

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



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

**INFORME 5
Revisión 1
18 de Febrero del 2019**



ESTUDIO CREG DE INDICADORES DE SEGUIMIENTO DE GD Y AG
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
CENTRO DE ENERGÍA DE LA UNIVERSIDAD DE CHILE

ÍNDICE DE MODIFICACIONES

Índice de revisión	Fecha	Observaciones
0	08 de Febrero del 2019	Versión original
1	18 de Febrero del 2019	Se responden a los comentarios recibidos por parte de la CREG a la versión original de este informe

RESPONSABLES POR LA ELABORACIÓN

Universidad Tecnológica de Pereira
Harold Salazar Isaza
Wilson Guillermo Valenzuela Idarraga
Andrés Arias Londoño
Adrián Sánchez López
Carlos Julio Zapata

Centro de Energía
Universidad de Chile
Guillermo Jiménez Estévez
Alejandro Navarro Espinosa

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

MISIÓN

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

VISIÓN

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

SERVICIOS

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

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

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

ESTUDIO CREG DE INDICADORES DE SEGUIMIENTO DE GD Y AG
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
CENTRO DE ENERGÍA DE LA UNIVERSIDAD DE CHILE

CENTRO DE ENERGÍA

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

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

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

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

<http://centroenergia.cl/>

RESUMEN EJECUTIVO

Este documento presenta los resultados de un estudio relacionado con el diseño de unos indicadores que permitan realizar un seguimiento a la integración de sistemas distribuidos de energía y con los cuales la Comisión pueda apoyarse para la toma de decisiones en asuntos regulatorios en términos de la definición de etapas de integración, remuneración, asignación de responsabilidades, etc.

De manera conceptual el estudio está dividido en tres etapas. La primera se establecen unas posibles trayectorias de adopción -o penetración- de unas tecnologías a nivel nacional y regional; esto es, para cada tecnología de interés de este estudio o para una combinación de ellas se determinan cuantos nuevos MW instalados -o cantidad de vehículos eléctricos- se esperan en las diferentes regiones de país de manera anual hasta el 2031. La segunda etapa consiste en el diseño de un marco teórico -y unos indicadores de seguimiento- para el análisis de los efectos no deseados y los beneficios de la integración de la distintas tecnologías siguiendo las trayectorias definidas en la etapa 1. El marco teórico igualmente incluye el caso en donde se analizan los efectos y beneficios por porcentaje de adopción en donde la integración no sigue una trayectoria, por el contrario, se determina de forma porcentual. Finalmente, la etapa 3 muestra los resultados numéricos y las conclusiones de aplicar el marco teórico de este estudio a las trayectorias y porcentajes de adopción establecidos en etapas anteriores.

De manera general el estudio señala que los efectos y beneficios de la integración de las tecnologías de interés de este estudio -principalmente fotovoltaica y vehículos eléctricos- se deben realizar por porcentaje de adopción pues no se visualizan situaciones críticas en las diferentes redes de los operadores de red cuando estas son analizadas por escenarios de penetración. Asimismo, se puede indicar que las redes de nivel 3 muestran una buena capacidad para integrar tecnologías distribuidas, seguida de las redes de nivel 1, y finalmente las de nivel 2 son las que muestran una menor capacidad. En cuanto a tecnologías, el estudio demuestra que la generación fotovoltaica presenta beneficios importantes en sus primeros años o niveles de integración pues produce una disminución de las pérdidas de energía y una reducción en la cargabilidad de los transformadores en los distintos niveles de tensión. De hecho, cuando se monetizan los beneficios debido a la integración de generación fotovoltaica y se comparan con los costos de su integración se observan efectos positivos -mayores beneficios que costos-. Por otro lado, y a excepción de unas pocas redes para algunos OR, las redes de nivel de tensión 1 están en capacidad de recibir niveles de penetración

ESTUDIO CREG DE INDICADORES DE SEGUIMIENTO DE GD Y AG
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
CENTRO DE ENERGÍA DE LA UNIVERSIDAD DE CHILE

cercanos al 40% de fotovoltaica que corresponden a un valor superior al estándar técnico de disponibilidad para ese nivel de tensión indicado en la resolución CREG 030 del 2018. En cuanto a los vehículos eléctricos, los efectos no deseados se manifiestan principalmente por su penetración por lo cual corresponde a la tecnología más crítica de integración.

Finalmente, este estudio recomienda mejorar los sistemas de información de los operadores de red por cuanto la muestra disponible para la realización de simulaciones computacionales fue del 43% de la información requerida por la Universidad. El porcentaje restante son redes cuya información no fue suficiente para la construcción de un circuito eléctrico con el cual se pudiera realizar ejercicios computacionales o debido al hecho que algunos operadores hicieron caso omiso a los requerimientos de información.

TABLA DE CONTENIDO

1 INTRODUCCIÓN	1
2 CONSTRUCCIÓN DE TRAYECTORIAS Y ESCENARIOS DE ADOPCIÓN NACIONAL.....	3
2.1 PROYECCIÓN DE PENETRACIÓN DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.....	5
2.2 PROYECCIÓN DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICOS.....	10
2.3 PROYECCIÓN DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS (PCH)	12
2.4 PROYECCIÓN DE COGENERACIÓN–BIOMASA	14
2.5 PROYECCIÓN DE GENERACIÓN EÓLICA	15
2.6 PROYECCIÓN DE GENERACIÓN GEOTÉRMICOS	16
2.7 PROYECCIÓN DE GENERACIÓN A BASE DE GAS NATURAL	16
2.8 PROYECCIÓN DE ALMACENAMIENTO	17
2.9 PROPUESTAS DE TRAYECTORIAS Y ESCENARIOS DE ADOPCIÓN NACIONAL	18
3 DETERMINACIÓN DE LOS ESCENARIOS DE ADOPCIÓN REGIONAL.....	24
3.1 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LA CIRCULAR CREG 055 DEL 2018	24
3.2 PROPUESTA PARA ESCENARIOS DE ADOPCIÓN REGIONAL.....	27
4 DETERMINACIÓN DEL UMBRAL DEL ARTÍCULO 4 DE LA RESOLUCIÓN CREG 030 DEL 2018.....	33
4.1 APROXIMACIÓN 1: CON LÍNEA BASE Y PROYECCIONES UPME.....	33
4.2 APROXIMACIÓN 2: CON LÍNEA BASE DE LA CIRCULAR CREG 055 DEL 2018 Y SUPUESTOS DE CRECIMIENTO	35
5 DETERMINACIÓN DE LAS MUESTRAS REPRESENTATIVAS DE CIRCUITOS REALES... 38	38
5.1 SELECCIÓN DE LOS CIRCUITOS MÁS REPRESENTATIVOS	38
5.2 RESULTADOS DEL PROCEDIMIENTO DE LEVANTAMIENTO DE LA INFORMACIÓN	42
6 MARCO TEÓRICO	47
6.1 CONSIDERACIONES GENERALES	47
6.2 FILOSOFÍA DE LA MODELACIÓN -MOMENTOS DE ANÁLISIS-	48
6.3 TIPO DE ANÁLISIS	50

6.4	PROCEDIMIENTO DE ANÁLISIS	51
7	CURVAS DE EVENTOS NO DESEADOS.....	54
7.1	INDICADORES DE SEGUIMIENTO DE EVENTOS NO DESEADOS	54
7.2	INDICADORES DE SEGUIMIENTO A NIVEL DE TENSIÓN 3 – CONSOLIDADO MUESTRA PAÍS	57
7.3	INDICADORES DE SEGUIMIENTO A NIVEL DE TENSIÓN 2 –CONSOLIDADO MUESTRA PAÍS	67
7.4	INDICADORES DE SEGUIMIENTO A NIVEL DE TENSIÓN 1 – CONSOLIDADO MUESTRA PAÍS	78
7.5	CONSOLIDADO DE RESULTADOS NUMÉRICOS A NIVEL PAÍS.....	90
7.6	CONSOLIDADO DE RESULTADOS POR OPERADORES DE RED	96
8	SOLUCIONES QUE MITIGAN LOS EFECTOS DE LOS EVENTOS NO DESEADO	102
8.1	CONSIDERACIONES GENERALES	102
8.2	UN EJEMPLO DE LAS ACCIONES QUE NO IMPLICAN NUEVOS ACTIVOS.....	103
8.3	COMENTARIOS FINALES	108
9	CURVAS DE BENEFICIOS DE LA INTEGRACIÓN.....	109
9.1	BENEFICIOS A NIVEL DE TENSIÓN 3 – CONSOLIDADO MUESTRA PAÍS	109
9.2	BENEFICIOS A NIVEL DE TENSIÓN 2 – CONSOLIDADO MUESTRA PAÍS.....	112
9.3	BENEFICIOS A NIVEL DE TENSIÓN 1 – CONSOLIDADO MUESTRA PAÍS	115
10	ANÁLISIS BENEFICIO-COSTO	120
10.1	MONETIZACIÓN DE LOS BENEFICIOS	120
10.2	MONETIZACIÓN DE LOS COSTOS	123
10.3	ANÁLISIS DE BENEFICIO-COSTO NIVEL DE TENSIÓN 3 – CONSOLIDADO MUESTRA PAÍS	124
10.4	ANÁLISIS DE BENEFICIO-COSTO NIVEL DE TENSIÓN 2 – CONSOLIDADO MUESTRA PAÍS	126
10.5	ANÁLISIS DE BENEFICIO-COSTO NIVEL DE TENSIÓN 1 – CONSOLIDADO MUESTRA PAÍS	127
11	CONCLUSIONES	129
12	BIBLIOGRAFÍA.....	131
13	ANEXO 1: EVENTOS ASOCIADOS A LA PENETRACIÓN DE LOS SDE	136
13.1	CONCEPTOS GENERALES SOBRE GENERACIÓN Y RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS ...	136
13.2	IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA	139
13.3	IMPACTO DE LOS VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN LA DEMANDA DE ENERGÍA.....	146

13.4	IMPACTOS PRODUCIDOS POR EV Y PV EN REDES DE BAJA TENSIÓN	150
13.5	EXPERIENCIAS INTERNACIONALES EN PENETRACIÓN DE GD	153
14 ANEXO 2: POTENCIALES BENEFICIOS DE LA INTEGRACIÓN DE LOS SDE.....	158	
14.1	MENORES PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y RESTRICCIONES	158
14.2	MENOR CONGESTIÓN EN LAS REDES DE TRANSMISIÓN	160
14.3	APLAZAMIENTO EN INVERSIÓN EN EXPANSIÓN DE REDES	161
14.4	APLANAMIENTO DE LA CURVA DE CARGA	161
14.5	EMISIONES EVITADAS	163
14.6	PROVISIÓN DE SERVICIOS AUXILIARES	164
15 ANEXO 3: CONSIDERACIONES GENERALES RELACIONADAS CON LA PRESENTACIÓN DE LOS RESULTADOS	167	
16 ANEXO 4: CONSTRUCCIÓN DE LOS INDICADORES DE SEGUIMIENTO A PARTIR DE LOS MICRODATOS.....	169	
16.1	EJEMPLO DE MICRODATOS PARA UN CIRCUITO DE NIVEL DE TENSIÓN 1	169
16.2	DETERMINACIÓN DE LOS INDICADORES DE SEGUIMIENTO A PARTIR DE LOS MICRODATOS.	175
17 ANEXO 5: ERRORES Y AJUSTES EN EL REPORTE DE INFORMACIÓN	177	
18 ANEXO 6: METODOLOGÍA DE ESCALAMIENTO	180	
19 ANEXO 7: CÁLCULO DE LA POTENCIA INYECTADA POR UN PANEL SOLAR Y LA DEMANDA DE UN VEHÍCULO ELÉCTRICO	183	
20 ANEXO 8: INDICADORES DE SEGUIMIENTO PARA ESCENARIOS DE PENETRACIÓN CON DIFERENTES TECNOLOGÍAS – CONSOLIDADO MUESTRA PAÍS	187	
21 ANEXO 9: INDICADORES DE SEGUIMIENTO POR ESTRÉS CON DIFERENTES TECNOLOGÍAS – CONSOLIDADO MUESTRA PAÍS	193	
22 ANEXO 8: RESPUESTA A LOS COMENTARIOS DE LOS AGENTES.....	199	

1 INTRODUCCIÓN

El 15 de junio del 2018 la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) adjudicó a la Universidad Tecnológica de Pereira (UTP) el concurso 09-2018 cuyo objeto es obtener un conjunto de indicadores que permitan hacer seguimiento a la integración de Sistemas Distribuidos de Energía (SDE) y que a su vez permitan evaluar sus impactos en las redes a las que se conectan, tanto técnica como económicamente, de tal forma que sean base para la toma de decisiones regulatorias en términos de la definición de etapas de integración, remuneración, asignación de responsabilidades, entre otros. El alcance del estudio incluye el desarrollo de las siguientes actividades:

Escenarios de adopción de SDE y vehículos eléctricos

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

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

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

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

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

Presentación de la propuesta a la industria y terceros interesados

- Actividad 12: Presentación propuesta industria y terceros.

Este estudio es ejecutado por el Laboratorio para Estudios de Sistemas Eléctricos de Potencia (ESEP) de la Universidad Tecnológica de Pereira junto con el Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile.

Este documento corresponde a la primera revisión del quinto informe -informe final- en donde se recopilan las observaciones recibidas por parte de la industria y terceros interesados e igualmente se incluyen aspectos solicitados por la Comisión en la reunión sostenida el 30 de enero en la ciudad de Bogotá. Asimismo, se da respuesta a los comentarios recibidos por parte de la Comisión en comunicado enviado el día 11 de febrero del 2018.

2 CONSTRUCCIÓN DE TRAYECTORIAS Y ESCENARIOS DE ADOPCIÓN NACIONAL

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

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

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

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

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

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

Es preciso indicar que el plan de expansión indicativo del largo plazo de la generación reportado por la UPME en su Plan G-T 2017–2031 se obtiene considerando quince áreas o zonas eléctricas (simulaciones multi-nodales en terminología de la UPME) y para dos escenarios de estudio. Cada escenario obedece a unos supuestos relacionados con la existencia (o carencia) de restricciones al interior de en cada una de las áreas para la instalación de nueva capacidad de proyectos de generación. Los escenarios consideran las proyecciones de alta y media demanda de energía nacional.

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



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

Zona o Área según el Plan G-T 2017–2031	Departamentos que Conforman la Zona
Ant-Cho	Antioquia y Chocó
Atlántico	Atlántico
Bog-Cund	Bogotá y Cundinamarca
Bolívar	Bolívar
Boy-Cas	Boyacá y Casanare
Cauca	Cauca
Cor-Suc	Córdoba y Sucre
CQR	Caldas, Quindío y Risaralda
GCM	Guajira, Cesar y Magdalena
HTC	Huila, Tolima y Caquetá
MET-Guav	Meta y Guaviare
Nar-Put	Nariño y Putumayo
Nsant	Norte de Santander
Sant-Ara	Santander y Arauca
Valle	Valle del Cauca

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

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

2.1 PROYECCIÓN DE PENETRACIÓN DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

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

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

Las proyecciones de vehículos eléctricos (VEs) a nivel internacional obedecen principalmente a las metas establecidas por el acuerdo París y las políticas existentes en los países miembros de EVI³ [2]

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

De manera similar, los auxilios gubernamentales para su adquisición, al desarrollo en las tecnologías de construcción, y el aumento en la autonomía de las baterías son factores que promueven su desarrollo [3].

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

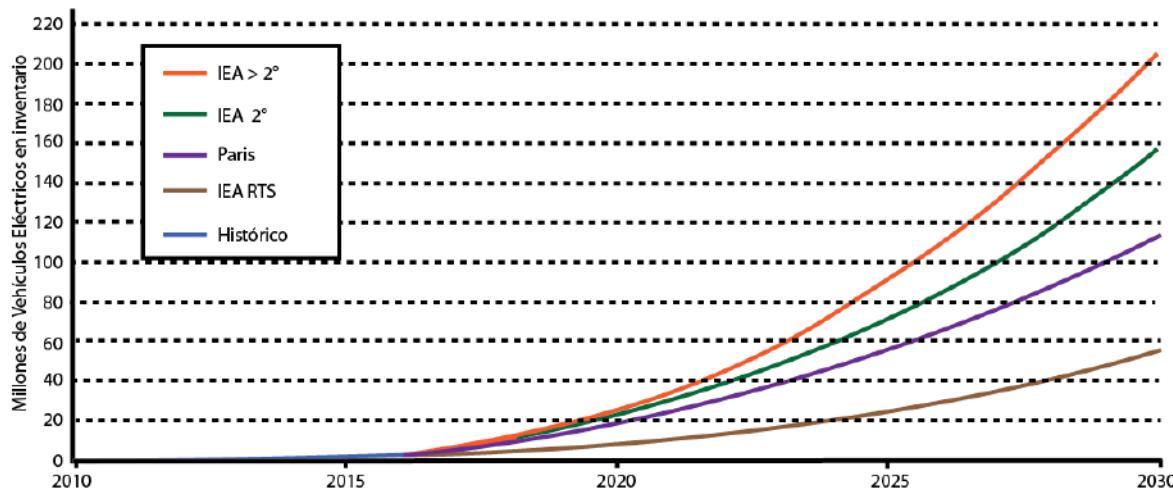


Figura 2.2 Proyecciones de inserción de VEs a nivel mundial. Tomado de [2].

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

2.1.2 Proyecciones a Nivel Nacional

Esta sección muestra los resultados de un levantamiento de información con relación a las expectativas de penetración de VEs en nuestro país en donde se destaca la diversidad de supuestos

para las diferentes estimaciones. Los objetivos de desarrollo sostenible, exención en pago de aranceles para la importación de un cupo determinado de VEs, y reducción escalonada de emisiones de dióxido de carbono en el sector de transporte son algunas consideraciones indicadas en los estudios que afectan los valores estimados. En ese sentido, las proyecciones cambian sustancialmente según se detalla a continuación. Solo se muestran los resultados de las estimaciones.

2.1.2.1 Estudio del Departamento Nacional de Planeación (DNP)

En [4] se sugieren tres trayectorias de adopción de VEs a nivel nacional que están en relación con la dinámica mundial y metas de adopción de VEs de los países miembros del EVI. Estas trayectorias corresponden a valores de inserción del 5%, 10% y 15% del parque automotor, para un número aproximado de 400,000, 800,000 y 1,200,000 VEs respectivamente en el año 2030. En la Tabla 2.2 se muestra el número de VEs para cada escenario, indicando el valor estimado entre taxis, transporte de carga, buses, autos particulares y flota oficial. Esta desagregación es importante para las simulaciones computacionales pues el tiempo de carga y la energía requerida para cada tipo de transporte es diferente.

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

Tabla 2.2 Proyección de inserción a nivel nacional según [4].

2.1.2.2 Documentos del Consejo Nacional de Política Económica y Social

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

2.1.2.3 Documentos Unidad de Planeación Minero Energética UPME

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

- *Documento 1: Proyección de Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima en Colombia UPME*

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

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

- *Documento 2: Plan de expansión de referencia Generación - Transmisión 2017 – 2031 UPME*

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

- Taxis: 49 mil vehículos.
 - Motos: 10 mil motos.
 - Buses: 250 articulados y biarticulados eléctricos.
 - Automóviles: 7 mil vehículos.
 - Vehículos oficiales: 9 mil vehículos.
- *Documento 3: Plan de Acción Indicativo de Eficiencia Energética 2017-2022 UPME - MINMINAS*

La UPME en coordinación con el Ministerio de Minas y Energía desarrolló el plan de acción indicativo de eficiencia energética 2017-2022 en el cual se definen unas acciones estratégicas y sectoriales para alcanzar metas en materia de eficiencia energética en nuestro país [7]. En este, y con base en el Registro Único Nacional de Tránsito (RUNT), se señala que alrededor de 29,000 vehículos deberían

ser sustituidos por tecnología híbrida o eléctrica como una acción sectorial y cuyos detalles de sustitución se indican en la Tabla 2.3.

Modelo	Número de Vehículos oficiales	Participación en el total de oficiales [%]	Vehículos en circulación	Tecnología de reemplazo
Automóvil	9421	66	4711	Tecnología híbrida y eléctrica
Bus	1534	70	767	Tecnología híbrida
Buseta	696	52	348	Tecnología híbrida y eléctrica
Camión	5462	59	2731	Tecnología híbrida
Camioneta	10461	39	5231	Tecnología híbrida y eléctrica
Campero	9940	62	4970	Tecnología híbrida y eléctrica
Microbús	492	36	246	Tecnología híbrida y eléctrica
Motocicleta	17900	24	8950	Tecnología eléctrica
Tracto camión	215	70	108	Tecnología híbrida
Volqueta	1358	55	679	Tecnología híbrida
TOTAL	57950	39	28,975	

Tabla 2.3 Potencial de vehículos a reemplazar distribuidos por categorías. Tomado de [7].

- *Documento 4: Mapa de Ruta para la Transición hacia los Vehículos de Bajas y Cero Emisiones Ernst & Young; UPME*

En [8] se propone un mapa de ruta para la transición hacia los vehículos de baja y cero emisiones en Colombia y sugiere algunas trayectorias de inserción de VEs a partir de incentivos fiscales y de intervención económica. Bajo este marco de trabajo, el Consejo Superior de Política Fiscal (CONFIS) aprobó la importación de 46,500 VEs e híbridos con beneficio de arancel e IVA hasta el año 2026. De esta forma, el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, definió una asignación de cupos con el objetivo de tener un mayor control del número de vehículos que gozaban de estos beneficios económicos. En la Tabla 2.4 se observa una proyección en el número de VEs a importar hasta 2026.

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

2024	3000	3000	6000
2025	3000	3000	6000
2026	3000	3000	6000

Tabla 2.4 Proyección de importaciones de VEs e híbridos [8].

2.1.2.4 Resumen de proyecciones de VEs a nivel nacional

La Tabla 2.5 resume las diferentes proyecciones relacionadas con la cantidad de VEs según las distintas fuentes consultadas para la elaboración este estudio. Se destaca que no existe un consenso claro con relación al número de vehículos que se alcanzará en los próximos años en nuestro país.

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

Tabla 2.5 Proyección de número de VEs según diferentes estudios.

2.2 PROYECCIÓN DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICOS

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

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

Las Figura 2.3 y Figura 2.4 muestran las proyecciones para sistemas fotovoltaicos de gran escala y sistemas fotovoltaicos distribuidos en donde se observa, para ambos grupos, una tendencia

creciente de penetración. En cada figura igual se indica los resultados para cada escenario de análisis UPME por lo cual se infiere que independiente del mismo esta tecnología tendrá una participación cada vez más significativa en nuestro país.

La Tabla 2.6 muestra los pronósticos de proyección para el año 2031 por zonas según los resultados del modelo de expansión del largo plazo de la UPME en su Plan G-T 2017–2031. Se desataca los diferentes valores de penetración según la región del país, resultado importante para los propósitos de este estudio toda vez que las simulaciones deberán considerar, según la ubicación de la red bajo estudio, estos valores de estimación.

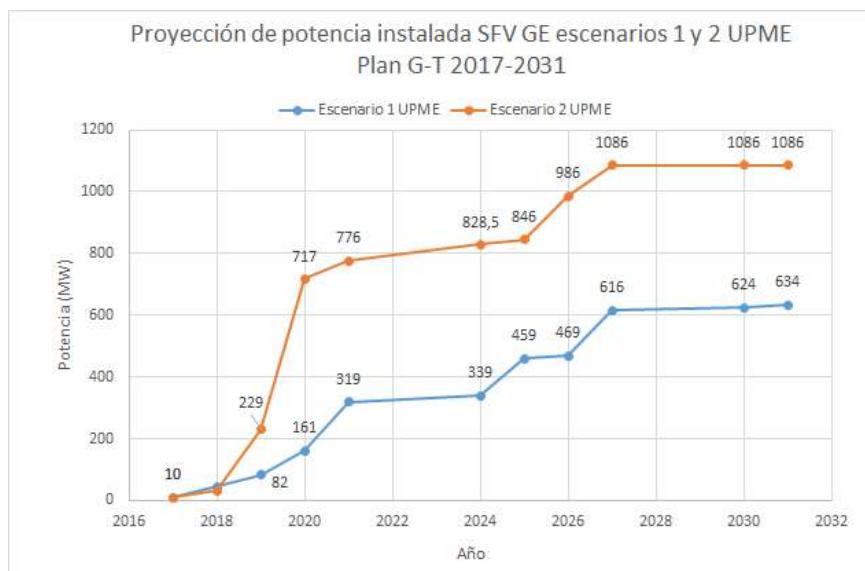


Figura 2.3 Proyección de sistemas fotovoltaicos de gran escala. Fuente: elaboración propia con datos de la UPME [1].

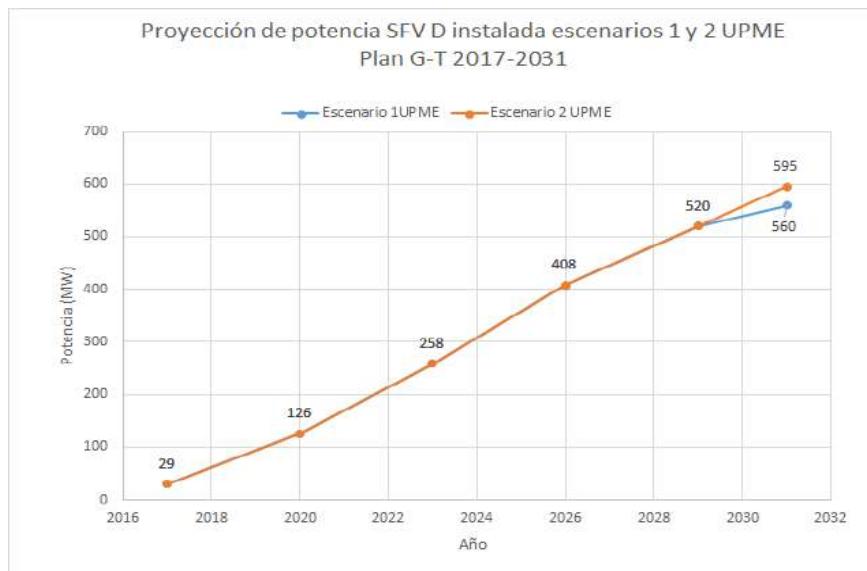


Figura 2.4 Proyección de sistemas fotovoltaicos distribuidos. Fuente: elaboración propia con los datos de la UPME [1].

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

Tabla 2.6 Expansión por área solar-fotovoltaica. Tomado de [1].

2.3 PROYECCIÓN DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS (PCH)

Esta tecnología hace referencia a la generación de energía eléctrica a partir afluentes hídricos sin embalse. La EIA estima que entre los años 2017 y 2050 en los Estados Unidos existirá por parte de

los usuarios finales una capacidad instalada de 0.3 GW que permanecerá sin variaciones en el periodo mencionado [9].

En la Figura 2.5 se muestra las proyecciones de penetración de PCH según el Plan G-T 2017–2031 y se estima que de esta tecnología serán instalados 475 MW en el país para el año 2031. Las trayectorias 1 y 2 se superponen indicando con esto que la estimación para las PCH será igual para ambos escenarios. En el mismo documento se señala que las regiones de mayor penetración serán Antioquia-Chocó tal como se indica en la Tabla 2.7.

Zona	Escenario 1 UPME	Escenario 2 UPME
	Menores (MW)	Menores (MW)
Ant-Cho	279	279
Atlántico		
Bog-Cund		
Bolívar		
Boy-Cas		
Cauca	54	54
Cor-Suc		
CQR	59	59
GCM		
HTC		
MET-Guav		
Nar-Put		
Nsant		
Sant-Ara		
Valle	83	83

Tabla 2.7 Expansión por área para las PCH. Tomado de [1].

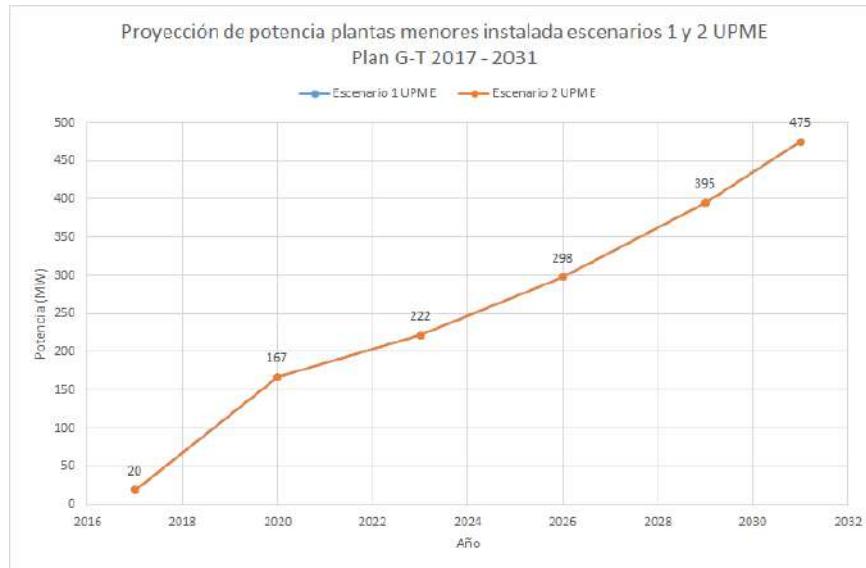


Figura 2.5 Proyección plantas menores. Fuente: elaboración propia con datos de la UPME [1].

2.4 PROYECCIÓN DE COGENERACIÓN-BIOMASA

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

En la Figura 2.6 se muestra el estimativo de la UPME con proyección al año 2031 en el cual se indica que en el país existirá para esta clase de tecnología una capacidad instalada entre 146 y 154 MW y la Tabla 2.8 muestra las proyecciones por regiones [1]. De manera similar a los pronósticos de la IEA, la generación eléctrica con cogeneración–biomasa tendrá una adopción lenta en comparación con tecnologías como la solar fotovoltaica y las plantas menores.

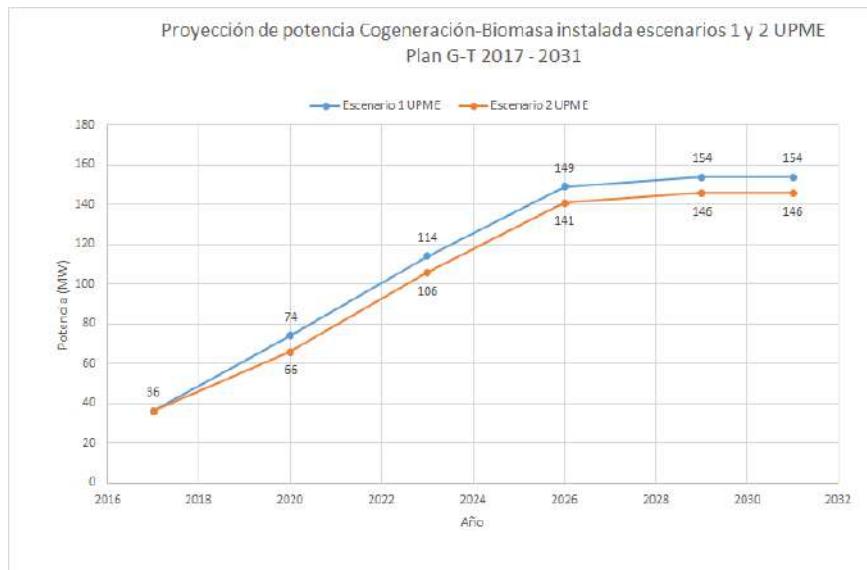


Figura 2.6 Proyección sistemas de cogeneración – biomasa. Fuente: elaboración propia con datos de la UPME [1].

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

Tabla 2.8 Expansión por área para generación por biomasa. Tomado de [1].

2.5 PROYECCIÓN DE GENERACIÓN EÓLICA

Esta tecnología hace referencia a la obtención de energía eléctrica a partir de los aerogeneradores que usan el viento como fuente de energía primaria. La EIA estima que para el año 2050 los usuarios

finales en Estados Unidos contarán con una capacidad instalada adicional de 5 GW con una baja tasa de inserción comparada con otro tipo de tecnología [9]. En la Figura 2.7 se muestra la estimación de la UPME para la penetración de sistemas de generación eólica mayor a 5 MW y en el Plan G-T 2017–2031 no se especifican valores para capacidades inferiores a 5 MW⁴.



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

2.6 PROYECCIÓN DE GENERACIÓN GEOTÉRMICOS

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

2.7 PROYECCIÓN DE GENERACIÓN A BASE DE GAS NATURAL

Esta tecnología hace referencia al gas natural como fuente primaria para la generación de energía eléctrica. La EIA pronostica que los usuarios finales en los Estados Unidos para el año 2040 tendrán

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

una potencia instalada de generación a partir del gas natural de 30 GW con una baja tasa de inserción cuando se compara con otras tecnologías, especialmente las fotovoltaicas [11]. Para el ámbito nacional, en [1] se muestra un estimativo de penetración a gran escala, pero no se discrimina si ese valor corresponde a sistemas de autogeneración.

2.8 PROYECCIÓN DE ALMACENAMIENTO

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

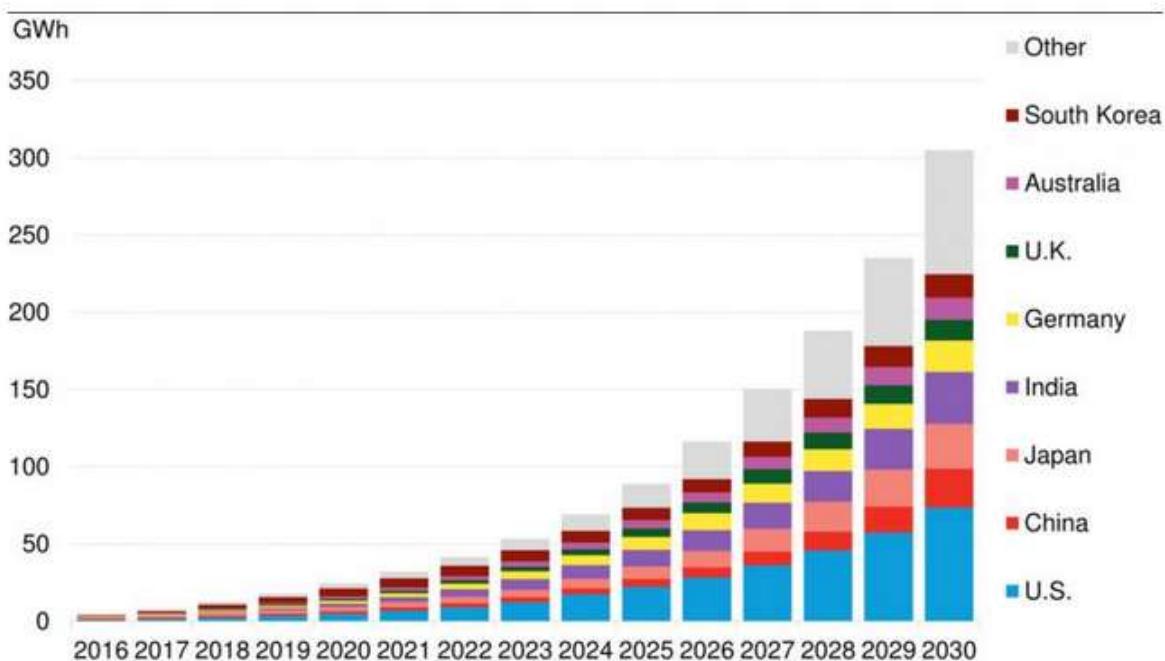


Figura 2.8 Proyecciones de almacenamiento en GWh/año. Tomado de [12].

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

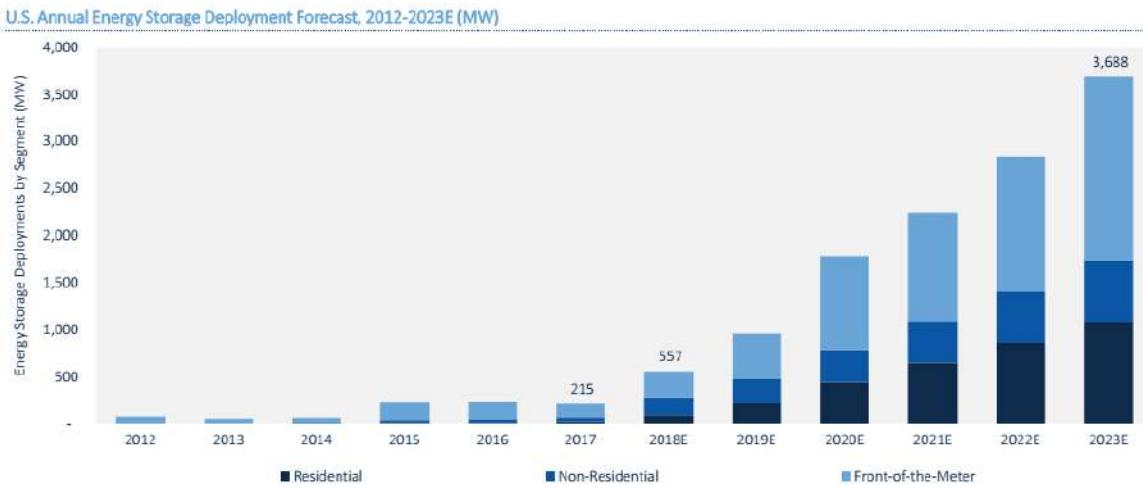


Figura 2.9 Proyecciones de almacenamiento en MW en los EE. UU. Tomado de [13].

Aunque las expectativas de penetración y uso son promisorias para este tipo de tecnologías, los retos actuales a escala distribuida –que serían las opciones a ser consideradas en este estudio - es limitado especialmente por sus costos nivelados por lo cual en los próximos años para el País no se prevé la penetración de estas tecnologías. Incluso, estudios enfocados en determinar el LCOE de sistemas PV de pequeña escala más baterías Li-Ion muestran costos proyectados a futuro (2030) entre los 9.4 y 30 cUSD/kWh [14]. Siendo esta última una proyección conservadora pues maneja precios de baterías entre los 230 a 760 USD/kWh y niveles de irradiancia entre los 950 a 1300 kWh/m² año. Incluso, en [15], se muestra que para sistemas solares de pequeña escala con baterías incluida la paridad de red para los usuarios residenciales en diferentes *utilities* de los EEUU para el año 2030.

2.9 PROPUESTAS DE TRAYECTORIAS Y ESCENARIOS DE ADOPCIÓN NACIONAL

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

2.9.1 Trayectorias de adopción nacional

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

1. La trayectoria más probable para cada tecnología se determina a partir del promedio aritmético de los valores anuales de las trayectorias para cada uno de los escenarios indicados en las tablas 3-15 y 3-16 del Plan G-T 2017–2031 [1]. Una vez se obtienen los promedios, se determina la curva cóncava que mejor se ajuste a esos valores y que es aquella que presenta el mayor coeficiente R². Las razones que explican este enfoque son las siguientes:
 - El promedio es una forma de considerar los dos escenarios de la UPME.
 - La curva de ajuste es necesaria pues los datos de la UPME no presentan los valores año a año pero estos si son requeridos para efectos de simulaciones computacionales futuras de este estudio. Por lo tanto, la curva es una interpolación –no lineal- de los valores promedios.
 - Se asume una curva cóncava porque es un comportamiento esperado de desarrollo tecnológico. Y el coeficiente R² es una práctica común de ajuste.
 - Se asume como la más probable pues es la que bajo los distintos supuestos de la UPME garantiza suplir las necesidades futuras energéticas del país.
2. La trayectoria de alta penetración se asume como aquella en donde la curva más probable tiene un crecimiento de un 50% mayor a lo esperado. Es una posición bastante optimista frente a la inserción de distintos tipos de tecnología que se explica por las razones abajo expuestas, aunque es preciso señalar que ese porcentaje podría cambiar si por efectos de simulaciones computacionales se requiere analizar distintas circunstancias que impliquen un valor diferente. Las razones del porcentaje son:
 - La construcción del Plan G-T 2017–2031 no consideró los posibles impactos de la Resolución CREG 030 del 2018 por lo cual es altamente probable que su efecto promueva importantes desarrollos de autogeneradores y generación distribuida en el país que no fueron capturados por el plan.
 - El efecto de la Resolución 40791 del Ministerio de Minas y Energía también podría impulsar proyectos que no se tenían previstos en la construcción del Plan G-T 2017–2031 y que constituye un importante promotor de diferentes tipos de tecnologías.
3. La trayectoria de baja penetración se asume como aquella en donde la curva más probable tiene una reducción de un 50% menor a lo esperado. Es una posición conservadora frente a las expectativas de penetración y al igual que en la trayectoria de alta penetración, el porcentaje podría ser reconsiderado si las simulaciones computacionales así lo requieren.
4. Las opciones de almacenamiento no se consideran pues por sus altos costos nivelados no se prevé una penetración en el largo plazo –hasta el 2031- en nuestro país.

