ofrecer incentivos financieros atractivos para la generación fotovoltaica. Este nuevo sistema provocó una disminución en el crecimiento de la capacidad instalada eólica, ya que la generación solar se volvió más rentable y preferible. El sistema FIT favoreció a la energía solar al garantizar tarifas de compra más altas y un mercado más estable, lo que llevó a una notable focalización en proyectos solares durante este periodo.

- Periodo posterior a Fukushima y nuevo sistema FIT (2011-2012)

El desastre de Fukushima en 2011 marcó un punto de inflexión crucial en la política energética japonesa. En respuesta al evento, se replantearon las estrategias energéticas del país, con una atención renovada hacia las energías renovables. Aunque el sistema FIT seguía beneficiando principalmente a la energía solar, se comenzaron a formular nuevas regulaciones que incluían también la energía eólica.

Este periodo se caracterizó por una expectativa y preparación para un marco normativo que podría equilibrar el apoyo entre ambas tecnologías.

- Periodo entre nuevo sistema FIT e implementación del sistema FIP (2012-2022)

Con la introducción de un nuevo sistema FIT que abarcó una gama más amplia de fuentes renovables, incluyendo la energía eólica, se observó un auge en la capacidad instalada eólica. Este periodo se distinguió por un aumento significativo en los proyectos eólicos, impulsado por la inclusión de incentivos equivalentes a los ofrecidos para la energía solar. La capacidad instalada de ambas energías renovables creció de manera notable, aunque los elevados costos asociados llevaron a una revisión del sistema FIT para asegurar la sostenibilidad económica a largo plazo.

- Periodo posterior a la implementación del sistema FIP (2022 - …)

El sistema FIP, introducido en 2022, buscó equilibrar los costos de la generación renovable con las compensaciones económicas ofrecidas a los generadores. Este cambio normativo introdujo una reducción en los pagos, lo que podría influir en la tasa de crecimiento de la capacidad instalada. Sin embargo, dado que el ajuste no fue extremadamente severo, se espera que la capacidad instalada de energía eólica y solar continúe creciendo, aunque a un ritmo posiblemente más moderado, en línea con los objetivos de sostenibilidad energética de Japón.

España

En España como se mencionó en el capítulo 3 del presente documento se tienen como eventos normativos importantes:

- Real Decreto 611(2007)
- Real Decreto 1575 (2008)
- Ley 24 (2013)
- Real Decreto 900 (2015)
- Real Decreto 15 (2018)

En España existe una consideración con el Real decreto 900 que también es conocido como impuesto al sol. Y, además, se debe tener en cuenta la importancia de la energía eólica por su ubicación geográfica y condiciones ambientales. En la Figura 5.3 se observa la potencia instalada de energía eólica en España y en la Figura 5.4 se observa la potencia instalada solar en España.

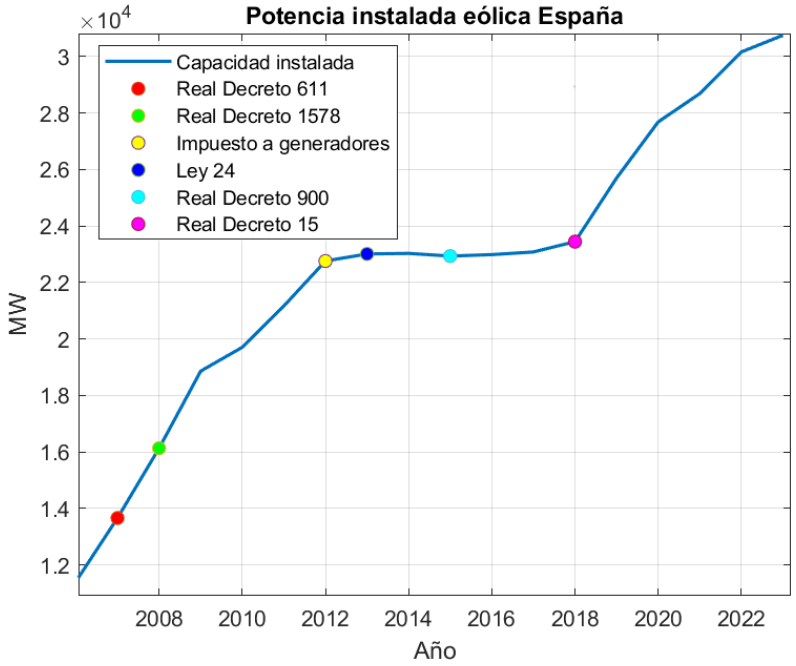


Figura 5.3 Potencia instalada eólica en España
Fuente: Autores

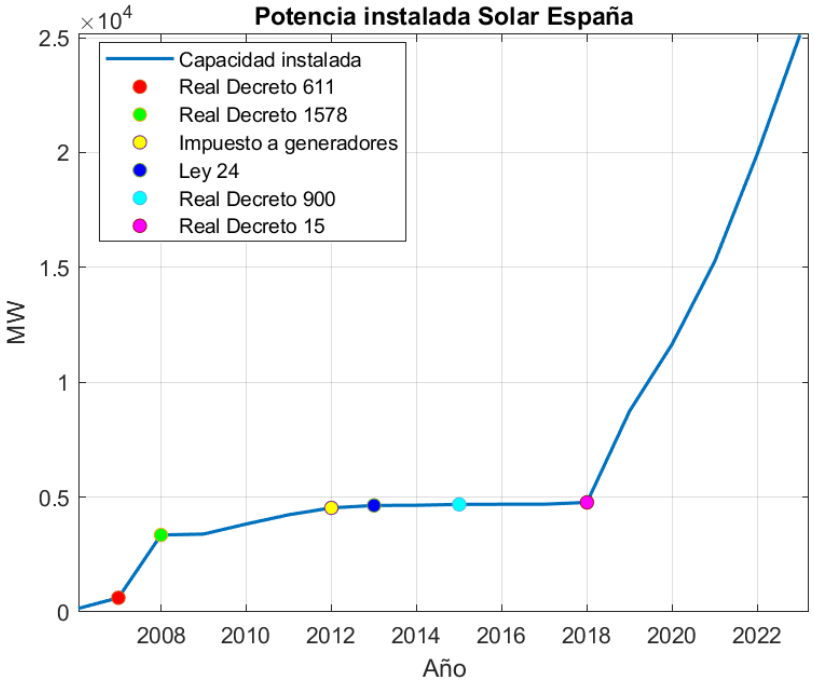


Figura 5.4 Potencia instalada solar en España
Fuente: Autores

Con el fin de observar la conexión entre la regulación y el crecimiento de la capacidad instalada se realiza el mismo ejercicio, planteado para Japón, y se trabajan los siguientes periodos de tiempo.

- Periodo anterior a la implementación de Real Decreto 611(2005-2007)

Durante este tiempo, tanto la energía eólica como la solar experimentaron un crecimiento lineal, impulsado por una creciente conciencia ambiental y un compromiso global con la sostenibilidad. La ausencia de un marco normativo específico para las energías renovables permitió un desarrollo gradual que reflejaba las tendencias mundiales hacia una mayor adopción de tecnologías limpias.

- Periodo comprendido entre el Real Decreto 611 y el Real Decreto 1578 (2007-2008)

El Real Decreto 611, implementado en 2007, incentivó principalmente la generación solar mediante tarifas atractivas y otros beneficios. Este estímulo provocó un primer auge significativo en la capacidad instalada de energía solar. En contraste, la energía eólica continuó con su crecimiento lineal, sin cambios drásticos en el apoyo normativo, ya que el decreto se centró en la energía solar. Por lo tanto, el periodo se caracteriza por un claro despegue de la energía solar, mientras que la eólica mantenía un crecimiento estable.

- Periodo comprendido entre el Real Decreto 1578 y la Ley 24 (2008-2013)

Durante este tiempo, la capacidad instalada de energía eólica mostró un aumento moderado, en parte debido a la limitación de la generación solar impuesta por el Real Decreto 1578, que permitió un mayor enfoque en la eólica. Sin embargo, en 2012, la implementación de un impuesto del 7% sobre los generadores renovables afectó tanto a la energía eólica como a la solar, llevando a una desaceleración en el crecimiento. Este periodo puede describirse como momento de desregulación, con un impacto variable sobre ambos tipos de energía renovable.

- Periodo comprendido entre la Ley 24 y el Real Decreto 900 (2013-2015)

La Ley 24 introdujo limitaciones significativas para la generación de energía renovable, diferenciando entre auto generadores con y sin inyección a la red. Las instalaciones mayores de 100 kW, que enfrentaron restricciones severas y precios de mercado, vieron una disminución en la viabilidad económica, afectando principalmente a las grandes instalaciones eólicas y solares. Esta normativa trajo consigo una regulación estricta para la generación renovable a gran escala, con un impacto notable en el crecimiento de ambos sectores.

- Periodo comprendido entre el Real Decreto 900 y el Real Decreto 15 conocido como impuesto al sol (2015-2018)

El Real Decreto 900, conocido por su impacto negativo sobre la energía solar debido a un impuesto adicional, marcó un periodo de estancamiento para la generación solar. La carga económica impuesta limitó el crecimiento de nuevos proyectos solares, mientras que la energía eólica se mantuvo relativamente estable durante este tiempo, ya que el impuesto no se aplicó a las instalaciones eólicas. Este periodo se caracteriza como uno de estancamiento y limitación para la energía solar, mientras que la energía eólica experimentó una falta de crecimiento significativo.

- Periodo posterior al Real Decreto 15 (2018-…)

La derogación del impuesto al sol mediante el Real Decreto 15 en 2018 representó un cambio positivo para toda la generación renovable en España. Este decreto, junto con medidas como la facilitación del autoconsumo y la compensación de excedentes, impulsó un renovado auge en la capacidad instalada tanto de energía eólica como solar. La capacidad instalada de energía solar experimentó un segundo gran auge, similar al impacto inicial del Real Decreto 611, mientras que la energía eólica también se benefició de un entorno normativo más favorable. Se espera que ambos sectores continúen su crecimiento bajo las actuales condiciones, impulsados por las metas de sostenibilidad y las condiciones geopolíticas que afectan el mercado energético.

California (EE. UU.)

En el caso California como se mencionó en el capítulo 3 del presente documento se tienen como eventos normativos importantes:

- NEM 2.0 (2017)
- NEM 3.0 (2023)

En california se debe tener en consideración el primer programa de medición neta NEM 1.0 programa que inicio en 1996 y el cual se mantuvo vigente hasta el año 2017, este no se tuvo en cuenta en el análisis gráfico por la falta de datos de años anteriores a los 2000, razón por la cual no fue posible analizar su efecto. En la Figura 5.5 se muestra la potencia instalada de energía eólica y en la Figura 5.6 se muestra la potencia instalada de energía solar en California.

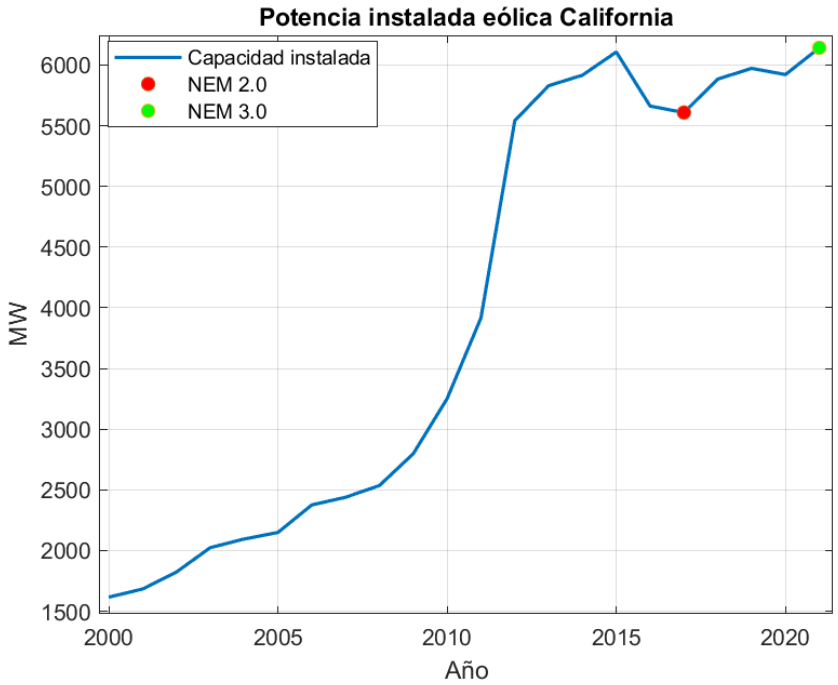


Figura 5.5 Potencia instalada eólica en California (EE. UU.)
Fuente: Autores

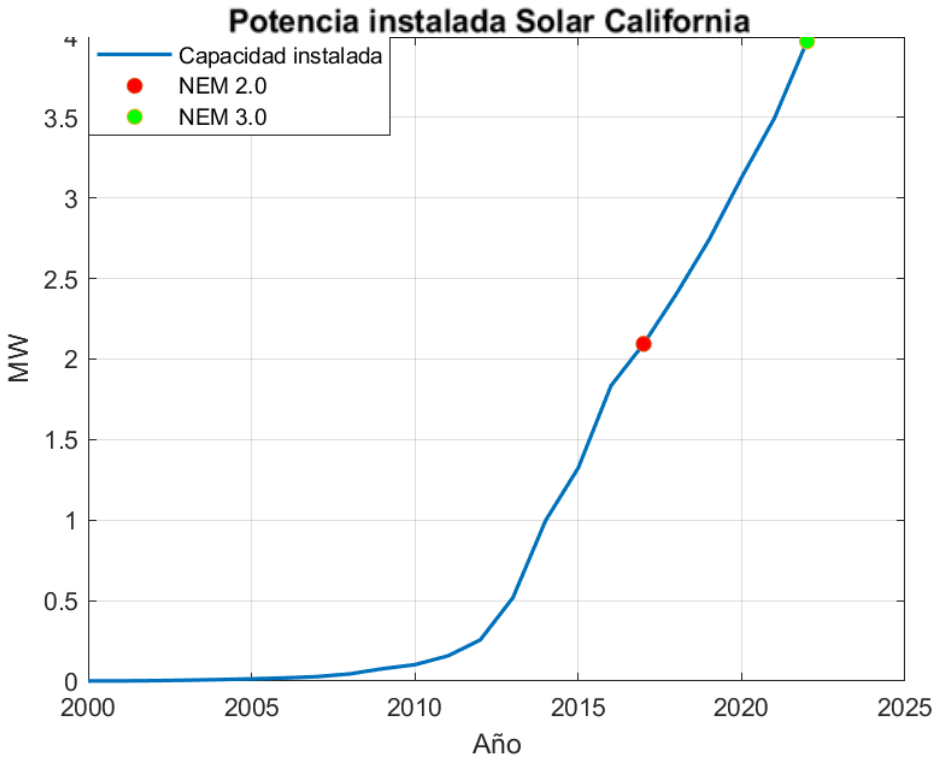


Figura 5.6 Potencia instalada solar en California (EE. UU.)
Fuente: Autores

Con el fin de observar la conexión entre la regulación y el crecimiento de la capacidad instalada se realiza el mismo ejercicio realizado anteriormente y se trabajan los siguientes periodos de tiempo.

- Periodo anterior a la implementación del NEM 2.0 (2000-2017)

Durante este tiempo, tanto la energía eólica como la solar en California experimentaron un crecimiento significativo. La política Net Energy Metering (NEM) 1.0, introducida en 1996, jugó un papel crucial al ofrecer beneficios importantes para los generadores renovables, como la compensación por la energía generada durante todo el día. Esta política incentivó el crecimiento de ambas tecnologías debido a la favorable compensación económica y las condiciones geográficas ideales de California. En este periodo, la energía eólica vio un aumento estratosférico en su capacidad instalada, mientras que la energía solar también mostró un crecimiento notable, con un auge en los años 2009 y 2012. Este periodo se puede caracterizar como una fase de expansión significativa en la generación de energía renovable en California.

- Periodo comprendido entre la implementación del NEM 2.0 y el NEM 3.0 (2017-2023)

La implementación del NEM 2.0 en 2017 trajo consigo una reducción en los beneficios para los generadores, aunque no tan drástica como en otros países. Esta reducción afectó principalmente la generación solar, disminuyendo el ritmo de crecimiento, pero sin detenerlo por completo. La energía eólica, por otro lado, también experimentó una desaceleración en el crecimiento, aunque menos pronunciada. La menor compensación económica y el aumento de los costos para los operadores de red influyeron en ambos sectores, pero la energía solar continuó creciendo a un ritmo más lento. Este periodo puede ser visto como una fase de ajuste, donde ambos sectores empezaron a enfrentar restricciones que afectaron el ritmo de su expansión.

- Periodo posterior a la implementación del NEM 3.0 (2023-…)

El NEM 3.0, anunciado en 2022 e implementado en abril de 2023, introdujo cambios significativos para los generadores renovables en California, incluyendo reducciones en las tarifas, penalizaciones por la inyección de energía en momentos no requeridos por la red, y una transición hacia un nuevo sistema menos favorable. Para la energía eólica, este cambio representa un impacto considerable similar a la regulación severa observada en España con la Ley 24. La energía solar, por su parte, enfrenta una reducción en las ganancias, lo que puede llevar a una estabilización o incluso a una disminución en el crecimiento de la capacidad instalada. Este periodo se define como uno de regulación intensificada, en el que la capacidad instalada de energía solar y eólica podría enfrentar desafíos significativos debido a las nuevas políticas.

Argentina

En el caso de Argentina como se mencionó en el capítulo 3 del presente documento se tienen como eventos normativos importantes:

- Ley 27424 (2017)

En Argentina no existen consideraciones o aspectos primordiales anteriores a la ley 27424 para tener en cuenta, puesto que su comportamiento se ve ligado netamente a la implementación de una ley que se analizara a continuación. En la Figura 5.7 se muestra la potencia instalada de energía eólica y en la Figura 5.8 se muestra la potencia instalada de energía solar en Argentina.