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

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

Con base en lo anterior, las Figura 2.10 a la Figura 2.15 muestran las trayectorias de adopción nacional propuestas en este estudio.

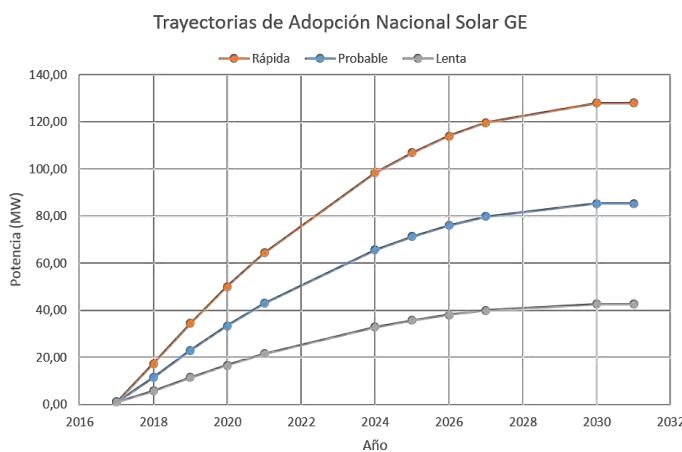


Figura 2.10 Trayectoria de adopción Nacional Solar GE.

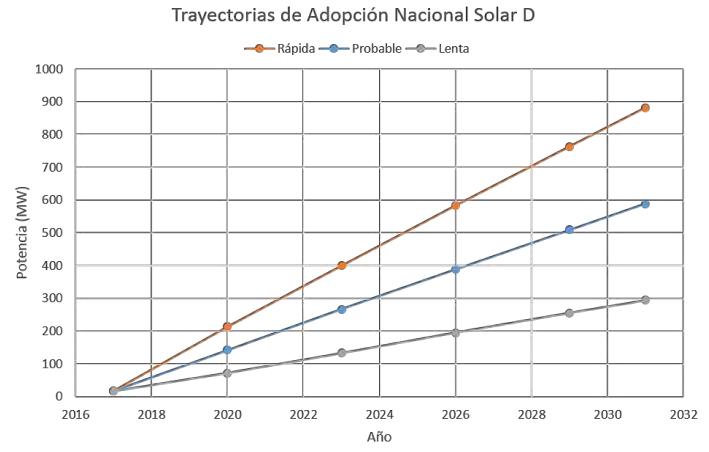


Figura 2.11 Trayectoria de adopción Nacional Solar D.

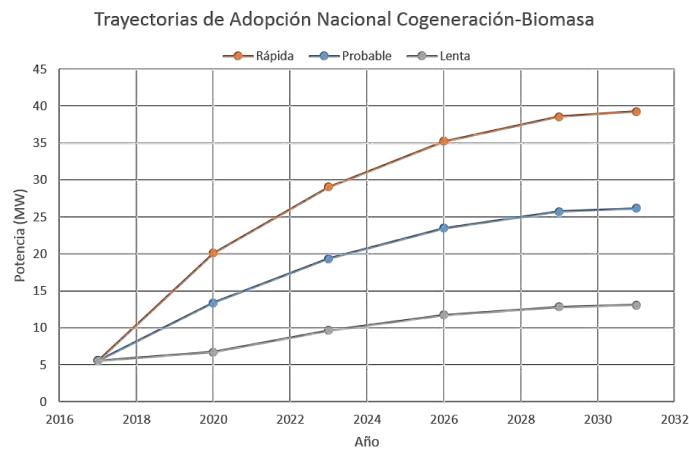


Figura 2.12 Trayectoria de adopción Nacional Cogeneración-Biomasa.

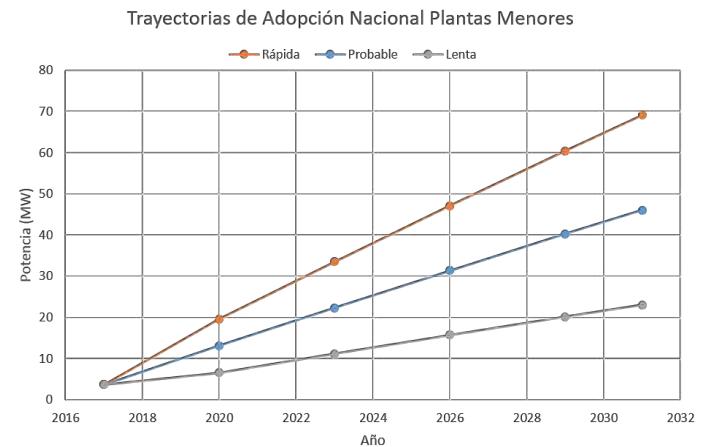


Figura 2.13 Trayectoria de adopción Nacional Plantas Menores.

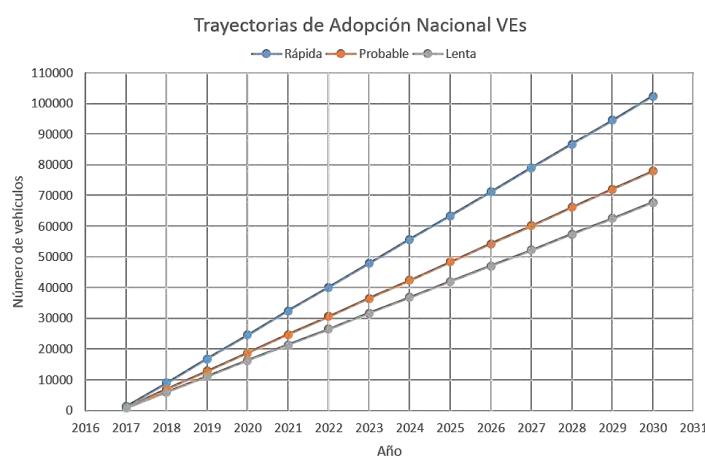


Figura 2.14 Trayectoria de adopción Nacional VE.

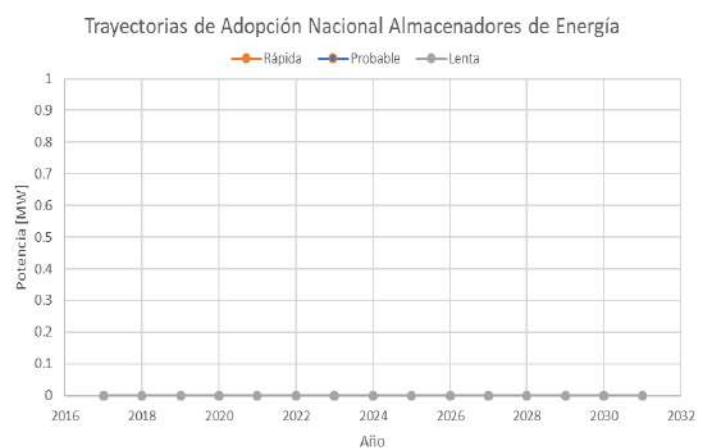


Figura 2.15 Trayectoria de adopción Nacional almacenamiento.

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

2.9.2 Escenarios de adopción nacional

Los escenarios de adopción nacional indicados en las figuras 2.15-2.20 y sintetizados en la Tabla 2.9 se construyeron mediante la combinación de las diferentes trayectorias descritas en el numeral anterior.

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

Los resultados de este análisis se muestran en Tabla 2.9, en donde la marca “X” indica la trayectoria que por tecnología –R para rápida penetración, P para la más probable y L para lenta penetración- conforman el escenario.

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

Tabla 2.9 Trayectorias de Cada Tecnología que Conforman los Escenarios de Adopción Nacional

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

Las Figura 2.16 a Figura 2.21 muestran los escenarios en donde el eje vertical de la derecha se utiliza para aquellos que incorporen una trayectoria de penetración de vehículos eléctricos.

ESTUDIO CREG DE INDICADORES DE SEGUIMIENTO DE GD Y AG
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
CENTRO DE ENERGÍA DE LA UNIVERSIDAD DE CHILE

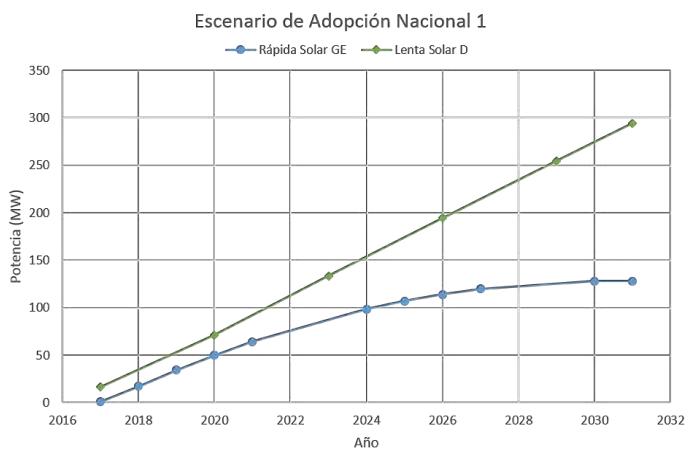


Figura 2.16 Escenario de adopción Nacional 1.

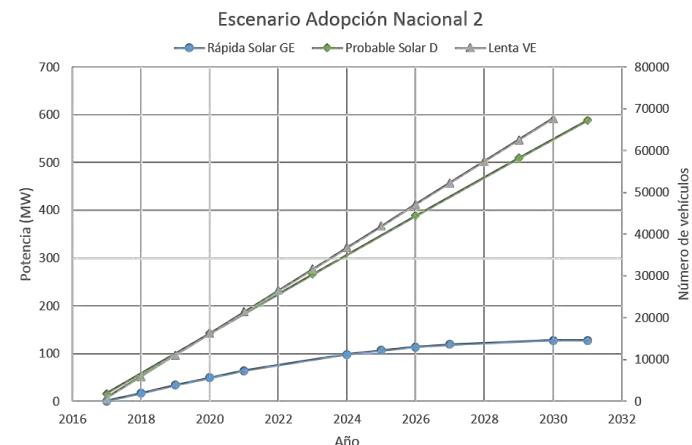


Figura 2.17 Escenario de adopción Nacional 2.

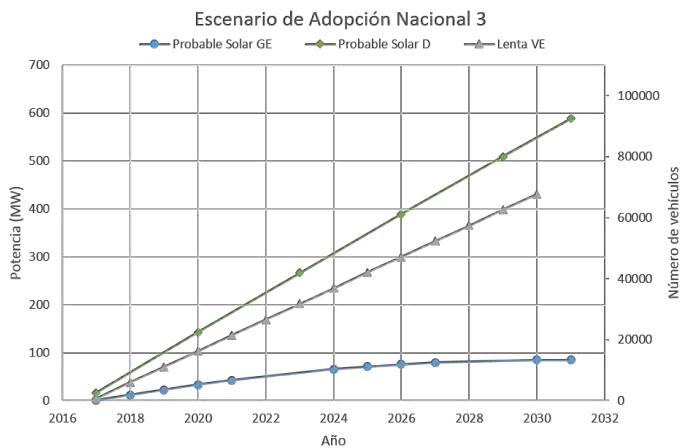


Figura 2.18 Escenario de adopción Nacional 3.



Figura 2.19 Escenario de adopción Nacional 4.

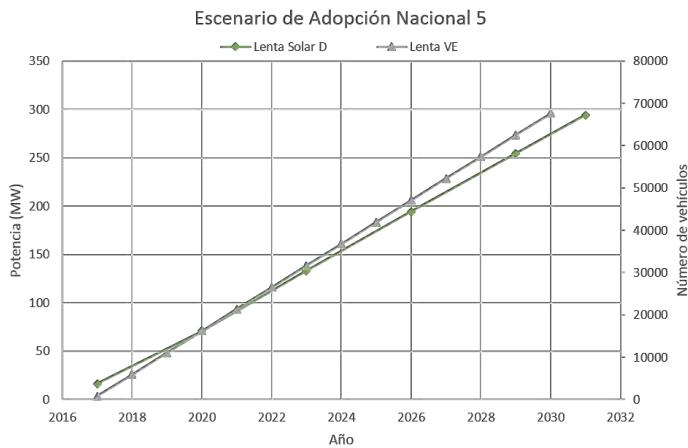


Figura 2.20 Escenario de adopción Nacional 5.



Figura 2.21 Escenario de adopción Nacional 6.

3 DETERMINACIÓN DE LOS ESCENARIOS DE ADOPCIÓN REGIONAL

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

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

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

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

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

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

ESTUDIO CREG DE INDICADORES DE SEGUIMIENTO DE GD Y AG
 UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
 CENTRO DE ENERGÍA DE LA UNIVERSIDAD DE CHILE

GCM					
HTC	406.47				
Met-Guav	27.17				
Nar-Put					
Nsant					
Sant-Ara	35,671.57				
Valle	1,986.81	20,000.00			
TOTAL	38,406.02	20,000.00	30,000.00		

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

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

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

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

ESTUDIO CREG DE INDICADORES DE SEGUIMIENTO DE GD Y AG
 UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
 CENTRO DE ENERGÍA DE LA UNIVERSIDAD DE CHILE

Cauca	344.00				
Cor-Suc	284.30				
CQR	261.06				
GCM			4,500.00		
HTC	3,000.00				
Met-Guav	578,420.21		190.00		
Nar-Put	0.80				
Nsant	55.34				
Sant-Ara	89,900.00			4,800.00	
Valle	1,386,834.19	10,666.67		50,000.00	
TOTAL	2,061,966.80	10,666.67	190.00	59,640.00	

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

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

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

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

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

3.2 PROPUESTA PARA ESCENARIOS DE ADOPCIÓN REGIONAL

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

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

Escenario Nacional	Región que Pertenece al escenario	Solar GE			Solar D			Vehículos Eléctricos			Cogeneración Biomasa			Plantas Menores		
		R	P	L	R	P	L	R	P	L	R	P	L	R	P	L
1	Cor-Suc	X						X								
	HTC	X							X							
2	Atlántico	X					X				X					
3	Bolívar		X			X					X					
	GCM		X			X				X			X			
4	Ant-Cho			X			X								X	
	Bog-Cund		X		X			X								
	Valle			X			X			X		X				X
5	CQR						X			X						X
	Sant-Ara						X			X			X			
6	Nasant						X									

Boy-Cas	X			
MET-Guav	X	X	X	
Cauca		X		X
Nar-Put		X	X	

Tabla 3.5 Propuestas de trayectorias de adopción regionales

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

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

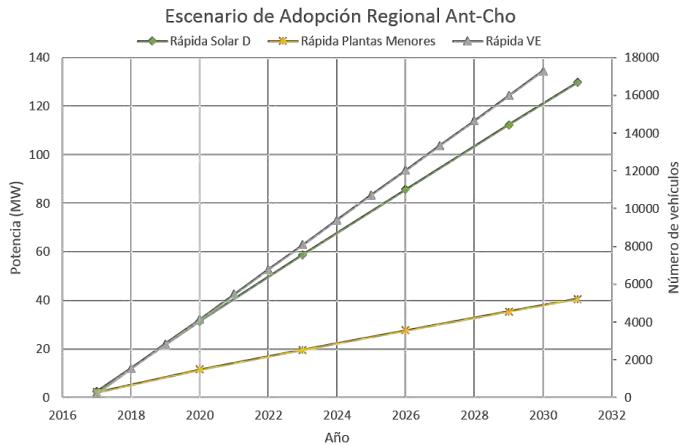


Figura 3.1 Escenario de adopción Regional Ant-Cho. Fuente: elaboración propia.

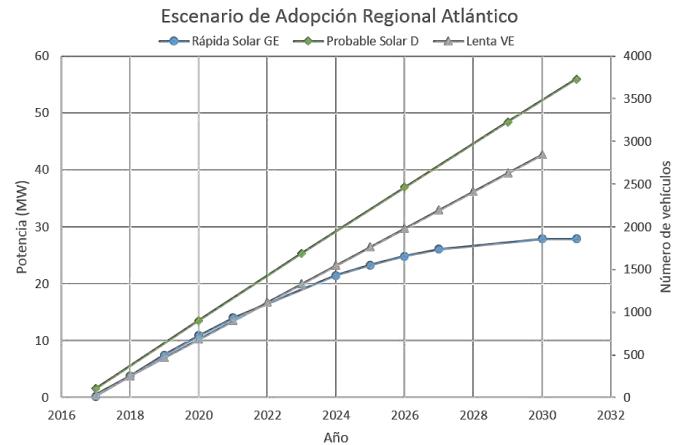


Figura 3.2 Escenario de adopción Regional Atlántico. Fuente: elaboración propia.

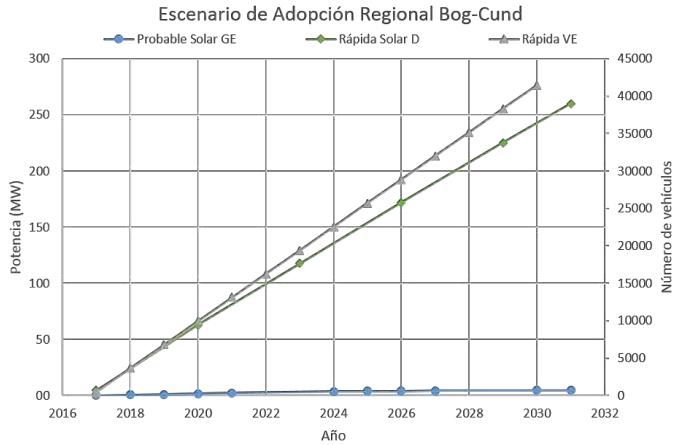


Figura 3.3 Escenario de adopción Regional Bog-Cund. Fuente: elaboración propia.

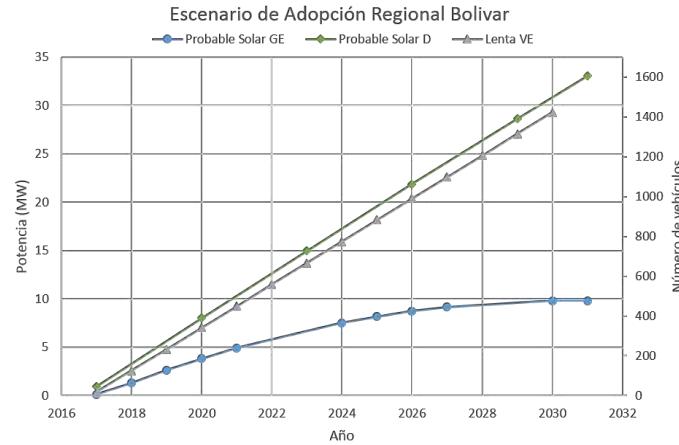


Figura 3.4 Escenario de adopción Regional Bolívar. Fuente: elaboración propia.

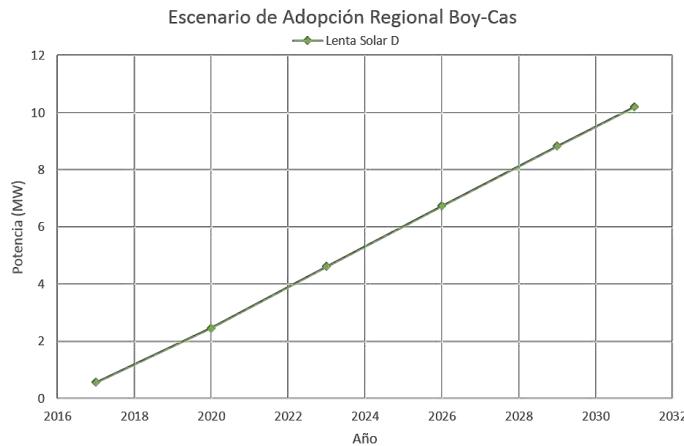


Figura 3.5 Escenario de adopción Regional Boy-Cas. Fuente: elaboración propia.

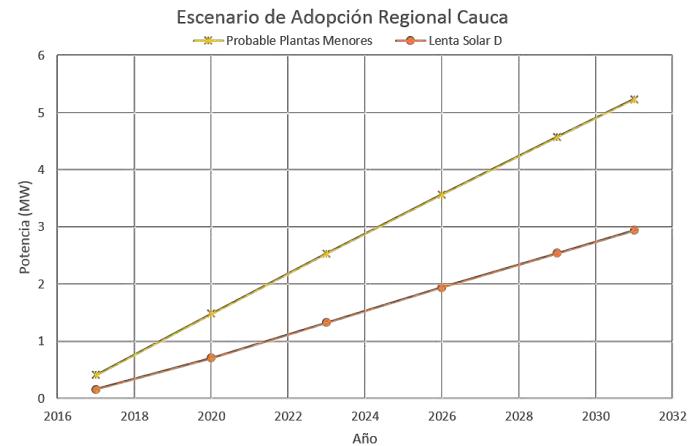


Figura 3.6 Escenario de adopción Regional Cauca. Fuente: elaboración propia.

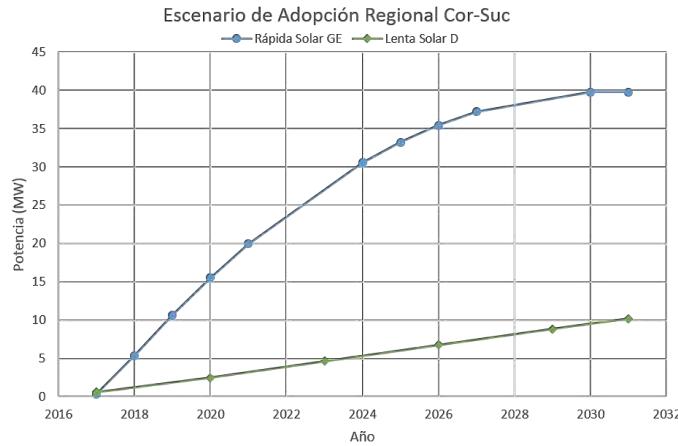


Figura 3.7 Escenario de adopción Regional Cor-Suc. Fuente: elaboración propia.

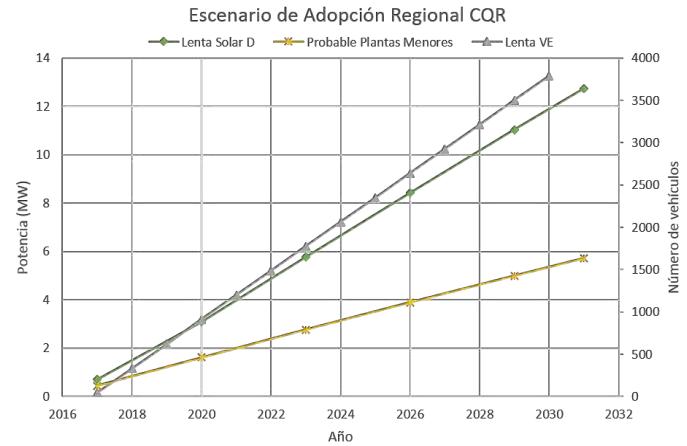


Figura 3.8 Escenario de adopción Regional CQR. Fuente: elaboración propia.

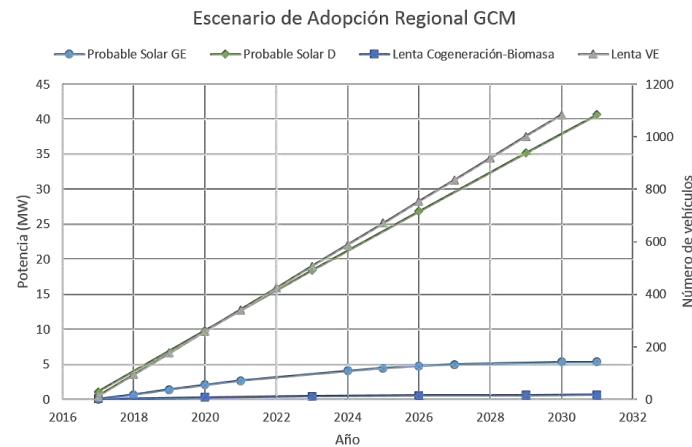


Figura 3.9 Escenario de adopción Regional GCM. Fuente: elaboración propia.

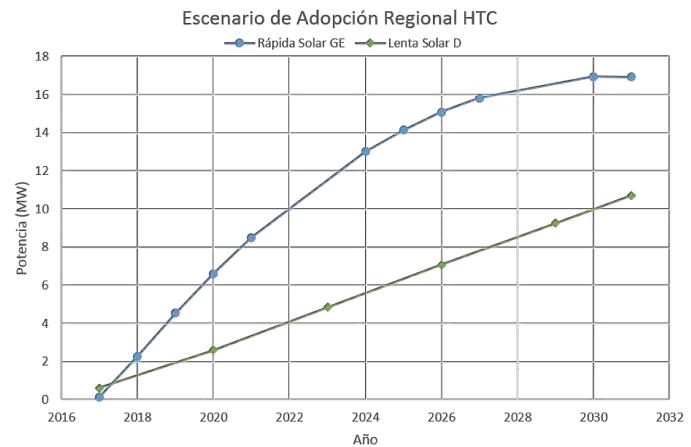


Figura 3.10 Escenario de adopción Regional HTC. Fuente: elaboración propia.

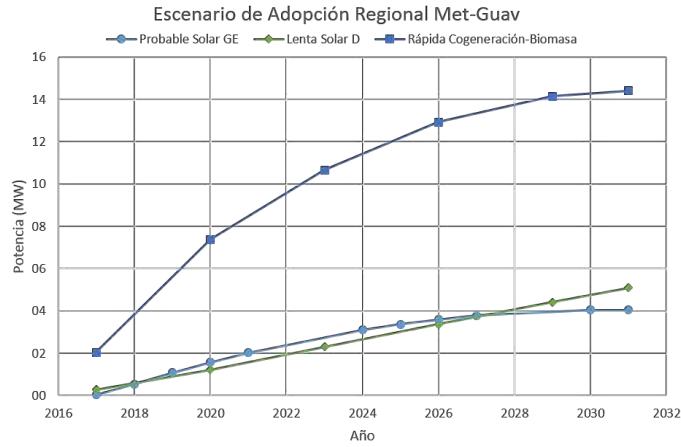


Figura 3.11 Escenario de adopción Regional Met-Guav. Fuente: elaboración propia.

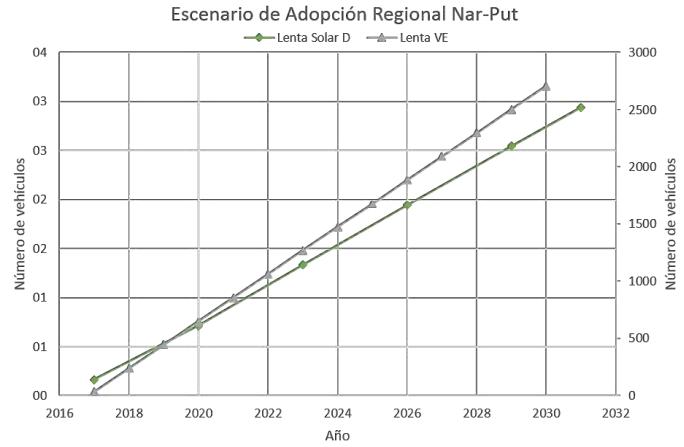


Figura 3.12 Escenario de adopción Regional Nar-Put. Fuente: elaboración propia.

ESTUDIO CREG DE INDICADORES DE SEGUIMIENTO DE GD Y AG
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
CENTRO DE ENERGÍA DE LA UNIVERSIDAD DE CHILE

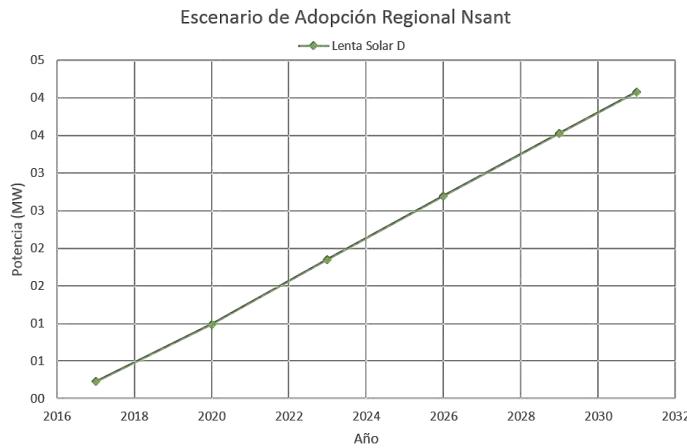


Figura 3.13 Escenario de adopción Regional Nsant. Fuente: elaboración propia.

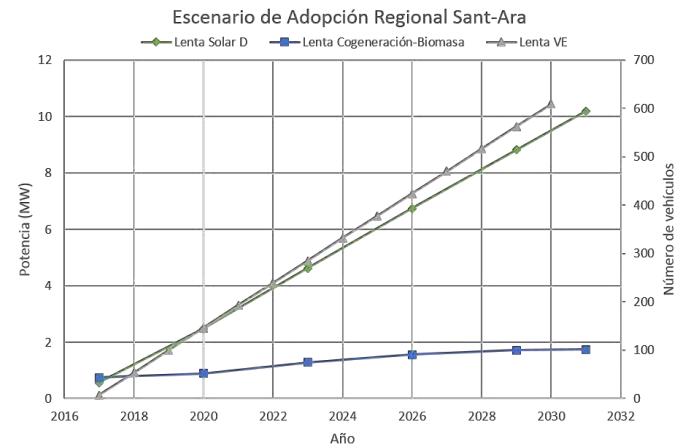


Figura 3.14 Escenario de adopción Regional Sant-Ara. Fuente: elaboración propia.

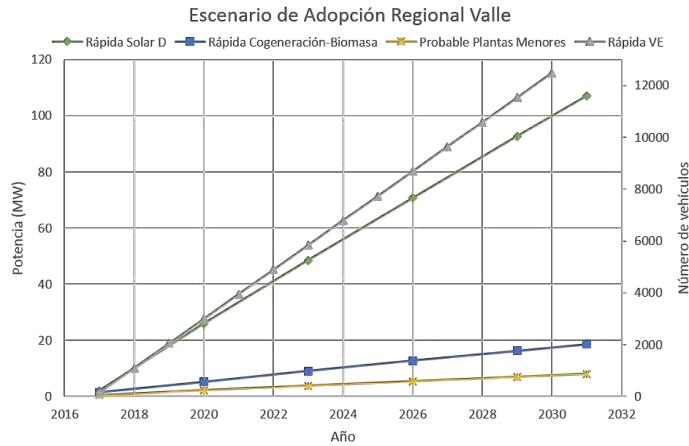


Figura 3.15 Escenario de adopción Regional Valle. Fuente: elaboración propia.

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

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

4.1 APROXIMACIÓN 1: CON LÍNEA BASE Y PROYECCIONES UPME

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2029	0	148.34	1569.85	1718.19	1.76%	1.80%	1.84%
2030	0	226.96	2401.88	2628.83	2.61%	2.68%	2.74%
2031	0	347.24	3674.87	4022.11	3.89%	3.98%	4.08%

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

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

5 DETERMINACIÓN DE LAS MUESTRAS REPRESENTATIVAS DE CIRCUITOS REALES

Este capítulo muestra la manera como se establecieron las muestras de las redes de nivel de tensión 1, 2 y 3 y que serán utilizadas para establecer un conjunto de indicadores que permitan hacer seguimiento a la integración de Sistemas Distribuidos de Energía (SDE) y que a su vez permitan evaluar sus impactos en las redes a las que se conectan, tanto técnica como económica mente.

5.1 SELECCIÓN DE LOS CIRCUITOS MÁS REPRESENTATIVOS

5.1.1 Algoritmo de k-means

En términos conceptuales el problema de establecer una muestra representativa consiste en determinar un conjunto específico de N redes de nivel 1, 2 y 3 que representen de la mejor manera posible *todo el conjunto de redes de distribución del sistema colombiano a esos niveles de tensión*. Este problema es equivalente a determinar un número N de clusters⁶ o familias tipo de una población total -en este caso de las redes eléctricas que pertenecen a diferentes niveles de tensión- y para cada familia determinar cual es el elemento más representativo. Este tipo de problemas se resuelve a través de las técnicas de agrupamiento que están en capacidad de determinar unos grupos (cluster) que comparten características comunes entre si.

Las técnicas de agrupamiento pertenecen a la familia de problemas denominados NP-completos (NP-HARD) lo cual indica que no existe un procedimiento acotado por una función polinomial para resolverlos y que deben ser resueltos a través de procedimientos heurísticos las cuales permiten encontrar una buena solución pero que no garantizan una optimalidad global.

Este trabajo emplea el algoritmo de agrupamiento k-means para determinar las redes más representativas y el cual es un proceso iterativo que en términos simples se ejecuta a través de los siguientes pasos y suponiendo que se dispone de un conjunto de datos o de puntos en un espacio vectorial R^n a los cuales se les desea determinar los elementos más representativos [20]:

1. Determinar el número K de agrupamientos. Este valor es un dato de entrada el cual posteriormente deberá ser validado a través de una técnica que se explicará en la sección 5.1.2.

⁶ En español agrupamiento. A lo largo de este informe se emplearán los términos cluster (un anglicismo) o agrupamiento de forma intercambiable pues es la manera como comúnmente se emplea en textos en español.

2. Determinar de manera aleatoria k centroides (o elemento más representativo para cada uno de los K cluster).
3. Asignar cada punto a un cluster, esto es, calcular la distancia euclídea al cuadrado del punto a cada uno de los centroides y el punto se asignará al cluster de menor distancia.
4. Determinar los nuevos centroides como el promedio de los datos que pertenecen a cada uno de los cluster.
5. Regresar al paso 3 y ejecutar el algoritmo hasta que converja ya sea por un número máximo de iteraciones (definidas por el usuario) o por convergencia de centroides.

La Figura 5.1 muestra el funcionamiento del algoritmo para un caso en donde cada punto está caracterizado por dos propiedades dadas por su correspondiente valor en el eje horizontal y vertical.

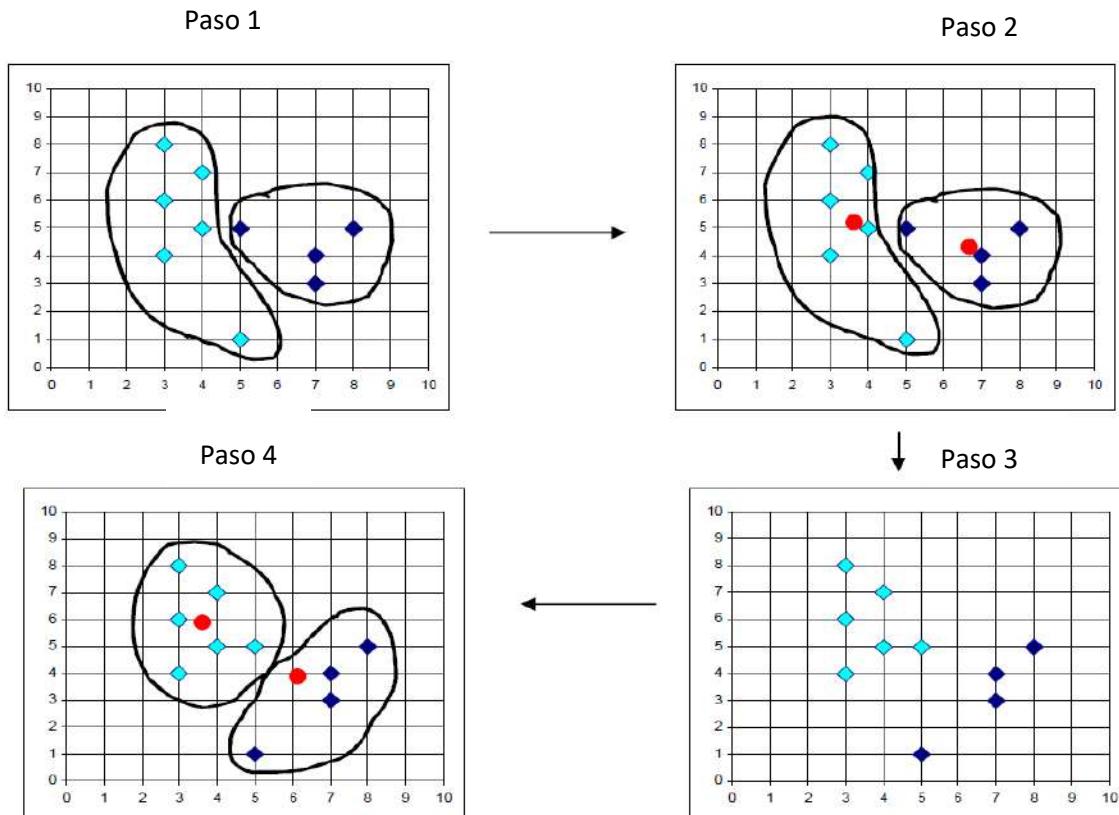


Figura 5.1 Explicación gráfica de k-mean.

5.1.2 Coeficiente de Silhouette

Tal como se indicó en el numeral anterior, el algoritmo de k-mean requiere de un supuesto inicial del número de cluster (paso 1 del numeral 5.1.1). Como este valor es desconocido, este trabajo utiliza el coeficiente de Silhouette el cual ayuda a validar el supuesto del número de cluster [21]. Este representa una medida que indica cuán similar es un punto a su propio cluster (cohesión) comparado con que tan disímil es al resto de los clusters (separación). Con esa medida, el número apropiado de K cluster será aquel que presente un valor alto de coeficiente de Silhouette para los distintos puntos de la población.

5.1.3 Preprocesamiento con Z-score

Las distintas características (propiedades/atributos) que definen los distintos puntos de una población por lo general tienen diferentes magnitudes y con el fin de evitar distorsiones en el algoritmo se aplica un proceso de normalización que permite que las propiedades/atributos puedan ser comparables entre ellas, este estudio utiliza el algoritmo Z-Score. En este, a cada atributo (de toda la población) se le resta su media y se divide por la desviación estándar (ambos estadísticos calculados para el total de la población) con lo cual se logra que todos queden normalizados con la misma media y desviación estándar.

El proceso anterior es necesario toda vez que para el caso particular de este proyecto las redes eléctricas de los distintos niveles se caracterizan por atributos de diferentes magnitudes (más detalles en la siguiente sección) por lo cual es indispensable un preprocesamiento de normalización.

5.1.4 Resumen del procedimiento de k-means

La Figura 5.1 muestra el procedimiento general para identificar y modelar una muestra representativa de circuitos reales para los niveles de tensión 1, 2 y 3 de cada Operador de Red (OR).

5.1.5 Resultados de k-means en las redes de nivel 1, 2 y 3

Para determinar las redes más representativas utilizando el esquema de la sección 5.1.4 se establecieron los siguientes atributos con el fin de caracterizar las redes de cada nivel de tensión.

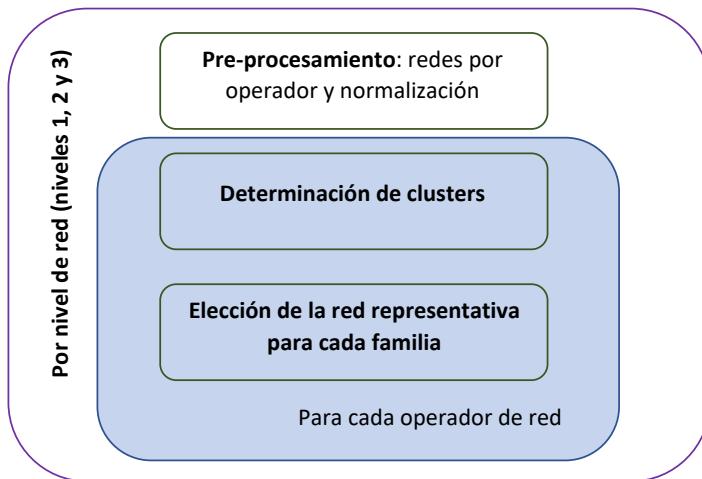


Figura 5.2 Procedimiento general para identificar las muestras representativas.