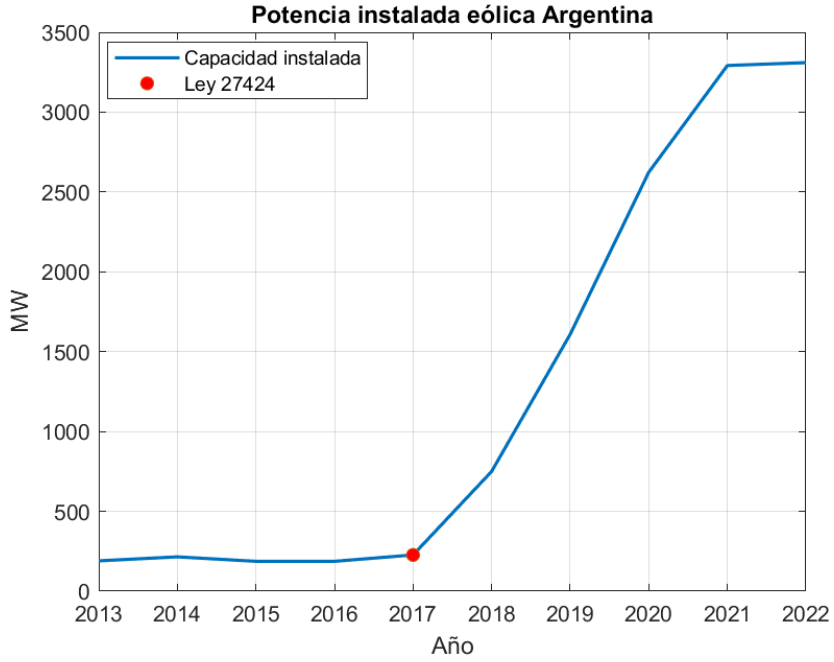


Figura 5.7 Potencia instalada eólica en Argentina
Fuente: Autores

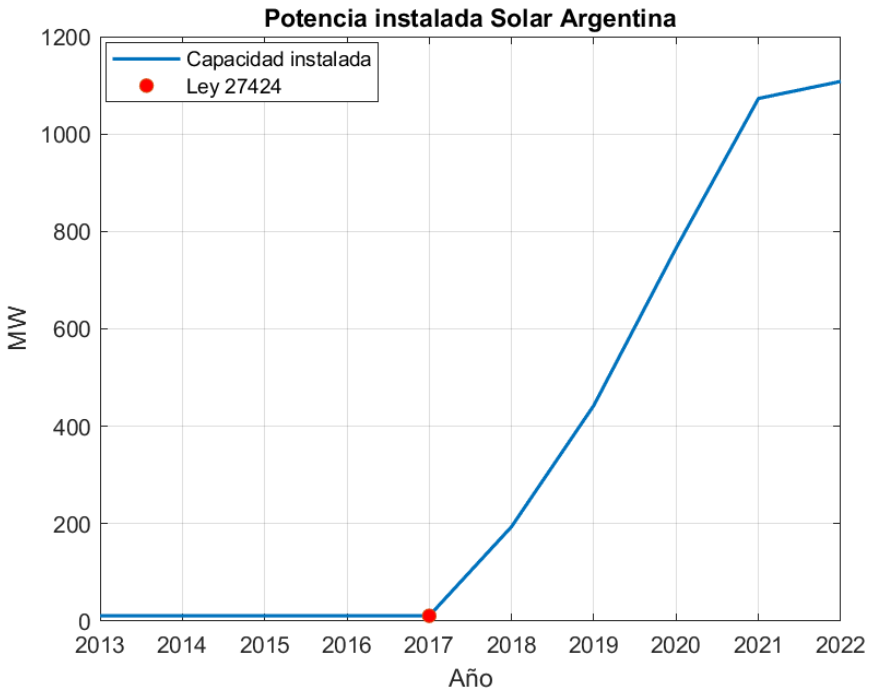


Figura 5.8 Potencia instalada solar en Argentina
Fuente: Autores

Con el fin de observar la conexión entre la regulación y el crecimiento de la capacidad instalada se realiza el mismo ejercicio realizado anteriormente y se trabajan los siguientes periodos de tiempo.

- Periodo anterior a la promulgación de la Ley 27424 (2013-2017)

Durante este periodo, tanto la energía eólica como la solar en Argentina mostraron un estancamiento en la capacidad instalada. La falta de regulaciones e incentivos para la generación de energía renovable llevó a un nulo crecimiento en ambos sectores. En la región latinoamericana, incluida Argentina, no había incentivos significativos para promover la generación renovable, lo que resultó en una falta de interés por parte de los usuarios y una ausencia de proyectos de gran escala. Este periodo puede caracterizarse como una etapa de desinterés y falta de desarrollo en la generación de energía renovable.

- Periodo posterior a la promulgación de la Ley 27424 (2017-…)

Con la promulgación de la Ley 27424 en 2017, el panorama para la generación de energía renovable en Argentina cambió drásticamente. La ley introdujo incentivos significativos tanto para la energía eólica como para la solar. Estos incentivos incluyeron subsidios para la compra de equipos y el derecho de los usuarios a inyectar energía a la red, facilitando así la inversión en proyectos de generación renovable. Este periodo se define como el auge de la generación renovable en Argentina, con un notable aumento en la capacidad instalada de ambas tecnologías. La Ley 27424 promovió el desarrollo de proyectos tanto de energía eólica como solar, mostrando un crecimiento sostenido en la capacidad instalada. Este auge está asociado con la creación de un entorno favorable para las inversiones en energía renovable, reflejado en la aceleración del desarrollo y la expansión de la capacidad instalada.

Chile

El caso chileno como se mencionó en el capítulo 3 del presente documento se tienen como eventos normativos importantes:

- Ley 20571 (2014)

En Chile no existen consideraciones o aspectos primordiales a tener en cuenta, puesto que su comportamiento se ve ligado netamente a la implementación de una ley que se analizara a continuación. En la Figura 5.9 se muestra la potencia instalada de energía eólica y en la Figura 5.10 se muestra la potencia instalada de energía solar en Chile.

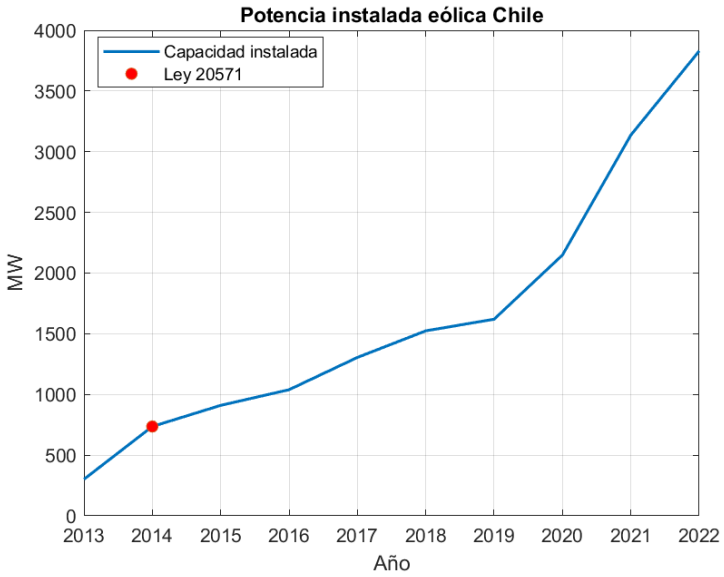


Figura 5.9 Potencia instalada eólica en Chile
Fuente: Autores

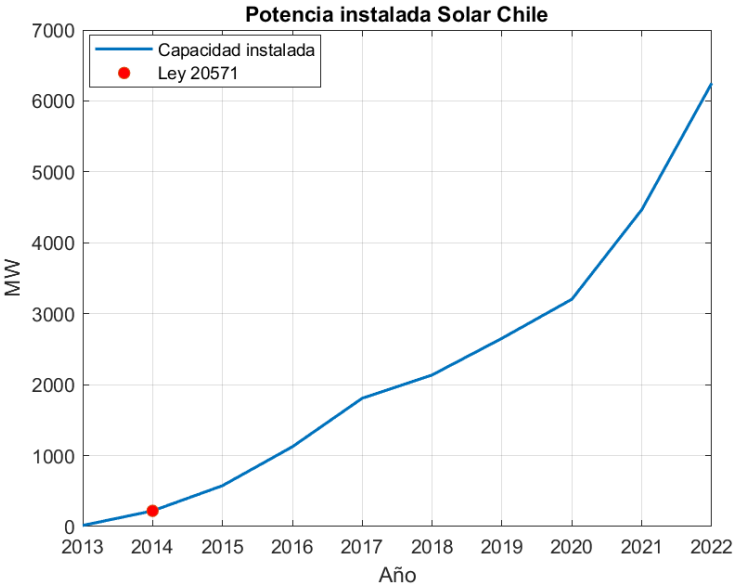


Figura 5.10 Potencia instalada solar en Chile
Fuente: Autores

Con el fin de observar la conexión entre la regulación y el crecimiento de la capacidad instalada se realiza el mismo ejercicio realizado anteriormente y se trabajan los siguientes periodos de tiempo.

- Periodo anterior a la promulgación de la Ley 20571 (2013-2014)

En este periodo, tanto la capacidad instalada en generación eólica como en generación solar en Chile mostraron un crecimiento orgánico, siguiendo la estela mundial del interés por el cambio climático y la adopción de energías renovables. La generación eólica aumentó de manera gradual, alineándose con las tendencias globales sin intervenciones significativas del gobierno. De manera similar, la capacidad instalada en generación solar también creció de manera natural, impulsada por los mismos intereses globales en sostenibilidad y tecnologías limpias. Este crecimiento reflejó una expansión normal de ambas tecnologías en respuesta a las tendencias y desarrollos internacionales en energías renovables.

- Periodo posterior a la promulgación de la Ley 20571 (2014-…)

Tras la promulgación de la Ley 20.571 en 2014, que facilitaba la inyección de excedentes a la red sin costo adicional por el uso de las redes, se observó un impacto diferencial en los sectores de energía eólica y solar. En el caso de la energía eólica, la ley permitió a los usuarios generadores inyectar excedentes a la red, pero el crecimiento en la capacidad instalada continuó siendo moderado y gradual, sin cambios drásticos comparables a los vistos en otros países. Por otro lado, la energía solar experimentó un cambio más significativo en su tasa de crecimiento. La facilidad de instalación y funcionamiento de los sistemas solares residenciales hizo que la capacidad instalada solar aumentara de manera considerable. La ley incentivó especialmente la expansión de instalaciones solares residenciales, ya que estos sistemas resultaban más sencillos de implementar en comparación con la energía eólica. La ausencia de restricciones significativas y la estabilidad en la política energética promovieron un crecimiento acelerado en la capacidad instalada de generación solar, a diferencia del comportamiento más moderado observado en la energía eólica.

Uruguay

En la Republica del Uruguay, como se mencionó en el capítulo 3 del presente documento se tienen como eventos normativos importantes:

- Decreto 43/015 (2015)

Se debe tener en cuenta también un evento que no es normativo, pero que afecta la generación. El cumplimiento de las metas energéticas renovables que se plantearon. Este se dio en 2017 cuando se llegó a generar incluso por encima de lo requerido por el país. En la Figura 5.11 se muestra la potencia instalada de energía eólica y en la Figura 5.12 se muestra la potencia instalada en energía solar de Uruguay.

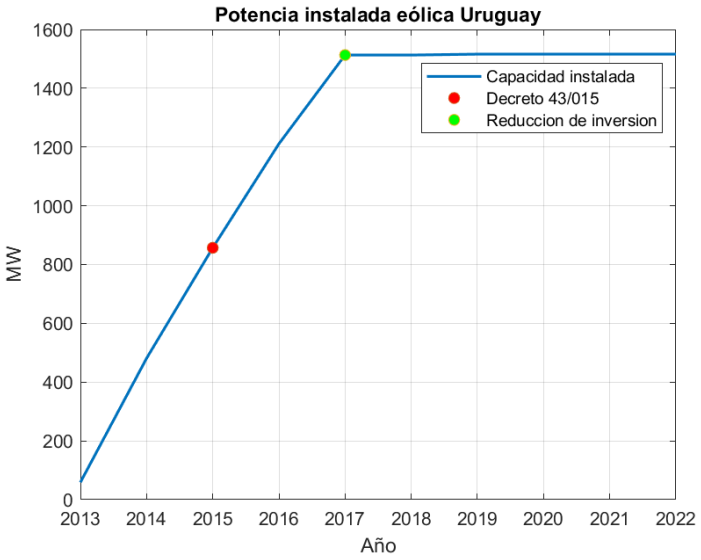


Figura 5.11 Potencia instalada eólica en Uruguay
Fuente: Autores

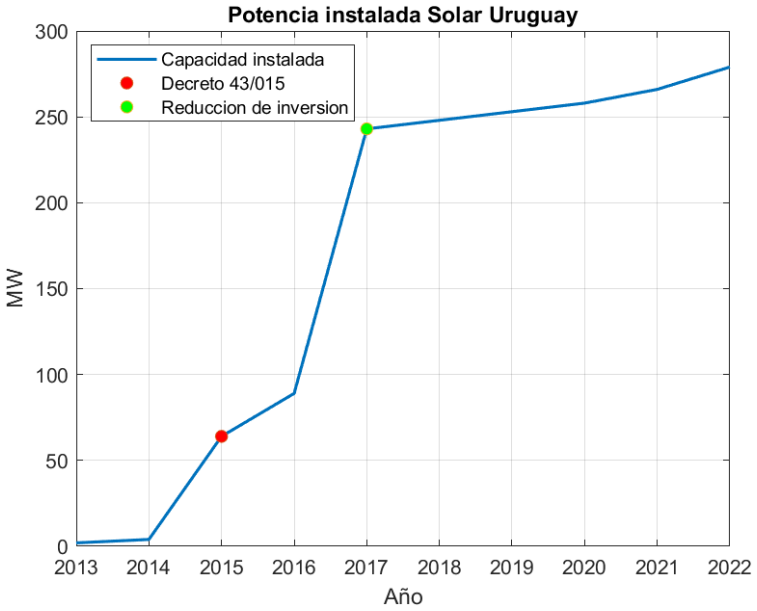


Figura 5.12 Potencia instalada solar en Uruguay
Fuente: Autores

Con el fin de observar la conexión entre la regulación y el crecimiento de la capacidad instalada se realiza el mismo ejercicio realizado anteriormente y se trabajan los siguientes periodos de tiempo.

- Periodo anterior a la promulgación del decreto 43/015 (2013-2015)

Durante este periodo, la capacidad instalada en energía eólica en Uruguay mostró un crecimiento orgánico, alineado con las tendencias globales hacia la adopción de energías renovables y el interés por el cambio climático. Este crecimiento no se vio afectado por la falta de una regulación específica, ya que las condiciones ambientales favorables y la importancia estratégica de la energía eólica para el proyecto energético uruguayo impulsaron un crecimiento constante. En contraste, la generación solar, aunque en menor escala, también mostró un crecimiento moderado. A nivel global, la energía

solar estaba en expansión, pero en Uruguay, la generación eólica predominaba debido a las condiciones locales y el enfoque estratégico del país.

- Periodo entre la promulgación del decreto 43/015 y el cumplimiento de metas energéticas (2015-2017)

Tras la promulgación del decreto 43/015, que promovió la generación eólica con el fin de cumplir las metas establecidas en el plan energético nacional, la capacidad instalada eólica continuó aumentando de manera significativa. El estado impulsó activamente este sector para alcanzar las metas propuestas, lo que resultó en una notable expansión. Sin embargo, en el sector solar, el enfoque agresivo hacia la generación eólica inicialmente ralentizó el crecimiento de la capacidad instalada solar. A pesar de esta reducción, hacia el final del periodo, la instalación de nueva capacidad solar se aceleró nuevamente a medida que se aproximaban las metas energéticas, mostrando una recuperación en el crecimiento solar.

- Periodo posterior al cumplimiento de metas energéticas (2017-…)

Una vez que Uruguay alcanzó sus metas energéticas y empezó a exportar energía a países vecinos, el crecimiento de la capacidad instalada eólica mostró una desaceleración dramática. Aunque la instalación de nuevas capacidades eólicas no se detuvo por completo, el ritmo de crecimiento disminuyó considerablemente, reflejando el hecho de que las metas energéticas habían sido cumplidas y el país había cubierto su demanda energética. En el sector solar, aunque también se observó una desaceleración en el crecimiento, esta fue menos pronunciada en comparación con la eólica. La capacidad solar seguía creciendo, pero a un ritmo menor, dado que representa solo alrededor del 20% de la capacidad instalada en comparación con la eólica. A pesar de la desaceleración, se espera que la capacidad solar continúe creciendo, aunque a un ritmo más moderado, dada la menor magnitud actual en comparación con la eólica.

5.2 Tendencia normativa en Colombia

El gobierno inició sus incentivos a las energías renovables con la Ley 1715 de 2014 [2], que promovía proyectos de energías renovables no convencionales mediante incentivos fiscales y beneficios. Esta normativa fue ampliada por la Ley 1955 de 2019 [56], que aumentó los beneficios fiscales existentes y estableció la obligación para las empresas de servicios públicos de adquirir al menos el 10% de su energía total proveniente de fuentes renovables no convencionales. Posteriormente, el gobierno implementó políticas adicionales para impulsar el crecimiento de las FNCER, como contratos a largo plazo, reducción gradual de impuestos y la exención del IVA para paneles solares, inversores y controladores de carga.

En julio de 2021, se promulgó la Ley de Transición Energética (2099/2021) [57], la cual amplió acciones y beneficios fiscales para una amplia gama de tecnologías de eficiencia energética, incluyendo geotérmica, CCUS (captura de carbono, uso y almacenamiento) e hidrógeno. Destacablemente, esta ley incluye sistemas de almacenamiento para uso en FNCER y promueve el uso eficiente de esta energía para su integración en el mercado eléctrico, así como su aplicación en servicios públicos domiciliarios y alumbrado público. Además, declara el almacenamiento, administración, operación y mantenimiento de las FNCER como de Utilidad Pública e Interés Social.

La Ley de Transición Energética también dispone que proyectos de hidrógeno verde o azul puedan acceder a beneficios como deducciones fiscales, exención del IVA, cero aranceles, depreciación acelerada y FENOGE. Asimismo, establece que los medidores inteligentes no generarán costos adicionales para los usuarios. Por último, se formula el Fondo Único de Soluciones Energéticas

(FONENERGIA) con el objetivo de mejorar la calidad del suministro y el acceso a la energía, el cual reemplazará los programas PRONE, FAZNI, FAER y FECFGN.

5.2.1 PEN (2020-2050)

Considerando la urgencia del cambio climático y los compromisos globales para reducir las emisiones de CO2, Colombia ha elaborado un Plan Energético Nacional (PEN/2050) [58] que establece una serie de pilares fundamentales para guiar su política energética. Estos pilares incluyen el desarrollo económico sostenible, la adaptación al cambio climático y la promoción de la innovación, todo ello mientras se garantiza un suministro energético confiable para satisfacer la demanda nacional, los objetivos del PEN se observan en la Figura 5.13.

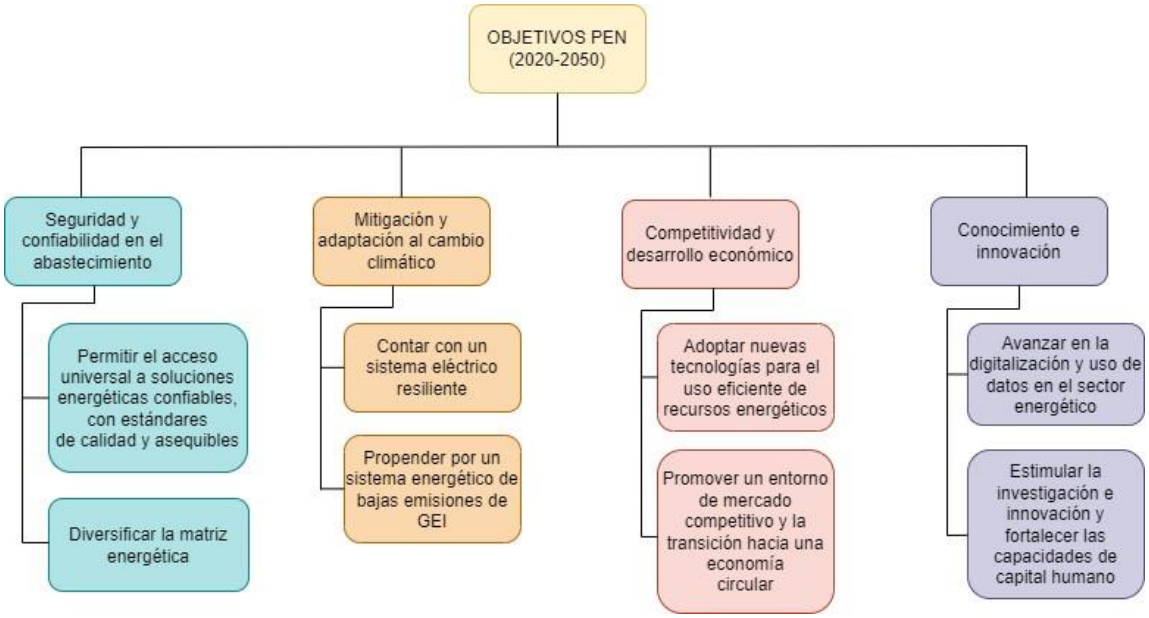


Figura 5.13 PEN 2020-2050
Fuente: Autores

Desafíos del Sector en las Próximas Décadas

En este PEN, se resumen los desafíos y barreras de la siguiente manera:

Disponibilidad de recursos energéticos locales: El desafío reside en realizar las inversiones necesarias para mejorar los estándares de calidad en la prestación del servicio eléctrico, lo que a su vez impulsará el desarrollo económico del país y el bienestar de sus habitantes.

Brecha tecnológica y uso eficiente de los recursos energéticos: La planificación energética enfrenta desafíos en cuatro áreas: informar a los consumidores, establecer estándares mínimos, promover esquemas de mercado y monitorear la eficiencia energética. La digitalización ofrece oportunidades para mejorar la información del usuario y diseñar respuestas eficientes. Además, es crucial recomendar estándares mínimos de eficiencia energética y fortalecer el etiquetado energético.

Mitigación y adaptación al cambio climático: La transición hacia energías más sostenibles y la adaptación al cambio climático exigen una planificación energética amplia, considerando la variabilidad climática, aspectos económicos, sociales y ambientales. Es necesario coordinar acciones entre entidades gubernamentales y anticipar impactos en la economía, empleo y estilo de vida.

Además, la aparición de nuevos actores y tecnologías requiere una aproximación innovadora en la planificación.

Cambios estructurales en el sector energético asociados a la digitalización y la descentralización: La digitalización y descentralización energética traerán más información y nuevos agentes, empoderando a los consumidores. La planeación energética debe innovar en la formulación de escenarios futuros y comunicar claramente sus modelos. Para aprovechar esta oportunidad, es esencial desarrollar capacidades en análisis de datos, garantizar la calidad de los datos y mejorar la ciberseguridad. La proliferación de empresas y servicios energéticos complicará la planificación, requiriendo modelos más flexibles y considerando las nuevas opciones de los consumidores. El empoderamiento de los consumidores implica entender sus necesidades locales y construir consenso en las soluciones propuestas.

ZNI: El desarrollo de proyectos en áreas remotas representa un desafío debido a la falta de acceso a la infraestructura y la necesidad de obtener el apoyo de las comunidades locales. La primera Ley de Transición Energética de 2019 exigía que las empresas con proyectos FNCER destinaran parte de sus ingresos al municipio que albergará el proyecto.

Adaptación al mercado: Un desafío se relaciona con la adaptación del diseño del mercado eléctrico a la energía renovable variable. La CREG está consultando propuestas con respecto al mercado intradiario y los mercados de servicios complementarios que impulsarían la integración de las FNCER en el mercado mayorista. Valorar adecuadamente el volumen y el momento de la contribución a la confiabilidad de la energía renovable variable en el contexto de las subastas de cargos por confiabilidad será fundamental. Las futuras subastas conjuntas pueden ser un mecanismo bienvenido para integrar mejor la contribución a la confiabilidad de las energías renovables en los contratos a largo plazo.

5.2.2 Pronostico 2050

La proyección de cómo se configurará la red energética colombiana para el año 2050 [58] involucra varios factores. En primer lugar, se estima que la población alcanzará los 57 millones de personas según las proyecciones del DANE para ese año. Además, se debe considerar la flexibilidad de la red en función de la matriz energética. Se estima que cuando la energía solar y eólica representen menos del 20% de la matriz, el sistema será flexible. Sin embargo, si ocupan entre el 20% y el 50%, el operador deberá implementar estrategias para abordar posibles problemas de flexibilidad. Cuando superen el 50%, es probable que el sistema experimente sobreproducciones significativas, lo que lo volvería inflexible [59].

En relación con el Escenario de Transición Energética presentado en el PEN 2050, se destaca un enfoque ambicioso que busca satisfacer la demanda de energía eléctrica principalmente mediante el aprovechamiento de FNCER. Al mismo tiempo, este escenario incorpora y añade capacidad proveniente de otras fuentes de energía más estables, como la nuclear y las grandes hidroeléctricas, y mantiene las plantas termoeléctricas a carbón y gas, con el objetivo de garantizar flexibilidad, inercia y firmeza para el SIN.

Algunos supuestos e hitos para la transición energética son los siguientes:

2023-2026:

- Sustitución de termoeléctricas a carbón por alternativas 100 % descarbonizadas.
- Al final de este periodo se espera contar con la entrada de 9,9 GW de solar fotovoltaica, 1,12 GW de eólica costa adentro, 2 GW de generación distribuida, 240 MW de bioenergía para la

producción de electricidad y una reducción del 20 % en la capacidad instalada de térmicas a carbón.

2026-2030:

- Implementación del proyecto de sustitución de Guajira 1 y 2 por 400 MW solar, 50 MW de almacenamiento y condensadores síncronos en 2028.
- Incorporación de las últimas 4 unidades de Ituango.
- Se aproxima a alcanzar el máximo de la capacidad instalable en energía eólica costa adentro limitado por la capacidad de transmisión del proyecto Colectora.
- Al final de este periodo se espera contar con 16,2 GW de solar fotovoltaica, 3,88 GW de eólica costa adentro, 7 GW de generación distribuida y 207 MW de biogás para la producción de energía eléctrica, 450 MW de proyectos de cogeneración o generación a partir de biomasa residual agrícola y una reducción adicional del 40 % de la capacidad instalada de térmicas a carbón.

2030-2040:

- Ingreso de proyectos eólicos costa afuera en concordancia con las subastas para la asignación de áreas realizadas a mediados de la década anterior.
- Al final de este periodo no se contará con más térmicas a carbón, diésel, combustóleo, jet fuel u otro fósil diferente al gas natural, posibilitando una posterior sustitución de combustible por hidrógeno verde; generación de electricidad a partir de bioenergía alcanzará 3,7 GW. Adicionalmente, una capacidad de 7 GW en proyectos eólicos costa afuera, priorizando las áreas occidentales de la región Caribe antes de empezar a ingresar al área marítima colindante con La Guajira, y 3 GW en pequeños aprovechamientos hidroeléctricos a filo de agua, en su mayoría en forma de comunidades energéticas.
- El desarrollo de nuevos proyectos de expansión del STN, especialmente la línea HVDC con conexión a Colectora 2 y 3, permite la incorporación de más proyectos eólicos costa adentro (3 GW).

2040-2050:

- Se sustituye el gas natural por hidrógeno verde como combustible para la operación de termoeléctricas, priorizando la conversión de tecnología por celdas de combustible en los casos que sea posible.
- El almacenamiento, en especial su configuración conjunta con proyectos solares fotovoltaicos se habilita para su implementación en masa buscando aportar flexibilidad y suficiencia en las horas de máxima demanda y de mínima generación solar.

Con lo mencionado anteriormente y tomando datos del plan 2050 se tiene la proyección de capacidad instalada de generación eólica y solar hasta el año 2035, que se expone en las Figura 5.14 y Figura 5.15.

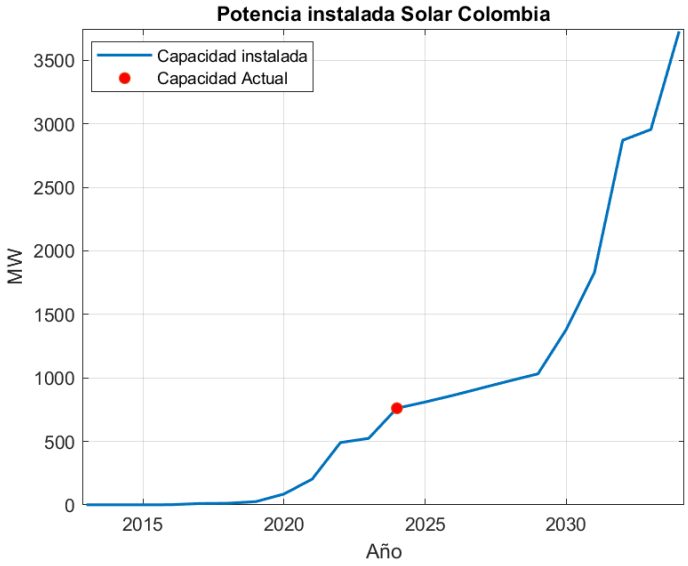


Figura 5.14 Proyección de la potencia instalada solar en Colombia
Fuente: Autores

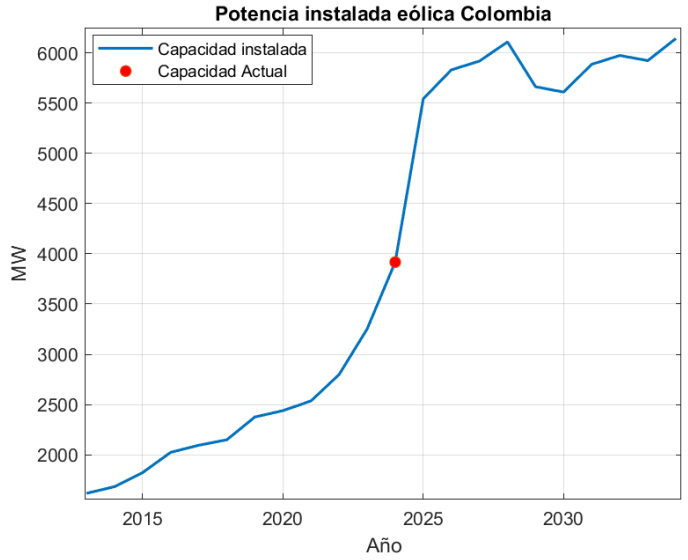


Figura 5.15 Proyección de la potencia instalada eólica en Colombia
Fuente: Autores

Como se observa se espera un crecimiento, tendencia muy similar a los países analizados en el presente documento. Y al igual que ellos se espera un cambio regulatorio en un futuro con el fin de limitar este crecimiento.

En el caso de la energía solar, como se observa en la Figura 5.14, el crecimiento de esta no parece detenerse ni siquiera al llegar al año 2035. Esto se debe a que, en Colombia, hasta el año 2020, se comenzó a notar un aumento en la potencia instalada de energía solar. Por lo tanto, una regulación inmediata no parece probable, ya que la tendencia en otros países ha mostrado que las medidas regulatorias, como la limitación del pago de excedentes, solo se implementan una vez se ha alcanzado el objetivo de potencia instalada. En este caso, dado que Colombia apenas está comenzando a diversificar su matriz energética, no parece que en los próximos años se logre una diversificación suficiente para empezar a regular estos excedentes.

A diferencia de la energía solar, la energía eólica muestra una estabilización cercana a los 6000 MW para el año 2027. Esto no significa que los pagos por excedentes se detendrán en esa fecha, pero es muy probable que los beneficios y la incentivación para la instalación de energía eólica por parte del gobierno disminuyan. Se espera que la capacidad instalada se mantenga alrededor de los 6000 MW hasta que surja nuevamente la necesidad de ampliarla, momento en el cual el gobierno volverá a incentivar la construcción de proyectos eólicos.

5.3 Consulta con especialistas y proyección de la normatividad colombiana

A lo largo del documento, se analizó la evolución de la normativa y sus efectos en cada país, observando además las estrategias utilizadas para enfrentar diversos desafíos. En el contexto colombiano, diversos actores están involucrados en el tema, desde el generador hasta el usuario consumidor. Conocer sus opiniones es crucial para comprender sus perspectivas sobre la regulación actual y cómo debería desarrollarse en el futuro. Se entrevistó a la UPME, dada su importancia en la planificación de la red y la gestión de los excedentes, y al Ministerio de Energía, encargado de regular e incentivar de acuerdo a las necesidades de la red. También se entrevistó a un OR, quien realiza el intercambio de energía y de los excedentes con los auto generadores o GD. Para obtener una visión más amplia, se consultó a un especialista académico en el sector energético, quien aportó un enfoque basado en el estado del arte del tema. Finalmente, se entrevistó a un ciudadano común, quien es el destinatario final de la incentivación de los GD o auto generadores y uno de los más directamente afectados por la regulación.

Todas estas perspectivas nos permiten comprender el panorama completo desde distintos puntos de vista. A continuación, se presenta la entrevista realizada a estos actores:

1. Según los análisis realizados por _____ que prospectiva se tiene frente a la diversificación de la matriz energética en el futuro.

2. Desde la visión del _____, considera que el mecanismo actual para remunerar los excedentes de energía inyectados a la red es el adecuado, si no es así, se tiene alguna propuesta desde _____ de en qué aspectos debería cambiar, si sí relacione cuales aspectos.

3. ¿Cuáles aspectos técnicos considera _____ se deben tener en cuenta para la inyección de excedentes?

4. Desde su rol como _____ cree que un marco regulatorio más estricto en relación con la inyección de excedentes afectará el crecimiento de la generación distribuida de baja potencia?

5. Desde su rol de _____, ¿qué aspectos considera que la regulación debe tener en cuenta en relación con la implementación de los sistemas de almacenamiento?

6. Desde un punto de vista técnico, ¿qué efectos considera que tiene la inyección de excedentes a la red?

7. ¿Cree que los pagos por la inyección de excedentes de energía a la red se volverán insostenibles en el futuro?

Con base en las respuestas, se realizó un análisis detallado pregunta por pregunta. Para este propósito, se llevó a cabo un análisis cualitativo utilizando un diagrama de nube de palabras. Este enfoque permitió identificar patrones comunes en las respuestas de los entrevistados, revelando los temas más relevantes para ellos. El objetivo de este análisis es determinar cuáles son las prioridades por pregunta

según los participantes y establecer qué temas tienen mayor relevancia. Al final del análisis, se puede concluir cuáles fueron las recomendaciones más destacadas de los entrevistados.



Figura 5.16 Palabras claves primera pregunta
Fuente: Autores

Como se observa en la Figura 5.16, los temas más mencionados en las respuestas fueron la energía eólica y solar, lo que refleja un consenso entre las diferentes perspectivas a favor de la diversificación hacia estas dos tecnologías. También se destaca que el fenómeno de El Niño fue un factor determinante en las respuestas. Palabras como 'desarrollo', 'crecimiento' e 'impulso' indican que la implementación de nuevas tecnologías es uno de los pilares clave para este cambio. Además, la recurrencia de términos como 'sostenibilidad' y 'emisiones' subraya la importancia de desarrollar estas tecnologías de manera que minimice su impacto en el planeta.



Figura 5.17 Palabras claves segunda pregunta
Fuente: Autores

Se observa en la Figura 5.17 que entre las palabras más destacadas están 'remuneración', 'tarifa', 'mecanismo' y 'costo', lo que subraya la importancia de ajustar los precios y los métodos de remuneración. Además, términos como 'claridad' y 'enredar' resaltan la necesidad de simplificar y clarificar estos temas, para que sean accesibles y comprensibles para todos los usuarios.

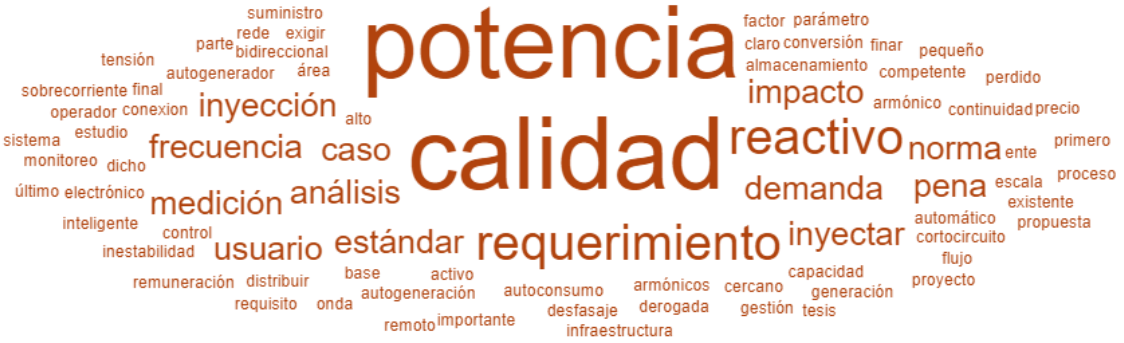


Figura 5.18 Palabras claves tercera pregunta
Fuente: Autores

En la Figura 5.18 los aspectos técnicos más mencionados fueron potencia, calidad, reactivos, frecuencia y armónicos, lo que indica que estos son las características más importantes a tener en cuenta al inyectar los excedentes. Además, se destacaron temas como el monitoreo, almacenamiento y medición, que son tecnologías clave para mejorar la calidad de la energía en esta inyección. Estos tres aspectos son de alta relevancia para garantizar una inyección eficiente y de calidad.



Figura 5.19 Palabras claves cuarta pregunta
Fuente: Autores

En cuanto a una regulación más estricta, en la Figura 5.19 los temas más mencionados fueron competencia, barrera, penalización y complejidad. Esto refleja la preocupación general de que una regulación más estricta podría disuadir a nuevos usuarios y crear más barreras para los usuarios comunes. Por otro lado, términos como flexible, atraer, incentivo y beneficios también fueron destacados, ya que muchos coincidieron en que, en lugar de ser estricta, la regulación debería ser accesible y atractiva para nuevos usuarios.



Figura 5.20 Palabras claves quinta pregunta
Fuente: Autores

En cuanto al tema del almacenamiento, en la Figura 5.20 se observa que se hizo hincapié en aspectos como regulación, instalación, impacto ambiental, compatibilidad y operación. La mayoría considera que antes de implementar esta tecnología, es fundamental establecer una regulación que contemple todos estos aspectos. Además, se mencionaron repetidamente términos como costo, costoso, instalación e integración, lo que indica que estas tecnologías aún no son tan atractivas debido a sus elevados costos y los desafíos técnicos asociados con su instalación e integración en la red.