Atributos empleados para las redes de nivel 1	Atributos empleados para las redes de nivel 2 y nivel 3
Clientes totales	Clientes totales
Energía anual	Energía anual
Capacidad	Capacidad
Grupo calidad	Grupo calidad
Tipo de subestación	Tipo de subestación
Consumo de energía estrato 1	Consumo de energía estrato 1
Consumo de energía estrato 2	Consumo de energía estrato 2
Consumo de energía estrato 3	Consumo de energía estrato 3
Consumo de energía estrato 4	Consumo de energía estrato 4
Consumo de energía estrato 5	Consumo de energía estrato 5
Consumo de energía estrato 6	Consumo de energía estrato 6
Consumo de energía industrial	Consumo de energía industrial
Consumo de energía comercial	Consumo de energía comercial
Consumo de energía oficial	Consumo de energía oficial
Consumo de energía otros clientes	Consumo de energía otros clientes
	Potencia máxima,
	Número de transformadores de nivel 1
	Factor de utilización
	Nivel de ruralidad y
	Nivel de soterramiento

Tabla 5.1 Atributos para las redes de diferentes niveles de tensión.

La información de los atributos anteriores de todas las redes de los 28 OR del país para los niveles 1, 2 y 3 fue proporcionada directamente por la Comisión y tomando como base el procedimiento descrito en la Figura 5.1 se ejecuta la siguiente secuencia para determinar las redes más representativas del país por OR:

1. Normalizar los atributos descritos en esta sección con la técnica indicada en la sección 2.1.3.
2. Determinar el número de cluster K. Para esto, se emplea los siguientes criterios:
 - a. Para el nivel 1: realizar simulaciones desde un valor de $K=0.7*550=385$ hasta $K=1.5*550=825$ con lo cual se analizan 440 casos de valores de K (la diferencia entre 825 y 385). El valor de 550 está definido en los términos de referencia como el mínimo número para analizar redes de nivel 1 y los valores de 0.7 y 1.5 son criterios para abarcar un número considerables de valores de K. Este enfoque implica que se asume que el valor final del número de redes representativas estará dentro del valor que solicita la Comisión.
 - b. Para niveles 2 y 3: realizar simulaciones desde $K=0.7*450$ hasta $K=1.5*450$. El valor de 450 está definido en los términos de referencia como el mínimo número para analizar redes de nivel 2 y 3.
3. Para cada valor de K:
 - a. Se realizan 100 simulaciones asumiendo, para cada una de ellas, diferentes valores de centroides –o redes más representativas-.
 - b. Se determina el mejor agrupamiento entre las 100 simulaciones como aquel que tenga el mejor coeficiente de Silhouette.
4. Se determina el K que presente el mejor coeficiente de Silhouette y ello se establece el K^* .
5. Con K^* , y con el propósito de refinar los mejores centroides, se ejecuta nuevamente el k-means 1000 veces para refinar el proceso de la red más representativa.
6. Los centroides del paso anterior son las redes representativas *ideales* y con esa información la red representativa real es aquella que esté más cercana a la ideal.

5.2 RESULTADOS DEL PROCEDIMIENTO DE LEVANTAMIENTO DE LA INFORMACIÓN

5.2.1 Requerimientos de solicitud de la información a los operadores de red

El procedimiento señalado en la sección 5.1 entrega un conjunto de redes representativas para cada uno de los OR cuya información -para determinar el modelo eléctrico que es necesario para las simulaciones computacionales- fueron solicitadas a los OR en las circulares CREG 067 (para las redes de nivel 1) y 074 (para las redes de nivel 2 y 3) del 2018. La siguiente tabla muestra la cantidad de redes solicitadas a cada OR por nivel de tensión como consecuencias del análisis de agrupamiento. Es preciso indicar que el universo de redes disponible para el análisis agrupamiento fue de 421,576 para N1, 4,195 para N2 y 400 para N3. Información que corresponde al 2016.

OPERADOR DE RED	REDES SOLICITADAS NIVEL DE TENSIÓN 1	REDES SOLICITADAS NIVEL DE TENSIÓN 2	REDES SOLICITADAS NIVEL DE TENSIÓN 3
OR1	12	10	1
OR2	11	3	2
OR3	19	5	7
OR4	10	8	8
OR5	14	7	9
OR6	12	3	0
OR7	21	11	3
OR8	89	51	18
OR9	9	3	0
OR10	21	35	3
OR11	7	3	6
OR12	12	8	6
OR13	76	34	22
OR14	12	35	11
OR15	12	0	0
OR16	12	6	7
OR17	12	5	0
OR18	12	6	3
OR19	9	0	0
OR20	146	38	25
OR21	19	14	13
OR22	34	20	24
OR23	15	8	3
OR24	12	0	0
OR25	12	3	0
OR26	9	3	0
OR27	12	3	1
OR28	25	13	4
TOTAL	665	335	176

Tabla 5.2 Información solicitada para los diferentes OR del país por nivel de tensión.

De la Tabla 5.2 se observa que en total se están solicitando más redes de nivel de tensión 1, 2 y 3 que las que se indican en los términos de referencia de este estudio.

5.2.2 Análisis de la información recibido por parte de los OR

Posteriormente a la recepción de la información, se realiza un procedimiento a través de dos etapas para determinar cuales circuitos enviados por los OR *contienen la información correcta que permita*

construir la red eléctrica asociada al circuito y con lo cual se puedan realizar las simulaciones descritas en el capítulo 0.

5.2.2.1 Etapa 1: Determinación de información faltante

Esta etapa consiste en analizar únicamente la información faltante de cada una de las plantillas del levantamiento de información que fueron anexas a las circulares 067 y 074. Los resultados de esta etapa son:

1. La plantilla bajo estudio contiene toda la información y en este caso se envía al análisis de la etapa 2.
2. La plantilla contiene una información faltante, en este caso se solicita nuevamente la información al OR con lo cual:
 - 2.1. Si la respuesta del OR subsana los vacíos señalados entonces la plantilla se envía al análisis de la etapa 2.
 - 2.2. Si la respuesta del OR no subsana los vacíos entonces la plantilla –o de manera equivalente el circuito del cual se solicitó la información- es descartada pues no es posible construir la red eléctrica necesaria para las simulaciones.

5.2.2.2 Etapa 2: Análisis de información recibida en la plantilla

Con las plantillas que provienen de la etapa 1 se procede a realizar un análisis topológico el cual consiste en una evaluación de los siguientes elementos:

1. Se verifica que el nivel de tensión de la red que sea coherente con el nivel de una red de N1, N2 o N3.
2. Se verifica que el transformador de cabecera se pueda ubicar en un nodo que este reportado en algún tramo de red.
3. Se verifica que no existan islas, es decir, secciones de la red que no estén conectadas entre ellas.
4. Se verifica que no existan mallas si el circuito ha sido reportado como radial.
5. Se verifica la consistencia de las fases por la red, esto es, si se ha indicado por ejemplo que las fases de un transformador de nivel 1 en el secundario son a-b, entonces los tramos de red deben ser coherentes con esas fases y no podrían indicar la existencia de la fase c.
6. Se verifica la consistencia de la información relacionada con cada tramo de red (nodo inicial, nodo final, longitud, calibres y material tanto de fases como de neutro)

7. Se verifica que el nodo de conexión del usuario pueda ser ubicado en un nodo reportado en algún tramo de red.
8. Se verifica la consistencia de las fases a las cuales se conecta el usuario.
9. Se verifica la consistencia de la información para cada usuario (acometida).

Si el circuito bajo estudio cumple TODOS los criterios anteriores, entonces se considera como apto para realizar las simulaciones que se describen en el capítulo 3 de este informe.

5.2.3 Resultados del análisis de la información recibido por parte de los OR

La Tabla 5.3 muestra los resultados de los análisis de las fases 1 y 2 de los circuitos solicitados a través de las circulares CREG 067 y 074 del 2018 y con fecha de corte al 30 de noviembre del 2018. Se observa que veinticinco (25) redes de nivel 1, tres (3) de nivel 2, y dos (2) de nivel 3 tienen la información suficiente para determinar una red eléctrica con la cual se puedan realizar unas simulaciones computacionales, es decir, son aptas para los propósitos de este estudio.

	Requeridos*	FASE 1		FASE 2		
		Recibidos	Descartados	Aprobados	Descartados	Aprobados**
Nivel 1	665	585	548	37	12	25
Nivel 2	335	277	248	29	26	3
Nivel 3	176	127	101	26	24	2

Tabla 5.3 Resultados de los análisis de fase 1 y fase 2 con fecha de corte al 30 de noviembre del 2018.

*Por circular CREG 067 para nivel 1 y por circular CREG 074 para los niveles 2 y 3.

** Aprobada significa que son aptas para realizar simulaciones computacionales.

Como el porcentaje de redes con la información adecuada era demasiado bajo, la Comisión junto con la Universidad acordaron realizar un reproceso consistente en solicitar nuevamente la información para los distintos niveles de tensión, en la que un asesor de la Comisión hacia un puente entre la Universidad y el operador de red para que de esa manera se explicara, sin intermediación y agente por agente a través de correos y/o videoconferencias, cual era el origen exacto de su problema de información. Bajo ese enfoque, el operador podría subsanar las dificultades pues ya conocía sus errores de diligenciamiento.

La estrategia anterior junto *con unos mecanismos que la Universidad implementó de reparación de información* -detallados en el anexo 5- permitió **aumentar el número de redes aptas para la simulación a 307 de N1 (46.1% de lo requerido), 137 de N2 (40.8% de lo requerido) y 62 de N3 (35.4% de lo requerido)**. La Tabla 5.4 muestra las redes aptas por operador de red y por nivel de tensión.

Finalmente, es preciso resaltar que los resultados de las simulaciones computacionales reportadas en este informe son con base en las **506 redes disponibles** (307 de N1, 137 de N2 y 62 de N3) **que corresponde a un 43% de lo requerido por lo cual las conclusiones del estudio se circunscriben a esa muestra.**

Operador de Red	Redes aptas N1	Redes aptas N2	Redes aptas N3
OR1	0	0	0
OR2	0	0	0
OR3	19	4	6
OR4	9	0	5
OR5	13	6	1
OR6	5	1	0
OR7	21	10	3
OR8	44	31	11
OR9	0	0	0
OR10	13	19	1
OR11	7	0	0
OR12	7	0	0
OR13	0	9	9
OR14	0	0	0
OR15	0	0	0
OR16	8	5	0
OR17	11	5	0
OR18	0	0	0
OR19	0	0	0
OR20	97	38	24
OR21	8	1	0
OR22	26	1	0
OR23	10	7	2
OR24	0	0	0
OR25	0	0	0
OR26	0	0	0
OR27	0	0	0
OR28	9	0	0
Total	307	137	62

Tabla 5.4 Cantidad de redes aptas para simulación por OR

6 MARCO TEÓRICO

Este capítulo muestra el marco teórico utilizado para establecer un conjunto de indicadores que permitan hacer seguimiento a la integración de Sistemas Distribuidos de Energía (SDE) y que a su vez permitan evaluar sus impactos en las redes a las que se conectan, tanto técnica como económicamente. El capítulo inicia con unas consideraciones generales, seguida de la filosofía de modelamiento, los tipos de análisis propuestos y culmina con la descripción general del procedimiento para obtener los resultados numéricos de este estudio.

6.1 CONSIDERACIONES GENERALES

La adopción de tecnologías limpias en los sistemas de distribución tales como paneles solares y vehículos eléctricos tendrán efectos en las redes a las que estas nuevas tecnologías se conectan, debido, principalmente y en estado estable a los cambios que experimentan los flujos de potencia que circulan por las redes de distribución.

En términos sencillos, al aumentar los requerimientos de potencia a través del sistema de distribución debido a la incorporación de vehículos eléctricos se observarán aumentos de la utilización de los activos (aumento en potencias y corrientes) y con esto es de esperarse unas mayores caídas de tensión, las que eventualmente podrían estar fuera de los estándares de regulación de voltaje exigidos por la normatividad. Por otro lado, aumentos en la inserción de generación distribuida provocarán que los requerimientos netos de potencia de las cargas conectadas a lo largo del alimentador disminuyan con lo cual se podrán mejorar los perfiles de tensión. Sin embargo, si la generación distribuida provoca flujos reversos (desde su ubicación con dirección aguas arriba del alimentador) de magnitud considerable es posible que el voltaje a lo largo de la red aumente y dependiendo del nivel de adopción de generación distribuida este podrá estar por encima de los valores requeridos por la regulación.

Los fenómenos descritos en el párrafo anterior pueden ser observados en la Figura 6.1 en donde la parte inferior del diagrama unifilar de la izquierda muestra la caída de tensión debido a la conexión de vehículos eléctricos y en la parte derecha se muestra el incremento del voltaje debido a la inserción de generación distribuida.

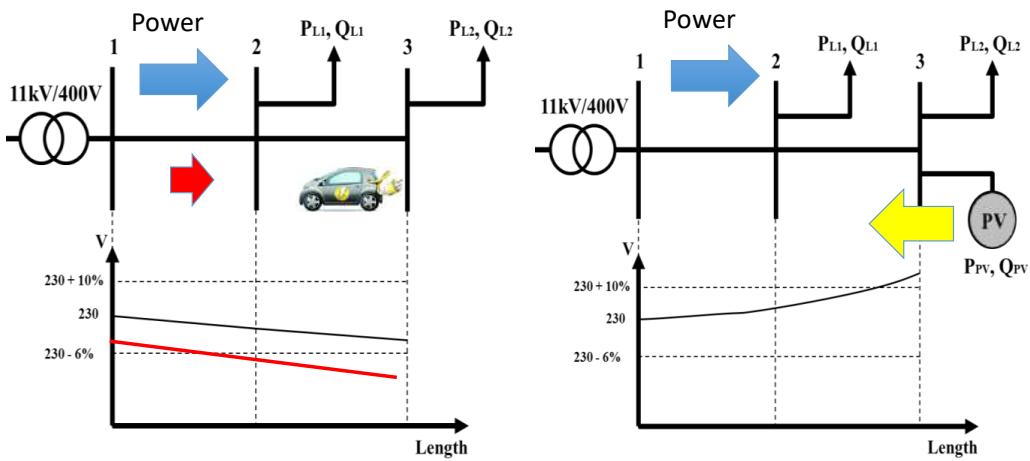


Figura 6.1: Efecto de la incorporación de VE y FV en un sistema de distribución [22].

Por lo anterior, los principales efectos en estado estable sobre el sistema de distribución producto de la incorporación de tecnologías bajas en emisiones de carbono están asociados a problemas en la regulación de tensión y a mayores exigencias a la infraestructura de redes (transformadores y conductores). Estos problemas son los que serán analizados a través de las simulaciones computacionales del presente estudio toda vez que se cuenta con el modelo eléctrico de algunas redes de nivel de tensión 1, 2 y 3 y que fueron obtenidas según procedimiento descrito en el capítulo 5 de este informe.

6.2 FILOSOFÍA DE LA MODELACIÓN -MOMENTOS DE ANÁLISIS-

Los efectos de la adopción de las tecnologías bajo estudio cambian a lo largo del día. Por ejemplo, para el caso solar, estos serán más significativos cuando se presente la mayor diferencia entre la potencia generada y la consumida. En tal sentido, la Figura 6.2 muestra tres perfiles a lo largo del día en donde la curva en color rojo indica la diferencia entre la demanda y la generación en un nodo del sistema y para analizar el impacto de la inserción de solar se debería entonces estudiar *el instante de tiempo* en donde ocurre el *mayor valor neto* dentro de un horizonte temporal.

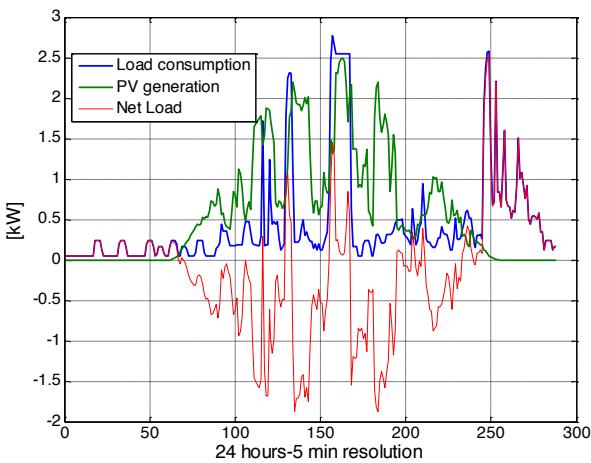


Figura 6.2: Ejemplo de la evolución de la potencia neta -línea en rojo- a lo largo de un día [23].

La metodología permitirá estimar los efectos de paneles solares y vehículos eléctricos -o una combinación de diferentes tecnologías- en las redes *sin la necesidad de modelar cada instante de tiempo*, por el contrario, la filosofía de simulación será aquella que para cada escenario (nivel de adopción) consideré los momentos de máxima exigencia al sistema tanto de la perspectiva de la generación distribuida (máxima inyección neta) como desde el punto de vista de la adopción de vehículos eléctricos (máximo consumo de potencia coincidente desde la red) considerando detalladamente las coincidencias temporales entre las distintas tecnologías y la carga.

Con lo anterior, este estudio propone dos momentos de análisis para la ejecución de los flujos de potencia y establecidos como el instante de tiempo en donde se presente una mayor exigencia solar (mayor valor neto entre la generación fotovoltaica y demanda) y en donde se presente una mayor demanda por parte de los vehículos eléctricos. Ambas situaciones se presentan en la Figura 6.3 mediante círculos amarillos (para la solar fotovoltaica) y rojos (para vehículos eléctricos).

Para el caso de un escenario que considere varias tecnologías, se conserva la filosofía de los dos momentos -círculos en rojo y amarillo de la Figura 6.3- aunque se espera que el efecto de la generación solar disminuya debido a la presencia de otras tecnologías al igual que los requerimientos de carga de los vehículos eléctricos.

Finalmente, es importante indicar que para el contexto de este trabajo, se define el *nivel de adopción* como un valor que está en función de la capacidad de transformación de nivel 1 que alimenta la respectiva red o del transformador de cabecera de las redes de nivel 2 y 3.

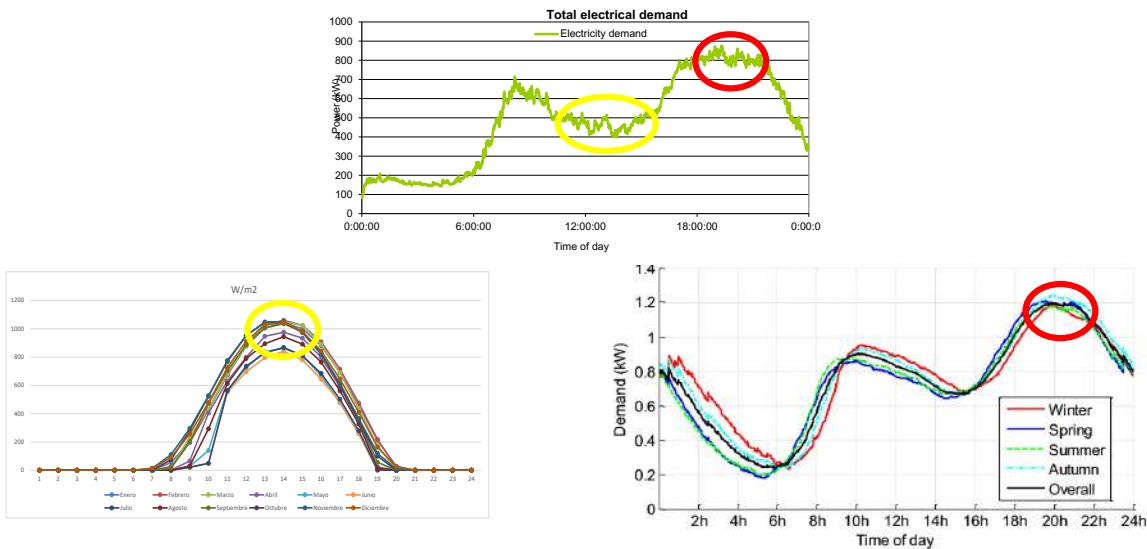


Figura 6.3: Escenarios de máxima exigencia para un sistema de distribución

6.3 TIPO DE ANÁLISIS

Este estudio realizará dos tipos análisis para cada una de las redes que son aptas para la simulación con el fin de dar respuesta a las siguientes dos preguntas: 1) ¿Cuáles son los impactos de los escenarios de adopción que se indicaron en el informe 2 de este estudio en las redes de nivel de tensión 1, 2 y 3 del país? y 2) ¿a qué nivel de adopción se comienzan a manifestar los problemas en esas redes? .

La razón de estos dos tipos de análisis es porque cada uno de ellos responde a una de las preguntas formuladas en el párrafo anterior y son complementarios en el sentido que el primero se enfoca en analizar el impacto de la penetración de las distintas tecnologías a través del tiempo y el segundo permite establecer -especialmente para aquellas redes en donde los niveles de adopción esperados no sean significativos- a partir de cual valor de nivel de adopción -en un tiempo no determinado- empiezan a presentarse dificultades en las redes. De manera concreta, se definen los siguientes dos tipos de análisis:

- **Análisis de escenarios:** Para este caso se modelan los escenarios de penetración reportados en el capítulo 3 de este informe y por tanto para cada año del horizonte de tiempo de evaluación se determinan los impactos de las diferentes tecnologías. Los resultados de este análisis serán gráficas del tipo “Impacto versus Año”. Como consecuencia de este estudio se puede conocer a partir de que *año comenzarán los problemas* para cada una de las redes y para cada combinación tecnológica específica

establecida por el escenario. Este análisis se realizará para un horizonte de 15 años con granularidad anual.

- **Análisis de estrés:** Para este caso se considera sólo los niveles de adopción de una tecnología en particular, o una combinación de ellas, buscando responder a la pregunta sobre el porcentaje de adopción para el cual comienzan los problemas técnicos. Los resultados de este análisis serán gráficas del tipo “Impacto versus nivel de adopción”. La idea detrás de esta familia de estudios es entender qué características de redes y a qué niveles se producen problemas. Este análisis se realizará con niveles de adopción desde el 0% hasta el 150% con granularidad de un 10%.

6.4 PROCEDIMIENTO DE ANÁLISIS

El procedimiento de análisis establecido por este consultor y de común acuerdo con la CREG es el siguiente:

Paso 1: Establecer el tipo de análisis, por escenario o por estrés.

Paso 2: Determinar el tipo de repartición de las tecnologías dentro del circuito. Este es un supuesto que se realiza sobre la ubicación espacial de las diferentes tecnologías dentro de la red por cuanto los efectos de la penetración de los recursos distribuidos -en este caso la generación distribuida y/o los vehículos eléctricos- dependen en gran medida de cómo se ubiquen dentro de la red. Como no es posible conocer de antemano ese aspecto, se realizan los siguientes dos supuestos:

- **Reparto uniforme:** Para este caso se asume que la adopción de las distintas tecnologías de generación distribuida y/o vehículos eléctricos se ubican de manera uniforme a lo largo de la red y los tamaños se reparten en proporción de la capacidad instalada en cada nodo. Por ejemplo, si se considera un escenario o un nivel de penetración de 20 MW, este será repartido entre todos los transformadores de la red (para niveles de tensión 2 y 3) en forma proporcional a la demanda instalada en cada transformador o entre todas las demandas para el nivel 1.
- **Reparto de máxima exigencia:** Para este caso se asume que las tecnologías serán instaladas empezando desde el nodo más lejano de la red hacia el transformador de nivel 1 o hacia la cabecera para niveles 2 y 3. Este reparto permite analizar una circunstancia extrema que corresponde al caso en donde las tecnologías se instalan en la parte más alejada del alimentador y en la literatura han señalado como los casos que deberían ser evaluados [24], [25] y [26]. Por ejemplo, si se considera un

escenario o nivel de penetración de 20 MW, el procedimiento consiste en ubicar al último transformador de una red de nivel 2 o 3 -o al último usuario en la red de nivel 1- y a este asignarle el máximo valor de penetración posible; que para el caso de manera particular de un transformador de 75 kVA de una red de N2 o N3, se le asigna un valor en kW dado por la capacidad nominal (75 kVA) multiplicada por el factor de potencia de la demanda, posteriormente se ubica el siguiente más lejano y de esa manera hasta completar los 20 MW.

Paso 3: Determinar los momentos para la ejecución de los flujos de potencia y tomando en consideración los elementos señalados en la sección 6.2, en tal sentido, este trabajo analiza los siguientes dos momentos de análisis:

- **Momento de máxima inyección neta:** Este caso corresponde al instante de tiempo en donde ocurre una máxima inyección neta debido a la presencia de las distintas tecnologías de generación –generadores fotovoltaicos, PCH, etc.- que se consideren en el escenario bajo estudio o dado por un nivel de penetración.
- **Momento de máxima demanda con VE:** Este caso corresponde al instante de tiempo en donde ocurre una máxima demanda en el sistema debido a la presencia de los vehículos eléctricos.

Con base en lo anterior, los diferentes tipos de análisis que se realizan en este estudio y que son reportados en los siguientes capítulos se encuentran sintetizados en la Figura 6.4 en la cual se indica, por ejemplo, que el análisis por escenario se realizará bajo el supuesto de reparto exigente y reparto uniforme y cada uno de ellos considerando máxima inyección neta y máxima demanda con VE.

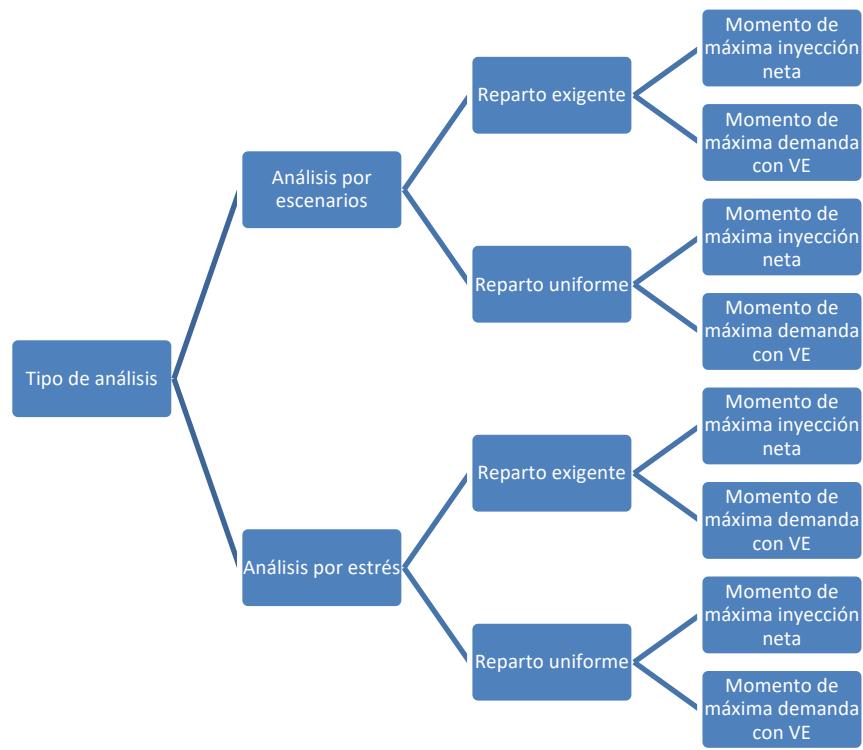


Figura 6.4 Tipos de análisis a ser realizados en este estudio

7 CURVAS DE EVENTOS NO DESEADOS

Este capítulo muestra los resultados numéricos de unos indicadores de seguimiento que permiten evaluar los eventos no deseados de la integración de Sistemas Distribuidos de Energía (SDE) y para tal propósito el capítulo se organiza de la siguiente manera. El sección 7.1 y el anexo 3 explican los indicadores utilizados en este estudio y unas consideraciones generales de cómo se interpretan los resultados numéricos de este estudio. Las secciones 7.2, 7.3 y 7.4 muestran los indicadores de seguimiento consolidados para el país y para los niveles de tensión 3, 2 y 1 respectivamente. La sección anexo 4 introduce el concepto de microdato como la unidad más básica de información y a partir de la cual se puede calcular numéricamente cualquier indicador. Esta sección es especialmente útil pues junto con el anexo 6 explica cómo se determina la potencia inyectada por la generación fotovoltaica y el consumo por parte de los vehículos eléctricos en este estudio.

Por otro lado, los anexos 8 y 19 complementan los resultados numéricos de este capítulo en donde se muestran el comportamiento de los indicadores de seguimiento cuando en las redes de tensión de nivel 1, 2 y 3 se presenta una integración de generación fotovoltaica con vehículos eléctricos.

Por último, es preciso resaltar que las conclusiones de los resultados numéricos de este capítulo para los diferentes niveles de tensión se basan en la muestra disponible para la simulaciones computacionales por lo cual las conclusiones se circunscriben a esa muestra.

7.1 INDICADORES DE SEGUIMIENTO DE EVENTOS NO DESEADOS

Los indicadores de seguimiento son un conjunto de índices que *evalúan diferentes fenómenos eléctricos en estado estable* que se podrían presentar como consecuencia de la integración de los SDE. Los siguientes son los fenómenos de interés con su respectivo indicador y que se consideran relevantes para los efectos de este estudio.

7.1.1 Pérdidas de energía

Fenómeno originado por el efecto Joule como consecuencia del transporte de energía por una red eléctrica. Estas pérdidas son técnicas y el indicador se determina de la siguiente manera el cual corresponde al valor porcentual de las pérdidas de energía durante un intervalo de tiempo:

$$\text{Porcentaje de Pérdidas} = \frac{\text{Energía de entrada} - \text{Energía de salida}}{\text{Energía de entrada}} \times 100\%$$

Para los efectos de este estudio y considerando el hecho -según el marco teórico del capítulo 3- que este estudio analiza instantes de tiempo, las pérdidas se calculan con los valores de potencia y no de energía. Se considera que la *integración de un SDE es no deseada* cuando el valor de este indicador excede el valor de las pérdidas reconocidas por la CREG, o en su defecto otro valor que se considere no deba ser superado por la integración.

7.1.2 Cargabilidad del transformador

Fenómeno originado como consecuencia de la circulación de una corriente por los devanados de un transformador de potencia debido a la carga eléctrica que alimenta el transformador. La cargabilidad se puede medir en términos de corriente o en potencia y para efectos de este estudio se establece de manera porcentual con la siguiente expresión:

$$\text{Porcentaje de cargabilidad} = \frac{\text{Potencia en KVA que suministra el transformador}}{\text{Potencia Nominal en KVA del transformador}} \times 100\%$$

El numerador corresponde a la sumatoria de la potencia que demandan todos los usuarios conectados a un transformador de cabecera de nivel 2 o 3 más las pérdidas técnicas del circuito⁷. Para nivel 1, corresponde a las potencias que demandan todos los usuarios conectados al circuito del transformador más las pérdidas técnicas de la red. Se considera que la *integración de un SDE es no deseada* cuando el valor de ese indicador excede el 100% o de manera equivalente se excede la potencia nominal del transformador de un cabecera de nivel 2 o 3 más las pérdidas técnicas del circuito.

7.1.3 Tensión en los nodos de la red

Corresponde a la tensión o voltaje en los diferentes nodos de una red de nivel 1, 2 o 3. El indicador de seguimiento para este fenómeno es el porcentaje de nodos de la red con problemas de tensión, es decir, el porcentaje de nodos cuyo voltaje se encuentran por fuera de un rango operativo establecido por la regulación; matemáticamente:

$$\text{Porcentaje de nodos con problemas de tensión} = \frac{\text{Cantidad de nodos con problemas de tensión}}{\text{Cantidad total de nodos de la red}} \times 100\%$$

⁷ Para efectos de este estudio un **usuario** para una red de nivel 2 o 3 corresponden a un transformador que se conecta al circuito que está siendo alimentado por el transformador de cabecera de ese nivel.

El numerador es la cantidad de nodos con problemas de tensión o cuyo voltaje está por fuera de unos límites operativos y el denominador el número total de nodos de la red. Se considera que la *integración de un SDE es no deseada* cuando el valor de ese indicador es mayor que cero puesto que implica que por lo menos un nodo tiene problema de tensión como consecuencia de la integración.

7.1.4 Cargabilidad de los tramos de red

Fenómeno asociado a la corriente que circula por los tramos de una red. El indicador de seguimiento que considera esta variable es el porcentaje de cargabilidad del tramo de red más cargado, matemáticamente:

$$\text{Porcentaje de cargabilidad del tramo de red más cargado} = \frac{\text{Corriente del tramo más cargado}}{\text{Corriente nominal del tramo más cargado}} \times 100\%$$

El numerador es el valor de corriente del tramo de red del circuito bajo estudio que presenta una mayor cargabilidad y el denominador el valor de su corriente nominal. Se considera que la *integración de un SDE es no deseada* cuando el valor de ese indicador es mayor que 100%, o de manera equivalente, que existe por lo menos un tramo de red que presenta problemas de cargabilidad debido a la integración.

La Tabla 7.1 sintetiza los fenómenos que se analizan en este estudio como consecuencias de la integración de los SDE, el indicador a través del cual se analiza, y el valor de referencia el cual al ser superado se constituye en una señal que la integración de la tecnología bajo estudio es causal de inconvenientes para la red.

Fenómeno que se analiza	Indicador de seguimiento	Valor de referencia
Pérdidas de energía	Porcentaje de pérdidas técnicas	Valores de pérdidas reconocidos por la CREG
Cargabilidad de transformador	Porcentaje de cargabilidad del transformador	100%
Tensión en los nodos de la red	Porcentaje de nodos con problemas de tensión	0%
Cargabilidad de los tramos de red	Porcentaje de cargabilidad del tramo de red más cargado	100%

Tabla 7.1 Síntesis de los fenómenos con su respectivo indicador de seguimiento empleados en este estudio

7.2 INDICADORES DE SEGUIMIENTO A NIVEL DE TENSIÓN 3 – CONSOLIDADO MUESTRA PAÍS

7.2.1 Análisis por escenarios de penetración

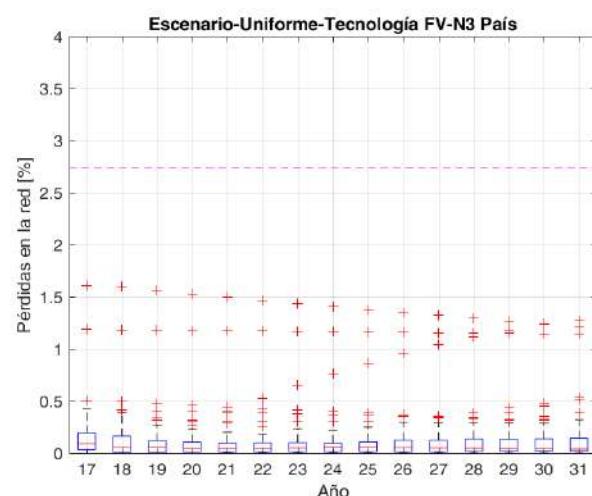
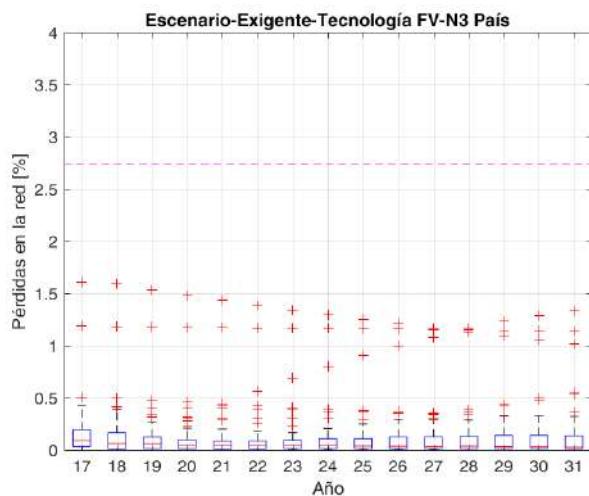
7.2.1.1 Generación fotovoltaica

Indicador de seguimiento: Porcentaje de pérdidas de energía

Tecnología bajo análisis: Solar fotovoltaica

Tipos de análisis:

- Por escenario de penetración con reparto exigente con momento de máxima inyección neta
- Por escenario de penetración con reparto uniforme con momento de máxima inyección neta



Comentarios de los resultados

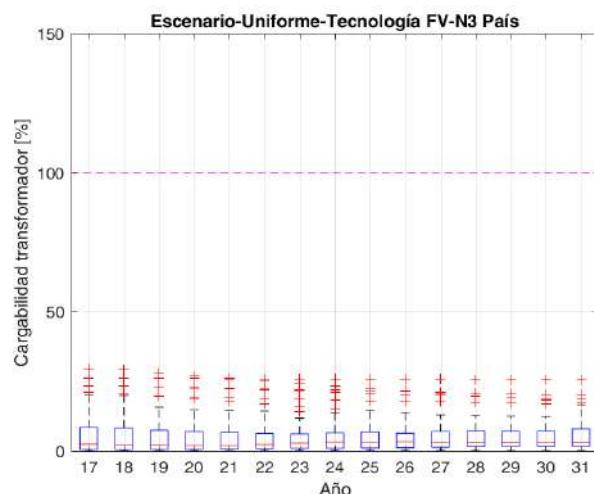
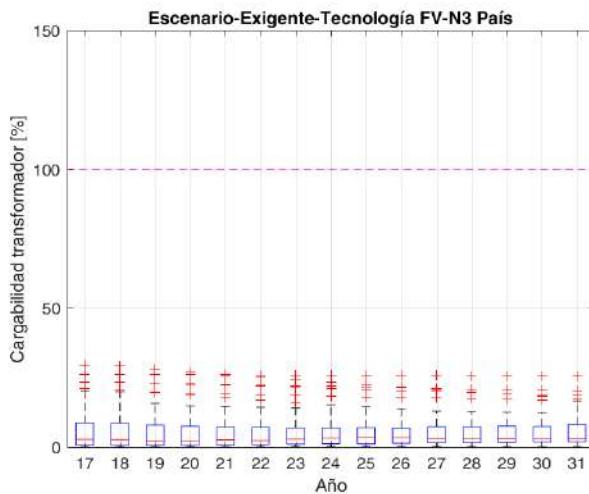
- La línea en color púrpura es el promedio de pérdidas reconocidas a N3 más una desviación estándar calculada con los valores tomados del anexo de la circular CREG 029 del 2018. Para efectos de este estudio, ese valor se constituye en un referente el cual será motivo alarma si es superado por el indicador. El valor de ese umbral será utilizado en las gráficas de N3 en donde se evalúen las pérdidas.
- No se evidencia que existan incrementos de las pérdidas superiores al valor del umbral por escenario de penetración de generación fotovoltaica en los circuitos de N3 en el país.

Indicador de seguimiento: Porcentaje de cargabilidad del transformador

Tecnología bajo análisis: Solar fotovoltaica

Tipos de análisis:

- Por escenario de penetración con reparto exigente con momento de máxima inyección neta
- Por escenario de penetración con reparto uniforme con momento de máxima inyección neta



Comentarios de los resultados

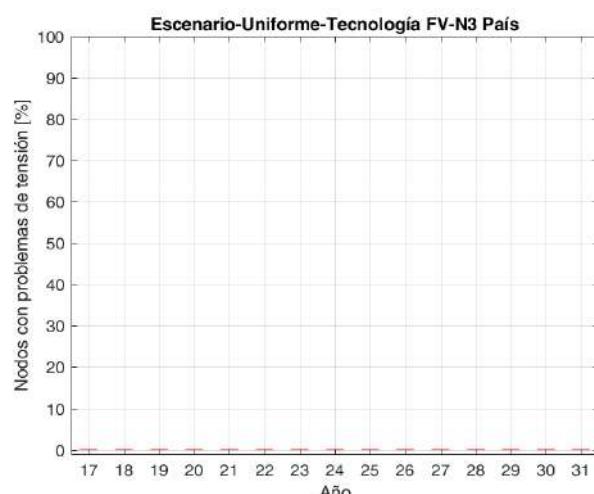
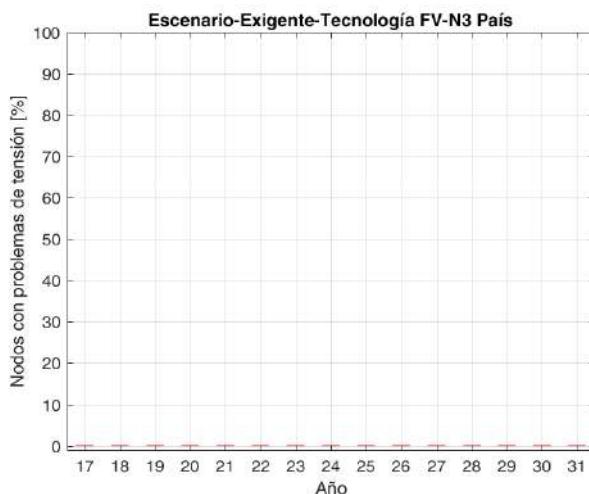
- La línea en color púrpura corresponde a un valor de cargabilidad del 100% y para efectos de este estudio se constituye en un referente el cual será motivo alarma si es superado por el indicador.
- No hay evidencia de transformadores con sobrecarga para escenarios de penetración de generación fotovoltaica para circuitos de nivel 3 en el país.