Figura 5.21 Palabras claves sexta pregunta
Fuente: Autores

En la Figura 5.21 Entre las consideraciones técnicas más mencionadas al momento de inyectar energía se encuentran la calidad, capacidad, estabilidad, armónicos y frecuencia. Estos son los aspectos técnicos clave que se deben tener en cuenta durante la inyección de energía. Además, se destacó la importancia de la adecuación, el monitoreo y el control, ya que estas medidas pueden ayudar a prevenir o mitigar los problemas técnicos asociados con la inyección de energía.



Figura 5.22 Palabras claves séptima pregunta
Fuente: Autores

En relación con la sostenibilidad de los pagos por excedentes, en **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** los temas más mencionados fueron tarifa, regulación, ajuste, comercialización y pago. La mayoría opinó que es necesario regular la tarifa y la forma de comercialización, ya que estos factores afectan directamente los pagos a los usuarios. Además, se destacó que los pagos no se volverían insostenibles, ya que la presencia de más actores en el mercado fomenta la oferta y la demanda, permitiendo que el mercado ajuste los precios de acuerdo al importe de la energía ya que entre más oferta haya menor será el precio.

5.3.1 Análisis de medidas a tomar teniendo en cuenta las respuestas de todo el espectro eléctrico

Tras analizar las opiniones de los diversos actores del sector, se destaca un consenso general sobre la importancia de diversificar la matriz energética hacia fuentes renovables como la energía eólica y solar. Sin embargo, se reconoce que esta transición debe ir acompañada de incentivos adecuados que faciliten su implementación. Además, es crucial que dicha diversificación considere aspectos clave como la sostenibilidad y la reducción de emisiones.

En cuanto a la remuneración de los excedentes, se coincide en la necesidad de una normativa clara que facilite su comprensión y aplicación por parte de los nuevos usuarios. La claridad en los aspectos técnicos, como la calidad de la energía inyectada, también es fundamental por los efectos que puede tener esta energía en la red. Se señala que una regulación demasiado estricta podría convertirse en una barrera para los nuevos generadores, por lo que es importante encontrar un equilibrio que no dificulte su participación en el mercado.

Se enfatiza la necesidad de controlar y monitorear la energía inyectada para evitar problemas en la red, tales como cargabilidad de las líneas, armónicos y flujos inversos. La mayoría coincide en que el uso de tecnologías de medición inteligente es esencial para mitigar estos problemas. Además, se considera relevante el desarrollo de tecnologías de almacenamiento, dado que la producción de energía renovable puede ser variable en el tiempo. Regular y promover estas tecnologías debe ser una prioridad para garantizar una integración efectiva en el sistema energético. Finalmente, se cree que el aumento en la oferta de energía renovable contribuirá a un mercado más competitivo, beneficiando a los usuarios a través de pagos de excedentes sostenibles.

5.4 Análisis Económico para un GD solar de un hogar proyectado para 20 años

Se plantea un sistema fotovoltaico para cubrir la demanda eléctrica de un hogar de 6 kW [60].

La elección de la carga se fundamenta en el dato suministrado por el operador de red de la carga promedio de una vivienda unifamiliar. Teniendo en cuenta las tablas de Enel (Operador de red encargado en la zona donde se realiza el caso de estudio), en donde el operador de red realizó un estudio acerca de la carga requerida por una vivienda en el año 2010 con el fin de no sobredimensionar las redes y poder calcular de manera acertada la capacidad necesaria para cada nueva instalación.

Se piensa en una vivienda unifamiliar con el fin de analizar el caso de inyección de excedentes para un pequeño usuario en la red eléctrica, puesto que este no va a instalar una capacidad mayor a la que el mismo requiera para abastecer su propia carga y utilizando esa energía excedente que genere, puesto que no siempre va a requerir el 100% de su capacidad instalada, inyectar a la red y así generar un beneficio adicional con su instalación.

La elección de la energía solar sobre la eólica se fundamenta en las complicaciones logísticas que implica la instalación de un sistema eólico para un solo hogar.

5.4.1 Instalación requerida

En la presente sección se plantean las cargas que debe suplir el sistema de generación, suponiendo una vivienda familiar promedio en el territorio colombiano (3 habitaciones, espacio para sala-comedor, cocina entre otros) se plantea el siguiente cuadro de cargas:

Tabla 5.1 Cuadro de cargas

Cuadro de Cargas caso de estudio – Vivienda unifamiliar				
Equipo	Número de equipos	Potencia unitaria (W)	Potencia total (W)	Corriente nominal (A)
Luminarias	25	10	250	2,08
Utensilios cocina	1	1000	1000	8,33
Lavadora	1	800	800	6,67
Nevera	1	800	800	6,67
Tomas habitaciones auxiliares	6	180	1080	9,00
Tomas habitación principal	4	180	720	6,00
Tomas sala-comedor	5	180	900	7,50
Total potencia requerida			5550	46,25

Fuente: Autores

En la Tabla 5.1 se observa el total de la potencia requerida para suplir este espacio familiar, como se anunció desde el inicio de este apartado la carga ronda los 6 kW siendo esta la potencia que se debe suplir con el sistema de paneles solares es de aclarar que todas las cargas son AC (Corriente alterna). Se debe ahora definir la conexión de los equipos que componen la instalación solar.

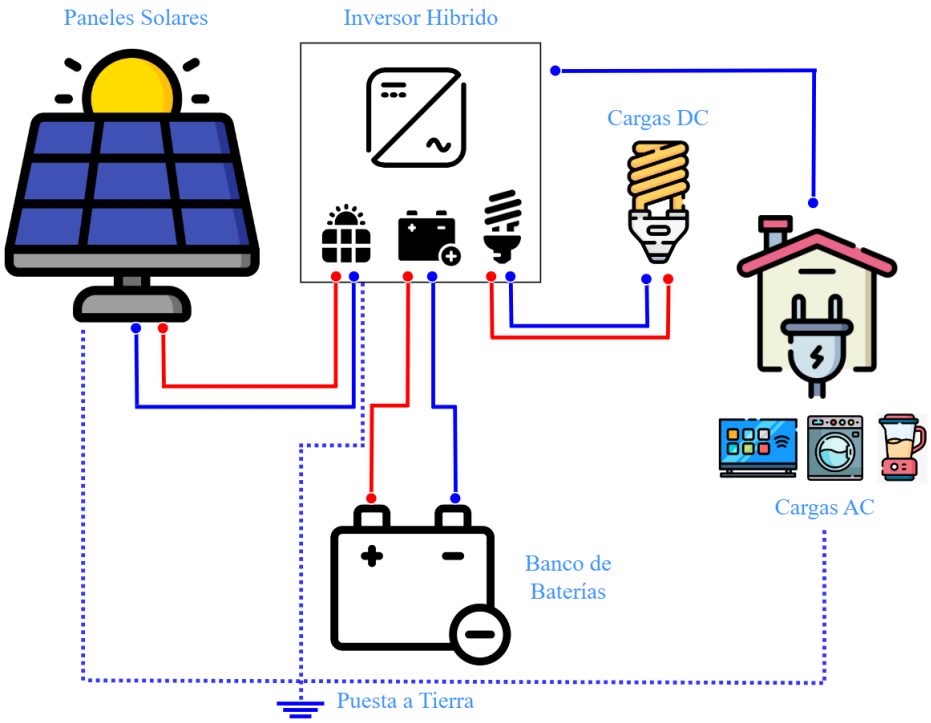


Figura 5.23 Esquema de instalación solar
Fuente: Autores

En la Figura 5.23 se observa a grandes rasgos el sistema a instalar, en este punto se debe tener en cuenta un aspecto importante, este aspecto es el inversor que se colocara. Puesto que este mismo tiene integrado el controlador de carga y la capacidad de trabajar conectado a la red, para realizar el cálculo de la capacidad total del mismo es importante tener en cuenta el consumo diario con el que va a contar la vivienda. Dicha información se calcula de la siguiente manera:

Tabla 5.2 Consumo diario

Consumo diario caso de estudio – Vivienda unifamiliar			
Equipo	Potencia consumida AC (W)	Horas de uso al día (h/día)	Energía consumida (kWh/día)
Luminarias	250	4	1,00
Utensilios cocina	1000	0,08	0,08
Lavadora	800	1,5	1,20
Nevera	800	1,2	0,96
Tomas habitaciones auxiliares	1080	1	1,08
Tomas habitación principal	720	1	0,72
Tomas sala-comedor	900	0,5	0,45
Total Potencia requerida	5550		5,49

Fuente: Autores

Como se ve en la Tabla 5.2 se tomaron tiempos de utilización promedio para cada equipo en la vivienda teniendo en cuenta la duración de ciertos procesos como lavado o utensilios de cocina que corresponde a freidoras de aire o licuadoras, cafeteras que solo se usan un momento al día, además se tienen otros aspectos en cuenta con las tomas de los espacios habitacionales, puesto que si una habitación tiene 3 tomas, no todas van a estar al 100% de su capacidad en todo momento, lo más

usual es que únicamente se encuentre el televisor encendido y eventualmente algún dispositivo electrónico cargando. Por lo anterior, se tomaron los valores de horas de uso diario ya mostrados.

Teniendo en cuenta no se deben efectuar correcciones por la eficiencia de inversor y controlador de carga en este momento (Dichas eficiencias serán tenidas en cuenta al momento de calcular la potencia de los generadores a utilizar) se tiene lo siguiente:

$$C_T = 5.89\ kWh/dia$$

Siendo el consumo total diario.

Con el fin de determinar qué tan rentable será la instalación se debe ahora observar la capacidad solar que existe y que pueden aprovechar los paneles. Colombia al ser un país tan diverso y con distintos climas obliga a definir un parámetro fundamental en el caso de estudio, este es en donde se va a ubicar la instalación, para el presente documento se eligió Cundinamarca, ahora se debe tener en cuenta la radiación solar incidente (Ro) expresados en kWh/m^2 en el departamento, tomando datos del IDEAM [61].

Tabla 5.3 Energía solar disponible – IDEAM

Energía solar disponible – IDEAM		
Mes	Promedio Ro (kWh/m^2/dia)	Promedio HBS (h)
Enero	4,68	6,2
Febrero	4,31	5,4
Marzo	4,32	4,5
Abril	3,71	3,7
Mayo	3,5	3,6
Junio	3,65	3,8
Julio	3,91	4,4
Agosto	4,16	4,7
Septiembre	3,94	4,4
Octubre	3,69	4,3
Noviembre	4,01	4,4
Diciembre	4,24	5,4

Fuente: IDEAM

Una vez se tiene los datos de la energía solar disponible Tabla 5.3, se puede evidenciar esta no es constante mes a mes. Se utiliza Ro debido a que es un valor que representa de mejor manera la energía. Adicionalmente se debe tener en cuenta lo siguiente: Si se realiza el dimensionamiento con los meses más críticos (Menor radiación solar incidente) siendo estos meses mayo y junio se tendría una instalación sostenible y que en meses con mayor radiación solar aparte de cubrir su consumo podría generar una cantidad importante de excedentes de energía. Pero que debido a la normativa actual colombiana no resulta tan atractiva esta opción teniendo en cuenta la manera de remunerar los excedentes de energía, debido a que estos no se remuneran al costo que ofrece el operador de red, sino que se tiene en cuenta el precio de la energía en el mercado en bolsa (Siendo este menor). Razón por la cual se diseña teniendo en cuenta un valor de Ro promedio anual. Siendo este:

$$Ro_{Promedio} = 4.01 kWh/m\text{^}2\ dia$$

Teniendo en cuenta este valor se debe calcular la potencia que se requiere por parte del generador solar, teniendo en cuenta la radiación solar incidente de la siguiente manera

$$P_{Gen} = \left(\frac{E_T * Re}{Ro}\right)$$

Donde P_{Gen} corresponde a la potencia generada, E_T corresponde a la energía total consumida por día Ro corresponde a la radiación solar incidente expresados en kWh/m^2 y Re es la irradiancia en condiciones estándar que es de 1 kW/m^2

Reemplazando se obtiene:

$$P_{Gen} = \left(\frac{5.89\ kWh/dia\ * 1kW/m\text{^}2}{(4.01kWh/m\text{^}2)\ dia}\right) = (1.46)\ kW$$

además, se debe tener en cuenta que por seguridad se puede aumentar este valor en torno a un 10% se obtiene.

$$P_{Gen} = 1.60\ kW$$

Por lo tanto, se puede definir que la potencia para el generador es de $P_{Gen} = 1600\ W$

Y con base a lo anterior se procede con la selección de elementos

5.4.2 Selección de Elementos

En la selección de los elementos se consideran la potencia pico, el espacio disponible, el costo y las especificaciones técnicas.

Selección Paneles Solares.

Para la elección de los paneles, se recopilaron datos sobre las características y precios ofrecidos por diversos fabricantes, evaluando también su relación costo/potencia y determinando la cantidad de paneles necesarios en función del espacio necesario para su instalación.

Tabla 5.4 Comparación Fabricantes Paneles Solares

Fabricante	Potencia (w)	Costo (COP)	Relación (COP/w)	# Paneles	Potencia Total (kw)	Área Total (m^2)
JA SOLAR	500	$ 515.751	1032	4	2,0	11,5
ECO GREEN ENERGY	550	$ 1.152.002	2095	3	2,1	8,6
ZNSHINE SOLAR	545	$ 480.000	881	3	1,64	8,55
ZNSHINE SOLAR	670	$ 775.000	1157	3	2,01	9,15
CanadianSolar	500	$ 700.000	1400	4	2,0	9,72
Risen	600	$ 611.000	1018	3	1,8	8,84
Yingli	385	$ 500.000	1299	5	1,93	12,75

Fuente: Autores

Como se puede apreciar en la Tabla 5.4, todas las opciones ocupan aproximadamente la misma área, exceptuando los paneles Yingli, estos no teniéndose en cuenta por lo mismo. Adicionalmente para las otras alternativas el área no será relevante para la selección. En consecuencia, la mejor opción en términos de la relación COP/W son los paneles solares ZNSHINES de 545 W, además de que esta referencia da más confianza porque aparece listada en las marcas tier 1 del mercado, como se observa en la Figura 5.24 con esta configuración se usarían 3 paneles donde se encontrarían los 3 en serie, a continuación, en la Tabla 5.5 se detallan más a fondo las características técnicas.



Figura 5.24 Configuración de la conexión de los paneles solares
Fuente: Autores

Tabla 5.5 Especificaciones panel ZNSHINES de 545 W

Variables	Valores
Potencia Nominal Pmax (W)	545
Tolerancia Pmax (%)	0~+3
Tensión de Operación Optima Vmp (V)	41,6
Corriente de Operación Optima Imp (A)	13,11
Tensión de Circuito Abierto Voc (V)	49,9
Corriente de Corto Circuito Isc (A)	13,84
Eficiencia (%)	21,09

Fuente: Autores

Selección sistema de almacenamiento de energía

Dado que la energía solar no es constante a lo largo del día, es necesario dimensionar un sistema de almacenamiento. buscando que sea capaz de almacenar toda la energía solar generada que no se consuma. En este caso, por simplicidad, se utilizará un sistema de baterías de iones de litio. Los factores para considerar al momento de la selección de las baterías son los siguientes:

- Profundidad de descarga (DoD): La mayoría de las baterías no se descargan por completo para prolongar su vida útil. Por lo tanto, la profundidad de descarga se refiere al porcentaje de la batería que es utilizable.

- Capacidad (C): Se refiere a la energía en kWh que puede almacenar la batería.

- Autonomía (A): Es el máximo número tiempo que puede generar energía las baterías sin ninguna fuente de alimentación.

Tabla 5.6 Comparación Fabricantes almacenamiento

Fabricante	Capacidad (kWh)	Vida útil (años)	Precio
Pylontech	4.8	>15	$ 12.750.000
Pylontech	2.28	>15	$ 4.536.921
Tensite	5	>15	$ 8.970.769
Growatt	5	>15	$ 14.503.927
Narada	4.8	>15	$ 8.069.178

Fuente: Autores

En la Tabla 5.6 se presentan 5 opciones que cumplen con los requisitos establecidos. Sin embargo, la decisión final basada en el precio y la potencia de generación diaria de 1.635 kWh nos lleva a seleccionar solo una batería de Ion-Litio del fabricante Pylontech de referencia US2000 Plus, esta cuenta con un voltaje nominal de 48 V y capacidad de 2.28 kWh.

Selección del Inversor

Para seleccionar el inversor adecuado, se elige uno de onda sinusoidal pura que soporte la potencia nominal de los equipos que se van a conectar. Se busca que la tensión de salida sea de 110 Vrms y una frecuencia de 60 Hz.

Primero, se debe seleccionar la tensión de entrada del inversor, la cual debe coincidir con la del sistema de almacenamiento. En este caso, la tensión es de 48 V, por lo tanto, el inversor debe ser de 48 Vdc/110 Vrms con una frecuencia de 60 Hz.

Para determinar la potencia del inversor, se debe considerar la potencia nominal de los equipos a conectar. Según la Tabla 5.1, esta potencia nominal es de 5550 W. Por lo tanto, el inversor debe tener una potencia mayor o igual a 6000 W.

Tabla 5.7 Comparación Fabricantes Inversores

Fabricante	Tensión de salida (V)	Potencia (VA)	Precio
Quattro	120	5000	$ 10.969.456
Voltronic	120	6500	$ 5.741.152
Powest	110/220	6000	$ 5.511.000
Axpert	110/220	6000	$ 6.980.500

Fuente: Autores

Como se observa en la Tabla 5.7, el inversor seleccionado sería el del fabricante Voltronic, referencia Axpert MAX II. Según sus especificaciones, este inversor tiene una corriente máxima de 120 A, una eficiencia del 91 %, y un voltaje máximo de circuito abierto de 250 VDC. Además, al ser un inversor híbrido, no requiere un controlador de carga. Por lo tanto, esta referencia cumple con los requisitos de corriente, potencia y tensión, y tiene un precio razonable.

Selección de conductores

Para la selección del conductor, se calcula con la corriente nominal y, a partir de ahí, se procede a buscar el AWG del cable que soporte la corriente máxima.

$$I_{max} = 1.25 * I_n$$

$$I_{max} = 1.25 * 13.84 = 17.3\ A$$

Tabla 5.8 Conductores

Descripción	Precio/metro	Longitud (m)	Precio
Cable 12 AWG Cobre THHN	$ 2.585	60	$ 155.100

Fuente: Autores

Con las condiciones de corriente que se tenían, se seleccionó el cable de 12 AWG de la marca Centelsa de la Tabla 5.8. En la siguiente Tabla 5.9 se observan las características del cable.

Tabla 5.9 Características Conductor

Descripción	Valor
Calibre (AWG)	12
Área (mm2)	3,31
Diámetro (mm)	3,24
Peso Total (kg/km)	35
Imax (A)	30

Fuente: Autores

5.4.3 Análisis de precios unitarios

Durante el desarrollo de esta sección del capítulo se analizarán los costos asociados a la instalación del sistema solar, lo anterior con el fin de comparar el gasto necesario y el potencial beneficio de la instalación y así concluir acerca de su viabilidad. Así que el primer aspecto a mencionar es el valor de la instalación en sí, se plantea un equipo compuesto por un ingeniero, un técnico y un ayudante eléctrico, como se muestra en la Tabla 5.10.