Indicador de seguimiento: Porcentaje de nodos con problemas de tensión

Tecnología bajo análisis: Solar fotovoltaica

Tipos de análisis:

- Por escenario de penetración con reparto exigente con momento de máxima inyección neta
- Por escenario de penetración con reparto uniforme con momento de máxima inyección neta



Comentarios de los resultados

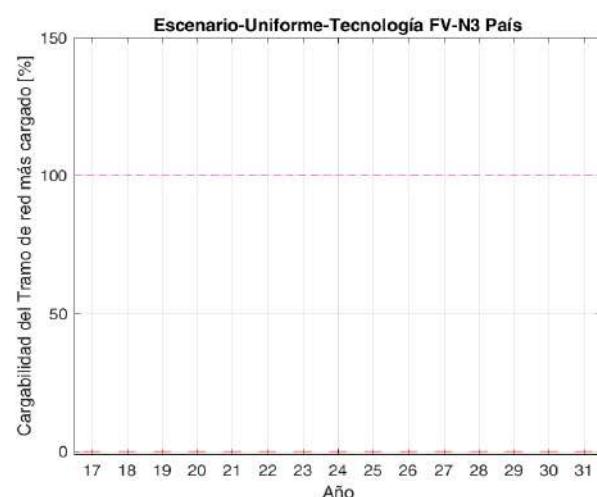
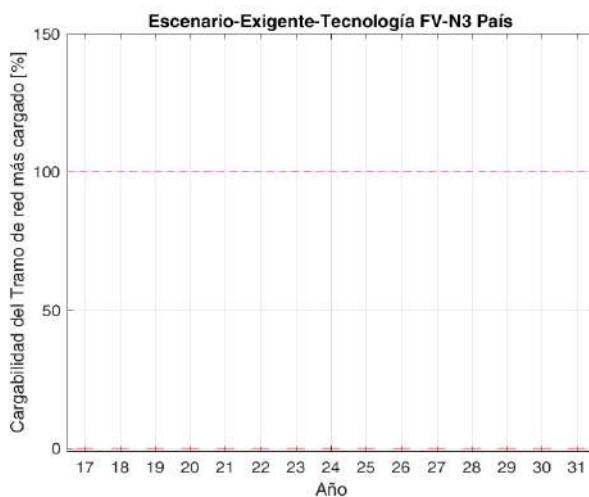
- La línea púrpura que indica el umbral de este indicador no se muestra en esta figura pues corresponde al eje horizontal de la gráfica, por lo cual, cualquier valor que supere el 0 es una señal de alarma por parte del indicador.
- No se evidencia problemas de tensión para ninguno de los nodos a nivel de tensión 3 por penetración de solar fotovoltaica para reparto de carga exigente y uniforme.

Indicador de seguimiento: Cargabilidad del tramo de red con mayor carga

Tecnología bajo análisis: Solar fotovoltaica

Tipos de análisis:

- Por escenario de penetración con reparto exigente con momento de máxima inyección neta
- Por escenario de penetración con reparto uniforme con momento de máxima inyección neta



Comentarios de los resultados

- La línea en color púrpura corresponde a una cargabilidad del 100% del tramo más cargado para las redes de N3 y para efectos de este estudio se constituye en un referente el cual será motivo alarma si es superado por el indicador.
- No se evidencia problemas de tramos de red con sobrecarga en ninguna red de N3 por penetración de solar fotovoltaica para reparto de carga exigente y uniforme.

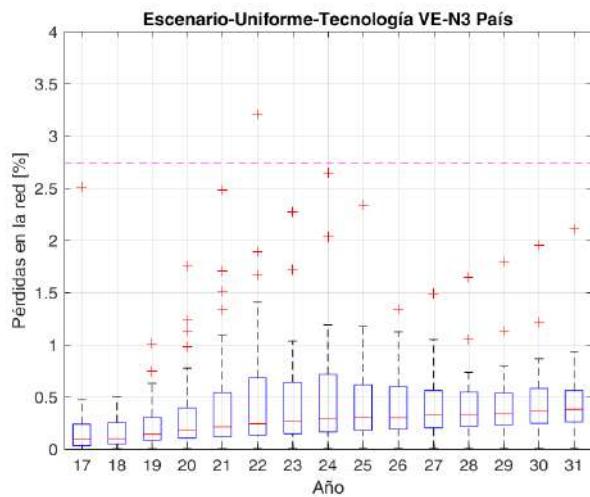
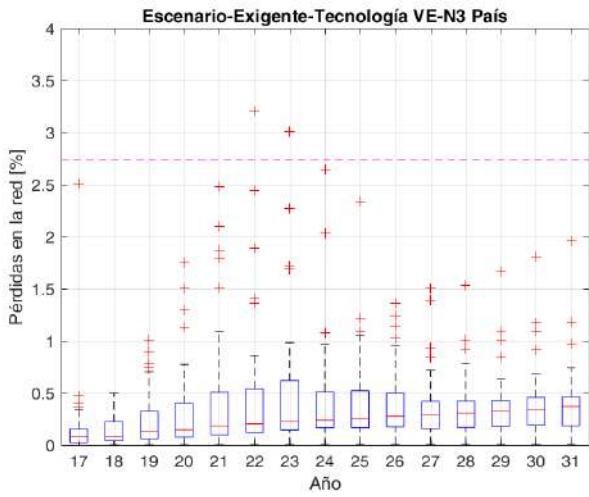
7.2.1.2 Vehículos Eléctricos

Indicador de seguimiento: Porcentaje de pérdidas de energía

Tecnología bajo análisis: Vehículos eléctricos

Tipos de análisis:

- Por escenario de penetración con reparto exigente con momento de máxima demanda con VE
- Por escenario de penetración con reparto uniforme con momento de máxima demanda con VE



Comentarios de los resultados

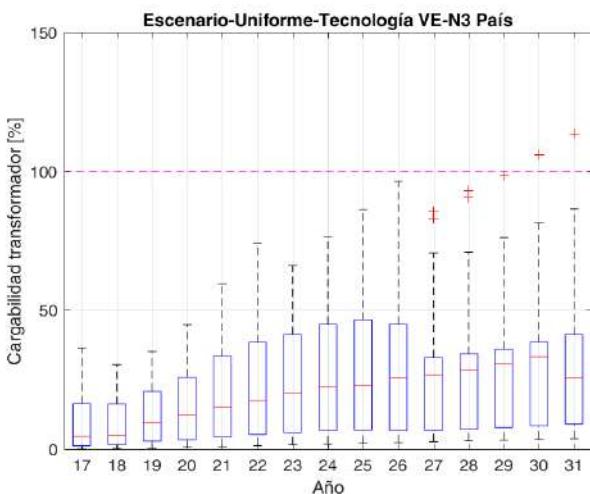
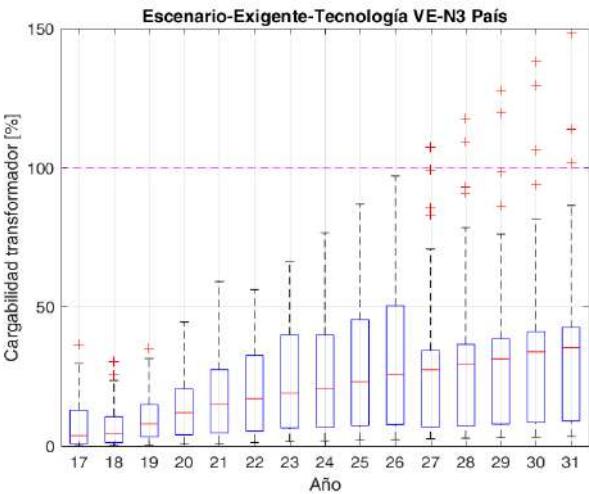
- No se evidencia que las pérdidas aumentan por encima del valor de referencia excepto por un circuito en el año 2022 y 2023 para un reparto exigente; y para un circuito en el 2022 con reparto uniforme.
- Si se evidencia un aumento de las pérdidas cuando se compara las pérdidas por escenarios de penetración de fotovoltaica con la de vehículos eléctricos.

Indicador de seguimiento: Porcentaje de cargabilidad del transformador

Tecnología bajo análisis: Vehículos eléctricos

Tipos de análisis:

- Por escenario de penetración con reparto exigente con momento de máxima demanda con VE
- Por escenario de penetración con reparto uniforme con momento de máxima demanda con VE



Comentarios de los resultados

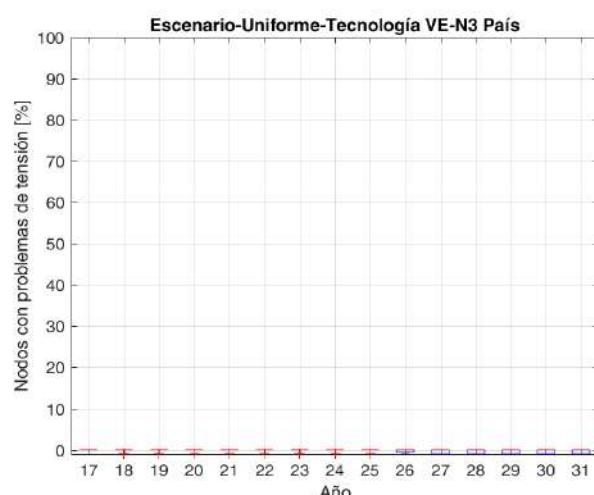
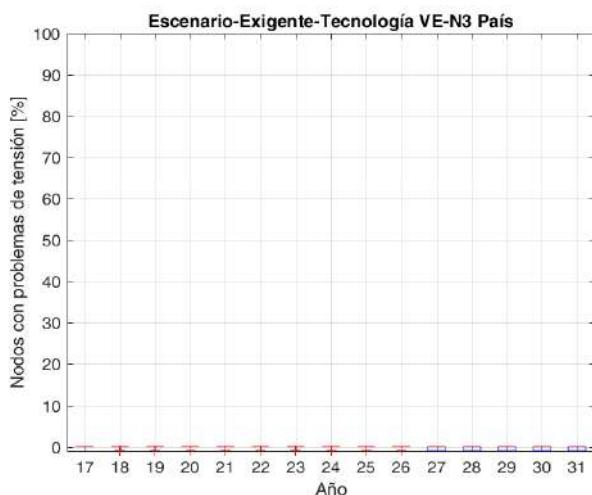
- Se evidencia un aumento de la cargabilidad de los transformadores a través del tiempo.
- Se evidencia que a finales del 2027 algunos transformadores de nivel 3 empiezan a experimentar problemas de cargabilidad debido a la penetración de vehículos eléctricos en el reparto exigente y del 2030 para el reparto uniforme.

Indicador de seguimiento: Porcentaje de nodos con problemas de tensión

Tecnología bajo análisis: Vehículos eléctricos

Tipos de análisis:

- Por escenario de penetración con reparto exigente con momento de máxima demanda con VE
- Por escenario de penetración con reparto uniforme con momento de máxima demanda con VE



Comentarios de los resultados

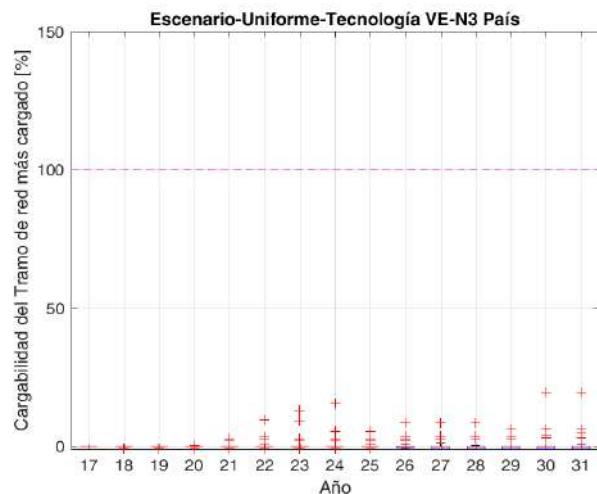
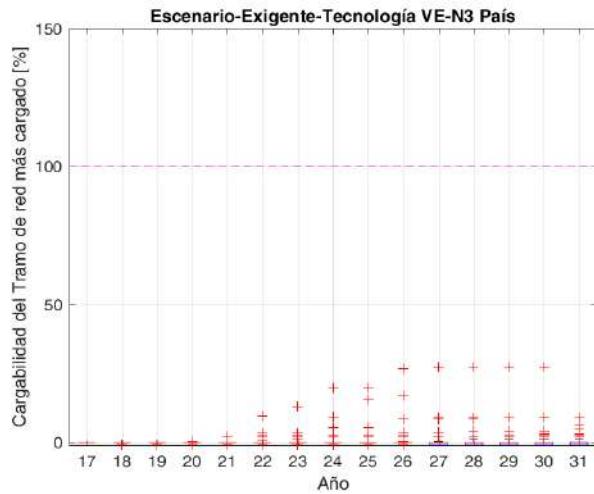
- No se evidencia problemas de tensión para ninguno de los nodos a nivel de tensión 3 por penetración de vehículos eléctricos para reparto de carga exigente y uniforme.

Indicador de seguimiento: Cargabilidad del tramo de red con mayor carga

Tecnología bajo análisis: Vehículos eléctricos

Tipos de análisis:

- Por escenario de penetración con reparto exigente con momento de máxima demanda con VE
- Por escenario de penetración con reparto uniforme con momento de máxima demanda con VE



Comentarios de los resultados

- No se evidencia problemas de tramos de red con sobrecarga en ninguna red de N3 por penetración de vehículos eléctricos para reparto de carga exigente y uniforme para el caso de escenarios.

7.2.2 Análisis por estrés

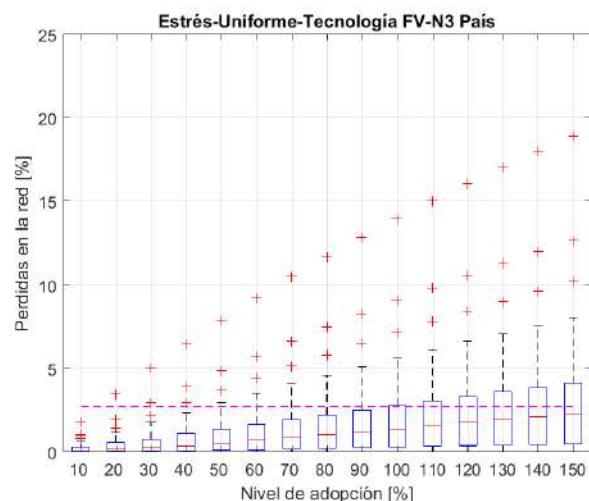
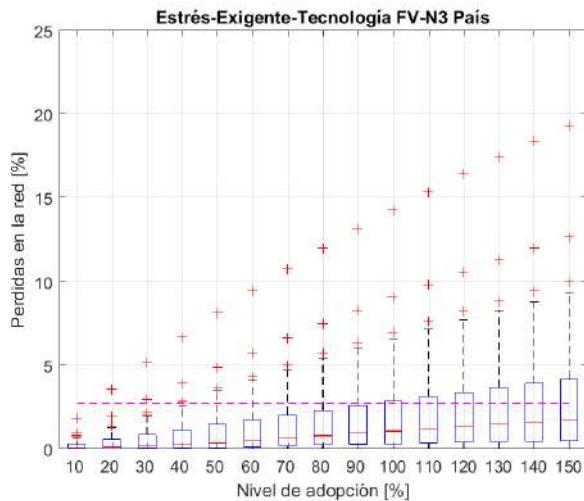
7.2.2.1 Generación fotovoltaica

Indicador de seguimiento: Porcentaje de pérdidas de energía

Tecnología bajo análisis: Solar fotovoltaica

Tipos de análisis:

- Por estrés con reparto exigente con momento de máxima inyección neta
- Por estrés con reparto uniforme con momento de máxima inyección neta



Comentarios de los resultados

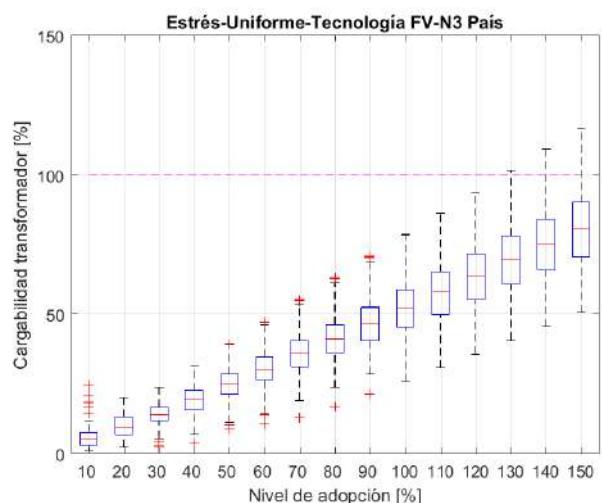
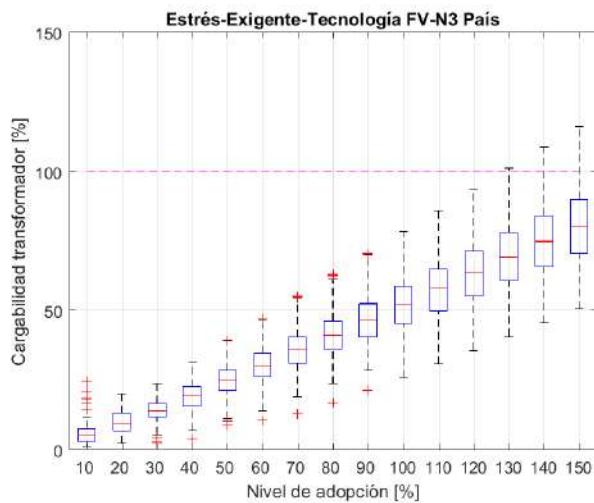
- Se observa un incremento de las pérdidas a medida que existe una mayor penetración de generación fotovoltaica.
- Se evidencian tres redes que presentan aumentos significativos de sus pérdidas (las tres cruces en rojo en ambos gráficos).
- Hasta una penetración del 90% el 50% de la redes presentan valores por debajo del umbral. Esto se evidencia porque el *cuadro del boxplot* -que agrupa el 50% de las redes- no supera la línea púrpura. Existe un cambio de esa tendencia a partir del 100% de penetración e incluso para niveles superiores al 120% más del 25% de las redes del país superan el umbral de pérdidas.

Indicador de seguimiento: Porcentaje de cargabilidad del transformador

Tecnología bajo análisis: Solar fotovoltaica

Tipos de análisis:

- Por estrés con reparto exigente con momento de máxima inyección neta
- Por estrés con reparto uniforme con momento de máxima inyección neta



Comentarios de los resultados

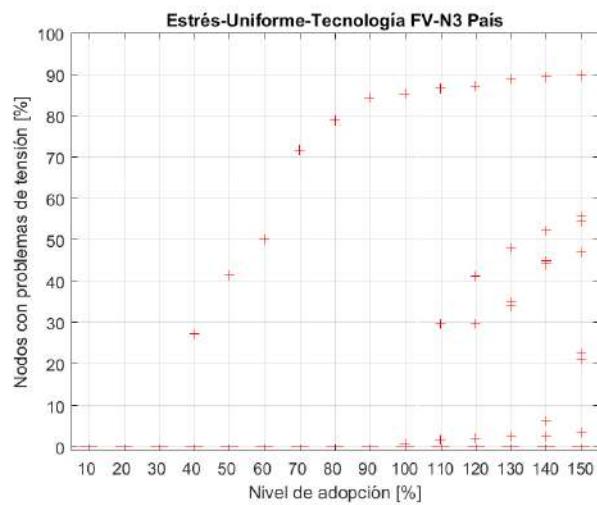
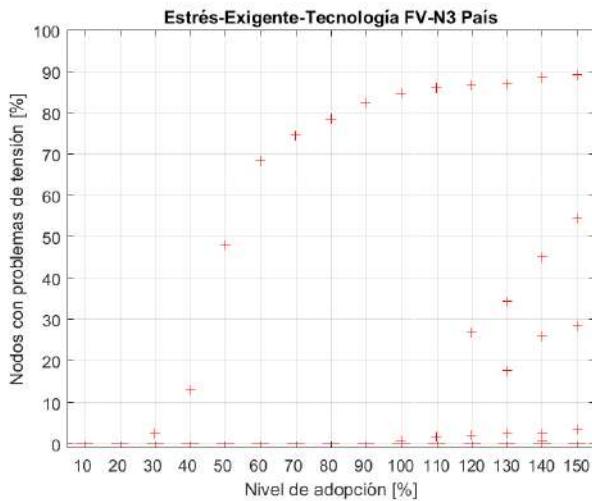
- Se observa un incremento en la cargabilidad de los transformadores con el incremento del nivel de penetración.
- A partir de un 130% de penetración unos pocos transformadores empiezan a experimentar problemas de cargabilidad.

Indicador de seguimiento: Porcentaje de nodos con problemas de tensión

Tecnología bajo análisis: Solar fotovoltaica

Tipos de análisis:

- Por estrés con reparto exigente con momento de máxima inyección neta
- Por estrés con reparto uniforme con momento de máxima inyección neta



Comentarios de los resultados

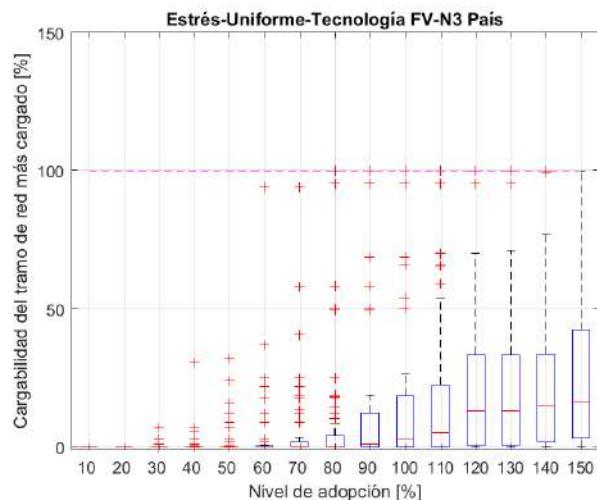
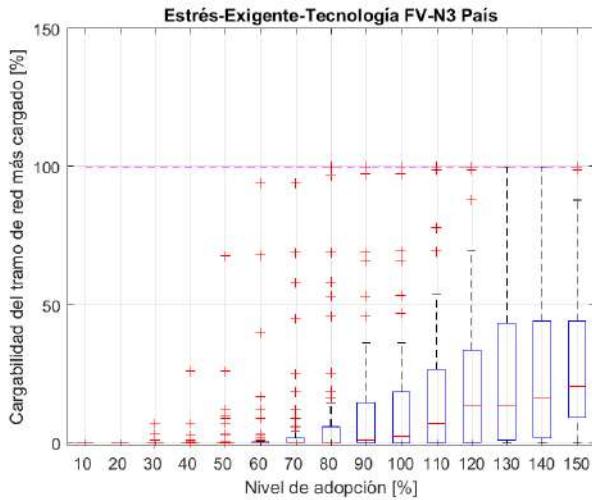
- No se evidencia problemas de tensión en la mayoría de redes de nivel 3, excepto por tres redes para el reparto exigente y seis redes para reparto uniforme.

Indicador de seguimiento: Cargabilidad del tramo de red con mayor carga

Tecnología bajo análisis: Solar fotovoltaica

Tipos de análisis:

- Por estrés con reparto exigente con momento de máxima inyección neta
- Por estrés con reparto uniforme con momento de máxima inyección neta



Comentarios de los resultados

- Se observa un incremento de la cargabilidad de los tramos de red para niveles superiores al 70% aunque no se evidencia problemas de tramos de red con sobrecarga en ninguna red de N3 por penetración de solar fotovoltaica para reparto de carga exigente y uniforme para el caso de estrés.

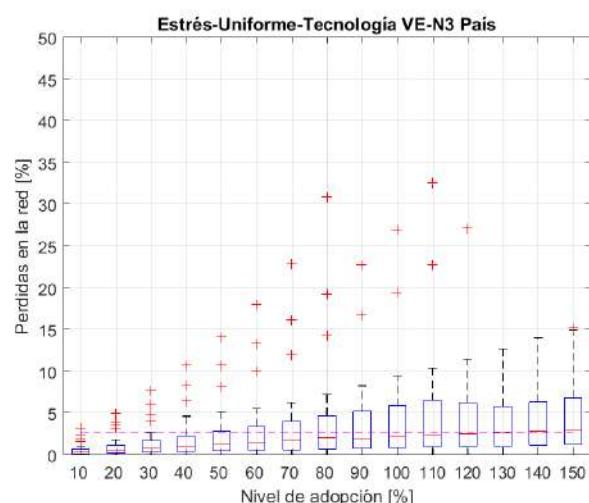
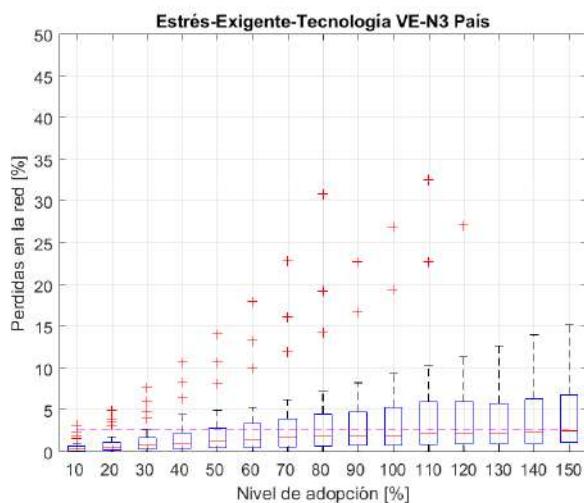
7.2.2.2 Vehículos eléctricos

Indicador de seguimiento: Porcentaje de pérdidas de energía

Tecnología bajo análisis: Vehículos eléctricos

Tipos de análisis:

- Por estrés con reparto exigente con momento de máxima demanda con VE
- Por estrés con reparto uniforme con momento de máxima demanda con VE



Comentarios de los resultados

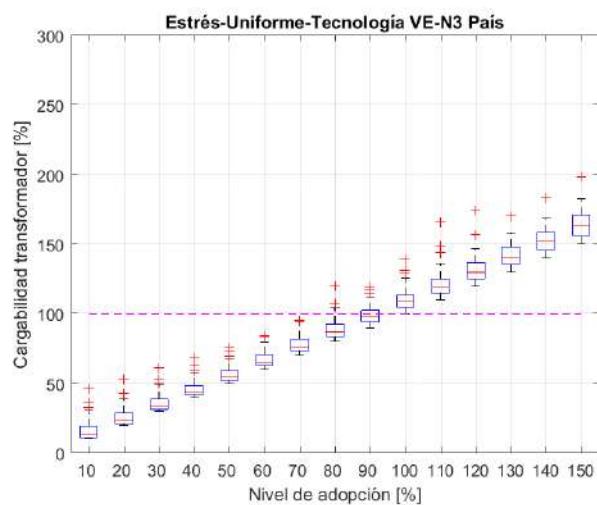
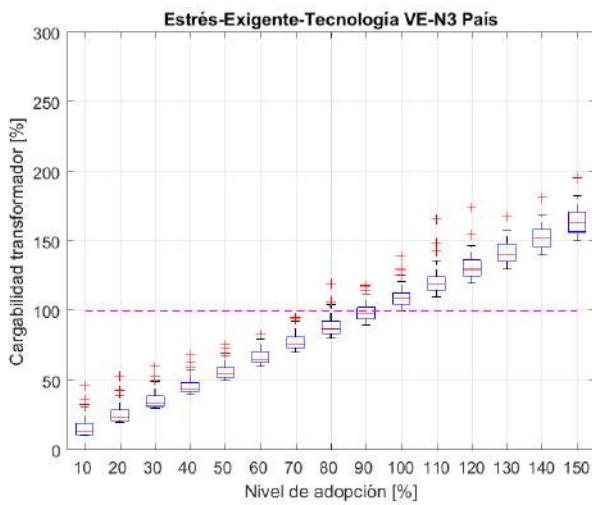
- Se evidencia que para niveles de adopción superiores al 50% de penetración de VE más del 25% de las redes de nivel 3 superan el valor umbral definido por este estudio y establecido como el promedio de pérdidas reconocidas a nivel 3 más una desviación estándar calculada con los valores tomados del anexo de la circular CREG 029 del 2018.
- Existen tres redes con aumentos significativos de las pérdidas

Indicador de seguimiento: Porcentaje de cargabilidad del transformador

Tecnología bajo análisis: Vehículos eléctricos

Tipos de análisis:

- Por estrés con reparto exigente con momento de máxima demanda con VE
- Por estrés con reparto uniforme con momento de máxima demanda con VE



Comentarios de los resultados

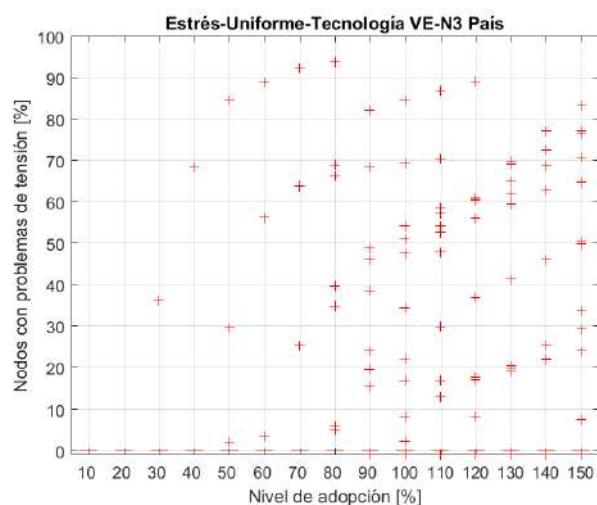
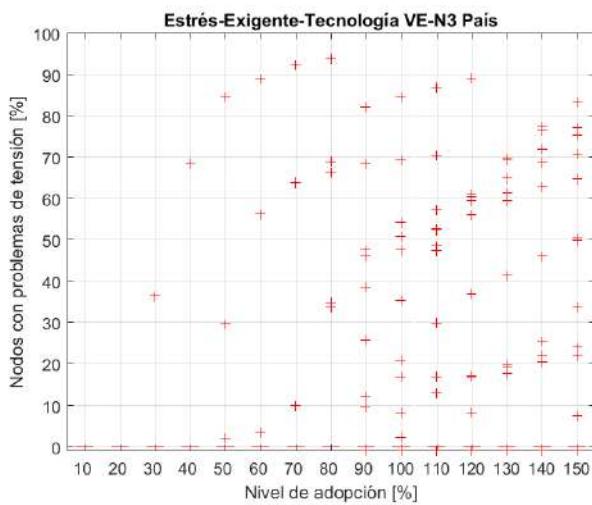
- Se evidencia un incremento de la cargabilidad de los transformadores a través del tiempo para las redes de N3 del país.
- Se evidencia que para niveles de adopción por encima del 100% de VE todas las redes de N3 del país experimentan problemas de sobrecarga del transformador para ambos niveles de reparto de carga.

Indicador de seguimiento: Porcentaje de nodos con problemas de tensión

Tecnología bajo análisis: Vehículos eléctricos

Tipos de análisis:

- Por estrés con reparto exigente con momento de máxima demanda con VE
- Por estrés con reparto uniforme con momento de máxima demanda con VE



Comentarios de los resultados

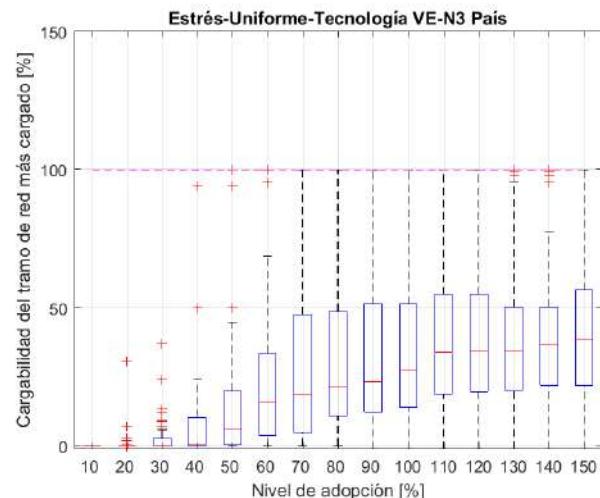
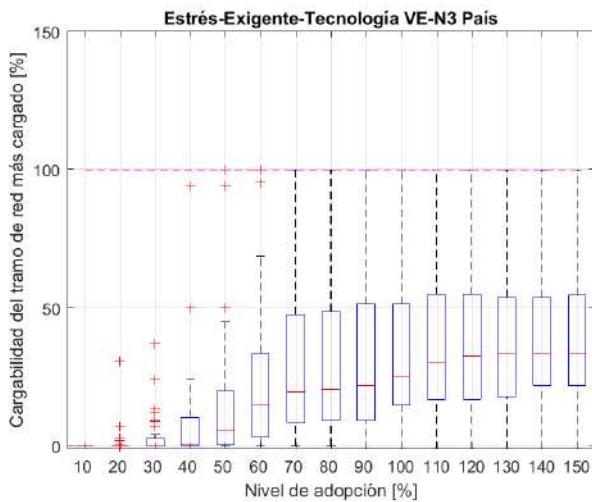
- Se evidencia que algunas redes presentan problemas de tensión aunque el hecho que no aparezcan las cajas en las gráficas es un indicio que la gran mayoría de la redes no presentan problemas de este tipo.

Indicador de seguimiento: Cargabilidad del tramo de red con mayor carga

Tecnología bajo análisis: Vehículos eléctricos

Tipos de análisis:

- Por estrés con reparto exigente con momento de máxima demanda con VE
- Por estrés con reparto uniforme con momento de máxima demanda con VE



Comentarios de los resultados

- No se evidencia problemas de tramos de red con sobrecarga para los distintos niveles de adopción de VE.

7.3 INDICADORES DE SEGUIMIENTO A NIVEL DE TENSIÓN 2 –CONSOLIDADO MUESTRA PAÍS

7.3.1 Análisis por escenarios de penetración

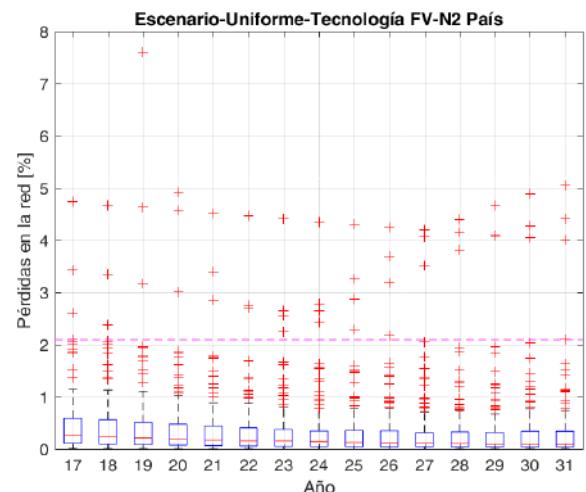
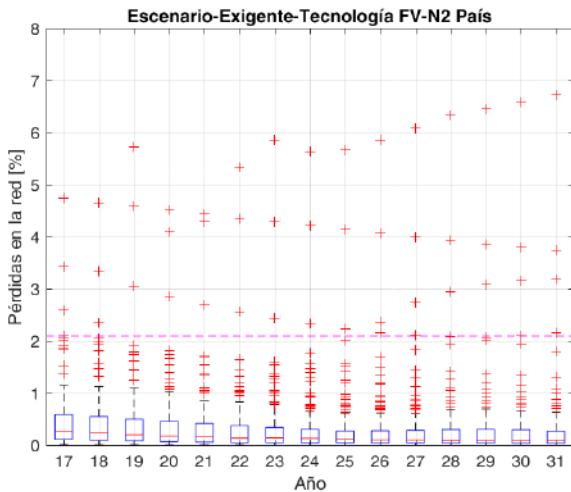
7.3.1.1 Generación fotovoltaica

Indicador de seguimiento: Porcentaje de pérdidas de energía

Tecnología bajo análisis: Solar fotovoltaica

Tipos de análisis:

- Por escenario de penetración con reparto exigente con momento de máxima inyección neta
- Por escenario de penetración con reparto uniforme con momento de máxima inyección neta



Comentarios de los resultados

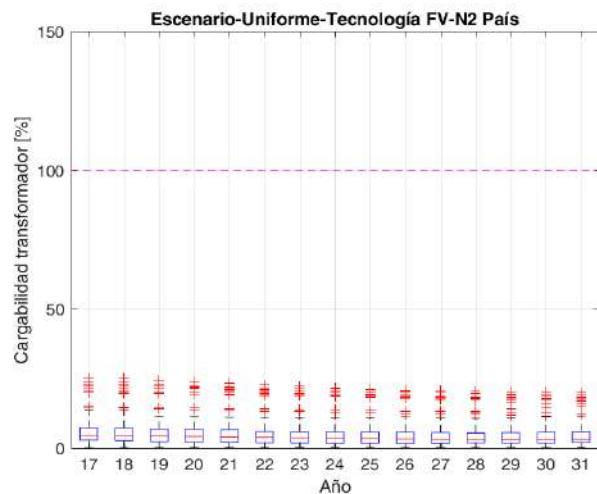
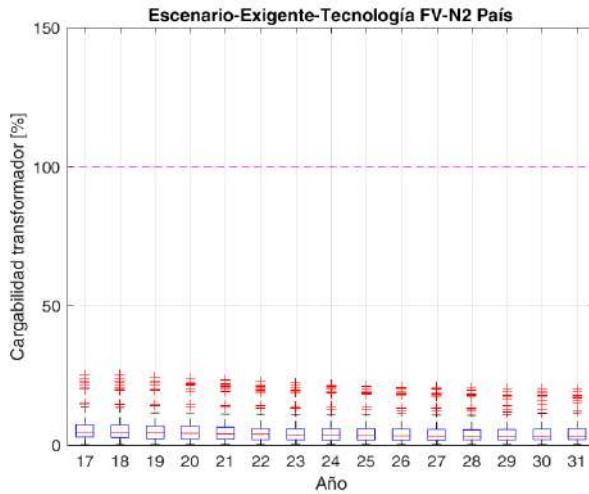
- La línea en color púrpura es el promedio de pérdidas reconocidas a nivel 2 más una desviación estándar calculada con los valores tomados del anexo de la circular CREG 029 del 2018. Para efectos de este estudio, ese valor se constituye en un referente el cual será motivo alarma si es superado por el indicador. El valor de ese umbral será utilizado en las gráficas de nivel 2 en donde se evalúen las pérdidas.
- Se evidencia que existen incrementos de las pérdidas superiores al valor del umbral para unas cuantas redes por escenario de penetración de generación fotovoltaica en los circuitos de nivel 2 en el país.
- Igualmente se evidencia una tendencia a disminuir las pérdidas indicada por los recuadros de las gráficas, este aspecto será analizado con mayor detalles en el capítulo 6

Indicador de seguimiento: Porcentaje de cargabilidad del transformador

Tecnología bajo análisis: Solar fotovoltaica

Tipos de análisis:

- Por escenario de penetración con reparto exigente con momento de máxima inyección neta
- Por escenario de penetración con reparto uniforme con momento de máxima inyección neta



Comentarios de los resultados

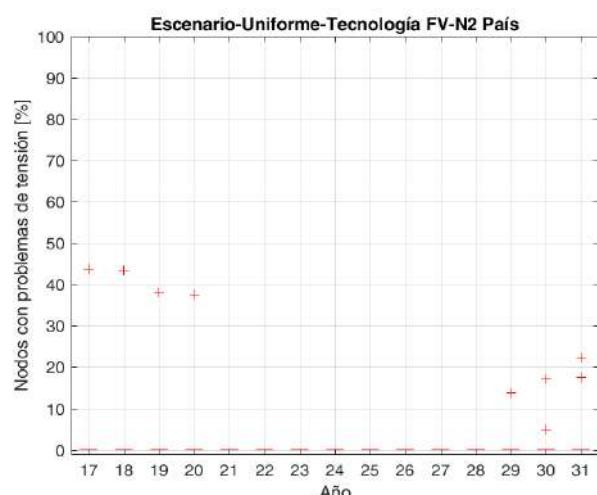
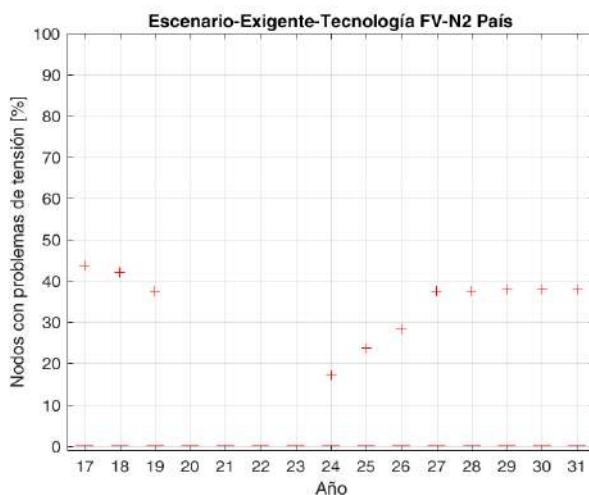
- La línea en color púrpura corresponde a un valor de cargabilidad del 100% y para efectos de este estudio se constituye en un referente el cual será motivo alarma si es superado por el indicador.
- No hay evidencia de transformadores con sobrecarga para escenarios de penetración de generación fotovoltaica para circuitos de nivel 2 en el país.