Tabla 5.10 Mano de obra

Descripción	Unidad	Valor /Dia
Ingeniero Eléctrico	1	$ 150.000
Técnico Eléctrico	1	$ 80.000
Auxiliar Eléctrico	1	$ 55.000
Total		285.000

Fuente: Autores

El siguiente gasto a tener en cuenta es el valor de todos los insumos necesarios para la instalación, como anteriormente ya se definieron que equipos se iban a utilizar se plasma el costo total en la Tabla 5.11:

Tabla 5.11 Análisis de Precios Unitarios

Elemento	Unidad	Valor unidad	Valor total
Panel solar	3	$ 480.000	$ 1.440.000
Conector MC4	4	$ 10.500	$ 42.000
Conector MC4 en Y	2	$ 50.000	$ 100.000
Inversor Hibrido	1	$ 5.741.152	$ 5.741.152
Batería	1	$ 4.536.921	$ 4.536.921
Conductor	60	$ 2.585	$ 155.100
Costo Total			$ 12.015.173

Fuente: Autores

Gastos de aproximadamente $ 12.300.173 implican una inversión inicial importante para el usuario generador, el paso a seguir es determinar si económicamente es rentable la instalación teniendo en cuenta la normativa vigente para el manejo de excedentes, proyectando los excedentes que podría

llegar a generar, la vida útil de los equipos y su costo asociado a mantenimientos y el valor que dejaría de pagar mensualmente por su servicio de energía.

5.5 Cálculo económico

Con el fin de entender el beneficio económico que podría traer la instalación al usuario-generador se realiza una sencilla estimación de los beneficios potenciales teniendo en cuenta la norma actual para el manejo de excedentes, para realizar este cálculo se deben tener en cuenta 3 aspectos:

- Se debe estimar cuanto va a generar de excedentes la instalación.
- Se debe conocer cómo se remunera el excedente en Colombia.
- Con el valor de la energía que vende se calcula un estimado del beneficio económico.

Con lo mencionado anteriormente se desarrollan los tres ítems mencionados. Teniendo en cuenta que se realizará todo el cálculo para un año.

5.5.1 Excedentes generados.

El primer paso es determinar cuántos excedentes potencialmente puede generar la instalación domiciliaria, para ello se debe tomar la Tabla 5.2. Partiendo del consumo de la vivienda es posible realizar el cálculo promedio de consumo en un mes, manejando las mismas cargas, pero considerando comportamientos usuales en viviendas unifamiliares, uno de ellos, el uso de la lavadora se asume que las familias la utilizan un día por semana. Con la consideración anterior se tiene un consumo diario sin lavadora de 4.29 kWh/día, como se muestra en la Tabla 5.12.

Tabla 5.12 Consumo diario sin lavadora

Consumo diario sin lavadora caso de estudio – Vivienda unifamiliar			
Equipo	Potencia consumida AC (W)	Horas de uso al día (h/día)	Energía consumida (kWh/día)
Luminarias	250	4	1,00
Utensilios cocina	1000	0,08	0,08
Nevera	800	1,2	0,96
Tomas habitaciones auxiliares	1080	1	1,08
Tomas habitación principal	720	1	0,72
Tomas sala-comedor	900	0,5	0,45
Total Potencia Requerida			4,29

Fuente: Autores

Con el consumo promedio en los días que no se usa la lavadora se puede realizar el cálculo del consumo promedio diario en un mes de la siguiente manera:

$$\text{Consumo diario}_{\text{Promedio}}(\text{kWh/dia}) = \frac{\text{Consumo}_{\text{Dias sin lavadora}} + \text{Consumo}_{\text{Dias con lavadora}}}{\text{Dias de la semana}}$$

Teniendo en cuenta que 26 días del mes no se lava y 4 si se lava, se tiene que el consumo diario promedio es:

$$\text{Consumo diario}_{\text{Promedio}}\left(\frac{\text{kWh}}{\text{dia}}\right) = \frac{26 * (4{,}29) + 4 * (5{,}49)}{30} = 4{,}45\ \text{kWh/dia}$$

Teniendo en cuenta el estimado anterior y asumiendo que el consumo mensual es constante (sin considerar cargas variables en la vivienda), el siguiente paso es determinar, cuanta energía solar se genera. Esto permitiría determinar cuánto de esta energía sería excedente.

La instalación solar seleccionada tiene una capacidad de 1,635 kW obtenidos de 3 paneles ZNSHINES de 545 W. Para calcular las horas de irradiancia estándar se debe tener en cuenta que la constante de la irradiancia estándar es de 1 kW/m^2 y la radiación solar incidente obtenida del IDEAM cuenta con unidades de kWh/m^2.

$$Horas\ de\ irradiancia\ estandar = \left(\frac{Ro\ (kWh/m\text{^}2)}{Re\ (kW/m\text{^}2)}\right)$$

Por ejemplo, para el mes de enero se tiene:

$$Horas\ de\ irradiancia\ estandar = \left(\frac{4{,}68\ (kWh/m^2 dia)}{1\ (kW/m\text{^}2)}\right) = 4.68\ h$$

Tabla 5.13 Energía solar generada diaria

Energía solar generada diaria			
Mes	Energía total paneles (kW)	Horas de irradiancia estándar (h/día)	Energía total generada (kWh/día)
Enero	1,63	4,68	7,62
Febrero	1,63	4,31	7,02
Marzo	1,63	4,32	7,04
Abril	1,63	3,71	6,04
Mayo	1,63	3,5	5,7
Junio	1,63	3,65	5,94
Julio	1,63	3,91	6,37
Agosto	1,63	4,16	6,78
Septiembre	1,63	3,94	6,42
Octubre	1,63	3,69	6,01
Noviembre	1,63	4,01	6,53
Diciembre	1,63	4,24	6,91

Fuente: Autores

Con los datos obtenidos en la Tabla 5.13 se debe ahora estimar cuanta energía no se consume, esto de una manera sencilla, teniendo en cuenta el consumo promedio diario de la vivienda y la energía total generada por la misma se puede calcular el excedente como se observa en la Tabla 5.14:

Tabla 5.14 Energía solar excedente diaria

Energía solar excedente diaria			
Mes	Energía total generada (kWh/día)	Consumo de energía máximo Et(kWh/día)	Energía solar excedente (kWh/día)
Enero	7,62	4,45	3,17
Febrero	7,02	4,45	2,57
Marzo	7,04	4,45	2,59
Abril	6,04	4,45	1,59
Mayo	5,7	4,45	1,25
Junio	5,94	4,45	1,49
Julio	6,37	4,45	1,92
Agosto	6,78	4,45	2,33
Septiembre	7,62	4,45	1,97
Octubre	7,02	4,45	3,17
Noviembre	7,04	4,45	2,57
Diciembre	6,04	4,45	2,59

Fuente: Autores

Con el cálculo anterior se está diciendo que por ejemplo el mes de enero el consumo diario de la vivienda es de 4,45 kWh y que la energía excedente de ese día son 3,17 kWh que se pueden inyectar al operador de red. El paso para seguir es calcular mensualmente cuanta energía excedente puede generar la instalación, como se muestra en Tabla 5.15:

Tabla 5.15 Energía solar excedente mensual

Energía solar excedente mensual			
Mes	Energía solar excedente (kWh/día)	Días del mes (día)	Energía solar excedente mensual (kWh)
Enero	3,17	31	98,53
Febrero	2,57	28	72,10
Marzo	2,59	31	80,33
Abril	1,59	30	47,91
Mayo	1,25	31	38,90
Junio	1,49	30	44,98
Julio	1,92	31	59,622
Agosto	2,33	31	72,254
Septiembre	1,97	30	59,16
Octubre	3,17	31	48,505
Noviembre	2,57	30	62,58
Diciembre	2,59	31	76,297

Fuente: Autores

5.5.2 Remuneración de excedentes en Colombia

Los excedentes en Colombia se pagan teniendo en cuenta el valor en bolsa de la energía en ese momento, tiene sentido puesto que no existen cargos adicionales por trasporte o comercialización, consultando en XM se tiene la Tabla 5.16 con los valores del kWh promedio por meses en el año 2022.

Tabla 5.16 Valor promedio kWh en bolsa mensualizado año 2022

Mes	Valor kWh
Enero	$289,336
Febrero	$399,487
Marzo	$224,422
Abril	$141,812
Mayo	$102,806
Junio	$101,858
Julio	$105,917
Agosto	$148,522
Septiembre	$253,241
Octubre	$316,747
Noviembre	$188,709
Diciembre	$343,312

Fuente: XM

Con el valor que se pagaría en el mercado sumado al estimado de cuantos excedentes mensuales se puede hacer una aproximación al potencial beneficio de la instalación.

5.5.3 Estimado de beneficios generados

En el cálculo estimado se tienen dos aspectos primordiales, el primero es el beneficio de la instalación solo en la venta de excedentes, el segundo es el ahorro en el costo del servicio eléctrico al tener la instalación, entendiendo lo anterior como el dinero que no se le pagará al operador de red por el consumo eléctrico, pues se parte de una instalación autosuficiente, el compuesto de estos aspectos brinda el beneficio económico total que puede traer la instalación fotovoltaica.

Partiendo de la cantidad de excedentes generados cada mes estimado en la Tabla 5.15 y el valor del kWh en el año 2022 de la Tabla 5.16, se puede calcular el beneficio económico solo por inyección de excedentes de la instalación eléctrica como se muestra en la Tabla 5.17:

Tabla 5.17 Beneficio económico mensual por excedentes

Beneficio económico mensual por excedentes			
Mes	Energía solar excedente mensual (kWh)	Valor kWh	Beneficio económico mensual ($)
Enero	98,53	289,336	$ 28.508,39
Febrero	72,10	399,487	$ 28.806,37
Marzo	80,33	224,422	$ 18.029,97
Abril	47,91	141,812	$ 6.795,49
Mayo	38,90	102,806	$ 26.350,75
Junio	44,98	101,858	$ 31.078,34
Julio	59,622	105,917	$ 6.315,02
Agosto	72,254	148,522	$ 10.731,43
Septiembre	59,16	253,241	$ 14.983,26
Octubre	48,505	316,747	$ 15.364,03
Noviembre	62,58	188,709	$ 11.811,11
Diciembre	76,297	343,312	$ 26.193,74
Total	-	-	$ 224.967,89

Fuente: Autores

La Tabla 5.17 muestra que el beneficio solo por ventas de excedentes no es significativamente alto, puesto que este se negocia al precio en bolsa (Lo que implica que el precio pagado por el kWh es mucho menor al precio pagado por un usuario, ya que este no contiene los recargos de transporte ni distribución) ahora se debe observar al ahorro en el costo del servicio mensual, para esto se deben tener en cuenta que al usuario final no se le cobra la energía al precio al cual esta es ofertada en bolsa, ya que existen recargos por trasporte, distribución y comercialización que componen la tarifa completa, así que para consultar este valor del kWh se busca con Enel que es la empresa encargada de prestar el servicio en la región en la cual se plantea el proyecto (Cundinamarca), se utiliza el precio del kWh mes a mes [62].

Tabla 5.18 Valor promedio kWh ENEL mensualizado año 2022

Mes	Valor kWh
Enero	$ 642,02
Febrero	$ 642,02
Marzo	$ 653,57
Abril	$ 665,34
Mayo	$677,31
Junio	$690,86
Julio	$704,68
Agosto	$718,77
Septiembre	$723,08
Octubre	$723,08
Noviembre	$723,08
Diciembre	$731,04

Fuente: ENEL

El precio de la energía junto con la energía consumida mensualizada se observa en la Tabla 5.19.

Tabla 5.19 Costo ahorrado en pago de servicio

Costo ahorrado en pago de servicio			
Mes	Consumo mensualizado (kWh)	Valor kWh	Costo ahorrado en pago de servicio ($)
Enero	137,95	$ 642,02	$ 88.566,66
Febrero	124,6	$ 642,02	$ 79.995,69
Marzo	137,95	$ 653,57	$ 90.159,98
Abril	133,5	$ 665,34	$ 88.822,89
Mayo	137,95	$677,31	$ 93.434,91
Junio	133,5	$690,86	$ 92.229,81
Julio	137,95	$704,68	$ 97.210,61
Agosto	137,95	$718,77	$ 99.154,32
Septiembre	133,5	$723,08	$ 96.531,18
Octubre	137,95	$723,08	$ 99.748,89
Noviembre	133,5	$723,08	$ 96.531,18
Diciembre	137,95	$731,04	$ 100.846,97
Total	-	-	$ 1.123.233,09

Fuente: Autores

Si se combina el beneficio por la venta de excedentes con el ahorro en el pago del servicio, el beneficio total anual asciende a $1.123.233. Sin embargo, es importante considerar que los paneles solares tienen un factor de degradación que afecta su generación cada año; en el caso del panel seleccionado, este valor es del 0.55% anual. Esto significa que, a medida que disminuye la generación, también se reducen los excedentes, un aspecto clave a tener en cuenta. En la Figura 5.25 se muestra cómo disminuye la generación del panel a lo largo de 25 años.

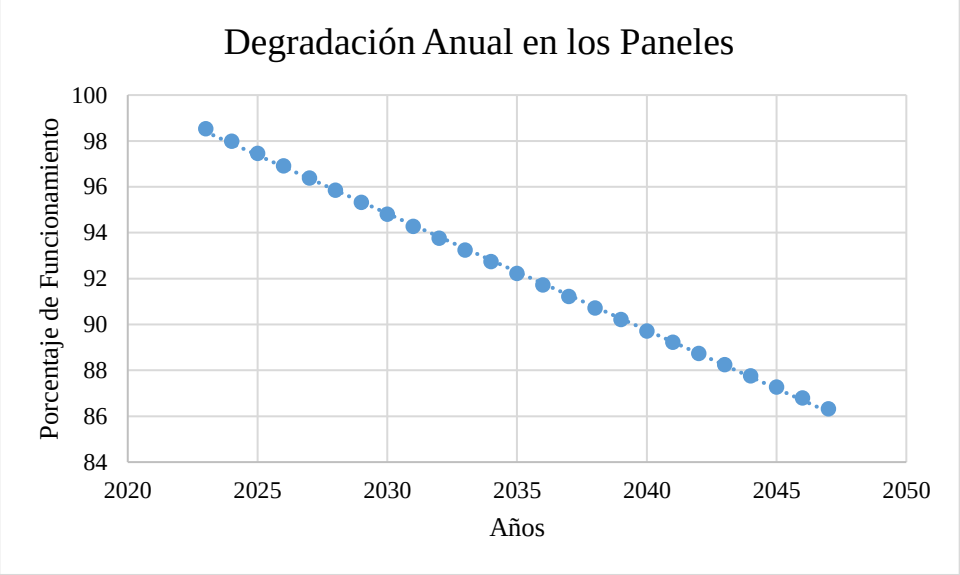


Figura 5.25 Porcentaje de degradación anual en los paneles
Fuente: Autores

Lo anterior muestra que se debe tener en cuenta en el análisis de rendimientos económicos la reducción del 0.55% anual de la generación lo que impacta directamente en el beneficio económico. Teniendo en cuenta lo anterior y el costo de la instalación, a continuación, se calcula el rendimiento económico de la misma.

Se calcula la CAGR (Tasa de crecimiento anual compuesto) para calcular el crecimiento del precio de bolsa kWh.

$$CAGR = \left(\frac{Precio\ Final}{Precio\ Inicial}\right)^{\frac{1}{n}} - 1$$

Consultando en XM, se toma como precio final el del promedio del año 2022 y el inicial el promedio del año 2000, se tiene lo siguiente:

$$CAGR = \left(\frac{218.01}{44.74}\right)^{\frac{1}{22}} - 1 = 0.0746$$

Se tiene en cuenta la vida útil de la batería que es de 15 años y se calcula su precio en ese año con un crecimiento aproximado del precio de un 28%, esto arroja un precio por la misma batería de $ 5.807.258,88.

Recopilando los datos para calcular el rendimiento se realiza la Tabla 5.20:

Tabla 5.20 Valores Rendimientos

Costo de Instalación	$ 12.300.173
Beneficio Excedentes	$ 224.967,89
Beneficio en la factura	$ 1.123.233,09
Incremento anual de precio	0.0746
Degradación del panel anual	0.0055
Costos operativos anuales	$100.000
Remplazo de Batería	$ 5.807.258,88
Vida útil de la planta	25 años
Tasa de descuento	5%

Fuente: Autores

Con los datos calculados y estimados previamente, se busca determinar los rendimientos, pero llevados al valor presente y el beneficio actual de una instalación solar de baja tensión. Se calcula el beneficio mensual considerando tanto el ahorro en la factura de energía como los ingresos por excedentes de energía. Además, se tienen en cuenta la Tasa de Crecimiento Anual Compuesta (CAGR), se tiene en cuenta el deterioro anual de los paneles del 0.55%, el cambio de la batería en el año 15 y los costos operativos anuales.

También se calcula el valor presente de los flujos de caja para determinar el valor presente neto (VPN). Asimismo, se estiman los rendimientos anuales y, finalmente, se calcula la Tasa Interna de Retorno (TIR).

Tabla 5.21 Rendimientos VPN anuales

Años	Flujo de caja Anual	VPN	Valor Neto Actual
1	$1.248.200,98	$1.188.762,84	-$11.111.410,16
2	$1.341.361,67	$1.216.654,57	-$9.894.755,59
3	$1.440.959,76	$1.244.755,22	-$8.650.000,37
4	$1.547.440,08	$1.273.082,78	-$7.376.917,59
5	$1.661.278,19	$1.301.654,93	-$6.075.262,66
6	$1.782.982,51	$1.330.489,00	-$4.744.773,66
7	$1.913.096,60	$1.359.602,04	-$3.385.171,62
8	$2.052.201,58	$1.389.010,81	-$1.996.160,81
9	$2.200.918,71	$1.418.731,82	-$577.428,99
10	$2.359.912,19	$1.448.781,37	$871.352,38
11	$2.529.892,12	$1.479.175,53	$2.350.527,91
12	$2.711.617,67	$1.509.930,18	$3.860.458,09
13	$2.905.900,45	$1.541.061,05	$5.401.519,14
14	$3.113.608,17	$1.572.583,70	$6.974.102,84
15	-$2.471.590,39	-$1.188.877,24	$5.785.225,60
16	$3.573.073,19	$1.636.866,00	$7.422.091,60
17	$3.826.882,54	$1.669.656,18	$9.091.747,78
18	$4.098.230,13	$1.702.899,27	$10.794.647,04
19	$4.388.327,83	$1.736.610,34	$12.531.257,38
20	$4.698.471,28	$1.770.804,41	$14.302.061,79
21	$5.030.045,65	$1.805.496,48	$16.107.558,27
22	$5.384.531,80	$1.840.701,50	$17.948.259,77
23	$5.763.512,95	$1.876.434,44	$19.824.694,21
24	$6.168.681,69	$1.912.710,24	$21.737.404,45
25	$6.601.847,60	$1.949.543,89	$23.686.948,34
		TIR	15.34%
		VPN	$23.686.948,34

Fuente: Autores

Como se observa en la Tabla 5.21, la TIR es mayor que la tasa de descuento, lo que indica que la inversión genera un retorno superior al costo del capital, haciendo que la inversión sea rentable. Además, el VPN es positivo, lo que significa que los flujos de caja futuros descontados al presente superan la inversión inicial, lo cual representa un buen balance.

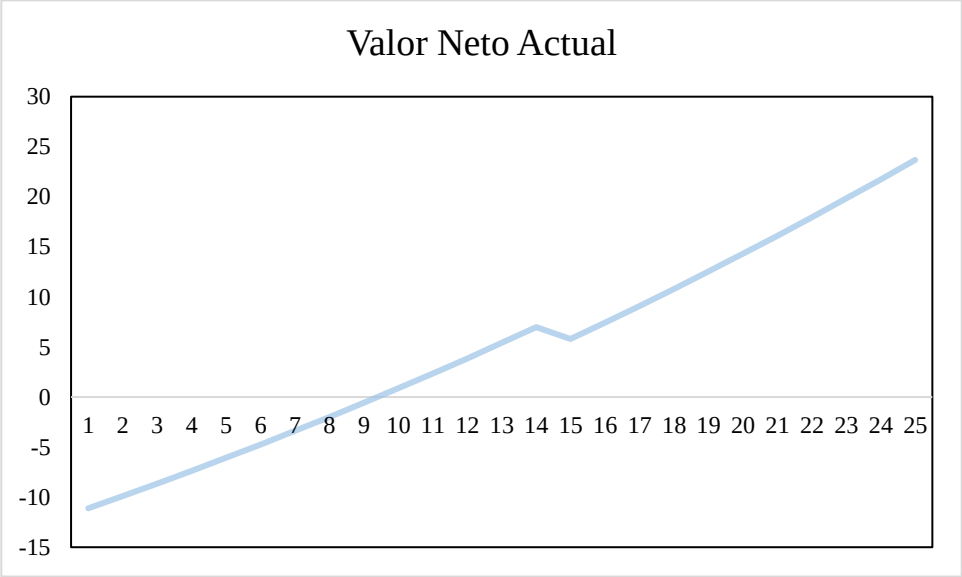


Figura 5.26 Valor Neto Actual $COP_{millones}$ /Años
Fuente: Autores

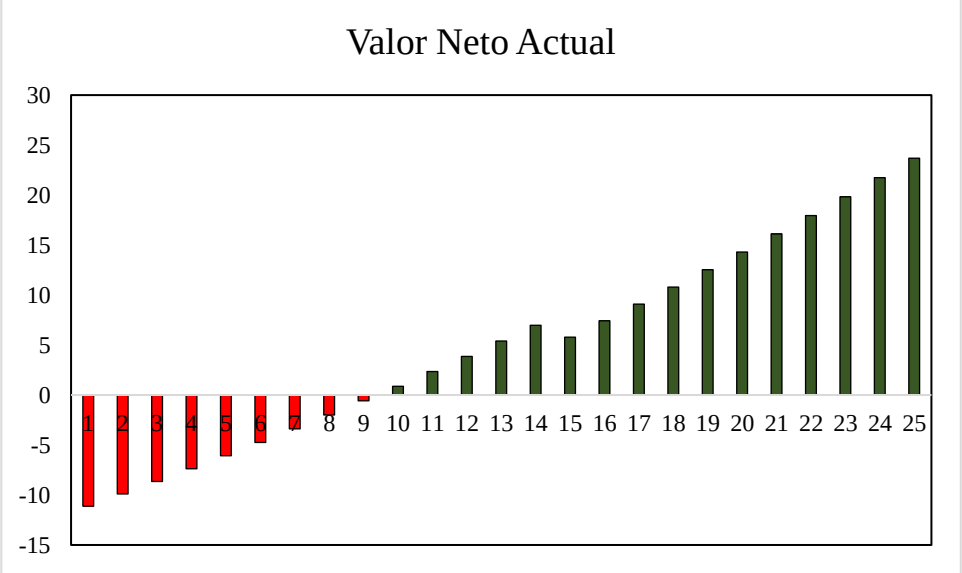


Figura 5.27 Valor Neto Actual $COP_{millones}$ /Años
Fuente: Autores

Como se observa en la Figura 5.27, los rendimientos positivos comienzan a manifestarse a partir del año 10, además se observa una pequeña disminución en el valor neto actual del año 15 esto es debido al remplazo de la batería en ese año. Aunque puede parecer un período prolongado, considerando que la instalación tiene una vida útil de 25 años, es una buena inversión, ya que más de la mitad de su vida operativa generará rendimientos positivos.

5.6 Conclusión del Capitulo

De acuerdo con el análisis normativo que se realizó en el capítulo 3 del presente documento queda clara la tendencia que sigue la normativa a lo largo del tiempo. Primero se empieza con un fuerte

paquete normativo que busca incentivar la generación renovable, lo anterior, en consecuencia incentiva la generación distribuida de baja potencia y con ella la inyección de excedentes a la red, durante esta primera entapa normativa se busca principalmente que aumente la capacidad instalada en energías renovables al costo que sea necesario, ya que se subsidia la instalación, se brindan facilidades al usuario o generador distribuido y no existen restricciones mayores para inyectar a la red, durante este periodo de tiempo que atravesaron algunos países como Japón entre los años 2012 a 2022 como se observó en el análisis normativo del capítulo 3 y el análisis de la capacidad instalada del capítulo 5 Figura 5.2, o como por ejemplo tuvo California entre los años 2000 a 2023 Figura 5.5, es clara la tendencia creciente puesto que incentivos como el pago de la totalidad de excedentes, facilidades para la instalación, ayudas a la conexión con el operador de red no hacen más que incentivar proyectos a gran escala con fuentes renovables de energía, también se incentiva la generación a pequeña escala para los usuarios finales, de acuerdo al análisis realizado en capítulo 5 y como se observa en las **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**.26 y **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**.27, es una alternativa rentable y que debe ser tenida en cuenta por los usuarios, durante esta etapa se ignoran generalmente problemas como: Calidad de energía, calidad de la onda, intermitencia en el suministro, capacidad de suministro, ajuste de protecciones y capacidad de la red para llevar estos flujos de energía ahora bidireccionales, puesto que se busca que existan los menores requisitos posibles para poder empezar a generar, en esta etapa se encuentra Colombia, de acuerdo a lo visto en la Figura 5.14, ante este escenario la mejor alternativa es simplemente inyectar. Aunque surgen llamados de atención por especialistas en distintas áreas del sector eléctrico, como lo fueron: Diversificar la matriz energética, incentivar la generación cerca de los puntos de consumo, analizar la capacidad actual de la red entre otros llamados de atención. En conclusión, se tiene que los lugares en donde ya se ha regulado:

- Japón
- España
- California

Son también los países o estados donde primero se implementaron los incentivos, algunos inclusive 10 años antes que esa alternativa se planteara en países latinoamericanos, como es el caso de California que presentaba esta figura desde antes del año 2000. En contra parte se tiene países en donde no se ha regulado actualmente Y que adicionalmente son los países donde el interés por las energías renovables y los incentivos llegaron en los últimos 15 años:

- Argentina
- Chile
- Uruguay
- Colombia

Puesto que el fin del presente trabajo es recopilar las mejores estrategias y metodologías para gestionar adecuadamente los excedentes de energía, debemos trasladarnos a un escenario regulado, como, por ejemplo: Japón, España entre los años 2008 al 2018 y California. Escenario que se presentara eventualmente en el país. Para gestionar adecuadamente los excedentes se plantean los siguientes 3 pilares fundamentales:

- Sistemas de almacenamiento.
- Capacidad de la red.
- Sistemas de conexión entre microrredes.

Pilares que se desglosan y se plantea lo más importante de los mismos:

Sistemas de almacenamiento.

Los sistemas de almacenamiento son fundamentales en un escenario regulado, por ejemplo, en Texas uno de los objetivos del NEM 3.0 es precisamente fomentar los mismos. Aunque existen bastantes alternativas para sistemas de almacenamiento estudiadas en el capítulo 4 y siendo factible en un futuro su aplicación en Colombia, como lo pueden ser:

- Almacenamiento convencional.
- Controlador de salida AGPE.

Enfocando lo anterior a sistemas de generación distribuida de baja potencia el usuario debe contar con un sistema de almacenamiento, en este caso, baterías que le suministren a la instalación cierta autonomía y capacidad de almacenamiento. Lo anterior se vuelve crucial en un escenario regulado, donde se castigue la inyección, o donde el precio pagado al generador no sea idóneo.

Capacidad de la red.

La capacidad de la red es un tema que preocupa a varios especialistas como se evidencio en las entrevistas. Y especialmente al especialista ligado con el operador de red. Puesto que hay dos temas de vital importancia que se deben realizar conforme va a aumentando la generación distribuida de baja potencia.

- Ampliación de la red y actualización de su infraestructura.
- Actualización de la norma.

Son temas muy técnicos que se deben revisar de la mano entre entes de planificación como la UPME, entes regulatorios como la CREG y el operador de red. Puesto que el a medida que se proyecta un crecimiento en la generación distribuida, los cambios normativos deben ir en concordancia con la proyección de la demanda, puesto que como se vio en distintos países una vez se alcanzan ciertos niveles de capacidad instalada en energías renovables ya son los entes regulatorios los que entran a cambiar la norma, con el fin de estabilizar el mercado, y mantener una viabilidad económica para el estado en cuestión, por último el operador de red debe ir de la mano con estos cambios, aumentando la capacidad de la red, con los incentivos actuales que tiene el estado para los operadores de red.

Sistemas de conexión entre microrredes.

Este escenario es el más complicado de ejecutar, puesto que se hace necesaria una muy buena planeación y distribución de los usurarios generadores, para que por ejemplo en cada manzana residencial haya un número determinado de usuarios generadores que puedan alimentar la carga de dicha manzana residencial, optimizando así el recorrido de la energía y el uso de redes. Dos estrategias que se estudiaron en el presente documento y que en este apartado se convierten de importancia son:

- Controlar con base al precio del mercado.
- Conexión entre dos microrredes

Al incluir controladores con base al precio del mercado se incentiva, de manera directa el uso de las estrategias de almacenamiento mencionadas con anterioridad, puesto que, este sistema se basa en generar y almacenar energía excedente para que, en el momento adecuado se pueda inyectar a la red maximizando beneficios. Adicionalmente, se puede ir a un caso más particular, si existen dos generadores pequeños en ubicaciones cercanas. Teniendo en cuenta las consideraciones mencionadas (Distintas fuentes de generación). Así pudiendo presentar una curva de generación diferente, conectarse entre sí para vender o consumir energía mutuamente. Estrategias que, aunque viables en un futuro, dependen de un plan debidamente estructurado que fomente la cooperación en todos los niveles y que atienda las necesidades de la sociedad.

En conclusión, el análisis normativo y la evaluación de la capacidad instalada en diversas regiones demuestran una clara evolución en las políticas energéticas, que inicialmente priorizan la expansión

de la generación renovable y la inyección de excedentes a la red. Este enfoque ha sido evidente en países como Japón, España y California, donde las políticas de incentivos han promovido un aumento significativo en la capacidad instalada y la adopción de sistemas de energía renovable. Sin embargo, a medida que la generación distribuida crece, emergen desafíos relacionados con la calidad de la energía, la capacidad de la red y la interconexión de microrredes.

Para una gestión eficaz de los excedentes de energía, es crucial adoptar un enfoque integral que considere los tres pilares fundamentales identificados: sistemas de almacenamiento, capacidad de la red y sistemas de conexión entre microrredes. Los sistemas de almacenamiento, como las baterías y los controladores de salida AGPE, son esenciales para almacenar energía y evitar penalizaciones por inyección no deseada. La capacidad de la red debe ser actualizada y ampliada en paralelo con el crecimiento de la generación distribuida, asegurando que la infraestructura y las normativas estén alineadas con las proyecciones de demanda. Finalmente, la conexión eficiente entre microrredes, optimizando la distribución de la energía y fomentando la cooperación entre usuarios generadores, será clave para maximizar los beneficios de la generación distribuida.

La experiencia de países que han avanzado en la regulación de excedentes de energía ofrece valiosas lecciones para las regiones en desarrollo. La implementación de estas estrategias permitirá no solo un mejor manejo de los excedentes, sino también una transición más fluida hacia un sistema energético más sostenible y eficiente. Así, el presente trabajo proporciona una base sólida para futuras políticas y prácticas en la gestión de la energía renovable, con el objetivo de fomentar un desarrollo equilibrado y eficiente en el contexto latinoamericano y global. Con el fin de hacer más lúdica la interpretación de lo aquí presente a cualquier usuario - generador en el anexo 6.3.6 se agrega una infografía.

6 Conclusiones y recomendaciones

6.1 Conclusiones

- Aunque existen muchas estrategias para manejar estos excedentes, las más atractivas suelen ser adecuadas para generadores más grandes debido a que requieren una inversión considerable y una planificación exhaustiva. Además, el caso colombiano elimina la opción de quema, una estrategia común en países con muy bajas temperaturas. Por lo tanto, la estrategia más adecuada es el almacenamiento con baterías de ion-litio. Otras opciones de almacenamiento están destinadas a potencias mayores o no están lo suficientemente desarrolladas. Finalmente, la mejor estrategia sería almacenar y controlar los momentos de inyección o almacenamiento para maximizar el rendimiento económico, como se observó en la Figura 4.9. Aunque este tipo de control aún no es comercial, es la mejor opción a futuro para el AGPE. Por ahora, lo más conveniente es almacenar la energía para garantizar la autonomía y no depender de la red.

- La normatividad vigente en un territorio afecta directamente el comportamiento de la capacidad instalada de energías renovables en el país, impactando directamente en la rentabilidad del proyecto mediante beneficios o penalizaciones a los generadores, convirtiéndose así en un mecanismo adecuado para controlar de manera efectiva el crecimiento de la capacidad instalada del país en energías renovables.

- Observando el crecimiento esperado por la UPME y el comportamiento normativo de los diferentes países estudiados, es evidente que Colombia se dirigirá hacia un escenario regulado. Esto se debe a la alta cantidad de potencia instalada proveniente de la generación renovable, que, aunque es deseable, genera una curva de generación más inestable que causa problemas en la red. En este escenario regulado, los usuarios generadores y cualquier persona natural o jurídica que quiera inyectar energía deberán adaptarse a la normativa mediante la implementación de distintos mecanismos para optimizar la inyección, como baterías o sistemas inteligentes de gestión de energía. Por lo tanto, es crucial considerar diversas alternativas además de la simple inyección de energía, que es lo que actualmente se practica en el territorio colombiano.

- De acuerdo con la tendencia internacional, se observa que Colombia se encuentra en una etapa de incentivo a la generación renovable. Actualmente, el precio de los excedentes es el mismo que el precio de bolsa, lo que hace muy rentable tener una instalación solar de baja potencia en nuestro caso de estudio. Esto no solo es beneficioso a partir de los diez años, sino que también permite una mayor independencia de la red. Además, según los indicadores de VPN y TIR, es rentable mientras se mantenga el pago de excedentes al precio de bolsa.

6.2 Recomendaciones

De acuerdo con el presente trabajo, surgen una serie de recomendaciones para futuros estudios que busquen seguir la evolución normativa de la inyección de excedentes y sus impactos sobre la generación. Estos aspectos pueden mejorar las investigaciones y ayudar a entender mejor el fenómeno.

1. **Obtener información actualizada**: Los cambios de tendencia pueden ocurrir en periodos muy cortos, como se observó en este estudio, donde un año fue suficiente para transformar completamente el escenario de generación de un país. Por lo tanto, es crucial contar siempre con la información más reciente.
2. **Validar todas las alternativas de almacenamiento de energía**: El almacenamiento de energía es un campo en constante avance, buscando mejoras en eficiencia, capacidad y vida útil a través de nuevas tecnologías que surgen anualmente. Es esencial considerar todas las opciones disponibles.
3. **Consultar a profesionales y especialistas**: Las opiniones y puntos de vista de expertos en el tema son valiosos para entender el fenómeno. Una amplia y diversa gama de opiniones provenientes de distintos sectores es importante para enriquecer el trabajo investigativo.

Estas recomendaciones, basadas en la experiencia obtenida por los autores al realizar el presente trabajo de grado, son las más importantes para futuras investigaciones en este campo.

6.3 Anexos

6.3.1 Entrevista profesional de la UPME

A continuación, se encuentra las respuestas de un experto de la UPME:

3. Los análisis más recientes realizados por la Unidad respecto a posibles escenarios de diversificación de la matriz eléctrica se encuentran explicados y recopilados en el documento del Plan Indicativo de Expansión de Generación (2023-2037), Se proyecta que las mismas tecnologías (eólica, solar, térmica, hidráulica) seguirán dominando, pero en diferentes proporciones. Actualmente, la energía eólica y solar no supera el 5% de la matriz energética, mientras que la hidráulica abarca el 63%. Para 2037, se espera que la energía solar y eólica representen el 18%, y la hidráulica el 53%.

4. El objeto de la UPME es planear en forma integral, indicativa, permanente y coordinada con los agentes del sector minero energético, el desarrollo y aprovechamiento de los recursos mineros y energéticos; producir y divulgar la información requerida para la formulación de política y toma de decisiones; y apoyar al Ministerio de Minas y Energía en el logro de sus objetivos y metas.
   En este sentido, no se realizan propuestas tarifarias ya que esto es resorte del ente regulador, en este caso la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG.

5. Los aspectos técnicos para inyección de excedentes son definidos por los entes competentes, en este caso la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, el Consejo Nacional de Operación CNO y el Operador de Red del área donde se quiera realizar la inyección de excedentes.

6. Como se mencionó, de acuerdo con la estructura organizacional del sector eléctrico en Colombia, los aspectos regulatorios no son competencia del planeador, por tanto, los análisis se realizan con la regulación vigente.

7. Dentro de las funciones de la Unidad se tiene la de planear las alternativas para satisfacer los requerimientos mineros y energéticos, teniendo en cuenta los recursos convencionales y no convencionales, según criterios tecnológicos, económicos, sociales y ambientales. En este sentido, dentro de los criterios tecnológicos se pueden considerar los sistemas de almacenamiento como alternativas para abastecimiento.
   No obstante, los análisis corresponden a diferentes tipos de energéticos, no solo para energía eléctrica. Es decir, los sistemas de almacenamiento analizados también aplican para hidrocarburos, carbón e hidrógeno, entre otros vectores energéticos, por lo que la regulación aplicable depende del energético considerado.

8. Los análisis técnicos realizados deben ser puntuales para cada caso, ya que las condiciones de la red eléctrica en una zona pueden diferir considerablemente de las demás; asimismo, la época, horario, magnitud, demanda eléctrica, entre otras, pueden tener incidencia en las consideraciones técnicas. Por esta razón, no es posible generalizar los posibles efectos que tengan inyecciones de excedentes debido a las condiciones dinámicas de los sistemas de potencia, sin embargo, si es pertinente tener en cuenta a futuro la capacidad de la red y el efecto de los excedentes a ella.