Indicador de seguimiento: Porcentaje de nodos con problemas de tensión

Tecnología bajo análisis: Solar fotovoltaica

Tipos de análisis:

- Por escenario de penetración con reparto exigente con momento de máxima inyección neta
- Por escenario de penetración con reparto uniforme con momento de máxima inyección neta



Comentarios de los resultados

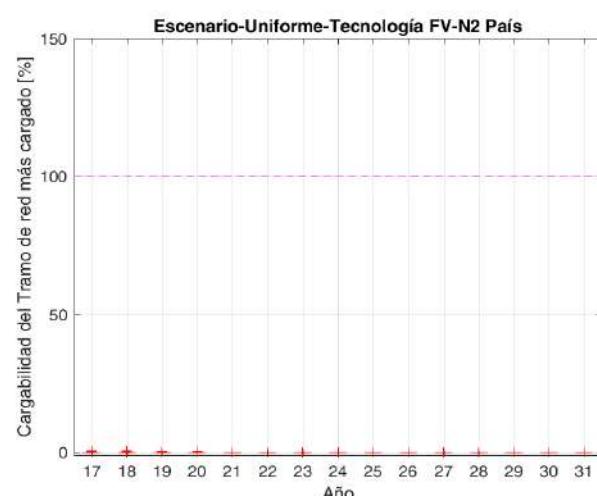
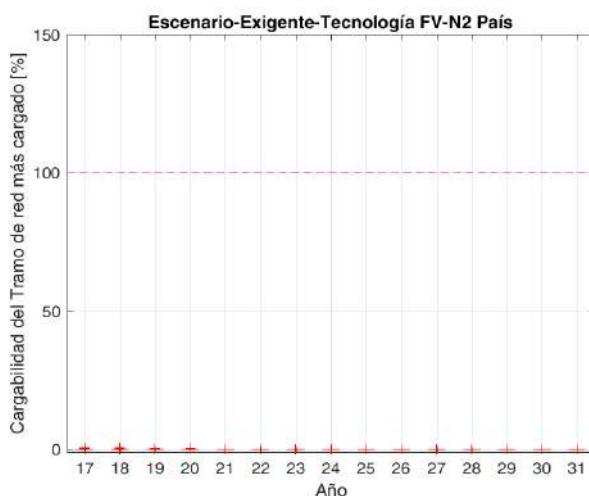
- La línea púrpura que indica el umbral de este indicador no se muestra en esta figura pues corresponde al eje horizontal de la gráfica, por lo cual, cualquier valor que supere el 0 es una señal de alarma por parte del indicador.
- No se evidencian problemas de tensión para los nodos a nivel de tensión 2 en la gran mayoría de las redes por penetración de solar fotovoltaica para reparto de carga exigente y uniforme. Exceptuando una red en los años 2017 a 2019 y 2024 a 2031 en el caso exigente y una red en los años 2017 a 2019 y dos redes en los años 2030 a 2031 en el caso uniforme.

Indicador de seguimiento: Cargabilidad del tramo de red con mayor carga

Tecnología bajo análisis: Solar fotovoltaica

Tipos de análisis:

- Por escenario de penetración con reparto exigente con momento de máxima inyección neta
- Por escenario de penetración con reparto uniforme con momento de máxima inyección neta



Comentarios de los resultados

- La línea en color púrpura corresponde a una cargabilidad del 100% del tramo para las redes de N2 y para efectos de este estudio se constituye en un referente el cual será motivo alarma si es superado por el indicador.
- No se evidencia problemas de sobrecarga en los tramos de red con sobrecarga en ninguna red de N2 por penetración de solar fotovoltaica para reparto de carga exigente y uniforme.

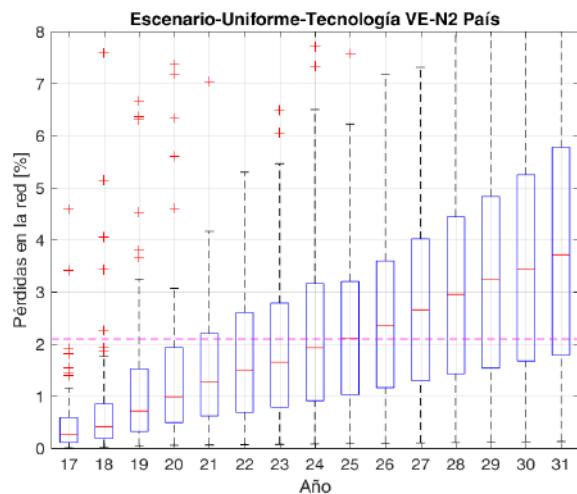
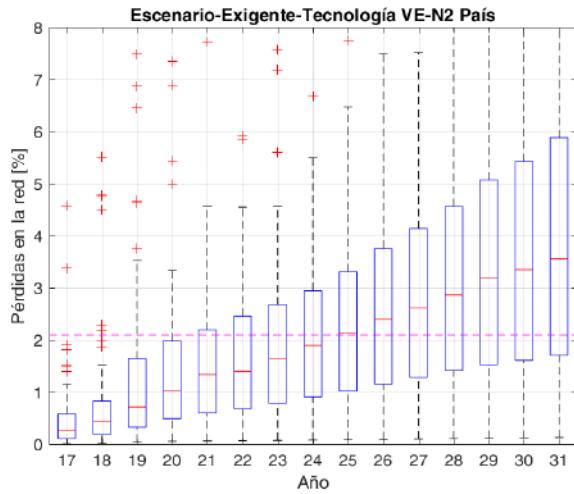
7.3.1.2 Vehículos Eléctricos

Indicador de seguimiento: Porcentaje de pérdidas de energía

Tecnología bajo análisis: Vehículos eléctricos

Tipos de análisis:

- Por escenario de penetración con reparto exigente con momento de máxima demanda con VE
- Por escenario de penetración con reparto uniforme con momento de máxima demanda con VE



Comentarios de los resultados

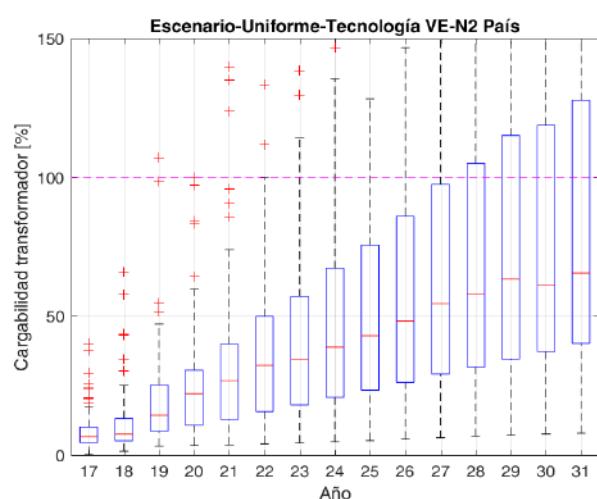
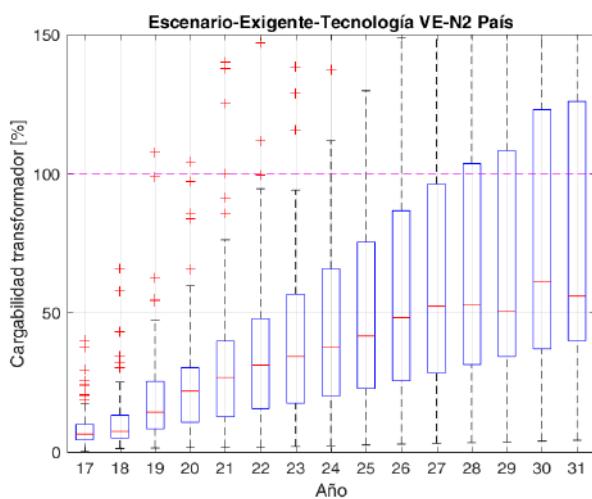
- Se evidencia que las pérdidas presentan un aumento y que para los años superiores al 2025 el 50% de las redes de N2 presentarán pérdidas por encima del umbral tanto para el reparto exigente como uniforme.
- Si se evidencia un aumento considerable de las pérdidas cuando se compara las pérdidas por escenarios de penetración de fotovoltaica con la de vehículos eléctricos.

Indicador de seguimiento: Porcentaje de cargabilidad del transformador

Tecnología bajo análisis: Vehículos eléctricos

Tipos de análisis:

- Por escenario de penetración con reparto exigente con momento de máxima demanda con VE
- Por escenario de penetración con reparto uniforme con momento de máxima demanda con VE



Comentarios de los resultados

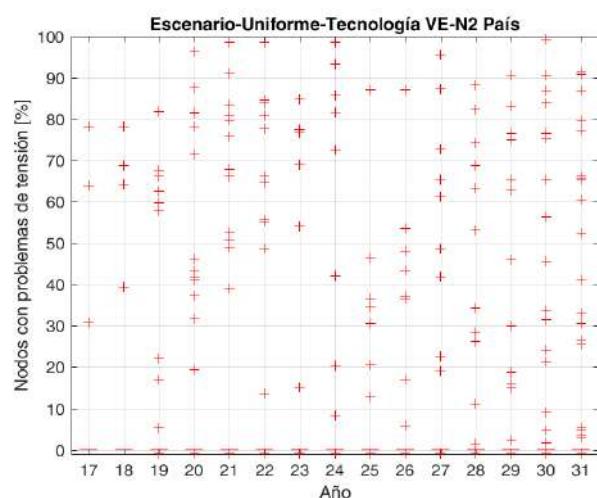
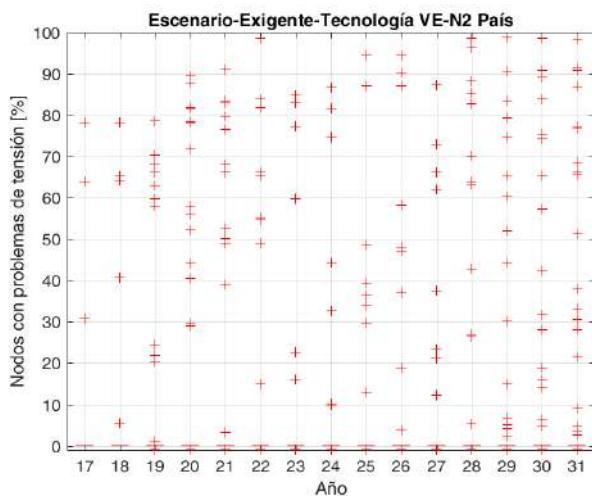
- Se evidencia un aumento de la cargabilidad en los transformadores de las redes de N2 a través del tiempo.
- Se observa que para años posteriores al 2028 más del 25% de los transformadores de N2 empiezan a experimentar problemas de cargabilidad debido a la penetración de vehículos eléctricos en el reparto exigente y del 2028 para el reparto uniforme.

Indicador de seguimiento: Porcentaje de nodos con problemas de tensión

Tecnología bajo análisis: Vehículos eléctricos

Tipos de análisis:

- Por escenario de penetración con reparto exigente con momento de máxima demanda con VE
- Por escenario de penetración con reparto uniforme con momento de máxima demanda con VE



Comentarios de los resultados

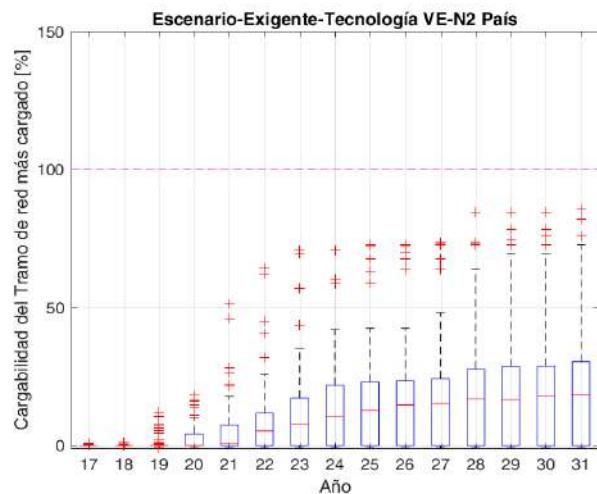
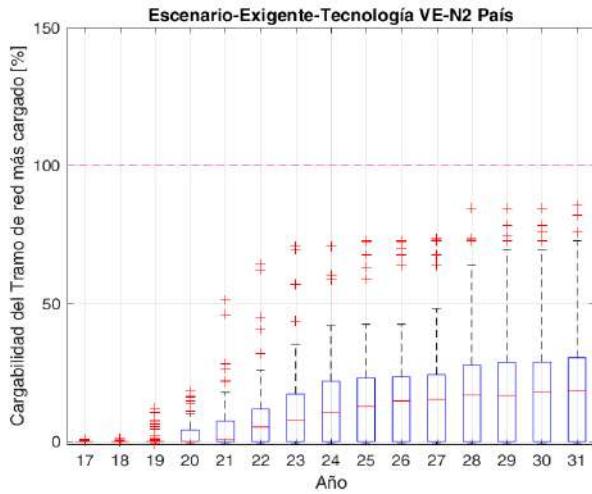
- Se evidencian problemas de tensión para algunos de los nodos a N2 a lo largo de los años de simulación por penetración de vehículos eléctricos para reparto de carga exigente y uniforme. Y la razón que explica que en las figuras no se visualicen las cajas se debe a que la mayoría de redes bajo estudio no tiene problemas de tensión en sus nodos.

Indicador de seguimiento: Cargabilidad del tramo de red con mayor carga

Tecnología bajo análisis: Vehículos eléctricos

Tipos de análisis:

- Por escenario de penetración con reparto exigente con momento de máxima demanda con VE
- Por escenario de penetración con reparto uniforme con momento de máxima demanda con VE



Comentarios de los resultados

- No se evidencia problemas de sobrecarga en los tramos de red en ninguna red de N2 por penetración de VE para reparto de carga exigente y uniforme.

7.3.2 Análisis por estrés

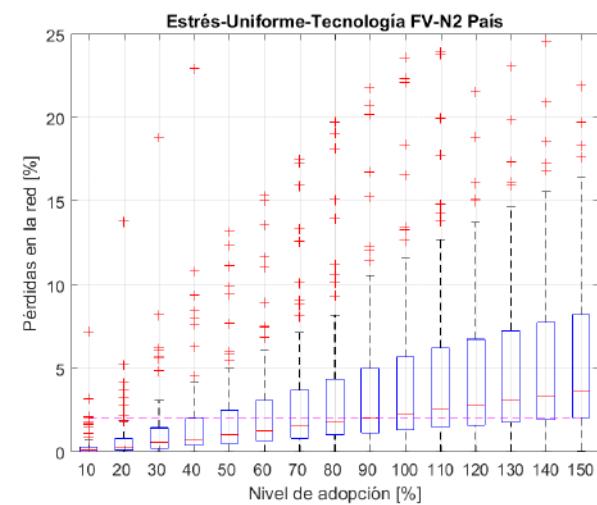
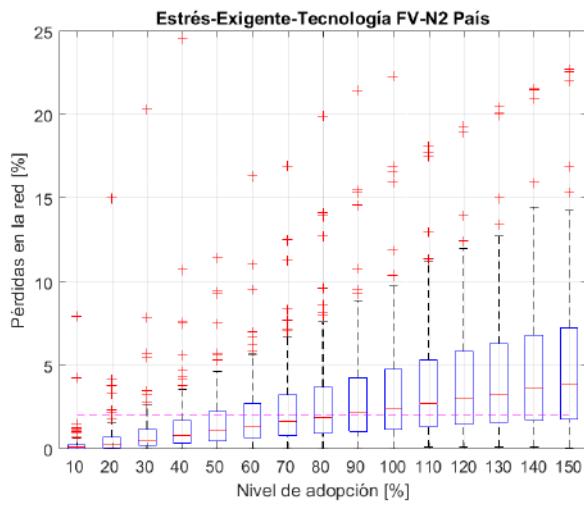
7.3.2.1 Generación fotovoltaica

Indicador de seguimiento: Porcentaje de pérdidas de energía

Tecnología bajo análisis: Solar fotovoltaica

Tipos de análisis:

- Por estrés con reparto exigente con momento de máxima inyección neta
- Por estrés con reparto uniforme con momento de máxima inyección neta



Comentarios de los resultados

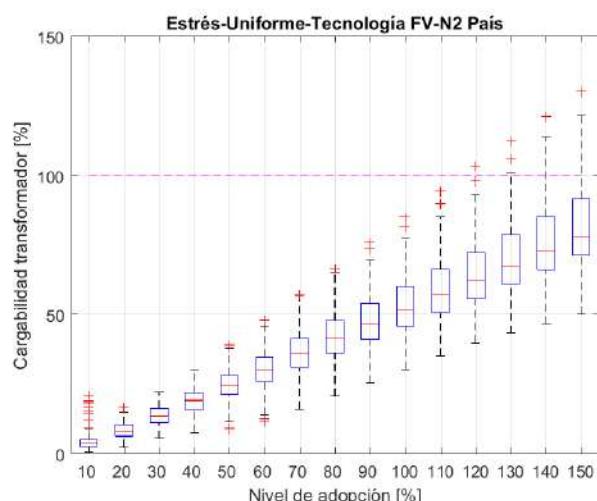
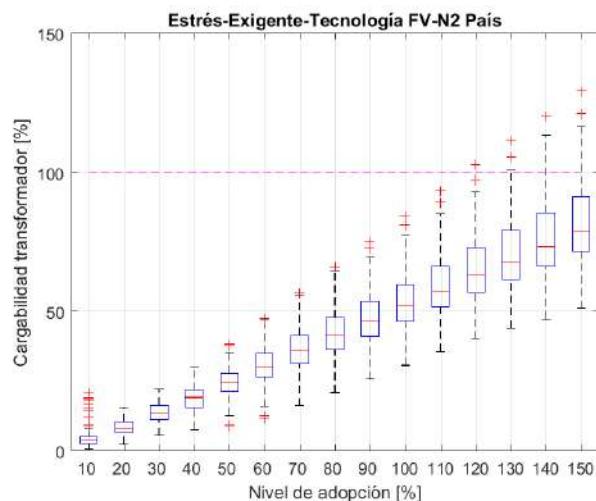
- Se observa un incremento de las pérdidas a medida que existe una mayor penetración de generación fotovoltaica.
- Para penetración superiores al 50% de la red más del 25% de las redes superan el umbral de pérdidas de N2 y para valores superiores al 80% más del 50% tienen pérdidas superiores al 50%.

Indicador de seguimiento: Porcentaje de cargabilidad del transformador

Tecnología bajo análisis: Solar fotovoltaica

Tipos de análisis:

- Por estrés con reparto exigente con momento de máxima inyección neta
- Por estrés con reparto uniforme con momento de máxima inyección neta



Comentarios de los resultados

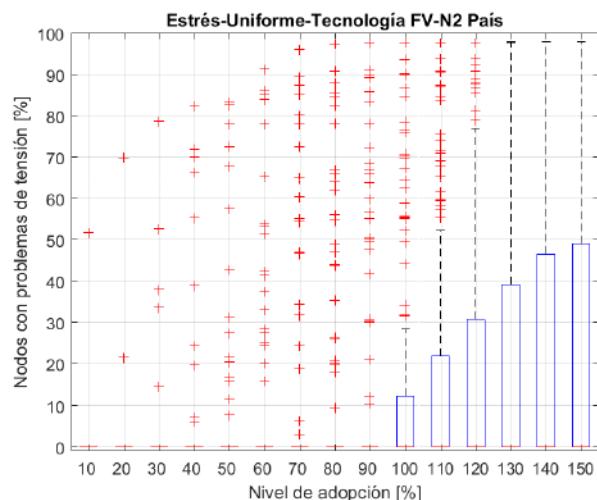
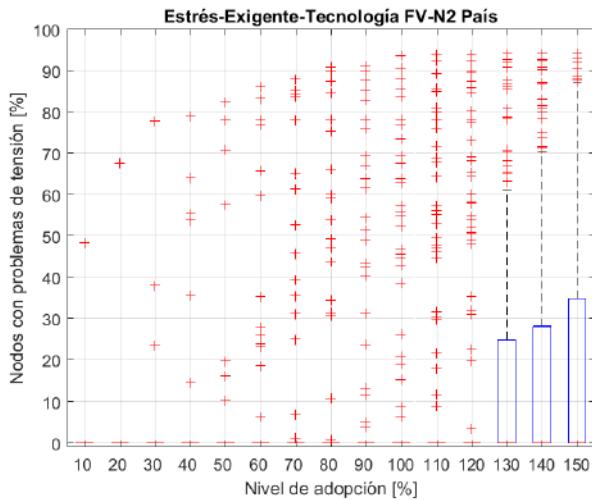
- Se observa un incremento en la cargabilidad de los transformadores con el incremento del nivel de penetración.
- A partir de un 130% de penetración unos pocos transformadores empiezan a experimentar problemas de cargabilidad.

Indicador de seguimiento: Porcentaje de nodos con problemas de tensión

Tecnología bajo análisis: Solar fotovoltaica

Tipos de análisis:

- Por estrés con reparto exigente con momento de máxima inyección neta
- Por estrés con reparto uniforme con momento de máxima inyección neta



Comentarios de los resultados

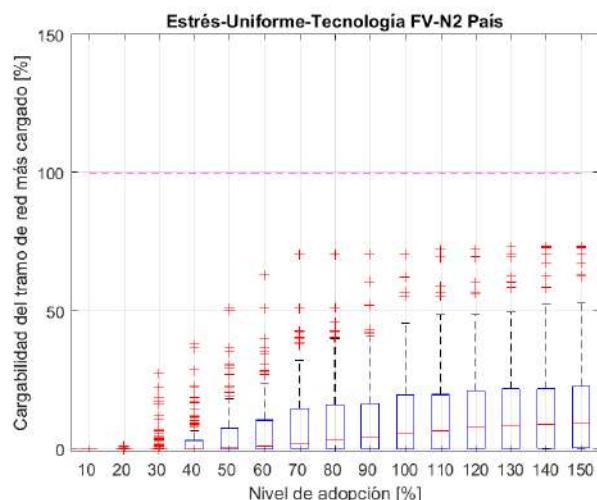
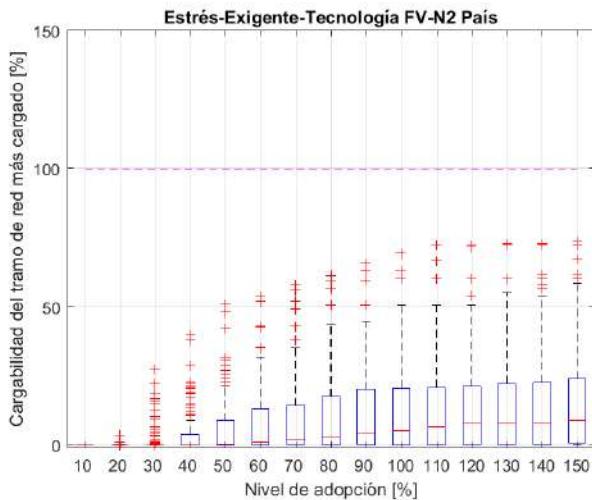
- Se evidencia incrementos de los problemas de tensión en los nodos de las distintas redes de N2 a medida que el nivel de adopción aumenta, acentuándose el problema para niveles superiores al 130% en ambos repartos de carga.
- Se evidencia que para niveles bajos de adopción solo algunas redes experimentan problemas de tensión.

Indicador de seguimiento: Cargabilidad del tramo de red con mayor carga

Tecnología bajo análisis: Solar fotovoltaica

Tipos de análisis:

- Por estrés con reparto exigente con momento de máxima inyección neta
- Por estrés con reparto uniforme con momento de máxima inyección neta



Comentarios de los resultados

- No se evidencia problemas de sobrecarga en los tramos de red en ninguna red de N2 para ningún nivel de adopción por penetración de fotovoltaica.

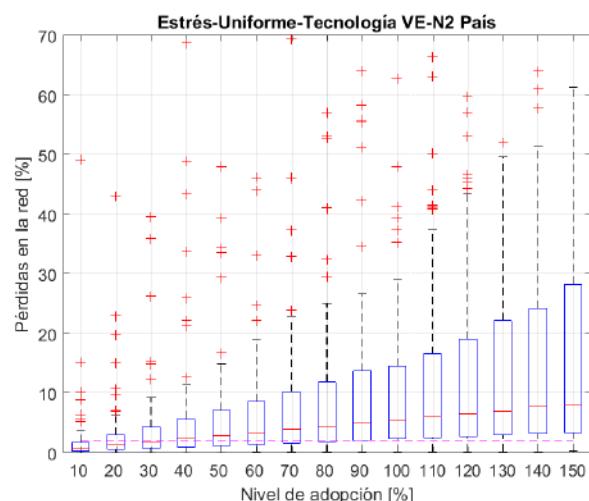
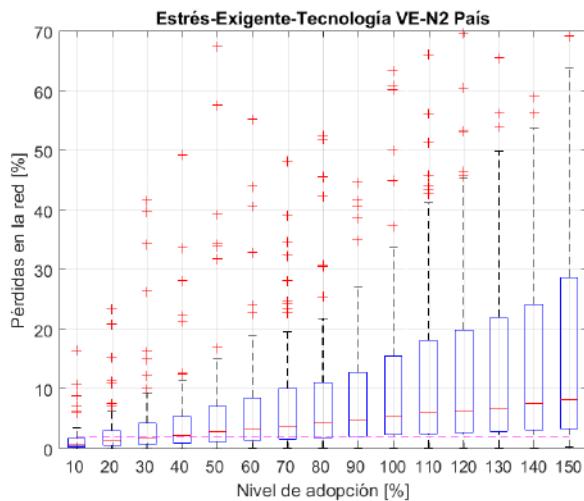
7.3.2.2 Vehículos eléctricos

Indicador de seguimiento: Porcentaje de pérdidas de energía

Tecnología bajo análisis: Vehículos eléctricos

Tipos de análisis:

- Por estrés con reparto exigente con momento de máxima demanda con VE
- Por estrés con reparto uniforme con momento de máxima demanda con VE



Comentarios de los resultados

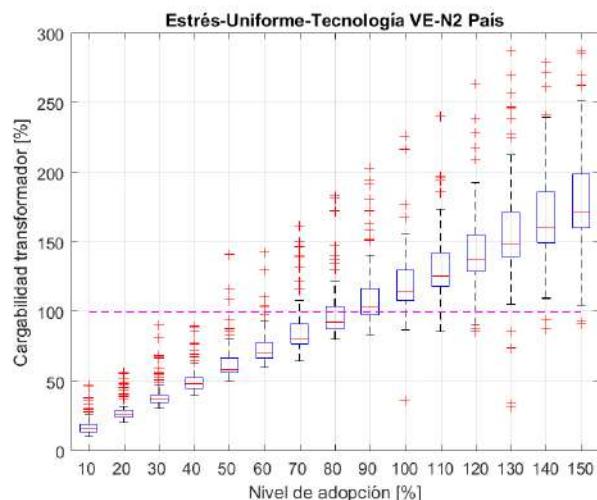
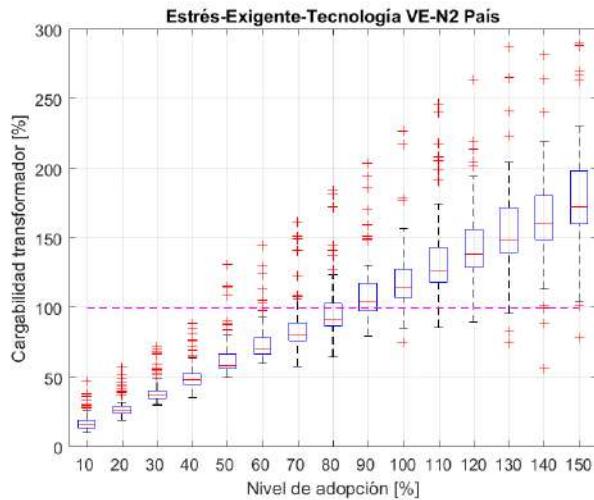
- Se evidencia que para niveles de adopción por encima del 60% de VE más del 75% de la redes de N2 superan el valor umbral definido por este estudio y determinado como el promedio de pérdidas reconocidas a nivel 2 más una desviación estándar.

Indicador de seguimiento: Porcentaje de cargabilidad del transformador

Tecnología bajo análisis: Vehículos eléctricos

Tipos de análisis:

- Por estrés con reparto exigente con momento de máxima demanda con VE
- Por estrés con reparto uniforme con momento de máxima demanda con VE



Comentarios de los resultados

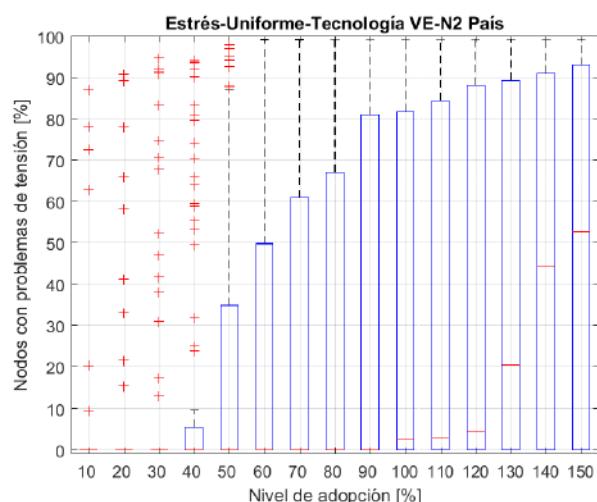
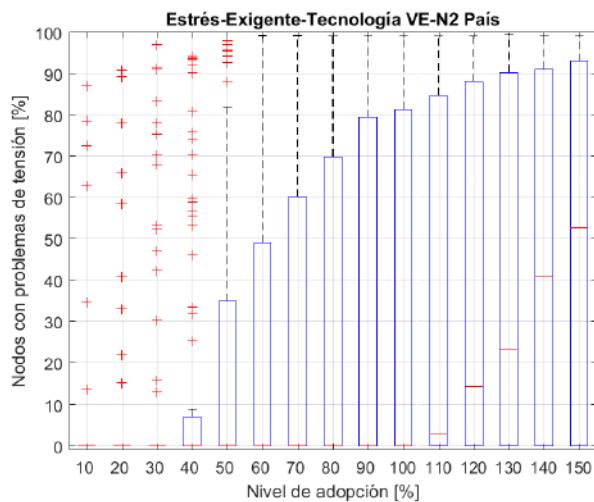
- Se evidencia un incremento de la cargabilidad de los transformadores a través del tiempo para las redes de N2 del país.
- Se evidencia que para niveles de adopción por encima del 90% de VE el 75% las redes de N2 del país experimentan problemas de sobrecarga del transformador para ambos niveles de reparto de carga.

Indicador de seguimiento: Porcentaje de nodos con problemas de tensión

Tecnología bajo análisis: Vehículos eléctricos

Tipos de análisis:

- Por estrés con reparto exigente con momento de máxima demanda con VE
- Por estrés con reparto uniforme con momento de máxima demanda con VE



Comentarios de los resultados

- Se evidencia un aumento significativo de los problemas de tensión en las redes de nivel 2 del país.

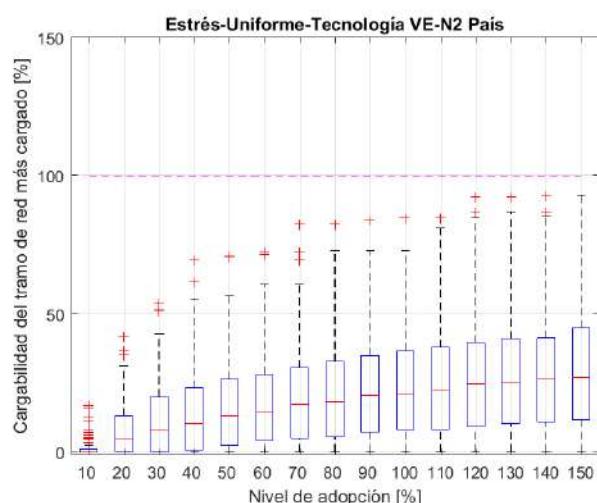
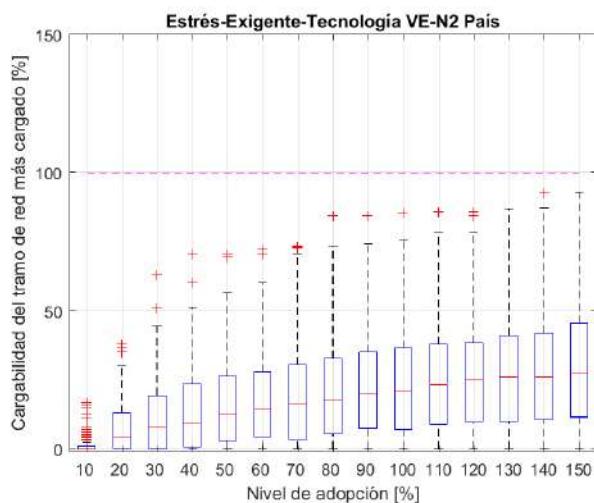
- Para niveles de adopción superiores al 100% el 75% de la redes del país manifiestan problemas de tensión.

Indicador de seguimiento: Cargabilidad del tramo de red con mayor carga

Tecnología bajo análisis: Vehículos eléctricos

Tipos de análisis:

- Por estrés con reparto exigente con momento de máxima demanda con VE
- Por estrés con reparto uniforme con momento de máxima demanda con VE



Comentarios de los resultados

- No se evidencia problemas de tramos de red con sobrecarga para los distintos niveles de adopción de VE en las redes de N2.

7.4 INDICADORES DE SEGUIMIENTO A NIVEL DE TENSIÓN 1 – CONSOLIDADO MUESTRA PAÍS

7.4.1 Análisis por escenarios de penetración

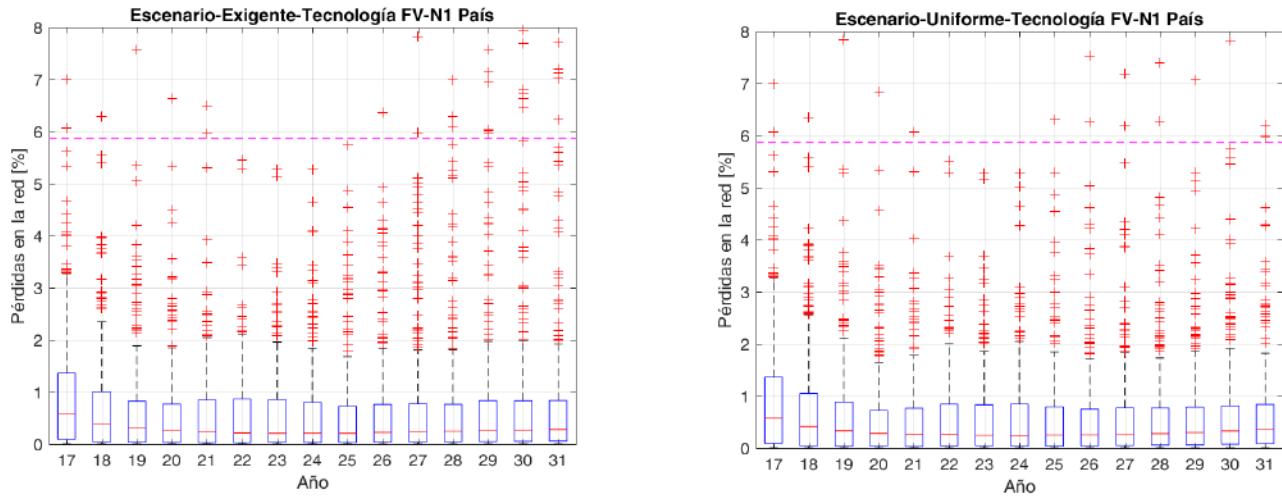
7.4.1.1 Generación fotovoltaica

Indicador de seguimiento: Porcentaje de pérdidas de energía

Tecnología bajo análisis: Solar fotovoltaica

Tipos de análisis:

- Por escenario de penetración con reparto exigente con momento de máxima inyección neta
- Por escenario de penetración con reparto uniforme con momento de máxima inyección neta



Comentarios de los resultados

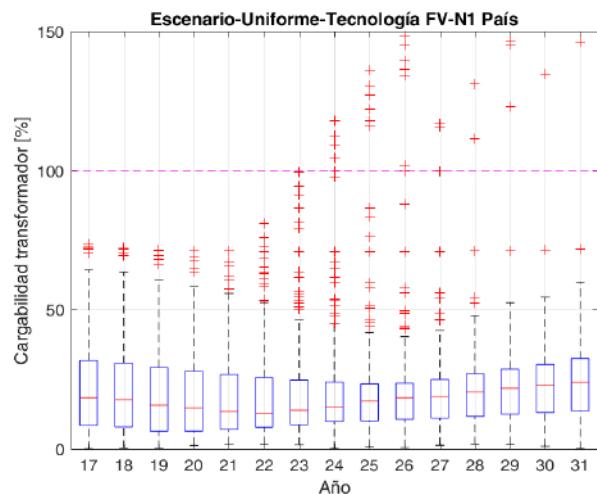
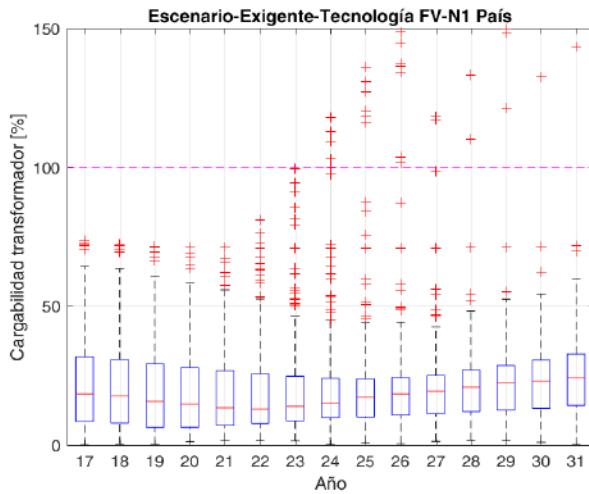
- La línea en color púrpura es el promedio de pérdidas reconocidas a nivel 1 más una desviación estándar calculada con los valores tomados del anexo de la circular CREG 029 del 2018. Para efectos de este estudio, ese valor se constituye en un referente el cual será motivo alarma si es superado por el indicador. El valor de ese umbral será utilizado en las gráficas de nivel 1 en donde se evalúen las pérdidas.
- Se evidencia que existen incrementos de las pérdidas superiores al valor del umbral para unas cuantas redes por escenario de penetración de generación fotovoltaica en los circuitos de nivel 1 en el país.

Indicador de seguimiento: Porcentaje de cargabilidad del transformador

Tecnología bajo análisis: Solar fotovoltaica

Tipos de análisis:

- Por escenario de penetración con reparto exigente con momento de máxima inyección neta
- Por escenario de penetración con reparto uniforme con momento de máxima inyección neta



Comentarios de los resultados

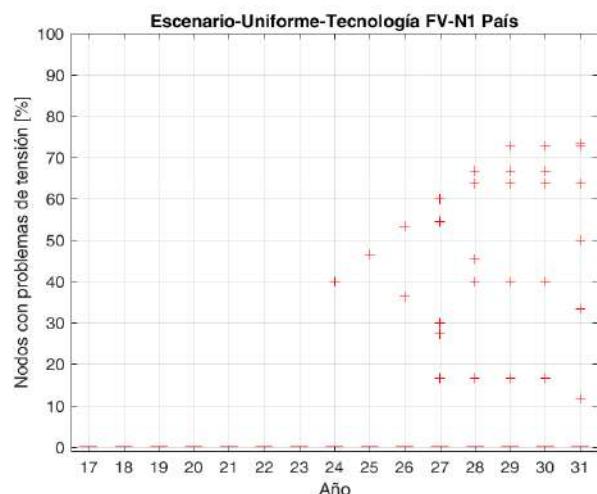
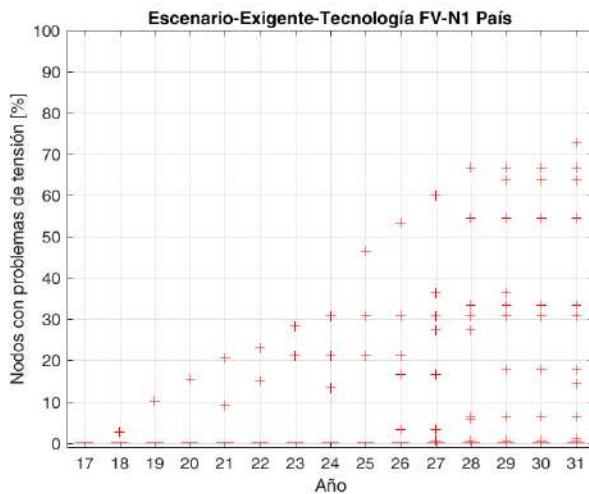
- La línea en color púrpura corresponde a un valor de cargabilidad del 100% y para efectos de este estudio se constituye en un referente el cual será motivo alarma si es superado por el indicador.
- Se evidencia que existen pocos transformadores con sobrecarga para escenarios de penetración de generación fotovoltaica para circuitos de nivel 1 en el país. Por lo general esas redes corresponden a aquellas con bajos valores de demanda para el primer año de estudio.

Indicador de seguimiento: Porcentaje de nodos con problemas de tensión

Tecnología bajo análisis: Solar fotovoltaica

Tipos de análisis:

- Por escenario de penetración con reparto exigente con momento de máxima inyección neta
- Por escenario de penetración con reparto uniforme con momento de máxima inyección neta



Comentarios de los resultados

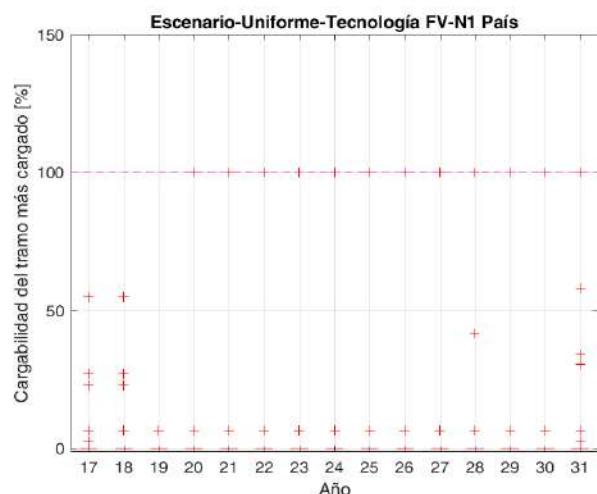
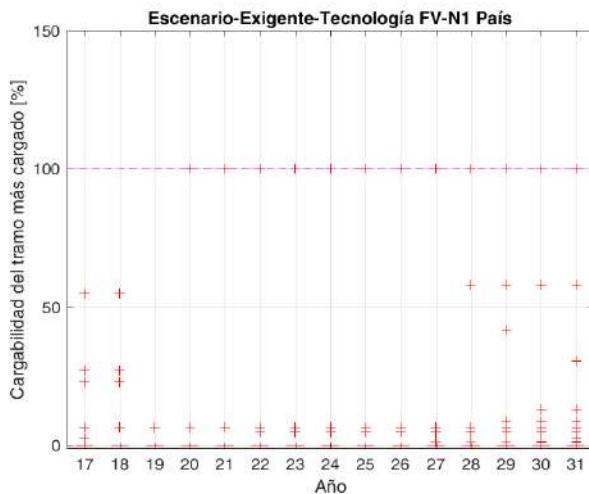
- La línea púrpura que indica el umbral de este indicador no se muestra en esta figura pues corresponde al eje horizontal de la gráfica, por lo cual, cualquier valor que supere el 0 es una señal de alarma por parte del indicador.
- Se evidencian problemas de tensión para los nodos usuarios a nivel de tensión 1 en algunas de las redes por penetración de solar fotovoltaica para reparto de carga exigente y uniforme. Estas redes por lo general son aquellas con bajos valores de demanda en el primer año de estudio.

Indicador de seguimiento: Cargabilidad del tramo de red con mayor carga

Tecnología bajo análisis: Solar fotovoltaica

Tipos de análisis:

- Por escenario de penetración con reparto exigente con momento de máxima inyección neta
- Por escenario de penetración con reparto uniforme con momento de máxima inyección neta



Comentarios de los resultados

- La línea en color púrpura corresponde a una cargabilidad del 100% del tramo más cargado para las redes de N1 y para efectos de este estudio se constituye en un referente el cual será motivo alarma si es superado por el indicador.
- No se evidencia problemas de sobrecarga en los tramos de red con sobrecarga más allá del umbral en ninguna red de N1 por penetración de solar fotovoltaica para reparto de carga exigente y uniforme.

7.4.1.2 Vehículos Eléctricos

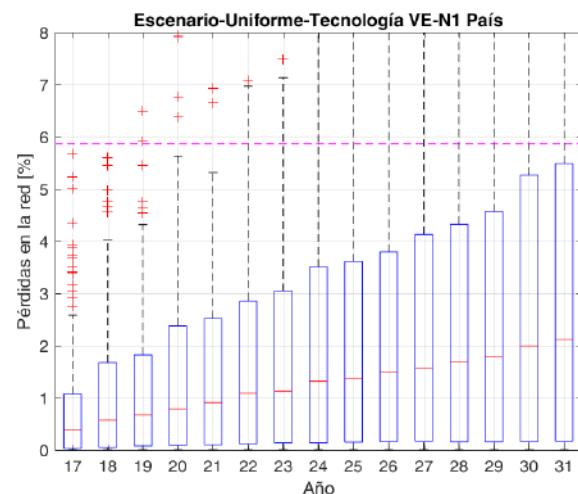
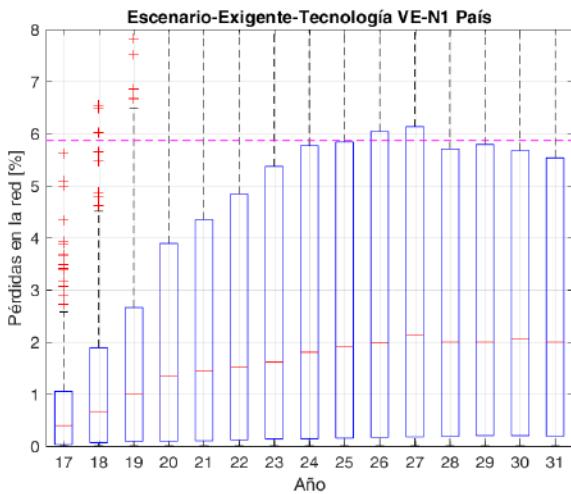
Indicador de seguimiento: Porcentaje de pérdidas de energía

Tecnología bajo análisis: Vehículos eléctricos

Tipos de análisis:

- Por escenario de penetración con reparto exigente con momento de máxima demanda con VE

- Por escenario de penetración con reparto uniforme con momento de máxima demanda con VE



Comentarios de los resultados

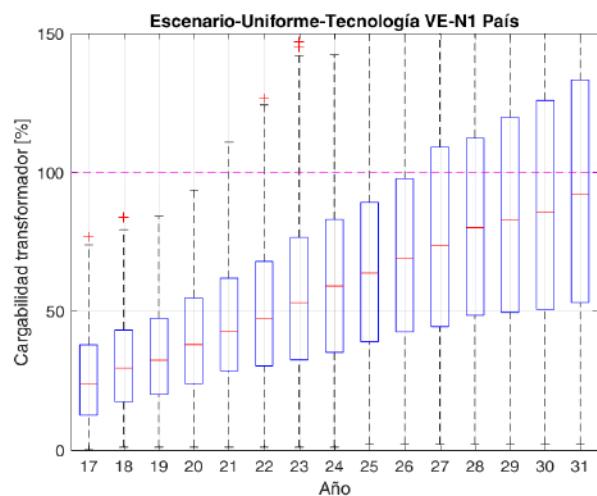
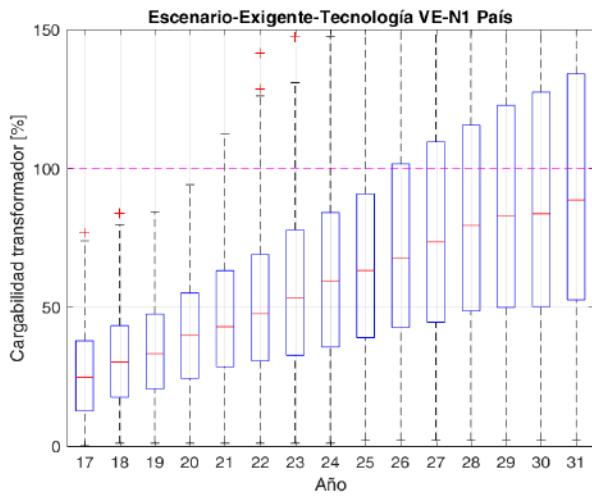
- Se evidencia un incremento de las pérdidas para el reparto exigente y a partir del 2025 el 25% de las redes tendrán pérdidas superiores al umbral.
- No se evidencia pérdidas para un reparto uniforme
- Se evidencia un aumento considerable de las pérdidas cuando se compara las pérdidas por escenarios de penetración de fotovoltaica con la de vehículos eléctricos.

Indicador de seguimiento: Porcentaje de cargabilidad del transformador

Tecnología bajo análisis: Vehículos eléctricos

Tipos de análisis:

- Por escenario de penetración con reparto exigente con momento de máxima demanda con VE
- Por escenario de penetración con reparto uniforme con momento de máxima demanda con VE



Comentarios de los resultados

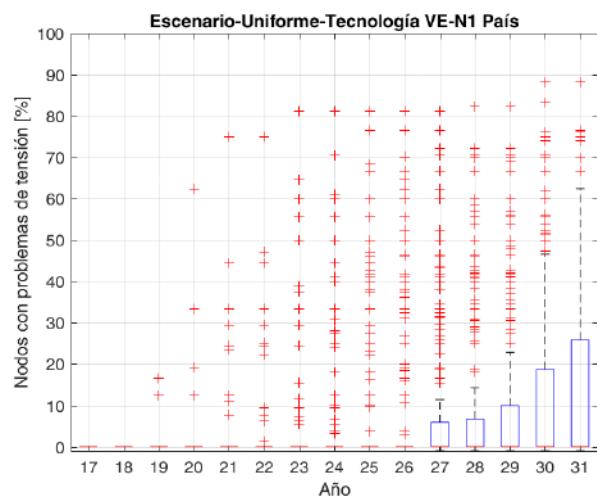
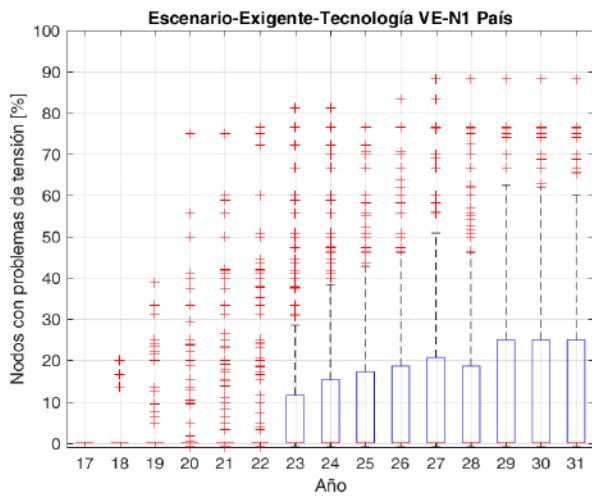
- Se evidencia un aumento de la cargabilidad de los transformadores a través del tiempo.
- Se evidencia que a partir del 2026 más del 25% de los transformadores de nivel 1 empiezan a experimentar problemas de cargabilidad debido a la penetración de vehículos eléctricos.

Indicador de seguimiento: Porcentaje de nodos con problemas de tensión

Tecnología bajo análisis: Vehículos eléctricos

Tipos de análisis:

- Por escenario de penetración con reparto exigente con momento de máxima demanda con VE
- Por escenario de penetración con reparto uniforme con momento de máxima demanda con VE



Comentarios de los resultados

- Se evidencian problemas de tensión para algunos redes a nivel de tensión 1 para ambos repartos de carga.

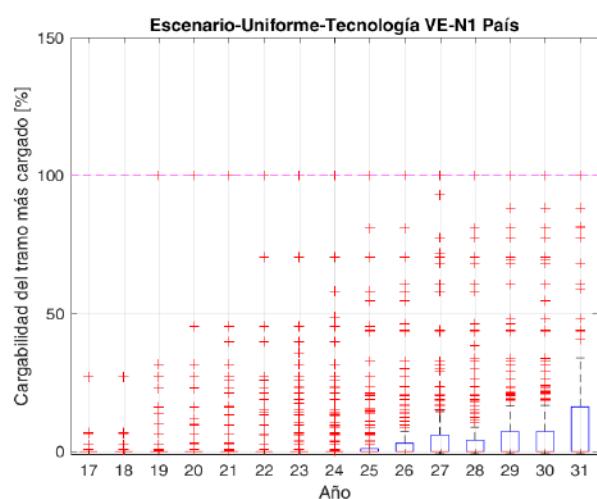
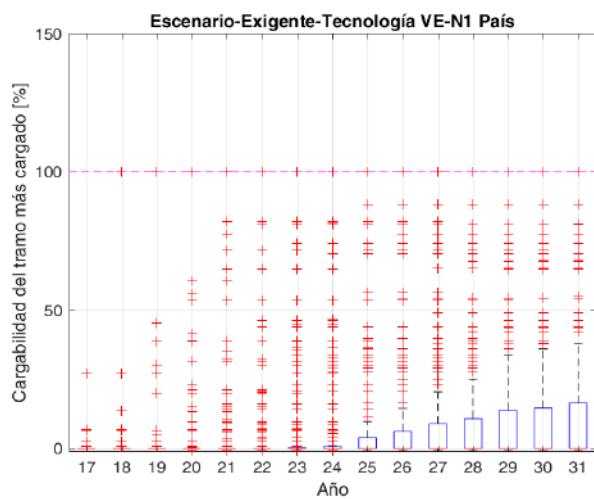
- Los problemas empiezan a ser considerables a partir del 2023 para un reparto exigente y del 2027 para un reparto uniforme.

Indicador de seguimiento: Cargabilidad del tramo de red con mayor carga

Tecnología bajo análisis: Vehículos eléctricos

Tipos de análisis:

- Por escenario de penetración con reparto exigente con momento de máxima demanda con VE
- Por escenario de penetración con reparto uniforme con momento de máxima demanda con VE



Comentarios de los resultados

- No se evidencia problemas de sobrecarga en los tramos de red con cargabilidad más allá del umbral en ninguna red de nivel de tensión 1 por penetración de VE para reparto de carga exigente y uniforme.

7.4.2 Análisis por estrés

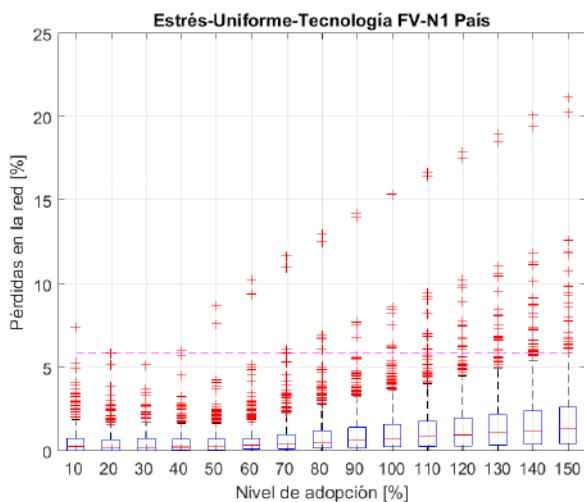
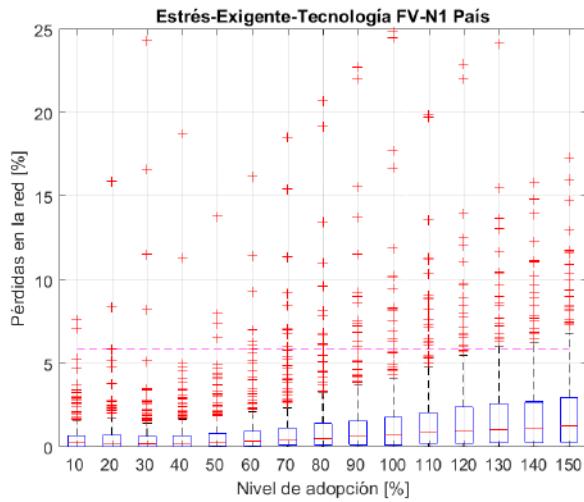
7.4.2.1 Generación fotovoltaica

Indicador de seguimiento: Porcentaje de pérdidas de energía

Tecnología bajo análisis: Solar fotovoltaica

Tipos de análisis:

- Por estrés con reparto exigente con momento de máxima inyección neta
- Por estrés con reparto uniforme con momento de máxima inyección neta



Comentarios de los resultados

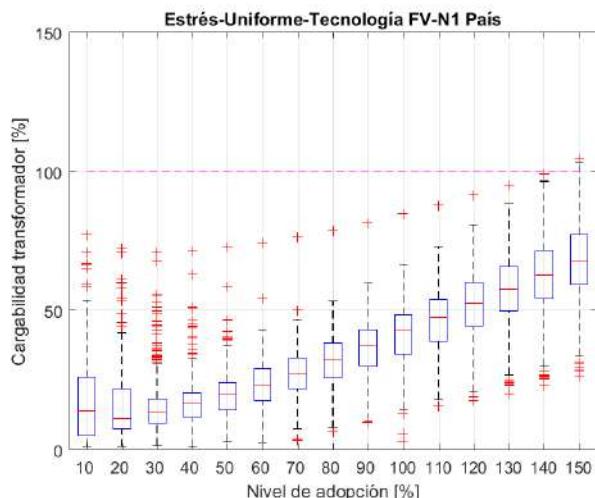
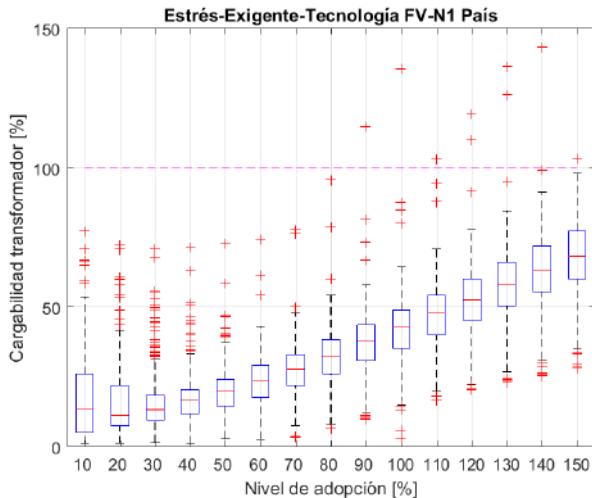
- Se observa que para los primeros valores de adopción las pérdidas disminuyen. Este comportamiento será analizado en detalle en el capítulo 0.
- Se observan que algunas redes de N1 experimentan valores superiores al umbral establecido por este estudio.

Indicador de seguimiento: Porcentaje de cargabilidad del transformador

Tecnología bajo análisis: Solar fotovoltaica

Tipos de análisis:

- Por estrés con reparto exigente con momento de máxima inyección neta
- Por estrés con reparto uniforme con momento de máxima inyección neta



Comentarios de los resultados

- Se observa una disminución de la cargabilidad para los primeros niveles de adopción. Este comportamiento será analizado en detalle en el capítulo 0.

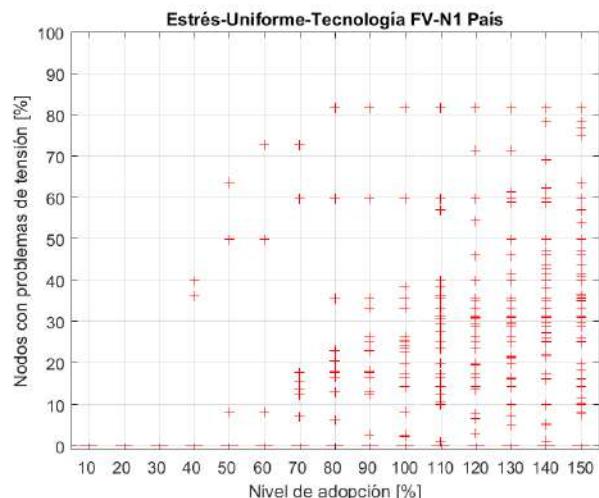
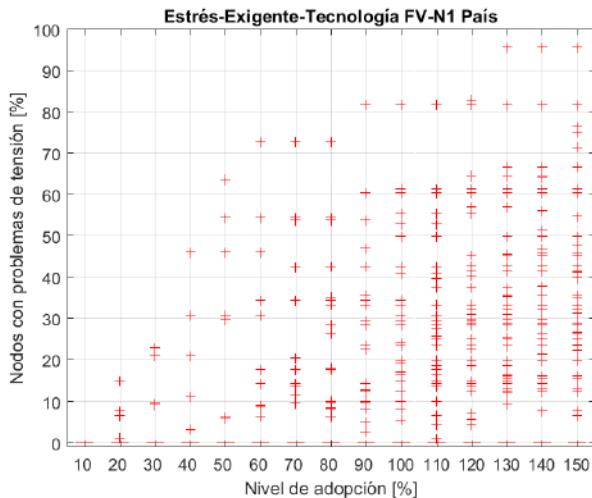
- No se evidencia cargabilidad superiores al valor umbral para la mayoría de los transformadores de N1.

Indicador de seguimiento: Porcentaje de nodos con problemas de tensión

Tecnología bajo análisis: Solar fotovoltaica

Tipos de análisis:

- Por estrés con reparto exigente con momento de máxima inyección neta
- Por estrés con reparto uniforme con momento de máxima inyección neta



Comentarios de los resultados

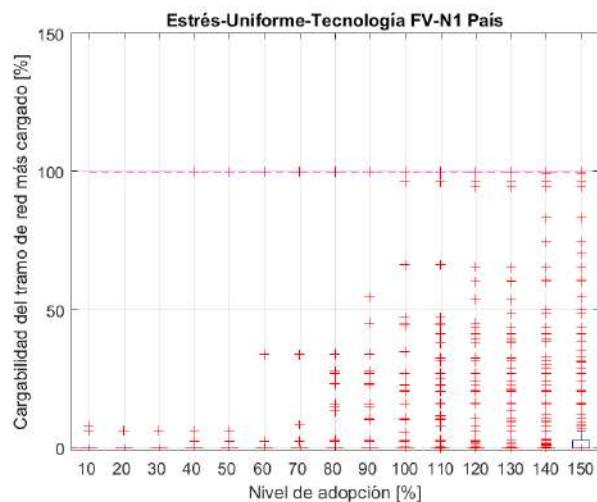
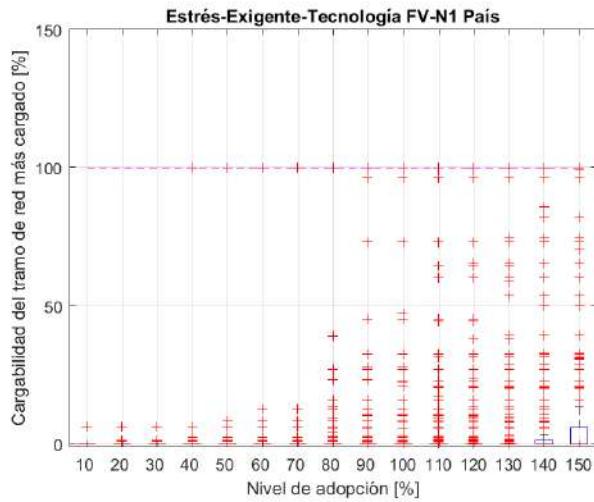
- Se evidencia incrementos de los problemas de tensión en los nodos de las distintas redes de N1 a medida que el nivel de adopción aumenta; aunque no es un fenómeno generalizado debido a que no se muestran las cajas del boxplot.
- Se evidencia que para niveles bajos de adopción solo algunas redes experimentan problemas de tensión.

Indicador de seguimiento: Cargabilidad del tramo de red con mayor carga

Tecnología bajo análisis: Solar fotovoltaica

Tipos de análisis:

- Por estrés con reparto exigente con momento de máxima inyección neta
- Por estrés con reparto uniforme con momento de máxima inyección neta



Comentarios de los resultados

- No se evidencia problemas de sobrecarga en los tramos de red en ninguna red de N1 para ningún nivel de adopción por penetración de fotovoltaica.

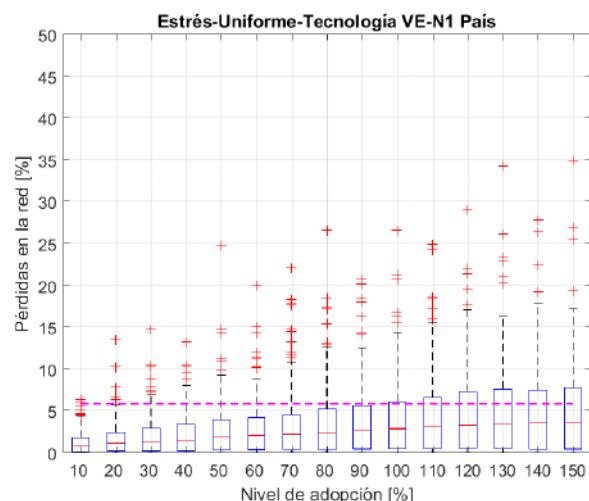
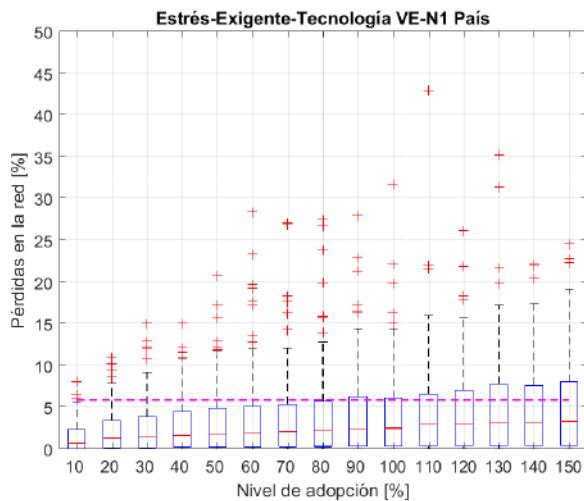
7.4.2.2 Vehículos eléctricos

Indicador de seguimiento: Porcentaje de pérdidas de energía

Tecnología bajo análisis: Vehículos eléctricos

Tipos de análisis:

- Por estrés con reparto exigente con momento de máxima demanda con VE
- Por estrés con reparto uniforme con momento de máxima demanda con VE



Comentarios de los resultados

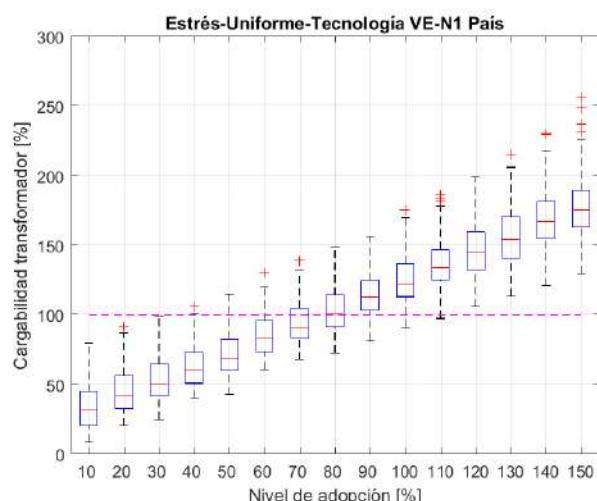
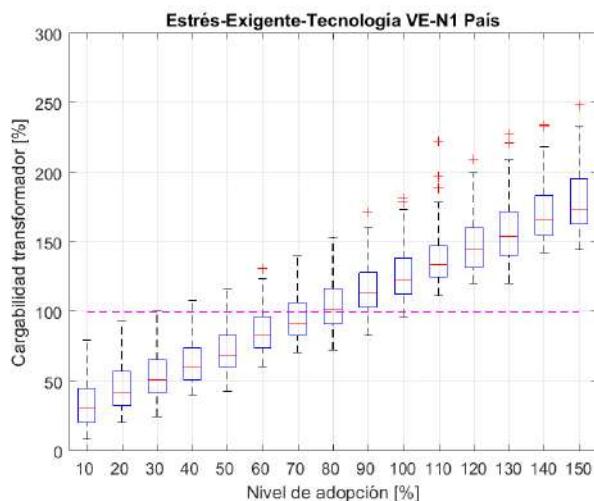
- Se evidencia que para niveles de adopción por encima del 100% de VE más del 25% de las redes de nivel 1 superan el valor umbral definido por este estudio y establecido como el promedio de pérdidas reconocidas a nivel 3 más una desviación estándar.
- Para los primeros niveles de adopción existen unas pocas redes que presentan pérdidas superiores al umbral.

Indicador de seguimiento: Porcentaje de cargabilidad del transformador

Tecnología bajo análisis: Vehículos eléctricos

Tipos de análisis:

- Por estrés con reparto exigente con momento de máxima demanda con VE
- Por estrés con reparto uniforme con momento de máxima demanda con VE



Comentarios de los resultados

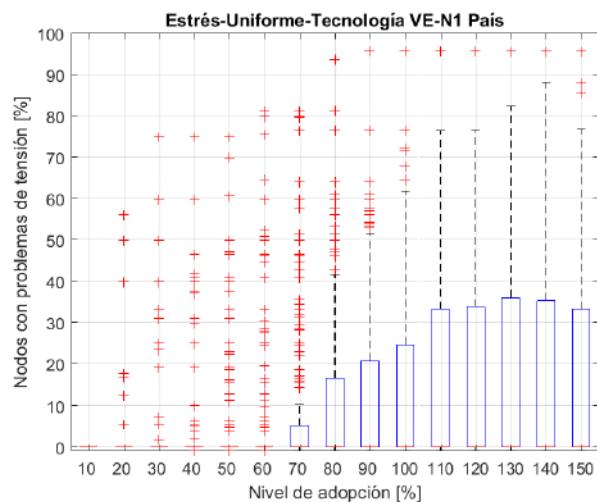
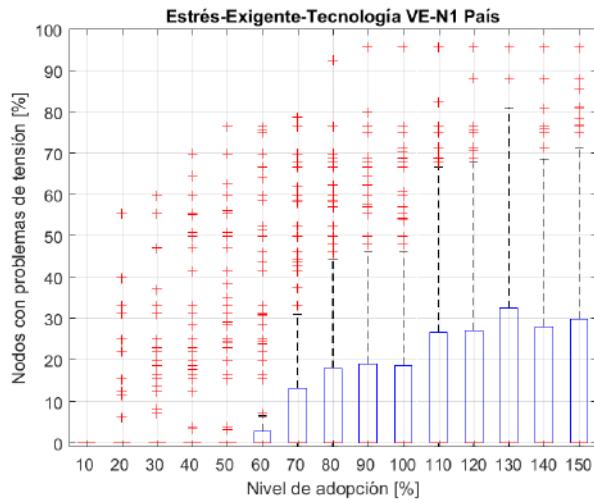
- Se evidencia un incremento de la cargabilidad de los transformadores a través del tiempo para las redes de N1 del país.
- Se evidencia que para niveles de adopción por encima del 90% de VE el 75% las redes de N1 del país experimentan problemas de sobrecarga del transformador para ambos niveles de reparto de carga.

Indicador de seguimiento: Porcentaje de nodos con problemas de tensión

Tecnología bajo análisis: Vehículos eléctricos

Tipos de análisis:

- Por estrés reparto exigente con momento de máxima demanda con VE
- Por estrés reparto uniforme con momento de máxima demanda con VE



Comentarios de los resultados

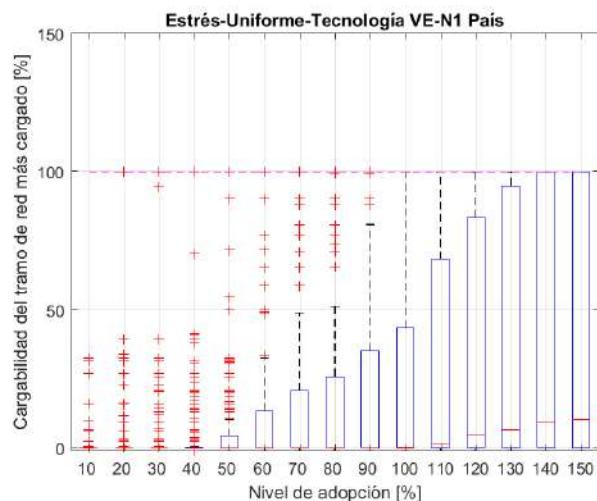
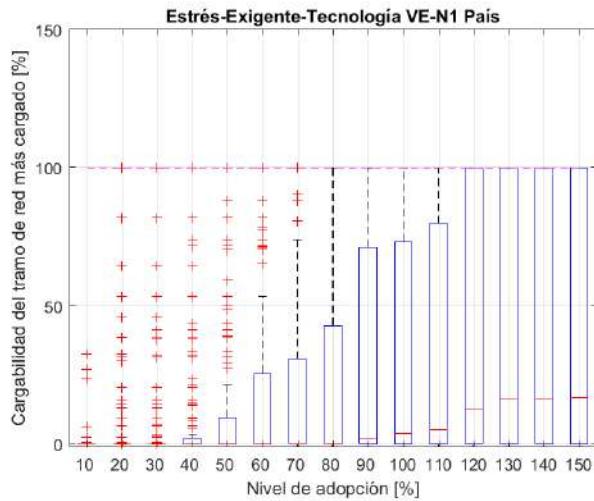
- Se evidencia problemas de tensión en las redes de N1 del país y que empiezan a ser considerable para niveles de adopción superiores al 60%.

Indicador de seguimiento: Cargabilidad del tramo de red con mayor carga

Tecnología bajo análisis: Vehículos eléctricos

Tipos de análisis:

- Por estrés con reparto exigente con momento de máxima demanda con VE
- Por estrés con reparto uniforme con momento de máxima demanda con VE



Comentarios de los resultados

- No se evidencia problemas de tramos de red con sobrecarga para los distintos niveles de adopción de VE en las redes de N2.

7.5 CONSOLIDADO DE RESULTADOS NUMÉRICOS A NIVEL PAÍS

Este sección muestra un consolidado de los resultados numéricos con base en las gráficas de las secciones anteriores y con el fin de contextualizar el año o el porcentaje con el cual se supera un indicador en términos de potencia para la generación fotovoltaica, cantidad de vehículos eléctricos o buses eléctricos, las tablas Tabla 7.2 y Tabla 7.3 indican los valores que alcanzan esas tecnologías al finalizar el año por escenario de penetración o por porcentaje de adopción en los diferentes niveles de tensión respectivamente. Los valores son consolidados a nivel país.

Año	Nivel 1		Nivel 2			Nivel 3	
	Fotovoltaica [MW]	Cantidad de Vehículos Eléctricos	Fotovoltaica [MW]	Cantidad de Vehículos Eléctricos	Fotovoltaica [MW]	Cantidad de Vehículos Eléctricos	Cantidad de Buses Eléctricos
2017	0.4	198	4	718	4	679	16
2018	1.3	664	21	5,180	22	4,903	78
2019	2.2	1,167	36	9,640	38	9,126	138
2020	3.1	1,663	52	14,100	54	13,349	200
2021	4.0	2,153	67	18,560	69	17,571	264
2022	4.9	2,659	82	23,020	84	21,794	324
2023	5.7	3,146	96	27,481	100	26,018	386
2024	6.6	3,670	111	31,939	114	30,240	448
2025	7.5	4,150	125	36,399	129	34,462	510
2026	8.4	4,645	140	40,859	144	38,685	572
2027	9.3	5,141	154	45,322	158	42,910	634
2028	10.1	5,642	168	49,780	172	47,131	694
2029	11.0	6,135	182	54,241	186	51,354	758
2030	11.8	6,629	195	58,701	199	55,577	818
2031	12.7	7,057	209	63,162	213	59,800	882

Tabla 7.2 Valor de penetración en MW para fotovoltaica, cantidad de vehículos, y buses eléctricos al finalizar el año por escenario de penetración. Consolidado país.

De la Tabla 7.2 los valores en MW de la tecnología fotovoltaica se determinan a partir de la sumatoria de la potencia a ser simulada en cada uno de los circuitos de los diferentes niveles de tensión; valores que se obtiene siguiendo la metodología de escalamiento del anexo 6. El primer año corresponde al caso base obtenido a partir del levantamiento de información realizado por este estudio y la cantidad de buses eléctricos es un supuesto que se establece en donde -para ese año- la cantidad de buses tiene un consumo igual al de vehículos eléctricos.

Con la consideración anterior, de la Tabla 7.2 y tomando por ejemplo el caso para el nivel 1, se puede indicar que al finalizar el año 2019, se estima que la muestra de la redes disponibles para simulación a ese nivel de tensión tendrán un total de 2.2 MW de fotovoltaica instalados y 1,167 vehículos eléctricos.

Porcentaje de adopción	Nivel 1		Nivel 2		Nivel 3		
	Fotovoltaica [MW]	Cantidad de Vehículos Eléctricos	Fotovoltaica [MW]	Cantidad de Vehículos Eléctricos	Fotovoltaica [MW]	Cantidad de Vehículos Eléctricos	Cantidad de Buses Eléctricos
10%	2.4	1,502	303	215,372	250	185,903	2,729
20%	4.8	3,093	606	430,742	500	371,809	5,466
30%	7.1	4,606	909	646,116	750	557,712	8,194
40%	9.5	6,130	1,212	861,474	1,000	743,609	10,922
50%	11.9	7,618	1,515	1,076,859	1,250	929,519	13,634
60%	14.3	9,226	1,818	1,292,230	1,500	1,115,418	16,373
70%	16.6	10,704	2,121	1,507,584	1,751	1,301,319	19,101
80%	19.0	12,248	2,424	1,722,960	2,001	1,487,219	21,828
90%	21.4	13,800	2,726	1,938,353	2,251	1,673,143	24,555
100%	23.8	15,309	3,029	2,153,700	2,501	1,859,027	27,288
110%	26.2	16,845	3,332	2,369,071	2,751	2,044,929	30,013
120%	28.5	18,370	3,635	2,584,442	3,001	2,230,835	32,742
130%	30.9	19,898	3,938	2,799,812	3,251	2,416,737	35,465
140%	33.3	21,434	4,241	3,015,183	3,501	2,602,650	38,194
150%	35.7	22,960	4,544	3,230,557	3,751	2,788,546	40,922

Tabla 7.3 Valor de penetración en MW para fotovoltaica, cantidad de vehículos, y buses eléctricos para los distintos valores de adopción. Consolidado país.