9. Los aspectos regulatorios referentes a tarifas son establecidos por la CREG y es a esta entidad, como regulador del sector, a quien le corresponde analizar los mecanismos tarifarios.

6.3.2 Entrevista profesional académico en el sector eléctrico

A continuación, se encuentra las respuestas de un profesor:

1. La diversificación de la matriz energética en el futuro está marcada por varias tendencias y desarrollos clave, impulsados por los acuerdos internacionales de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, promoción del desarrollo sostenible (en especial la agenda 2030), el trilemma energético y tecnologías de IoT.
   Transición hacia Energías Renovables: Crecimiento de Energía solar y eólica impulsadas por disminución de costos y mejoras en la eficiencia, además de desarrollo de tecnologías que están en fase de investigación o que no se encuentran en su madurez tecnológica.
   Diversificación de combustibles alternativas: Uso del hidrógeno verde, biocombustibles biogás que complementen las fuentes de energía renovables.
   Descarbonización: plantas de captura de CO2, adopción de vehículos eléctricos, procesos industriales verdes (mirar libro la revolución limpia)
   Integración de almacenamiento de energía: Baterías de Alta Capacidad (litio y otras tecnologías) para gestionar la intermitencia de las energías renovables y Sistemas de Almacenamiento Hidráulico y Térmico
   Redes inteligentes: la gestión eficiente y Big Data facilita toma de decisiones y optimización de uso recursos
   La combinación de estos factores haría que cualquier matriz energética será significativamente más diversa, resiliente y sostenible, contribuyendo a mitigar el cambio climático y a promover el desarrollo económico y social sostenible.

2. Estas son las que conozco:
   Net metering (medición neta): Es simple y atractivo para los pequeños generadores, pero no refleja adecuadamente los costos de mantener la red.
   Net billing (facturación neta): Los excedentes se venden a una tarifa diferente (generalmente menor) que la tarifa de consumo y no puede ser atractivo para los generadores.
   Tarifas feed-in: Tarifas fijas pero requieren subsidios y son costosas para el consumidor.
   De lo que conozco se mejora con:
   Tarifas dinámicas basadas en la demanda y oferta en tiempo real.
   Costos de uso de red (que cubra los costos de mantenimiento y operación de la red eléctrica).
   Incentivos para Almacenamiento (para aquellos que puedan almacenar energía y liberarla en momentos de alta demanda).
   Remuneración Flexible para Diferentes Escalas, desde pequeños sistemas domésticos hasta grandes instalaciones comerciales e industriales.

3. Tensión y frecuencia
   Armónicos y factor de potencia (cercano a 1)
   Sincronización con la red (problemas de desfasaje)
   Protección contra sobrecorrientes y cortocircuitos
   Desconexión automática en caso de falla (anti -isla)
   Monitoreo y control de potencia activa y reactiva
   Integración con sistemas de almacenamiento (en especial en alta demanda)
   Capacidad de la red para manejar la energía inyectada sin causa sobrecargas u otros problemas

Tecnologías de gestión de la demanda
Ciberseguridad (en casos de conexiones remotas)

4. Un marco más estricto creara barreras de entrada (mayores costos con requisitos técnicos o procesos complejos) y desalentara a los pequeños generadores, pero regulaciones más estrictas pueden mejorar la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico.

5. Definir y aplicar estándares de instalación, operación y mantenimiento
   Asegurar la compatibilidad técnica
   Requisitos de interconexión
   Sincronización y el control de potencia activa y reactiva
   Monitoreo en tiempo real
   Modelos de negocio (subsidios, créditos, tarifas preferenciales)
   Estructura tarifaria (costos de uso por red y costos de recarga)
   Vida útil (ciclo de vida y disposición final)

6. Excesiva inyección de energía puede elevar la tensión localmente variaciones rápidas en la generación pueden causar fluctuaciones de frecuencia.
   Los inversores mal diseñados pueden introducir armónicos en la red
   Generación intermitente que puede introducir fluctuaciones en la potencia inyectada, afectando la estabilidad de la red.
   Esquemas de protección (evitar falsos disparos o falla con los relés)
   Desbalances en la red
   Sobrecargas en la red de distribución
   Fluctuaciones de tensión y corriente pueden afectar la vida útil
   Sistemas de monitoreo y control avanzado
   Automatización y control distribuido en la red de distribución
   Protección anti-isla.

7. Cualquier esquema de pagos debe revisarse periódicamente (regulación adaptativa), pero depende de la generación (% de penetración), que puede incrementar los costos de gestión y mantenimiento, tarifas y subsidios inadecuados, actualización de infraestructura, mercados de energía

6.3.3 Entrevista profesional de un OR

A continuación, se encuentra las respuestas de un profesional de un OR:

1. Pues en temas de diversidad de la matriz energética, pues va muy en línea a lo que se hacen en las reuniones con la Asocodis que es donde asisten los operadores de red, allí se tratan temas de diversificar digamos la matriz energética para aumentar un poco la resiliencia y como mejorar la sostenibilidad del sistema con aras de buscar como una prospectiva para el aumento de participación de las energías renovables no convencionales, como son en este caso la solar y la eólica.

   ¿Y eso que permite?

   Pues incentivar un poco las leyes. Recuerdo, me parece que es la 1715 del 2014 y las posteriores que surgen con modificaciones. Pues se espera que la generación distribuida y los auto productores solares, pues jueguen un papel crucial debido a su potencial reducción en las emisiones de gases de efecto invernadero. O mejorar, digamos ese tema de la seguridad energética.

En temas de objetivos de sostenibilidad, están los objetivos sostenibles del Tratado de Kioto y de París. Pues se trata que el Gobierno en el 2030, pues se comprometió allá en París a hacer unas campañas de política energética para contraer ese crecimiento de la temperatura en 1.5º centígrados, porque si no, no vamos a tener planeta en el largo plazo.

2. Pues en temas de operador de red, pues el mecanismo actual de remuneraciones está en la creg 174 2021.

   Pues allí se describieron unos temas de mejoras, pero pues hay que hondear un poquito más en esa norma, porque la norma como tales debe tener claramente un tema de revisión de tarifas que quede muy claro porque está un poco enredado esa norma de cómo se ajustan las tarifas para la remuneración de la inyección de excedentes, por ejemplo, esa remuneración.

   O sea, ese tema de tarifas no está tan claro, hay unos temas que está también muy enredado como el tema de los trámites que debe hacer las pequeñas auto productores y en temas de simplificación, digamos de esos trámites.

   Entonces toca unos temas más simplificados, más intuitivos, que se dificulta al cliente porque pues digamos que a veces los clientes no tienen muchos estudios, digamos mucha Academia, entonces eso permite que sea más enredada la norma y eso hace que de pronto nadie se haga, digamos partícipe de ser auto productor, entonces ese tema, digamos, toca revisarlo muy bien, digamos de ahí en el trabajo de grado puede quedar esas propuestas para simplificar los trámites, para conectar los autos generadores y que ellos puedan fácilmente ser remunerados.

   Y unos temas, digamos, de procesos de liquidación, también, que queden súper claros de cómo es el tema del precio de bolsa. Esos temas digamos de dónde pongo mi energía que género o esa energía, haciendo alusión a los excedentes.

3. Pues, se deben considerar varios aspectos técnicos
   Pues 1 es calidad de la energía, pues que asegura que esa energía inyectada, pues cumplan con los estándares de calidad, por decirlo así, hay unas normas de calidad, de potencia, donde la onda tiene que ir igualita con las 60 hz entonces y también pues buscando que se estabilicen las redes del operador de red para asegurar los mismos estándares de calidad.
   Y el tema de la continuidad en el suministro y hay un tema de capacidad de red también que se debe evaluar que no debe afectar, digamos, con la infraestructura existente para para manejar, digamos, ese flujo bidireccional de la energía, porque pues no todo lo que genere me va a servir para autoabastecerme. Hay excedentes que no cumplen, que no cubren ese 100% del autoconsumo, entonces he ahí el problema y un tema de medición y monitoreo, pues allí vale la pena. De pronto, en la propuesta de tesis también he de decir que se debe hondar muy fino e incentivar el tema de la medición inteligente. Además, para mi merece la pena que se articule este tema.

4. Pues el tema, digamos de más estricto, pues yo creería que antes debería ser más. No debería ser estricto, se debería ser más más intuitivo, más simplificado, como en otros países, o sea, en otros países
   Pues permiten en que cualquiera se conecte, inclusive que yo le pueda vender la energía a mi vecino, entonces el tema es que antes hay que flexibilizarlo, no volverlo más estricto.
   Si no flexibilizarlo para que cualquiera se pueda conectar y cualquiera pueda apalancar, por ejemplo, un fenómeno de niño, ir buscando los incentivos hacia la desconexión voluntaria, porque de esa forma, pues puedo entre más allá libre competencia, mucho mejor va a estar el mercado, digamos que va a haber más oferta y más demanda.
   Entonces, eso me permite pronto, en cierta manera, equilibrar un poco mi crecimiento, digamos poblacional. Y así, de esa forma no tener problemas, digamos, y estrés en mi sistema,

entonces ese tema el marco es más estricto. Yo pensaría desde lo personal que debería ser más flexible antes para que se conecten más personas.

5. Temas de almacenamiento, pues sabemos que el tema de las storage, pues es un tema, digamos, muy costoso actualmente, pues tú así ves si comparas esto con el tema de la movilidad eléctrica y es un tema bastante costoso adquirir un carro eléctrico entonces pues digamos que la regulación debe considerar 3 focos el primero es de incentivar la inversión promoviendo y sentidos financieros y regulatorios para instalación de sistemas de almacenamiento e integración, digamos a la red estable ser, unas normas claras para la integración de sistemas de almacenamiento aseguran. Digamos cierta compatibilidad, digamos con la infraestructura existente, es decir, o sea, mirar un status quo o un estado del arte de cómo está hoy en día la infraestructura en Colombia y comparándola con otros países, de tal forma que cuando yo me adapto, digamos a eso, Pues puedo hacer oportunidades de mejorar en la integración a la red.
   Y por último, pues un uso eficiente para fomentar el uso de del almacenamiento, pues para balancear, diga la demanda de la oferta y mejorar la estabilidad de la red.

6. Ese punto de vista técnico, la inyección de excedentes puede tener varios efectos, entonces el primero es mejorar esa eficiencia energética, o sea, volver óptimo mis redes para garantizarle un crecimiento más organizado de mis redes y todo este tema
   Una reducción de pérdidas en la transmisión al general, digamos, esa energía es cerca del consumo y unos desafíos grandes de estabilidad que pueden tener fluctuaciones en la calidad de la energía. Eso pues permite calentamientos y problemas ya muy técnicos, y se necesita de pronto ajustar la infraestructura para manejar esa intermitencia de las energías renovables no convencionales.

7. No digamos que es, dependiendo cómo se maneje financieramente el tema, porque pues digamos que no es lo mismo poner un kilovatio hora en el mercado spot o en la bolsa cuando hay fenómenos de niño, porque pues ahí el que hace sus buenas proyecciones de demanda, pues en cierta manera optimiza ese tema del poder adquisitivo, los pagos por digamos de la inyección de excedentes que se pueden volver insostenible, ¿En qué escenario? Por ejemplo, en la participación de generales distribuidos cuando crece, digamos en la misma línea que crecen los ajustes de tarifas, entonces estos ajustes de tarifa están muy vinculados al tema de los índices del IPC.
   Entonces, si la economía de un país está afectada y el IPC está alto en ese momento, pues las tarifas se pueden volver demasiado insostenibles, ¿pero en que aspecto?, En que pueden crecer abruptamente y puede ser muy volátiles de un año a otro, pero digamos que para eso pues entiendo que la Creg empieza a hacer los estudios de los expedientes tarifarios y hacen diseños o modelos del marco tarifario flexible y se adapta como unas condiciones de situaciones particulares de cada mercado o en los mercados emergentes y se promedió digamos esa sostenibilidad económica a largo plazo. Pero, es más, cómo está económicamente el país, entonces si hablamos de Argentina o de Venezuela, pues hay diferentes incertidumbres sobre el tema de cómo va creciendo la inflación, entonces pues eso qué hace, pues hace que hay unos efectos de esos llama inversión extranjera donde digamos que nadie va a querer meter plata digamos en un país donde es tenga una hiperinflación o unos indicadores macroeconómicos deficientes que me permite que crear incertidumbre entonces yo más bien me voy de ese país y cambio de país y simplemente pongo mi plata donde esté asegurada entonces para este tema de los de la generación distribuida creería que la inversión extranjera va muy ligada al tema de los indicadores macroeconómicos.

6.3.4 Entrevista profesional del Ministerio de Minas y Energía

1. Bueno, para comenzar quisiera mencionar el fenómeno del niño que acabo de ocurrir, esto nos dejó una reflexión de la dependencia del recurso hídrico en Colombia, esto nos deja como enseñanza que debemos diversificar la matriz energética, para ello se está trabajando todo el tema de hidrógeno con una alianza con una empresa alemana, además se está trabajando todo el tema off-shore y on-shore de energía eólica. Otra forma de diversificar que actualmente se está trabajando desde el ministerio es las comunidades energéticas que son mini-granjas solares para pequeñas comunidades. Para complementar cabe resaltar el compromiso con diversificar la matriz, en este periodo se ha aumentado de 0.2 GW a 2 GW en energías FNCER.

2. Actualmente con el tema de la resolución está funcionando la creg 174, la cual tiene sus mecanismos para la regulación. Sin embargo, esta debe ser complementada porque hay unos parámetros que no se tienen en cuenta, por ejemplo, la calidad de la energía que actualmente no se regula la forma de onda o la frecuencia que son temas muy importantes para la estabilidad de la red.

3. La calidad de energía como mencione anteriormente es uno de esos parámetros importantes, la potencia reactiva, la frecuencia que resulta de esa conversión DC/AC, implementar electrónica de potencia para controlar los armónicos y potencia reactiva que se pueda inyectar a la red, esto por el tema de que se traduce en inestabilidad y en perdidas, afectando el precio del usuario final.

4. Actualmente no afectaría porque la mayoría de auto generadores de baja potencia son en ZNI o que solo tienen la capacidad de producción para abastecerse a ellos mismos, pero en pro de incentivar este tipo de auto generadores no debería ser más estricta la norma.

5. En este caso se ha venido planteando el tema del hidrógeno como almacenamiento y la regulación debe ir de la mano con incentivación o fondos del gobierno porque estos sistemas todavía resultan muy costosos, en la regulación debería ir las condiciones para su operación, restricciones ambientales para cierto tipo de baterías y quizás una ubicación estratégica de baterías para no generar redundancia en ciertos lugares si y en otros no.

6. Resumiendo, esta pregunta, la inyección de excedentes a la red si no se tiene unos buenos equipos de electrónica de potencia que corrijan bien y que hagan su conversión de DC/AC y que también se inyecte en su frecuencia adecuada puede traer daños a la red, como los armónicos, si se tienen estas cosas en cuenta en la regulación dificultaría la inyección por la cantidad de equipos, pero mejoraría la estabilidad, así que es importante encontrar un punto medio.

7. Creo que los excedentes de energía y esa es la meta que se está trabajando desde el ministerio de minas y energía, es diversificar la matriz energética y democratizar la energía para que las comunidades y entidades territoriales se apropien de la energía, y la reducción de tarifas para estas zonas. La posibilidad de vender excedentes fomenta más esa meta y hace que el mercado sea más competitivo reduciendo así las tarifas.

6.3.5 Entrevista usuario

A continuación, se encuentra las respuestas de un profesional en ingeniería eléctrica que es usuario de la red:

1. Considero que se deben buscar siempre nuevas alternativas en este ámbito, últimamente hemos vivido un boom de energía eólica y solar, además analizando los problemas que ha atravesado el país últimamente con el fenómeno del niño quedan claras dos cosas, debemos diversificar la matriz, buscando nuevas alternativas, potenciar la generación solar y eólica que son las dos más consolidadas actualmente y tal vez mirar otras alternativas como el hidrógeno. Adicionalmente se debe aprovechar el potencial hídrico del país, tal vez aumentar los proyectos con capacidades muy altas, pero no depender puramente del tema agua. Consolidándolo en una idea, aumentar nuestra capacidad aumentando la generación hídrica al mismo tiempo que se aumenta la capacidad en energías renovables.
2. Considero que es adecuado, puesto que un pequeño usuario se ven incentivado con el mecanismo actual a implementar una instalación renovable en su casa, o a mantenerla si ya la tiene, tal vez lo que se deba revisar es un tema de calidad de la energía que se inyecta. Lo que se debería hacer es generar mayor claridad en la norma, procedimiento, requisitos entre otros para que sea sencillo para el usuario final entender las implicaciones y así verse atraído por la alternativa.
3. Como mencione anteriormente se debería tener requisitos claros de calidad de energía. Que es un tema que como usuarios necesitamos pues así mismo brindarlo en la energía que inyectamos.
4. Si lo afectaría, según me comentan en cuanto a más estricto se refieren a inyección en determinados momentos, penalizaciones por calidad y reducción de la compensación, lo anterior no lograría más que alejar a nuevos generadores y afectar a los ya existentes, puesto que, si una instalación no es rentable sencillamente uno como usuario – generador no se vería atraído a realizarla, considero que se debe llegar a un punto de equilibrio entre los beneficios del usuario y el costo de la alternativa para incentivar la misma.
5. Debería primero, tener más claridad en la norma actual, adicionalmente se debe considerar el costo de la instalación de los equipos, tal vez alternativas para ayudar al nuevo usuario generador, calidad de la energía y en general más beneficios e incentivos para el usuario – generador.
6. Una mala calidad de energía representa problemas para la red, adicionalmente entiendo que el operador de red no siempre tiene la capacidad para manejar estas inyecciones de mejor manera, tal vez se necesite una actualización en la infraestructura de la red para que esta tenga mayor capacidad, adicionalmente monitorear en todo momento la calidad de la energía inyectada, considero que esos serían los aspectos a tener en cuenta sobre la inyección.
7. No, estos pagos no son de una magnitud tan elevada como para volverse insostenibles, mirando a futuro en un escenario hipotético la única manera de que estos pagos no sean sostenibles es que la mayoría de usuarios del operador de red se vuelvan usuarios generadores, teniendo en cuenta los costos de una instalación considero que el escenario no puede llegar a presentarse y por lo tanto los pagos insostenibles.