De la tabla anterior los valores en MW de las tecnología fotovoltaica corresponden a la sumatoria de la potencia a ser simulada en cada uno de los circuitos de los diferentes niveles de tensión. De esa manera, por ejemplo, para un nivel de adopción del 20%, se tendrá en las redes de nivel de tensión 1 un total de 4.8 MW de fotovoltaica instalados y 3,093 vehículos eléctricos. Esto es, cada red de N1 tendrá un 20% de penetración de fotovoltaica o de vehículos eléctricos que cuando son agregados corresponden al valor de la tabla.

Por último, es importante advertir que los resultados de los análisis por percentiles que se muestran a continuación no son comparables por escenario de adopción o por estrés en el sentido que un valor de MW consolidado a nivel país y que sea igual en ambos casos conducen a resultados diferentes pues ese valor cuando es repartido a cada uno de los circuitos del nivel bajo estudio es distinto.

7.5.1 Análisis con percentil 75

La Tabla 7.4 sintetiza los resultados que se reportan en las secciones 7.2, 7.3 y 7.4 por escenario de penetración para las tecnologías fotovoltaica y vehículos eléctricos. En ella se indica en qué momento del periodo de análisis más del 25% de los circuitos de la muestra de los diferentes niveles superan el umbral establecido por el indicador. Para este tipo de análisis, se ubica el percentil 75 de

los datos y se determina el momento de cruce. La celda se marca con un “No” en caso de no superar el umbral o de lo contrario, se señala el año a partir del cual se comienza a cruzar el valor límite.

Fotovoltaica						
Indicador de seguimiento	Nivel 3		Nivel 2		Nivel 1	
	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme
Porcentaje de pérdidas	No	No	No	No	No	No
Porcentaje de cargabilidad transformador	No	No	No	No	No	No
Porcentaje de nodos con problemas de tensión	No	No	No	No	No	No
Porcentaje de cargabilidad del tramo más cargado	No	No	No	No	No	No

Vehículos eléctricos						
Indicador de seguimiento	Nivel 3		Nivel 2		Nivel 1	
	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme
Porcentaje de pérdidas	No	No	2021	2021	No	No
Porcentaje de cargabilidad transformador	No	No	2028	2028	2026	2027
Porcentaje de nodos con problemas de tensión	No	No	No	No	2023	2027
Porcentaje de cargabilidad del tramo más cargado	No	No	No	No	No	No

Tabla 7.4 Consolidado de los resultados por escenario de penetración.

Por otro lado, la Tabla 7.5 consolida los resultados por estrés en donde se señala a partir de que valor de penetración más del 25% de los circuitos de la muestra de cada nivel *superan* los umbrales de los indicadores.

Fotovoltaica						
Indicador de seguimiento	Nivel 3		Nivel 2		Nivel 1	
	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme
Porcentaje de pérdidas	100	100	50	50	No	No
Porcentaje de cargabilidad transformador	No	No	No	No	No	No
Porcentaje de nodos con problemas de tensión	No	No	100	130	No	No
Porcentaje de cargabilidad del tramo más cargado	No	No	No	No	No	No

Vehículos eléctricos						
Indicador de seguimiento	Nivel 3		Nivel 2		Nivel 1	
	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme
Porcentaje de pérdidas	50	50	20	20	80	100

Porcentaje de cargabilidad transformador	90	90	80	80	60	60
Porcentaje de nodos con problemas de tensión	No	No	40	40	60	70
Porcentaje de cargabilidad del tramo más cargado	No	No	No	No	No	No

Tabla 7.5 Consolidado de los resultados por estrés.

De la tabla anterior, por ejemplo, se observa que a partir de un 50% de penetración más del 25% de las redes de nivel de tensión 3 superan el umbral de pérdidas independientemente del reparto de la generación fotovoltaica dentro del sistema. O de forma equivalente, y utilizando los valores de la Tabla 7.3 se puede indicar que para una penetración mayor a 1,250 MW más del 25% de las redes de nivel 3 empiezan a tener problemas de pérdidas.

7.5.2 Análisis con percentil 95

La Tabla 7.6 sintetiza los resultados que se reportan en las secciones 7.2, 7.3 y 7.4 por escenario de penetración para las tecnologías fotovoltaica y vehículos eléctricos. En ella se indica en qué momento del periodo de análisis más del 5% de los circuitos de la muestra de los diferentes niveles *superan* el umbral establecido por el indicador. Para este tipo de análisis, se calcula el percentil 95 de los datos y se establece el momento de cruce del umbral. La celda se marca con un “No” en caso de no superar el umbral o de lo contrario, se señala el año a partir del cual se comienza a cruzar el valor límite.

Fotovoltaica						
Indicador de seguimiento	Nivel 3		Nivel 2		Nivel 1	
	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme
Porcentaje de pérdidas	No	No	No	No	No	No
Porcentaje de cargabilidad transformador	No	No	No	No	No	No
Porcentaje de nodos con problemas de tensión	No	No	No	No	No	No
Porcentaje de cargabilidad del tramo más cargado	No	No	No	No	No	No

Vehículos eléctricos						
Indicador de seguimiento	Nivel 3		Nivel 2		Nivel 1	
	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme
Porcentaje de pérdidas	2022	2022	2017	2017	2019	2023
Porcentaje de cargabilidad transformador	2028	No	2019	2019	2022	2022
Porcentaje de nodos con problemas de tensión	No	No	2017	2017	2019	2022

Porcentaje de cargabilidad del tramo más cargado	No	No	No	No	2020	2021
--	----	----	----	----	------	------

Tabla 7.6 Consolidado de los resultados por escenario de penetración.

La Tabla 7.7 consolida los resultados por estrés en donde se señala a partir de que valor de penetración más del 5% de los circuitos de la muestra de cada nivel *superan* los umbrales de los indicadores.

Fotovoltaica						
Indicador de seguimiento	Nivel 3		Nivel 2		Nivel 1	
	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme
Porcentaje de pérdidas	60	60	40	40	No	No
Porcentaje de cargabilidad transformador	140	140	150	150	No	No
Porcentaje de nodos con problemas de tensión	120	110	30	30	50	80
Porcentaje de cargabilidad del tramo más cargado	No	70	No	No	100	100

Vehículos eléctricos						
Indicador de seguimiento	Nivel 3		Nivel 2		Nivel 1	
	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme
Porcentaje de pérdidas	40	40	20	20	40	80
Porcentaje de cargabilidad transformador	90	90	70	70	40	40
Porcentaje de nodos con problemas de tensión	50	50	20	20	10	10
Porcentaje de cargabilidad del tramo más cargado	30	30	No	No	20	20

Tabla 7.7 Consolidado de los resultados por estrés.

7.5.3 Análisis con percentil 98

La Tabla 7.8 sintetiza los resultados que se reportan en las secciones 7.2, 7.3 y 7.4 por escenario de penetración para las tecnologías fotovoltaica y vehículos eléctricos. En ella se indica en que momento del periodo de análisis más del 2% de los circuitos de la muestra de los diferentes niveles *superan* el umbral establecido por el indicador. Para este tipo de análisis, se ubica el percentil 98 de los datos y se determina el momento de cruce. La celda se marca con un “No” en caso de no superar el umbral o de lo contrario, se señala el año a partir del cual se comienza a cruzar el valor límite.

Fotovoltaica						
Indicador de seguimiento	Nivel 3		Nivel 2		Nivel 1	
	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme

ESTUDIO CREG DE INDICADORES DE SEGUIMIENTO DE GD Y AG
 UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
 CENTRO DE ENERGÍA DE LA UNIVERSIDAD DE CHILE

Porcentaje de pérdidas	No	No	2017	2017	2028	2031
Porcentaje de cargabilidad transformador	No	No	No	No	2024	2024
Porcentaje de nodos con problemas de tensión	No	No	No	2031	2026	2027
Porcentaje de cargabilidad del tramo más cargado	No	No	No	No	2029	2031

Vehículos eléctricos						
Indicador de seguimiento	Nivel 3		Nivel 2		Nivel 1	
	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme
Porcentaje de pérdidas	2022	2022	2017	2017	2018	2022
Porcentaje de cargabilidad transformador	2027	2030	2019	2019	2021	2021
Porcentaje de nodos con problemas de tensión	No	No	2017	2017	2019	2020
Porcentaje de cargabilidad del tramo más cargado	No	No	No	No	2019	2020

Tabla 7.8 Consolidado de los resultados por escenario de penetración.

La Tabla 7.9 consolida los resultados por estrés en donde se señala a partir de que valor de penetración más del 2% de los circuitos de la muestra de cada nivel *superan* los umbrales de los indicadores.

Fotovoltaica						
Indicador de seguimiento	Nivel 3		Nivel 2		Nivel 1	
	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme
Porcentaje de pérdidas	50	50	30	30	No	No
Porcentaje de cargabilidad transformador	140	140	140	140	No	No
Porcentaje de nodos con problemas de tensión	30	40	20	20	20	30
Porcentaje de cargabilidad del tramo más cargado	No	70	No	No	90	90

Vehículos eléctricos						
Indicador de seguimiento	Nivel 3		Nivel 2		Nivel 1	
	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme
Porcentaje de pérdidas	40	40	20	20	20	70
Porcentaje de cargabilidad transformador	90	90	50	50	20	30
Porcentaje de nodos con problemas de tensión	30	30	10	10	10	10
Porcentaje de cargabilidad del tramo más cargado	30	30	No	No	20	10

Tabla 7.9 Consolidado de los resultados por estrés.

7.5.4 Análisis de beneficios con percentil del 25%

Por último, la Tabla 7.10 consolida los resultados para el caso de los beneficio de la integración en donde se muestra si más del 25% de las redes superan el umbral y si el comportamiento de las gráficas tiene un punto de inflexión en donde a futuro -por escenarios de penetración- o con mayores niveles de integración el umbral del indicador podría ser superado. Cada celda de la tabla responde a las siguientes dos preguntas:

- ¿es superado el indicador por más del 25% de las redes?
- ¿existe punto de inflexión?

Fotovoltaica – escenario de penetración						
Indicador de seguimiento	Nivel 3		Nivel 2		Nivel 1	
	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme
Porcentaje de pérdidas	No/No	No/No	No/No	No/No	No/si (2026)	No/si (2028)
Porcentaje de cargabilidad transformador	No/No	No/No	No/No	No/No	No/No	No/No

Fotovoltaica - estrés						
Indicador de seguimiento	Nivel 3		Nivel 2		Nivel 1	
	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme
Porcentaje de pérdidas	No/Si (20%)	No/Si (30%)	No/Si (20%)	No/Si (30%)	No/Si (40%)	No/Si
Porcentaje de cargabilidad transformador	No/ Si (30%)	No/ Si (30%)	No/ Si (20%)	No/ Si (20%)	No/ Si (30%)	No/ Si (30%)

Tabla 7.10 Consolidado de los resultados por escenario de penetración y estrés.

7.6 CONSOLIDADO DE RESULTADOS POR OPERADORES DE RED

Los resultados numéricos para los distintos operadores de red se encuentran anexos en el documento “Anexo_Resultados_OR.pdf” que se adjunta a este informe. La siguientes tablas consolidan los resultados de ese documento y son construidas con base en el percentil 95; esto es, los valores de las tablas se construyen bajo el criterio de cuando más del 5% de las redes del operador excede los umbrales del indicador.

7.6.1 Análisis por OR por escenarios de penetración con percentil del 95

La Tabla 7.11 muestra el consolidado por escenarios de penetración según la propuesta de adopción regional indicada en la sección 3.2 y con la metodología de escalamiento del anexo 6. Para la presentación de los resultados se manejan las siguientes convenciones: 1) “NA” significa No Aplica

y se utiliza cuando el OR no proporcionó suficiente información para realizar los análisis computacionales o cuando el escenario de adopción no contiene la tecnología por lo que no existen resultados numéricos por escenario o por nivel de estrés para ser reportados, 2) "No" significa que el indicador no supera el umbral debido a la integración según el escenario de penetración, y 3) el valor en una celda significa que a partir de ese año el escenario de penetración supera el umbral del indicador. El color verde se utiliza para resaltar las celdas del nivel 1 y el azul para el caso de nivel 2 en los casos en donde el umbral es superado.

De la Tabla 7.11 se puede concluir:

1. Para el nivel de tensión 3 ningún escenario de penetración regional para ningún OR supera el indicador de seguimiento.
2. Tres OR no presentan problemas con los indicadores en el sentido que su escenario de penetración no supera ninguno umbral del indicador durante el horizonte de tiempo del escenario.
3. Los operadores de red 7, 12, 21 y 22 presenta dificultades en los niveles de tensión 1, esto en el sentido que en algún momento de la integración el indicador supera el umbral.
4. Las redes de nivel de tensión 2 evidencian una activación temprana de los indicadores.

7.6.2 Análisis por OR por estrés

Las Tabla 7.12 y Tabla 7.13 muestran los consolidados por nivel de adopción -o estrés- para los diferentes OR para la tecnología fotovoltaica y vehículos eléctricos respectivamente. Las tablas conservan las mismas convenciones de la anterior excepto que el valor de la celda corresponde al nivel de adopción -no el año- a partir del cual el indicador es superado por el umbral. Para esas tablas, el color naranja se utiliza para señalar en que momento se supera el umbral en nivel 3.

De la Tabla 7.12 -fotovoltaica- se puede concluir:

- El nivel más bajo de integración fotovoltaica para el nivel de tensión 1 que causa que por lo menos un indicador supere el umbral es del 10%. Esa situación se presenta para cuatro OR y únicamente para el indicador asociado a problemas de tensión.
- Si se ignora la observación anterior, se puede concluir que las redes de nivel 1 tiene suficiente capacidad para integrar tecnología fotovoltaica pues los problemas -establecidos como en el momento en que el 5% de las redes superen el valor del umbral- es del 40%.
- El valor de integración más bajo para fotovoltaica para el nivel de tensión 2 que causa que un indicador supere el umbral es del 10%. Esa situación se presenta para un OR y con un indicador de seguimiento.
- EL nivel más bajo de integración fotovoltaica para el nivel de tensión 3 que causa que un indicador supere el umbral es del 40% y que se presenta para un OR. Esto indica una buena capacidad para integrar fotovoltaica.

Por otro lado, de la Tabla 7.13 -vehículos eléctricos- se puede concluir:

- El nivel más bajo de integración de vehículos eléctricos para el nivel de tensión 1 que causa que por lo menos un indicador supere el umbral es del 10%. Esa situación se presenta para varios OR y con todos los indicadores de seguimiento.
- El valor más bajo de integración vehicular para el nivel de tensión 2 que causa que un indicador supere el umbral es del 10%. Esa situación se presenta para dos OR y con dos indicadores de seguimiento. Un mayor análisis de esta circunstancia permite concluir que son tres redes de esos dos operadores que en su caso base presentan problemas con los indicadores por lo cual frente al menor nivel de adopción -del 10%- el problema persiste.
- El valor más bajo de integración vehicular para el nivel de tensión 3 que causa que un indicador supere el umbral es del 30% y se presenta para un OR. Esto indica una buena capacidad para integrar vehículos eléctricos a ese nivel de tensión.

ESTUDIO CREG DE INDICADORES DE SEGUIMIENTO DE GD Y AG
 UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
 CENTRO DE ENERGÍA DE LA UNIVERSIDAD DE CHILE

OR	Porcentaje de pérdidas de energía						Porcentaje de cargabilidad del transformador						Porcentaje de nodos con problemas de tensión						Porcentaje de cargabilidad del tramo de red más cargado					
	N1		N2		N3		N1		N2		N3		N1		N2		N3		N1		N2		N3	
	Uniforme	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme	Exigente
OR1	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
OR2	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
OR3	No	2026	2017	2017	No	No	2026	2026	No	No	No	No	2024	2021	2020	2019	No	No	2024	2023	No	No	No	No
OR4	No	No	NA	NA	No	No	No	No	NA	NA	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	NA	NA	No
OR5	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	2029	2029	No	No	No
OR6	No	No	No	No	NA	NA	No	No	No	No	NA	NA	No	No	No	No	NA	NA	NA	2031	No	No	No	NA
OR7	2027	2021	NA	NA	NA	NA	2028	2028	NA	NA	NA	NA	2024	2018	NA	NA	NA	NA	NA	2026	2021	NA	NA	NA
OR8	No	No	2019	2019	No	No	2028	2028	2019	2019	No	No	No	2024	2024	2019	2019	No	No	2027	2026	No	No	No
OR9	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
OR10	No	2018	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	2021	No	No	No	No	No	No	No	No	No
OR11	2025	2021	NA	NA	NA	NA	No	No	NA	NA	NA	NA	2021	2020	NA	NA	NA	NA	NA	2023	2021	NA	NA	NA
OR12	2020	2019	NA	NA	NA	NA	2030	2030	NA	NA	NA	NA	2019	2018	NA	NA	NA	NA	NA	2026	2024	NA	NA	NA
OR13	NA	NA	2017	2017	No	No	NA	NA	No	No	No	No	NA	NA	2017	2017	No	No	NA	NA	No	No	No	No
OR14	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
OR15	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
OR16	2017	2017	2017	2017	NA	NA	2030	2030	No	No	NA	NA	2023	2023	2023	2025	NA	NA	2023	2028	No	No	NA	NA
OR17	No	No	NA	NA	NA	NA	No	No	NA	NA	NA	NA	No	No	NA	NA	NA	NA	No	No	NA	NA	NA	NA
OR18	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
OR19	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
OR20	No	No	2018	2018	No	No	No	No	2022	2022	No	No	2030	2022	2019	2019	No	No	2026	2022	No	No	No	No
OR21	2025	2026	No	No	NA	NA	2022	2022	No	No	NA	NA	2023	2023	No	No	NA	NA	2019	2019	No	No	NA	NA
OR22	2025	2019	No	No	NA	NA	2021	2021	No	No	NA	NA	2019	2019	No	No	NA	NA	2021	2020	No	No	NA	NA
OR23	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No
OR24	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
OR25	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
OR26	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
OR27	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
OR28	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA

Tabla 7.11 Consolidado por escenario de penetración para los OR para un percentil del 95%

	Porcentaje de pérdidas de energía						Porcentaje de cargabilidad del transformador						Porcentaje de nodos con problemas de tensión						Porcentaje de cargabilidad del tramo de red más cargado								
	N1			N2			N3			N1			N2			N3			N1			N2			N3		
	Uniforme	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme	Exigente	
OR1	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
OR2	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
OR3	No	No	40	50	80	100	No	No	No	No	No	No	No	No	140	90	60	60	No	No	No	No	No	No	No	No	No
OR4	150	130	NA	NA	50	50	No	No	NA	NA	No	No	150	10	10	NA	NA	110	130	120	110	NA	NA	NA	No	No	
OR5	No	No	60	70	NA	NA	No	No	No	No	NA	NA	NA	NA	120	130	50	90	NA	NA	110	130	No	No	NA	NA	NA
OR6	No	No	NA	NA	NA	NA	No	No	NA	NA	NA	NA	NA	NA	130	130	NA	NA	NA	NA	No	No	NA	NA	NA	NA	
OR7	No	80	NA	NA	NA	NA	No	No	NA	NA	NA	NA	NA	NA	40	10	NA	NA	NA	NA	150	50	NA	NA	NA	NA	
OR8	No	No	50	60	100	No	No	No	No	No	No	No	No	No	110	100	40	60	No	No	90	90	No	No	No	No	No
OR9	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
OR10	130	70	30	20	NA	NA	150	No	150	150	NA	NA	NA	NA	10	10	10	10	NA	NA	130	100	No	No	NA	NA	
OR11	130	20	NA	NA	NA	NA	No	110	NA	NA	NA	NA	NA	NA	100	20	NA	NA	NA	NA	120	20	NA	NA	NA	NA	
OR12	No	No	NA	NA	NA	NA	No	No	NA	NA	NA	NA	NA	NA	50	80	NA	NA	NA	NA	No	No	NA	NA	NA	NA	
OR13	NA	NA	40	90	50	40	NA	NA	130	130	130	130	NA	NA	30	30	40	30	NA	NA	No	No	No	No	No	No	
OR14	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
OR15	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
OR16	No	No	20	20	NA	NA	No	No	No	No	NA	NA	NA	NA	10	10	20	30	NA	NA	120	No	No	No	NA	NA	
OR17	No	No	NA	NA	NA	NA	No	No	NA	NA	NA	NA	NA	NA	70	60	NA	NA	NA	NA	No	No	NA	NA	NA	NA	
OR18	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
OR19	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
OR20	150	150	30	30	140	150	No	No	No	No	No	No	No	No	100	100	50	60	100	100	80	80	No	No	No	No	
OR21	No	No	NA	NA	NA	NA	No	No	NA	NA	NA	NA	NA	NA	No	No	NA	NA	NA	NA	No	No	NA	NA	NA	NA	
OR22	No	No	NA	NA	NA	NA	No	No	NA	NA	NA	NA	NA	NA	90	40	NA	NA	NA	NA	140	80	NA	NA	NA	NA	
OR23	100	80	40	30	NA	NA	No	No	No	No	NA	NA	NA	NA	70	50	100	100	NA	NA	No	No	No	NA	NA	NA	
OR24	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
OR25	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
OR26	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
OR27	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
OR28	NA	NA	NA	NA	NA	NA	No	No	NA	NA	NA	NA	NA	NA	10	10	NA	NA	NA	NA	NA	140	80	NA	NA	NA	NA

Tabla 7.12 Consolidado para nivel de adopción -estrés- para los OR para un percentil del 95% – tecnología fotovoltaica

Porcentaje de pérdidas de energía						Porcentaje de cargabilidad del transformador						Porcentaje de nodos con problemas de tensión						Porcentaje de cargabilidad del tramo de red más cargado					
	N1	N2	N3		N1	N2	N3		N1	N2	N3		N1	N2	N3		N1	N2	N3		N1	N2	N3
	Uniforme	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme	Exigente	Uniforme	Exigente	
OR1	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
OR2	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
OR3	100	10	10	10	40	40	50	50	50	60	100	100	10	10	10	10	80	80	50	50	No	No	
OR4	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
OR5	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
OR6	40	No	NA	NA	NA	NA	NA	NA	60	60	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	40	40	NA	NA	NA	
OR7	70	20	NA	NA	NA	NA	NA	NA	50	50	NA	NA	NA	NA	10	10	NA	NA	50	40	NA	NA	
OR8	No	No	40	40	50	60	40	40	80	80	80	90	70	10	20	20	80	90	10	10	No	No	No
OR9	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
OR10	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
OR11	30	20	NA	NA	NA	NA	NA	NA	50	50	NA	NA	NA	NA	10	10	NA	NA	10	10	NA	NA	
OR12	60	40	NA	NA	NA	NA	NA	NA	80	80	NA	NA	NA	NA	10	30	NA	NA	30	30	NA	NA	
OR13	NA	NA	20	20	40	40	NA	NA	70	70	100	100	NA	NA	10	10	30	30	NA	NA	No	No	
OR14	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
OR15	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
OR16	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
OR17	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
OR18	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
OR19	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
OR20	10	10	10	10	70	70	10	10	80	80	90	90	10	10	10	10	50	50	10	10	No	No	
OR21	10	10	NA	NA	NA	NA	40	40	NA	NA	NA	NA	10	10	NA	NA	NA	NA	80	80	NA	NA	
OR22	90	20	NA	NA	NA	NA	NA	NA	20	30	NA	NA	NA	NA	10	10	NA	NA	10	10	NA	NA	
OR23	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
OR24	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
OR25	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
OR26	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
OR27	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
OR28	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	

Tabla 7.13 Consolidado para nivel de adopción -estrés- para los OR para un percentil del 95% – tecnología vehículos eléctricos

8 SOLUCIONES QUE MITIGAN LOS EFECTOS DE LOS EVENTOS NO DESEADO

Este capítulo explica la manera como se pueden mitigar los eventos no deseados causados por la penetración de Sistemas Distribuidos de Energía (SDE) y que fueron identificados en el capítulo anterior. La sección 8.1 explica las soluciones que se consideran y que son explicadas a través de un ejemplo en la sección 8.2. Unos comentarios finales se exponen en la sección 8.3.

8.1 CONSIDERACIONES GENERALES

Los eventos no deseados indicados en el capítulo anterior de manera general se pueden mitigar a través de dos conjuntos de estrategias en donde la diferencia entre ellas se origina en que el primer grupo *no requiere la necesidad de instalar nuevos activos* en el sistema mientras que el segundo si *implica nuevos elementos para el sistema o el reemplazo de algunos existentes*. Las estrategias se describen en la Tabla 8.1 y Tabla 8.2 y corresponden a soluciones del tipo “*business as usual*” o clásicas de ingeniería que no involucran el análisis de la implementación de nuevas tecnologías -o tecnologías disruptivas- las cuales también podrían mitigar los impactos no deseados.

Estrategia	Descripción
Reconfiguración (en caso de que existan los elementos para la realización)	Estrategia consisten en determinar una topología con la cual se mejoren las condiciones operativas del sistema
Balanceo de fases	Estrategia que consiste en establecer un reparto de las cargas -especialmente en nivel de tensión 1- de tal manera que el sistema pueda estar cercano a una condición balanceada.
Cambio del valor del cambiador de toma -tap-del transformador	Estrategia consistente en cambiar la posición del cambiador de toma de un transformador (o TAP) cuando el dispositivo tenga esa posibilidad.
Exigencia de mejores factores de potencia en la demanda tal como se exige en la resolución CREG 015 del 2018	Estrategia consistente en exigir el cumplimiento de lo que se establece en la normatividad actual con el fin de disminuir la cantidad de potencia reactiva circulante en el sistema.

Tabla 8.1 Estrategias de mitigación de eventos no deseados – con los activos existentes.

Estrategia	Descripción
Cambio de conductor	Estrategia que consiste en cambiar los tramos del conductor que presenten condiciones de sobrecarga.
Cambio de transformador	Estrategia que consiste en reemplazar el transformador de cabecera del circuito por uno de mayor capacidad cuando este con sobrecarga
Incorporar elementos de control de reactivos	Estrategia consistente en incorporar elementos de control de reactivos.

Tabla 8.2 Estrategias de mitigación de eventos no deseados – con nuevos activos o reemplazo de existentes.

Es preciso señalar que las estrategias de la Tabla 8.1 no requieren de un costo asociado a nuevas inversiones por lo cual en un principio deberían constituirse en la primera opción de estudio. Por el contrario, las que se indican en la Tabla 8.2 *implican inversiones y sus costos se deben estimar según el valor de las unidades constructivas de los STR y SDL* y que se encuentran estipuladas en el capítulo 14 de la resolución CREG 015 del 2018. Los costos de las soluciones de la Tabla 8.2 deben ser analizados caso a caso y según las características de los eventos no deseados que experimente cada circuito de manera particular.

8.2 UN EJEMPLO DE LAS ACCIONES QUE NO IMPLICAN NUEVOS ACTIVOS

Para enfatizar el concepto de las soluciones que no implican nuevos activos indicadas en Tabla 8.1, considere la siguiente red de nivel de tensión 1 y cuyo diagrama unifilar se muestra en la Figura 8.1 en donde las flechas indican usuarios y los círculos son los nodos de la red. Este diagrama unifilar no muestra la disposición geográfica de los nodos o los usuarios.

- Transformador de cabecera de potencia nominal de 75 kVA y con relación de transformación de 13200/240 V.
- Longitud del circuito: 320 metros.
- Número de nodos: 16.
- Número de usuarios: 68.
- Todos los tramos de red contienen dos fases (Fases A y B, y neutro). La conexión de los usuarios está distribuida de la siguiente manera:
 - Usuarios conectados entre las fases A y B: 9.
 - Usuarios conectados a la fase A: 33.
 - Usuarios conectados a la fase B: 26.

Para esta red se mostrará el efecto de las tres primeras acciones sugeridas en Tabla 8.1 a través de los indicadores de seguimiento del capítulo 7. Todas las simulaciones se realizan para el reparto exigente de vehículos eléctricos por cuanto se indicó que es la situación en donde se espera una

mayor cantidad de eventos no deseados y cuando no existe otra tecnología presente en el circuito con la cual se puedan contrarrestar esos efectos.

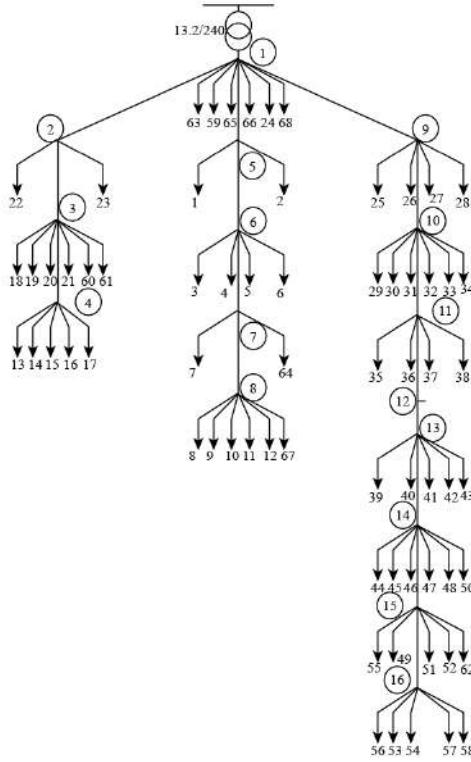


Figura 8.1 Diagrama unifilar de una red de nivel 1.

8.2.1 Efecto de una reconfiguración

Las cinco figuras que componen la Figura 8.2 muestran el efecto de una reconfiguración en donde se realizó una transferencia de los nodos 15 y 16 para que estos sean alimentados desde el nodo 4 a través de una rama cuyas características eléctricas son iguales a las del ramal entre los nodos 14 y 15. Se asume que la red tiene la capacidad de realizar esa transferencia⁸. Para todas las figuras de esta sección, el año 0 corresponde al 2017 y el 15 al 2021. Aunque la cargabilidad del transformador no cambia, se observa una *mejora significativa en los otros indicadores de seguimiento, incluso eliminando por completo algunos problemas*.

⁸ Determinar una topología que contrarreste los efectos negativos es un ejercicio de optimización el cual no se formula en este capítulo por lo cual podría existir otra topología para ese circuito que incluso presenta mejores beneficios a los mostrados en esta sección. Incluso, tampoco es posible la formulación del ejercicio de optimización pues no se conoce la ubicación geográfica de los nodos.

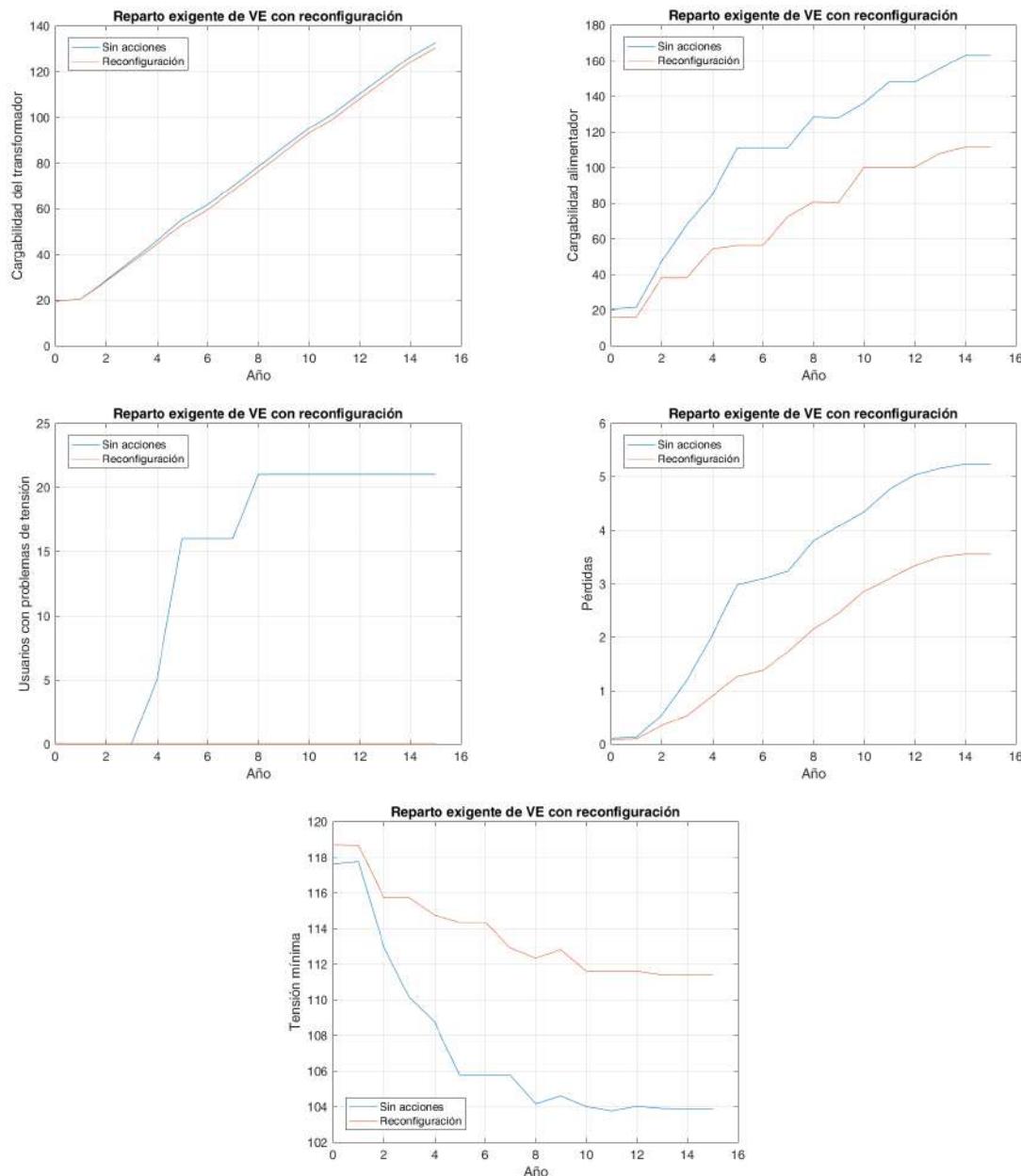


Figura 8.2 Efecto de una reconfiguración

8.2.2 Efecto de un balanceo de fases

La Figura 8.3 muestra el efecto del balanceo de las fases en los diferentes indicadores de seguimiento debido a que el circuito presenta 33 usuarios conectados a la *fase a* y 26 conectados en la *fase b*. El resultado de esta acción si bien es importante en la disminución de los efectos no deseados, no es tan significativo como los que se experimentan por efecto de una reconfiguración.

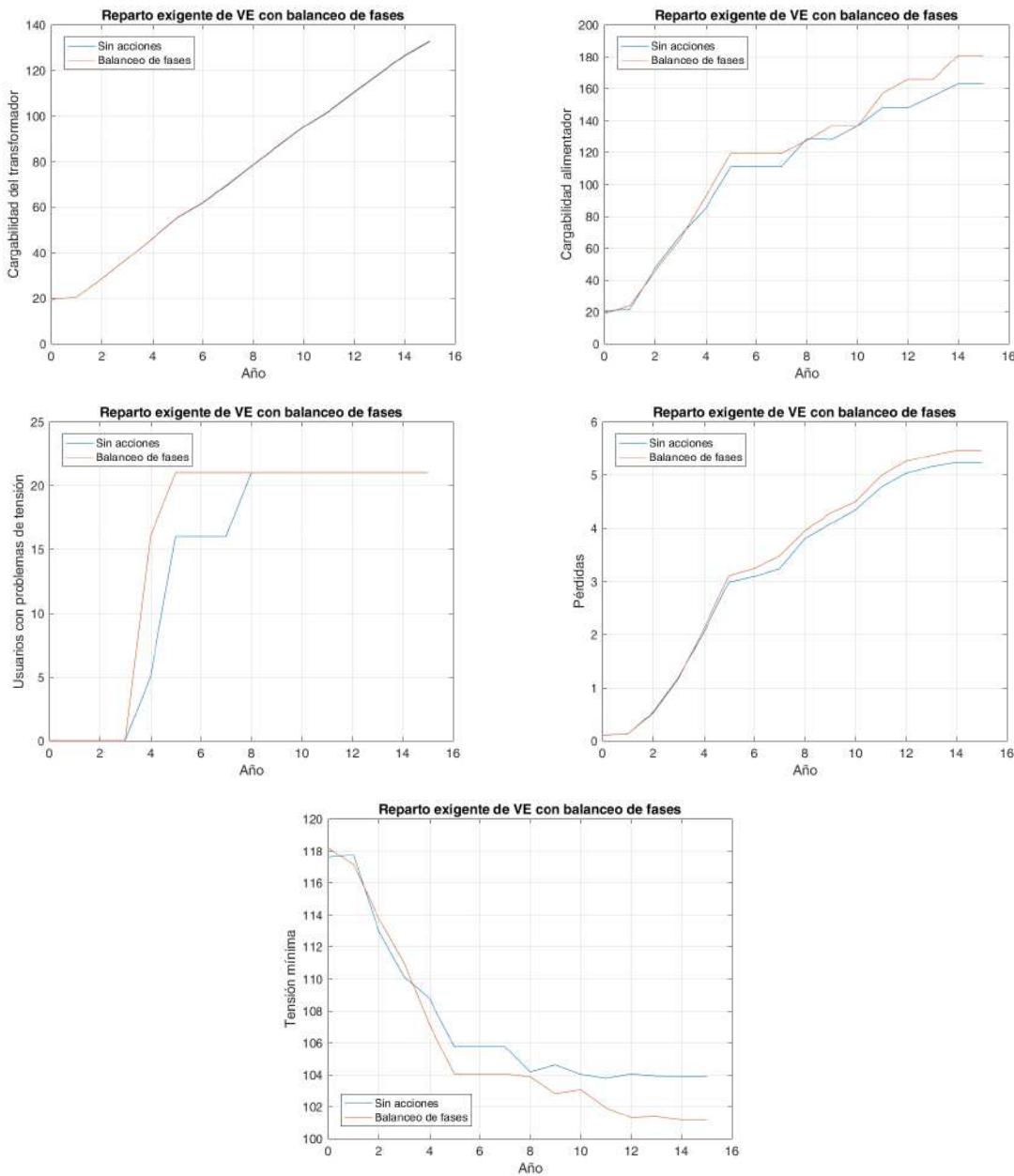


Figura 8.3 Efecto del balanceo de fases

8.2.3 Efecto del cambio de toma del transformador

La Figura 8.4 muestra el efecto del cambio de toma del transformador -o tap- en los indicadores de seguimiento propuesto para este estudio. Se muestra el resultado de dos posiciones que se asume aumenta la tensión en el transformador en 12.5% y 25% del voltaje nominal en terminales del secundario del transformador. Estos valores son realistas en el sentido que puede ser alcanzados

por algunos transformadores de nivel 1 del país que dispongan de ese dispositivo. Nuevamente se observa una mejora importante en los indicadores.