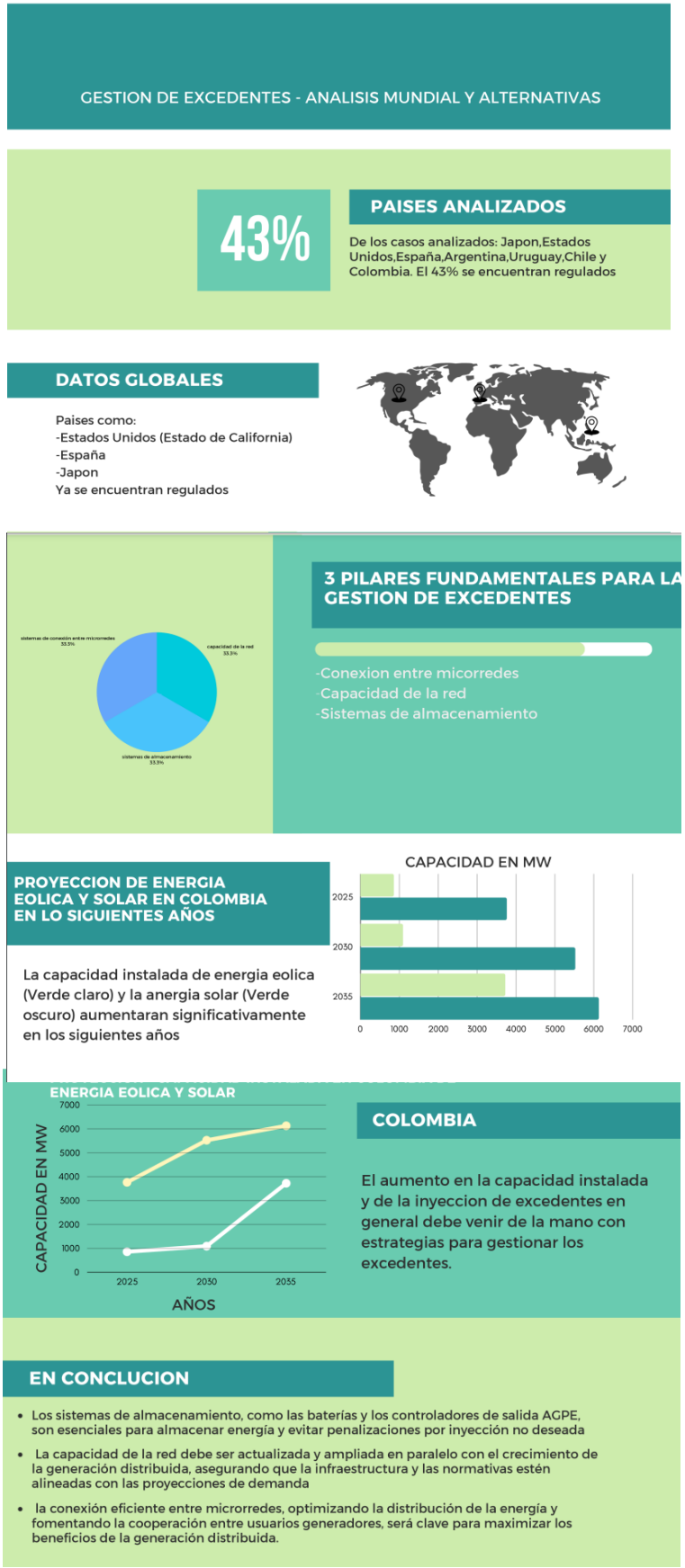
6.3.6 Entrevista CREG

1. La Comisión no está encargada de planificar o realizar proyecciones del parque de generación. Al respecto, la Unidad de Planeación Minero Energética UPME realiza estimaciones de cómo podría crecer el parque de generación y así poder visualizar escenarios probables de cómo crecería la matriz energética.

2. Por otro lado, dado que cita excedentes, estos son usados en proyectos de autogeneración. En ese sentido le informamos que en el proyecto de Resolución CREG 701 051 de 2024 se propone cómo deberían regularse las comunidades energéticas. En el mismo proyecto se tienen modificaciones propuestas sobre la remuneración de los excedentes de los autogeneradores a pequeña escala (AGPE).
3. Ahora bien, sobre el análisis de los requerimientos exigidos para ser autogenerador y entregar energía a la red, en la primera norma de autogeneración a pequeña escala y generación distribuida, proyecto de Resolución CREG 121 de 2017 y 030 de 2018 (actualmente esta última derogada), se hicieron dichos análisis, en los cuales se incluye la parte técnica de requerimientos e impactos y de remuneración e impactos. Luego, la Resolución CREG 174 de 2021 derogó la Resolución CREG 030 de 2018. Para dicho proceso también se reevaluaron los requerimientos técnicos con base en estudios.
4. Como entidad reguladora, nuestro objetivo es establecer regulaciones que respondan a las necesidades del momento. De esta manera, nunca se buscaría implementar normativas que perjudiquen al usuario o a la red.
5. Sobre los sistemas de almacenamiento, le informamos que la norma siempre ha incluido la posibilidad de que los autogeneradores tengan dichos sistemas. Esto incluso desde la regulación de 2018, como en la que aplica actualmente (Resolución CREG 174 de 2021). El efecto de almacenar, actualmente, es usado para analizar límites de conexión en nivel de tensión 1, puesto que estos sistemas pueden entregar energía en cualquier hora. No se tiene ningún otro aspecto considerado. Puede remitirse al artículo 6 de la Resolución CREG 174 de 2021 donde se considera la regla.
6. Se hicieron análisis, en los cuales se incluye la parte técnica de requerimientos e impactos y de remuneración e impactos y se concluyó que afectaría la capacidad de las líneas, la calidad de la energía inyectada, y la precisión de la medición en los puntos de frontera, aspectos fundamentales para un monitoreo adecuado.
7. Sobre el seguimiento a los excedentes y observar su efecto a través del tiempo, se tiene un artículo para vigilar como se impacta la tarifa del usuario final y tomar medidas preventivas a tiempo, “Cuando la cantidad de energía anual utilizada para crédito de energía en un mercado de comercialización supere el 4% de la demanda comercial regulada anual de ese mercado, la CREG podrá revisar y modificar las condiciones de remuneración que se establecen en esta resolución.
   El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) deberá suministrar a la Comisión, semestralmente, en los meses de enero y julio de cada año, el reporte de la energía inyectada a la red por AGPE y GD, durante el semestre anterior, con detalle diferenciado para AGPE y GD, de tal forma que se pueda identificar como mínimo la siguiente información de los AGPE:

   a) La cantidad total de AGPE para los cuales es el reporte,
   b) Conocer, de forma agregada, los excedentes discretizados por tipo (excedentes usados o no para el crédito de energía conforme el artículo 26 de la presente resolución), año, mes, día y hora.
   c) La información debe estar discriminada por mercado de comercialización y agente comercializador o agente generador que adquiere la energía.
   d) El tipo de mercado, regulado o no regulado, según aplique, al cual es destinada la energía excedente.

6.3.7 Infografía gestión de excedentes



Referencias

[1] Enel, "¿Qué es una microrred?," https://corporate.enelx.com/es/question-and-answers/what-is-a-microgrid-and-how-does-it-work.

[2] Congreso de la Republica, "Ley 1715 de 2014," http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1715_2014.html.

[3] CREG, "Resolucion 174 de 2021," https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0174_2021.htm.

[4] CREG, "Resolucion 002 de 2021," https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0002_2021.htm.

[5] Ministerio de Minas y Energía, *RESOLUCIÓN No. 030 DE 2018*. Colombia: http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191, 2018, pp. 1–27. Accessed: Apr. 02, 2023. [Online]. Available: http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191

[6] J. A. Hernandez, C. K. Franco, D. A. Avila, and J. A. Murillo, "Design and implementation of a Management System of surplus energy generated by a distributed generation system, case study GCPVS," in *2014 IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference, PVSC 2014*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., Oct. 2014, pp. 2734–2739. doi: 10.1109/PVSC.2014.6925494.

[7] A. Zeh and R. Witzmann, "Operational strategies for battery storage systems in low-voltage distribution grids to limit the feed-in power of roof-mounted solar power systems," in *Energy Procedia*, Elsevier Ltd, 2014, pp. 114–123. doi: 10.1016/j.egypro.2014.01.164.

[8] Institute of Electrical and Electronics Engineers, *2022 13th Asian Control Conference (ASCC) 4-7 May 2022*.

[9] A. G. J. van der H. R. V. D. W. F. B. S. R. A. K. O.S.Buchholz, "Power to Gas: Storing surplus electrical energy. A design study.," *Energy Procedia*.

[10] A. I. López, A. Ramírez-Díaz, I. Castilla-Rodríguez, J. Gurriarán, and J. A. Mendez-Perez, "Wind farm energy surplus storage solution with second-life vehicle batteries in isolated grids," *Energy Policy*, vol. 173, Feb. 2023, doi: 10.1016/j.enpol.2022.113373.

[11] "bateria control carga y decsarga".

[12] Danmarks tekniske universitet, IEEE Power & Energy Society, and Institute of Electrical and Electronics Engineers, *2013 4th IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe) : held October 6-9, 2013 at the DTU in Lyngby, Copenhagen, Denmark*.

[13] *2017 IEEE 12th International Conference on Power Electronics and Drive Systems (PEDS)*. IEEE, 2017.

[14] N. Mazloum, G. Abdelkader, and H. Mazloum, "Smart Small-Scale Grid Sharing System for Renewable Energy Surplus Usage in Lebanon," in *2022 International Conference on Smart Systems and Power Management, IC2SPM 2022*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2022, pp. 97–102. doi: 10.1109/IC2SPM56638.2022.9988918.

[15] J. Cheng, Z. Yan, H. Wang, and X. Xu, "A Risk-Controllable Day-Ahead Transmission Schedule of Surplus Wind Power with Uncertainty in Sending Grids," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 139, p. 107649, Jul. 2022, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107649.

[16] Y. Mohammadi, H. Shakouri G. , and A. Kazemi, “A Multi-Objective Fuzzy Optimization Model for Electricity Generation and Consumption Management in a Micro Smart Grid,” *Sustain Cities Soc*, vol. 86, Nov. 2022, doi: 10.1016/j.scs.2022.104119.

[17] Yusuke Sugihara, “Renewable energy regulations in Japan,” ASIA LAW BUSINESS JOURNAL. Accessed: Jul. 16, 2023. [Online]. Available: https://law.asia/renewable-energy-regulations-japan/

[18] P. K. I. P. and A. K. S. Associate. David Wadham, “Japans renewable FIP scheme and recent changes to the regime for battery storage,” Ashurst. Accessed: Oct. 05, 2023. [Online]. Available: https://www.ashurst.com/en/insights/japans-renewable-fip-scheme-and-recent-changes-to-the-regime-for-battery-storage/

[19] Agency for Natural Resources and Energy, “FIT・FIP制度,” Agency for Natural Resources and Energy. Accessed: Oct. 05, 2023. [Online]. Available: https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/fit_kakaku.html

[20] Nattoku Renewable Energy, “FIP制度が2022年4月から導入されます。,” eco-megane. Accessed: Oct. 05, 2023. [Online]. Available: https://blog.eco-megane.jp/fip/

[21] Jefatura del Estado, “Ley 54 de 1997,” 1997.

[22] T. y C. Ministerio de Industria, “Real Decreto 661 de 2007,” 2007.

[23] T. y C. Ministerio de Industria, “Real Decreto 1578 de 2008,” 2008.

[24] K. Gürtler, “The dismantling of renewable energy policies: the case of Spain and Czech Republic,” 2018.

[25] Jefatura del Estado, “Ley 24 de 2013,” 2013.

[26] Núm, “BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO.” [Online]. Available: http://www.boe.es

[27] E. y T. Ministerio de Industria, “Real Decreto 216 de 2014,” 2014.

[28] White House, “Our Goverment,” Our Goverment. Accessed: Sep. 29, 2023. [Online]. Available: https://www.whitehouse.gov/about-the-white-house/our-government/

[29] IEA, “Utility Scale Facility Net Generation from Renewable Sources Excluding Hydroelectri.” Accessed: Oct. 09, 2023. [Online]. Available: https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.php?t=table_1_11_a

[30] Iea, “Renewables,” Iea. Accessed: Sep. 29, 2023. [Online]. Available: https://www.iea.org/energy-system/renewables

[31] PUC, “Public Utility Commission of Texas,” PUC. Accessed: Oct. 09, 2023. [Online]. Available: https://www.puc.texas.gov/

[32] Texas State Legislature, *RESTRUCTURING OF ELECTRIC UTILITY INDUSTRY*. United States: Texas State Legislature, 1999. Accessed: Oct. 09, 2023. [Online]. Available: https://statutes.capitol.texas.gov/Docs/UT/htm/UT.39.htm

[33] CPUC, “CPUC (California),” Public Utilities Commission California. Accessed: Oct. 14, 2023. [Online]. Available: https://www.cpuc.ca.gov/industries-and-topics/electrical-energy/demand-side-management/net-energy-metering

[34] Senado y Camara de Diputados de la Nacion Argentina, *RÉGIMEN DE FOMENTO A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍA RENOVABLE INTEGRADA A LA RED ELÉCTRICA PÚBLICA*. Argentina : https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/2018/08/ley-27424_actualizado.pdf, 2017.

[35] Secretaria de gobierno de energia, *APRUEBASE NORMAS DE IMPLEMENTACION*. Argentina : https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/decreto-986-2018-315993, 2018.

[36] Decreto Presidencial, *AUTORIZACION A SUSCRITORES CONECTADOS A LA RED DE DISTRIBUCION DE BAJA TENSION A INSTALAR GENERACIONES DE FUENTES RENOVABLES*. Uruguay: https://www.impo.com.uy/bases/decretos/173-2010, 2010.

[37] Presidencia de Uruguay, *MODIFICACION DEL REGLAMENTO GENERAL DEL MARCO REGULATORIO DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL Y DEL REGLAMENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGIA ELECTRICA*. Uruguay: https://www.impo.com.uy/bases/decretos/43-2015, 2015.

[38] Congreso Nacional de Chile, *REGULA EL PAGO DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS DE LAS GENERADORAS RESIDENCIALES*. Chile: https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1038211, 2012.

[39] SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES S.E.C., *INSTALACIONES DE CONSUMO EN BAJA TENSION* . Chile: https://www.sec.cl/sitioweb/electricidad_norma4/norma4_completa.pdf, 2003.

[40] CREG, *PROYECTO DE RESOLUCIÓN No.701 051 DE 2024*. Colombia: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/originales/Proyecto_Resoluci%C3%B3n_CREG_701_051_2024/, 2024.

[41] J. Cho, S. Jeong, and Y. Kim, “Commercial and research battery technologies for electrical energy storage applications,” Jun. 01, 2015, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.pecs.2015.01.002.

[42] R. A. Peña Suesca, A. I. Santos León, and C. L. Trujillo Rodríguez, “Análisis para la selección de sistemas de almacenamiento basados en baterías para microrredes eléctricas,” *Ingeniería*, vol. 25, no. 3, pp. 284–304, Oct. 2020, doi: 10.14483/23448393.15613.

[43] X. Huang, R. Zhou, X. Luo, X. Yang, J. Cheng, and J. Yan, “Experimental research and multi-physical modeling progress of Zinc-Nickel single flow battery: A critical review,” Dec. 01, 2023, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.adapen.2023.100154.

[44] M. Daniel, N. P. Byron, and C. M. Krowne, “Harnessing redox flow batteries for industrial applications: Opportunities and future directions,” *J Power Sources*, vol. 591, p. 233889, Jan. 2024, doi: 10.1016/j.jpowsour.2023.233889.

[45] L. da Silva Lima *et al.*, “Life cycle assessment of lithium-ion batteries and vanadium redox flow batteries-based renewable energy storage systems,” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 46, Aug. 2021, doi: 10.1016/j.seta.2021.101286.

[46] S. Wu, X. Zhang, R. Wang, and T. Li, “Progress and perspectives of liquid metal batteries,” Mar. 01, 2023, *Elsevier B.V.* doi: 10.1016/j.ensm.2023.02.021.

[47] Q. Zeng, Z. Lv, S. Li, B. Yang, J. He, and J. Song, “Electrolytes for liquid metal batteries,” Feb. 01, 2024, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.materresbull.2023.112586.

[48] Annual IEEE Computer Conference, Electric Power Quality and Supply Reliability Conference 9 2014.06.11-13 Rakvere, PQ 9 2014.06.11-13 Rakvere, and International Electric Power Quality and Supply Reliability Conference 9 2014.06.11-13 Rakvere, *2014 Electric Power Quality and Supply Reliability Conference (PQ) 11-13 June 2014, Rakvere, Estonia*.

[49] Danmarks tekniske universitet, IEEE Power & Energy Society, and Institute of Electrical and Electronics Engineers, *2013 4th IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe) : held October 6-9, 2013 at the DTU in Lyngby, Copenhagen, Denmark*.

[50] IEEE Power & Energy Society and Institute of Electrical and Electronics Engineers, *2017 IEEE Power and Energy Conference at Illinois (PECI) : Urbana, IL, USA, Feb 23rd - 24th 2017*.

[51] J. Hoon and R. H. G. Tan, "Grid-Connected Solar PV Plant Surplus Energy Utilization Using Battery Energy Storage System," in *2020 IEEE Student Conference on Research and Development (SCOReD)*, 2020, pp. 1–5. doi: 10.1109/SCOReD50371.2020.9250977.

[52] F. Shahnia, R. P. S. Chandrasena, A. Ghosh, and S. Rajakaruna, "Application of DSTATCOM for surplus power circulation in MV and LV distribution networks with single-phase distributed energy resources," *Electric Power Systems Research*, vol. 117, pp. 104–114, 2014, doi: 10.1016/j.epsr.2014.08.010.

[53] D. Xie and Z. Gou, "Dissipating surplus solar photovoltaics capacity from Net-Zero energy buildings to electric vehicle charging stations in nearby parking Lots: A study in New York City," *Energy Build*, vol. 303, Jan. 2024, doi: 10.1016/j.enbuild.2023.113818.

[54] I. Renewable Energy Agency, *RENEWABLE ENERGY STATISTICS 2023 STATISTIQUES D'ÉNERGIE RENOUVELABLE 2023 ESTADÍSTICAS DE ENERGÍA RENOVABLE 2023 About IRENA*. 2023. [Online]. Available: www.irena.org

[55] Redeia, "Generacion, Potencia Instalada," Red electrica.

[56] EL CONGRESO DE COLOMBIA, "Ley_1955_de_2019," 2019.

[57] EL CONGRESO DE LA REPUBLICA, "Ley_2099_de_2021," 2021.

[58] M. D. Mesa *et al.*, "REPÚBLICA DE COLOMBIA Ministerio de Minas y Energía," 2020.

[59] A. González-Dumar, S. Arango-Aramburo, and C. M. Correa-Posada, "Quantifying power system flexibility for the energy transition in Colombia," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 155, Jan. 2024, doi: 10.1016/j.ijepes.2023.109614.

[60] ENEL, "CARGA MÁXIMA PARA EL SECTOR RESIDENCIAL Página: 1 de 24 CARGA MÁXIMA PARA EL SECTOR RESIDENCIAL," Aug. 2010.

[61] IDEAM, "Promedios mensuales de irradiacion global media recibida en superficie para las principales ciudades del pais," Jul. 2019. [Online]. Available: https://feriaexposolar.com/wp-content/uploads/2019/09/Evaluacion-de-la-radiacion-global-en-Colombia.pdf

[62] ENEL, "Tarifas de Energia," 2022. Accessed: Jul. 16, 2024. [Online]. Available: https://www.enel.com.co/es/personas/tarifas-energia-enel-distribucion.html