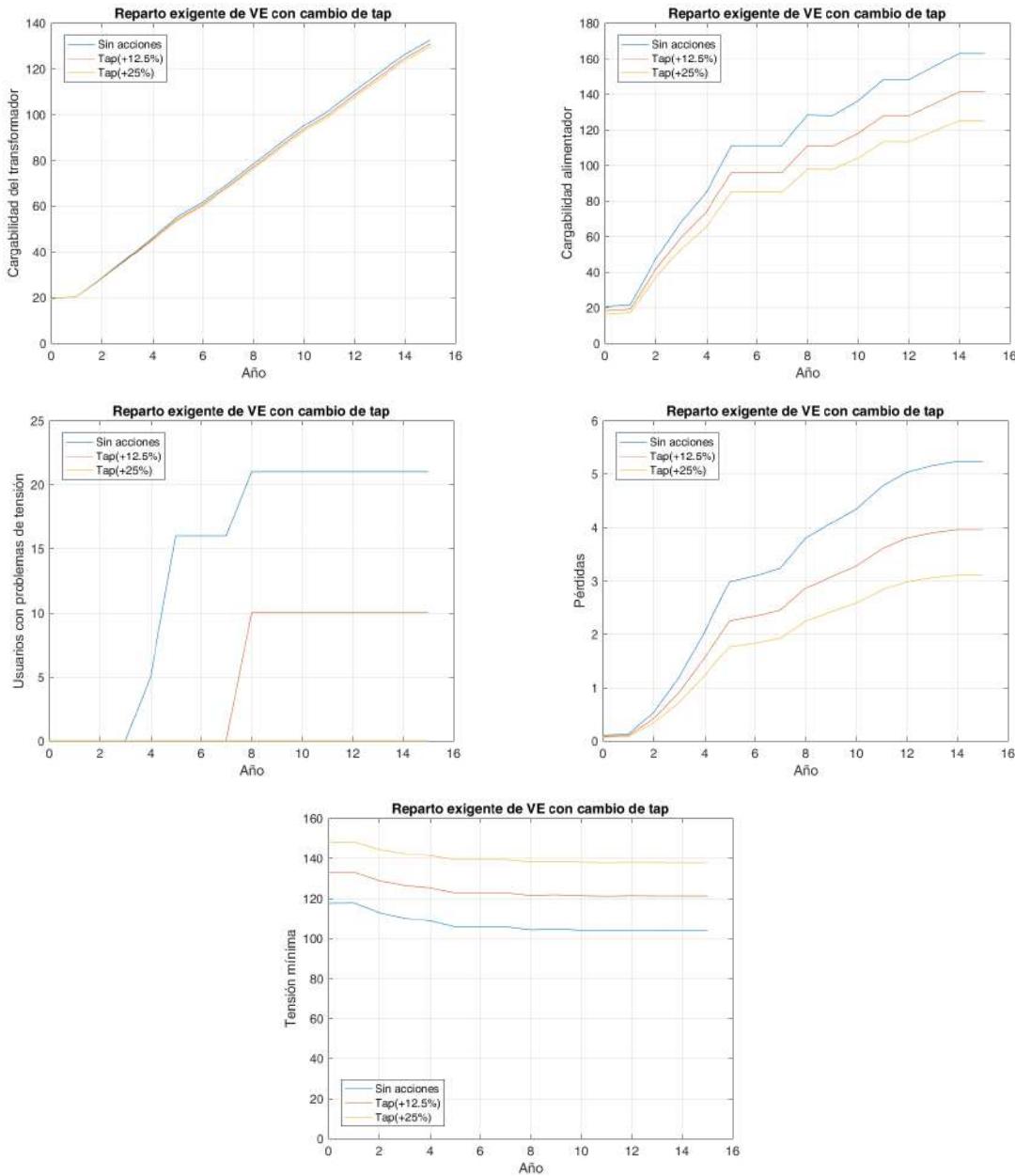


Figura 8.4 Efecto del cambio de toma

8.3 COMENTARIOS FINALES

Tal como se observa en los resultados numéricos de este capítulo es posible disminuir los efectos no deseados como consecuencia de la penetración de los vehículos eléctricos que para efectos de este estudio se supone es la condición en donde se presentan la mayor cantidad de problemas. Esas medidas deberían ser las primeras en ser consideradas, y posteriormente analizar soluciones de tipo *"business as usual"* o clásicas de ingeniería que implican un costo en infraestructura que se deben estimar según el valor de las unidades constructivas.

9 CURVAS DE BENEFICIOS DE LA INTEGRACIÓN

Este capítulo muestra los beneficios que se obtienen debido a la integración de los Sistemas Distribuidos de Energía (SDE) en las redes eléctricas del país y para ese propósito se utilizan los mismos indicadores de seguimiento utilizados en el capítulo 7. Se mostrarán únicamente los resultados en donde el indicador señale algún tipo de beneficio para la red y se omiten aquellos circuitos en donde no se evidencie alguna utilidad para el sistema. Asimismo, se muestran los resultados con la tecnología fotovoltaica por cuanto es la única en donde se evidenció la existencia de beneficios y se siguen las mismas pautas de visualización señaladas en la anexo 3 de este documento.

Finalmente, y al igual que el capítulo 0, es preciso resaltar que las conclusiones de los resultados numéricos para los diferentes niveles de tensión de este capítulo se basan en la muestra disponible para la simulaciones computacionales por lo cual las conclusiones se circunscriben a esa muestra.

9.1 BENEFICIOS A NIVEL DE TENSIÓN 3 – CONSOLIDADO MUESTRA PAÍS

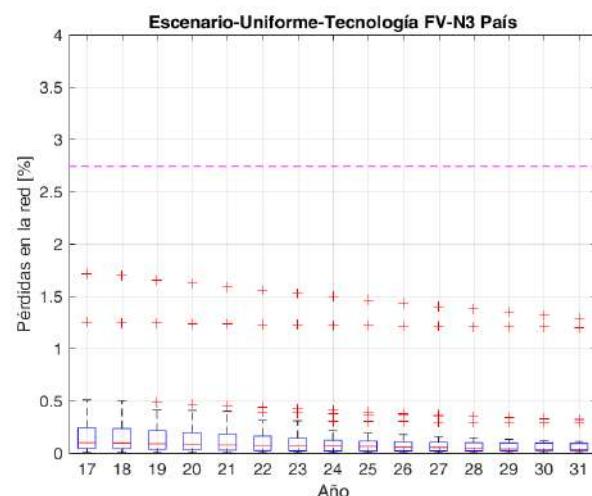
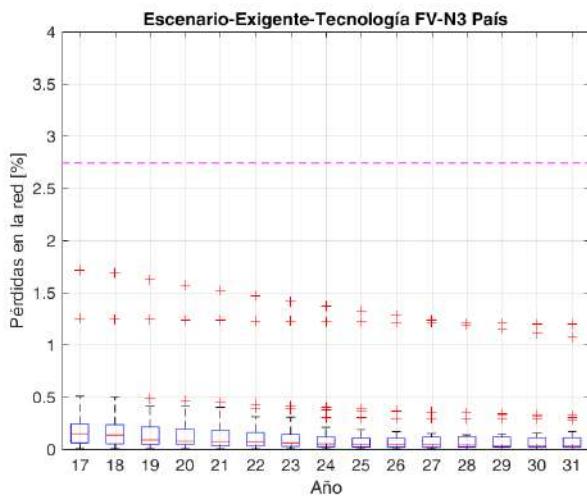
9.1.1 Análisis por escenarios de penetración

Indicador de seguimiento: Porcentaje de pérdidas de energía

Tecnología bajo análisis: Solar fotovoltaica

Tipos de análisis:

- Por escenario de penetración con reparto exigente con momento de máxima inyección neta
- Por escenario de penetración con reparto uniforme con momento de máxima inyección neta



Comentarios de los resultados

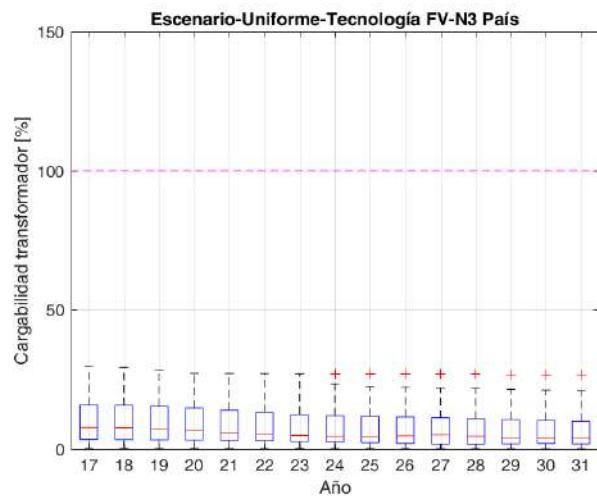
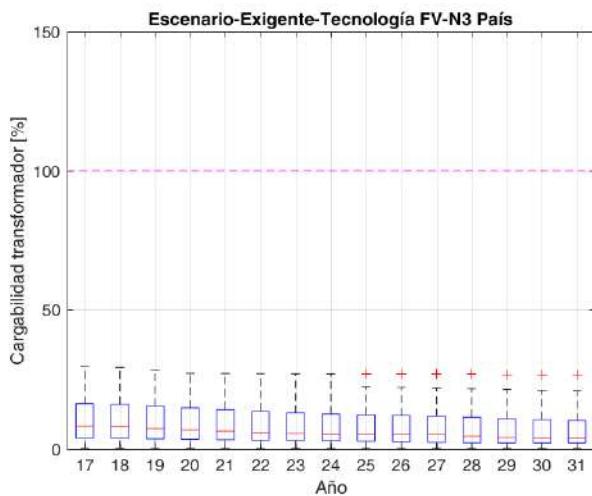
- Todas las redes de nivel 3 con las cuales se construyen las figuras anteriores experimentan una disminución de sus pérdidas como consecuencia de la penetración de generación fotovoltaica. Esta disminución es sostenida en el tiempo. El porcentaje de redes que experimentan esos beneficios es del 52.5%.

Indicador de seguimiento: Porcentaje de cargabilidad del transformador

Tecnología bajo análisis: Solar fotovoltaica

Tipos de análisis:

- Por escenario de penetración con reparto exigente con momento de máxima inyección neta
- Por escenario de penetración con reparto uniforme con momento de máxima inyección neta



Comentarios de los resultados

- Todas las redes de nivel 3 con las cuales se construyen las figuras anteriores experimentan una disminución de la cargabilidad del transformador de cabecera de N3 como consecuencia de la penetración de generación fotovoltaica. Esta disminución es sostenida en el tiempo. El porcentaje de redes que experimentan esos beneficios es del 47.5%.

9.1.2 Análisis por estrés

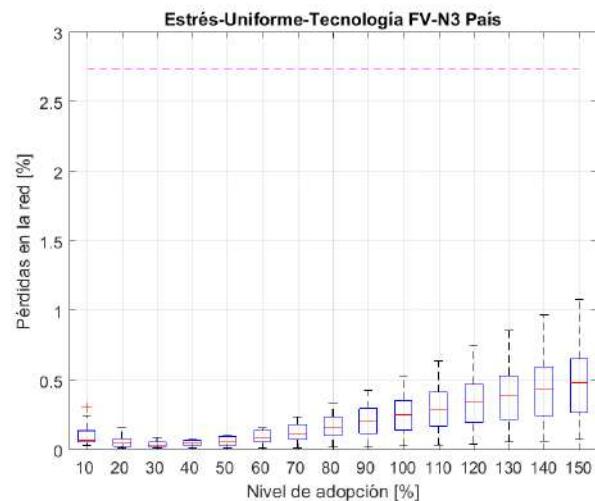
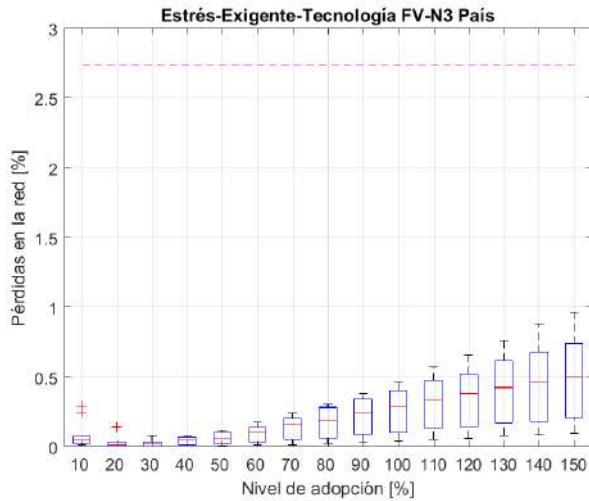
Indicador de seguimiento: Porcentaje de pérdidas de energía

Tecnología bajo análisis: Solar fotovoltaica

Tipos de análisis:

- Por escenario de penetración con reparto exigente con momento de máxima inyección neta

- Por escenario de penetración con reparto uniforme con momento de máxima inyección neta



Comentarios de los resultados

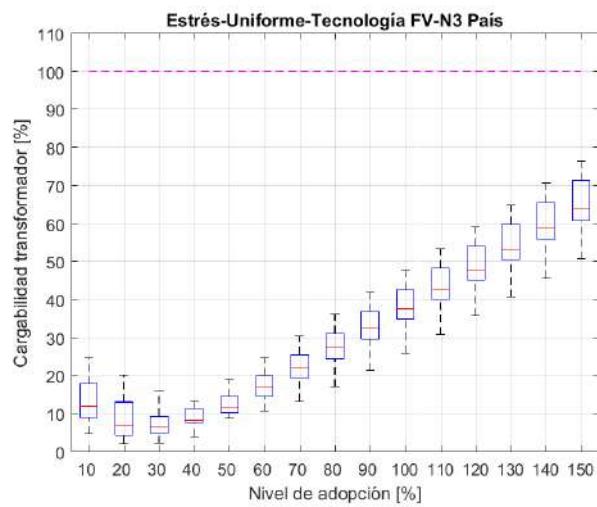
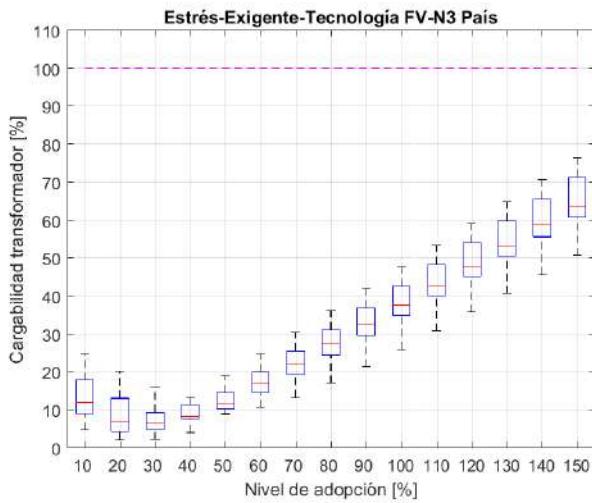
- Todas las redes de nivel 3 con las cuales se construyen las figuras anteriores experimentan una disminución de sus pérdidas como consecuencia de la penetración de generación fotovoltaica para los primeros niveles de adopción y para valores superiores al 40% se presenta un incremento de las pérdidas. Es un comportamiento en "U" en el cual los beneficios se manifiestan para los primeros niveles de integración. El comportamiento anterior se presenta para el 15.6% de las redes de N3.

Indicador de seguimiento: Porcentaje de cargabilidad del transformador

Tecnología bajo análisis: Solar fotovoltaica

Tipos de análisis:

- Por escenario de penetración con reparto exigente con momento de máxima inyección neta
- Por escenario de penetración con reparto uniforme con momento de máxima inyección neta



Comentarios de los resultados

- Todas las redes de nivel 3 con las cuales se construyen las figuras anteriores experimentan una disminución de la cargabilidad del transformador de cabecera de N3 como consecuencia de la penetración de generación fotovoltaica para los primeros niveles de adopción; y para valores superiores al 30% se presenta un incremento de la cargabilidad. Es un comportamiento en “U” en el cual los beneficios se manifiestan para los primeros niveles de integración. El comportamiento anterior se presenta para el 18.6% de las redes de N3.

9.2 BENEFICIOS A NIVEL DE TENSIÓN 2 – CONSOLIDADO MUESTRA PAÍS

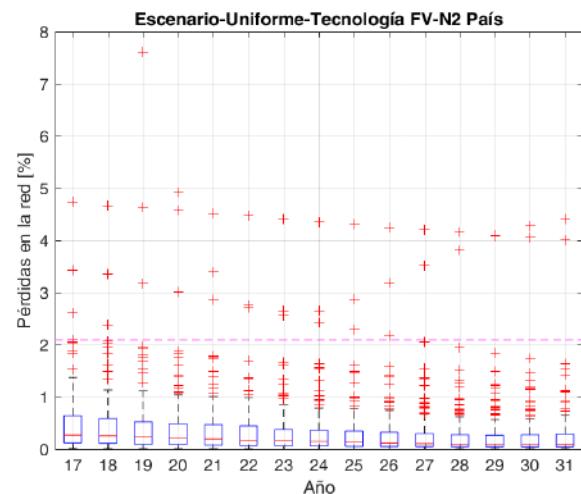
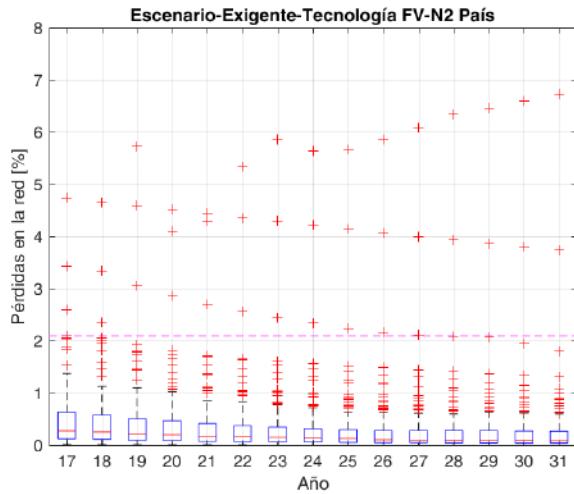
9.2.1 Análisis por escenarios de penetración

Indicador de seguimiento: Porcentaje de pérdidas de energía

Tecnología bajo análisis: Solar fotovoltaica

Tipos de análisis:

- Por escenario de penetración con reparto exigente con momento de máxima inyección neta
- Por escenario de penetración con reparto uniforme con momento de máxima inyección neta



Comentarios de los resultados

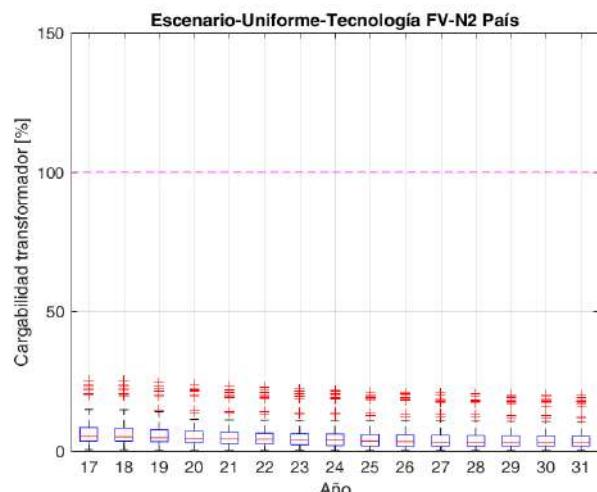
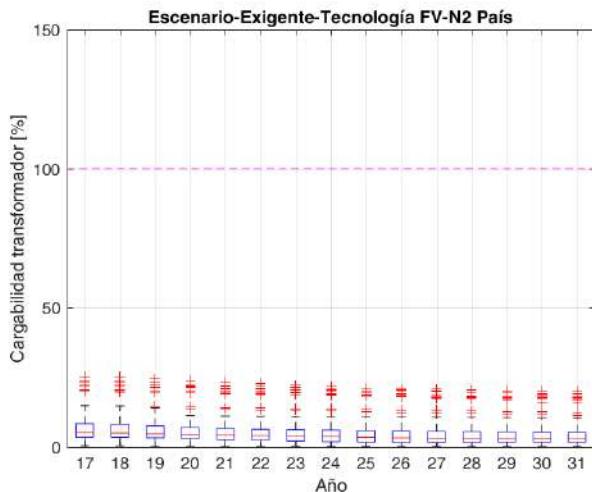
- Todas las redes de nivel 2 con las cuales se construyen las figuras anteriores experimentan una disminución de la pérdidas como consecuencia de la penetración de generación fotovoltaica. La disminución es sostenida en el tiempo. El porcentaje de redes que experimentan esos beneficios es del 87.4%.

Indicador de seguimiento: Porcentaje de cargabilidad del transformador

Tecnología bajo análisis: Solar fotovoltaica

Tipos de análisis:

- Por escenario de penetración con reparto exigente con momento de máxima inyección neta
- Por escenario de penetración con reparto uniforme con momento de máxima inyección neta



Comentarios de los resultados

- Todas las redes de nivel 2 con las cuales se construyen las figuras anteriores experimentan una disminución de la cargabilidad del transformador de cabecera de N2 como consecuencia de la penetración de generación fotovoltaica. La disminución es sostenida en el tiempo. El porcentaje de redes que experimentan esos beneficios es del 85%.

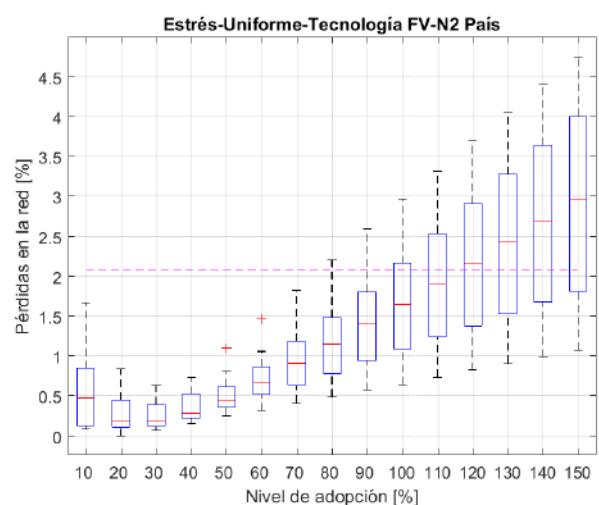
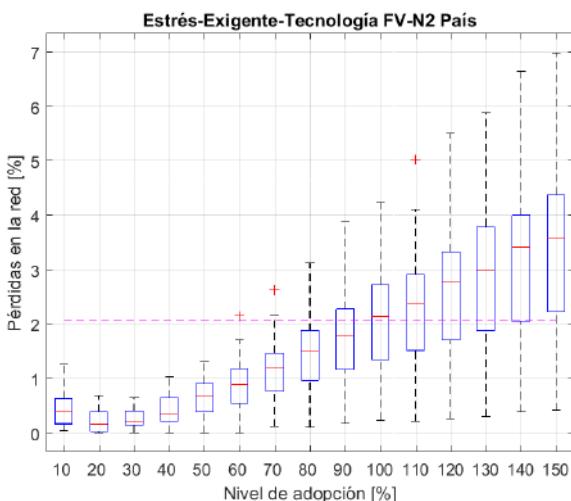
9.2.2 Análisis por estrés

Indicador de seguimiento: Porcentaje de pérdidas de energía

Tecnología bajo análisis: Solar fotovoltaica

Tipos de análisis:

- Por escenario de penetración con reparto exigente con momento de máxima inyección neta
- Por escenario de penetración con reparto uniforme con momento de máxima inyección neta



Comentarios de los resultados

- Todas las redes de nivel 2 con las cuales se construyen las figuras anteriores experimentan una disminución de sus pérdidas como consecuencia de la penetración de generación fotovoltaica para los primeros niveles de adopción; y para valores superiores al 20% se presenta un incremento de las pérdidas. Es un comportamiento en "U" en el cual los beneficios se manifiestan para los primeros niveles de integración. El comportamiento anterior se presenta para el 10% de las redes de N2.

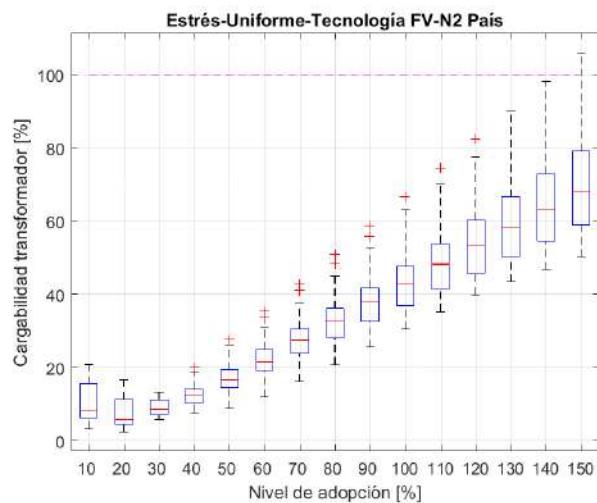
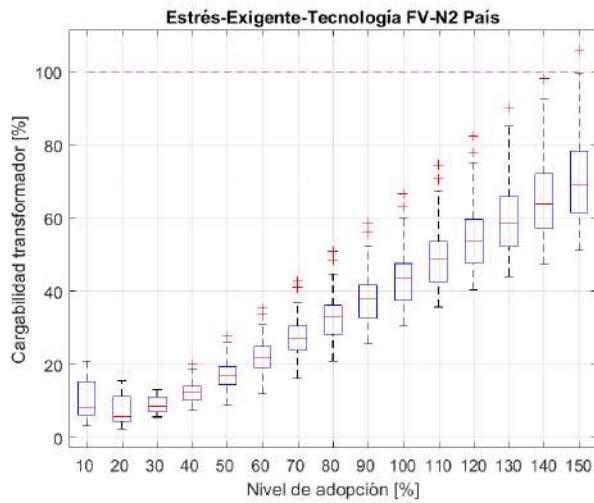
Indicador de seguimiento: Porcentaje de cargabilidad del transformador

Tecnología bajo análisis: Solar fotovoltaica

Tipos de análisis:

- Por escenario de penetración con reparto exigente con momento de máxima inyección neta

- Por escenario de penetración reparto uniforme con momento de máxima inyección neta



Comentarios de los resultados

- Todas las redes de nivel 2 con las cuales se construyen las figuras anteriores experimentan una disminución de la cargabilidad del transformador de cabecera de N2 como consecuencia de la penetración de generación fotovoltaica para los primeros niveles de adopción y para valores superiores al 20% se presenta un incremento de la cargabilidad. Es un comportamiento en “U” en el cual los beneficios se manifiestan para los primeros niveles de integración. El comportamiento anterior se presenta para el 18.1% de las redes de N2.

9.3 BENEFICIOS A NIVEL DE TENSIÓN 1 – CONSOLIDADO MUESTRA PAÍS

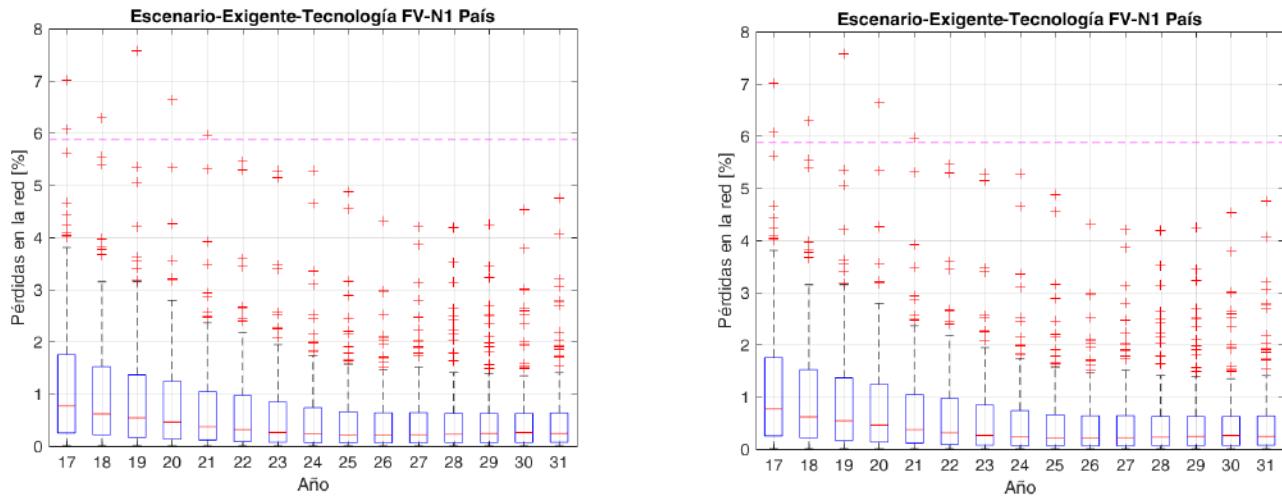
9.3.1 Análisis por escenarios de penetración

Indicador de beneficios seguimiento: Porcentaje de pérdidas de energía

Tecnología bajo análisis: Solar fotovoltaica

Tipos de análisis:

- Por escenario de penetración con reparto exigente con momento de máxima inyección neta
- Por escenario de penetración con reparto uniforme con momento de máxima inyección neta



Comentarios de los resultados

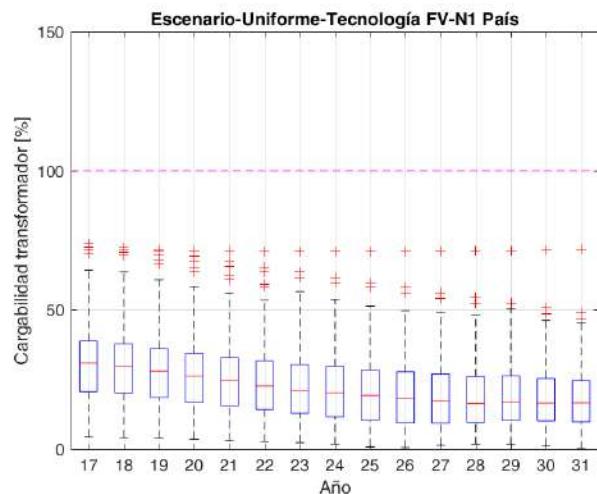
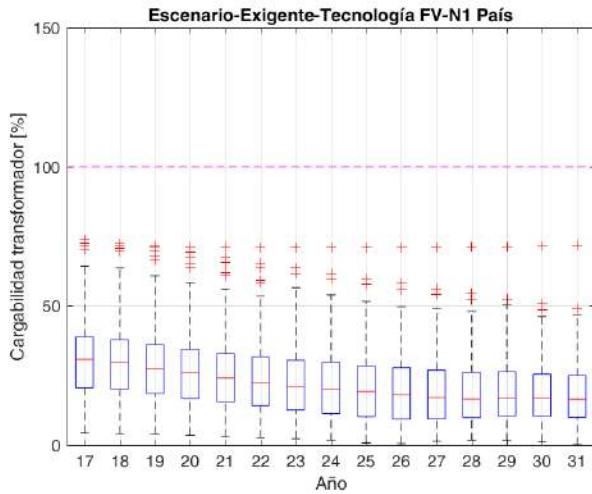
- Todas las redes de nivel 1 con las cuales se construyen las figuras anteriores experimentan una disminución de la cargabilidad del transformador de cabecera de N1 como consecuencia de la penetración de generación fotovoltaica. El comportamiento es asintótico y podría ser indicativo que las pérdidas aumenten para escenario con mayores horizontes temporales. El porcentaje de redes que experimentan esos beneficios para el reparto exigente es del 53.43%.

Indicador de seguimiento: Porcentaje de cargabilidad del transformador

Tecnología bajo análisis: Solar fotovoltaica

Tipos de análisis:

- Por escenario de penetración con reparto exigente con momento de máxima inyección neta
- Por escenario de penetración con reparto uniforme con momento de máxima inyección neta



Comentarios de los resultados

- Todas las redes de nivel 1 con las cuales se construyen las figuras anteriores experimentan una disminución de la cargabilidad del transformador que alimenta la red de N1 como consecuencia de la penetración de generación fotovoltaica. La disminución es sostenida en el tiempo. El porcentaje de redes que experimentan esos beneficios para el reparto exigente y uniforme es del 45.6%.

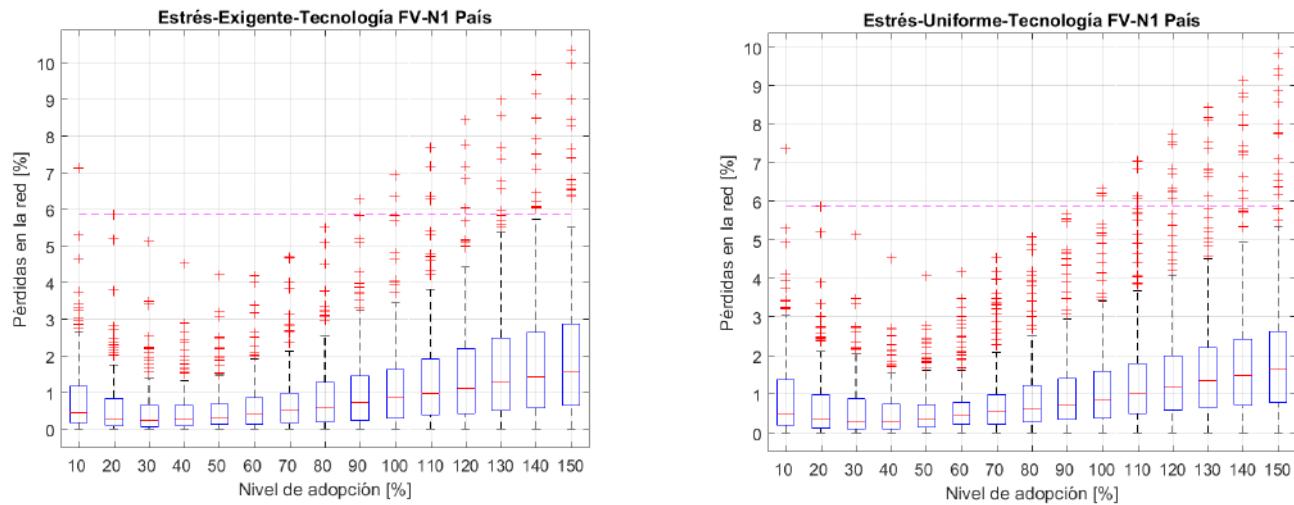
9.3.2 Análisis por estrés

Indicador de beneficios seguimiento: Porcentaje de pérdidas de energía

Tecnología bajo análisis: Solar fotovoltaica

Tipos de análisis:

- Por escenario de penetración con reparto exigente con momento de máxima inyección neta
- Por escenario de penetración con reparto uniforme con momento de máxima inyección neta



Comentarios de los resultados

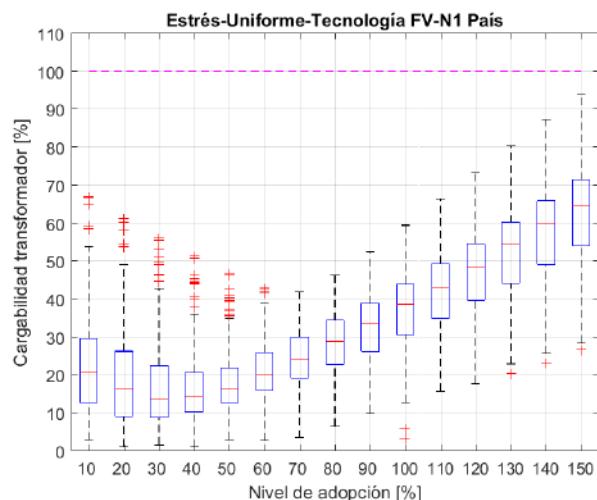
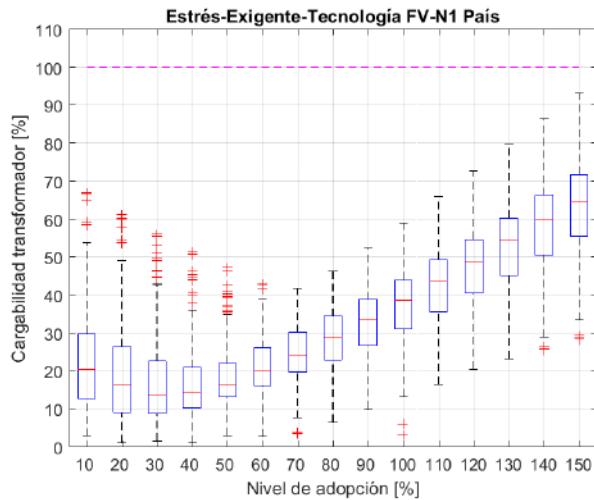
- Todas las redes de nivel 1 con las cuales se construyen las figuras anteriores experimentan una disminución de sus pérdidas como consecuencia de la penetración de generación fotovoltaica para los primeros niveles de adopción; y para valores superiores al 30% se presenta un incremento de las pérdidas. Es un comportamiento en "U" en el cual los beneficios se manifiestan para los primeros niveles de integración. El comportamiento anterior se presenta para el 60% de las redes de N1.

Indicador de seguimiento: Porcentaje de cargabilidad del transformador

Tecnología bajo análisis: Solar fotovoltaica

Tipos de análisis:

- Por escenario de penetración con reparto exigente con momento de máxima inyección neta
- Por escenario de penetración con reparto uniforme con momento de máxima inyección neta



Comentarios de los resultados

- Todas las redes de nivel 1 con las cuales se construyen las figuras anteriores experimentan una disminución de la cargabilidad del transformador de cabecera de N1 como consecuencia de la penetración de generación fotovoltaica para los primeros niveles de adopción; y para valores superiores al 30% se presenta un incremento de la cargabilidad. Es un comportamiento en “U” en el cual los beneficios se manifiestan para los primeros niveles de integración. El comportamiento anterior se presenta para el 64.8% de las redes de N1.

10 ANÁLISIS BENEFICIO-COSTO

Este capítulo muestra los análisis basados en una monetización de los beneficios y costos explicados en los capítulos 7 y 9 para establecer cuando los costos son superados por los beneficios de la integración y de esa manera determinar unos umbrales de integración -por año para el caso de escenario de penetración o por nivel para el caso de estrés-. En tal sentido, el capítulo explica como es el proceso de monetización y posteriormente se detallan los resultados siguiendo la misma estructura de visualización de los capítulos 7 y 9. Estos se basan en la tecnología fotovoltaica por cuanto es en donde se están materializando de una manera mucho más clara los beneficios y por lo tanto permiten una comparación con los costos.

Finalmente, y al igual que los capítulos 7 y 9, es preciso resaltar que las conclusiones de los resultados numéricos para los diferentes niveles de tensión de este capítulo se basan en la muestra disponible para la simulaciones computacionales por lo cual las conclusiones se circunscriben a esa muestra.

10.1 MONETIZACIÓN DE LOS BENEFICIOS

Para la monetización de los beneficios es necesario considerar los siguientes casos.

10.1.1 Caso 1: Cuando las pérdidas técnicas disminuyen y son menores a las reconocidas

Este caso se muestra en la Figura 10.1 en donde los beneficios son los *ingresos adicionales* que se presentan debido a la disminución de las pérdidas técnicas simuladas, denotadas como P_{tec} , como consecuencia de la integración de la tecnología fotovoltaica en sus primeros años o niveles de penetración. Se consideran adicionales pues el OR ya experimenta unos beneficios al contar con unas pérdidas técnicas menores, denotadas como P_{tec_0} , a las pérdidas reconocidas, denotadas como P_r . Estos beneficios se monetizan al costo unitario de cada OR.

El comportamiento en “U” de las pérdidas técnicas se explica por las gráficas mostradas en el capítulo 9 y en donde para valores de pérdidas técnicas superiores P_{tec_0} se considera que ya no existen beneficios y por lo tanto -según la cuantificación explicada en la sección 10.1.3- toman valores negativos. Un valor negativo **NO** es una pérdida financiera como consecuencia de un incremento de las pérdidas técnicas, por el contrario, se interpretan como *los beneficios que se dejan de percibir* por tener una pérdidas superiores al valor P_{tec_0} .

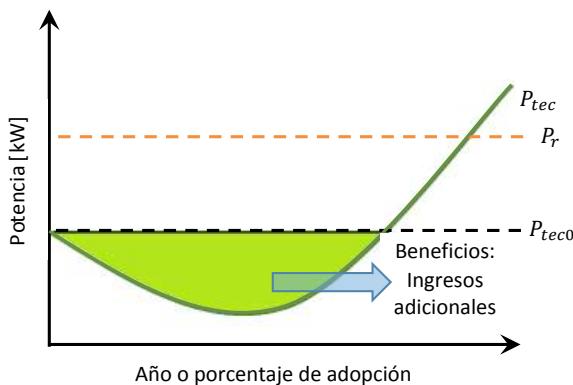


Figura 10.1 Beneficios de una integración – caso 1

10.1.2 Caso 2: Cuando las pérdidas técnicas disminuyen y son mayores a las reconocidas

Este caso se muestra en la Figura 10.2 en donde los beneficios presentan dos componentes. El primer beneficio corresponde a un ahorro por compras de energía por parte del comercializador-operador de red⁹ y el segundo es un beneficio por tener unas pérdidas menores a las reconocidas. Aunque el primer beneficio se valora a las componentes G y T del CU del OR –detalles en la Circular CREG 024 del 2011- por facilidad en la implementación estos se valoran al CU del OR. El otro beneficio es similar al del caso anterior y también se valora al CU.

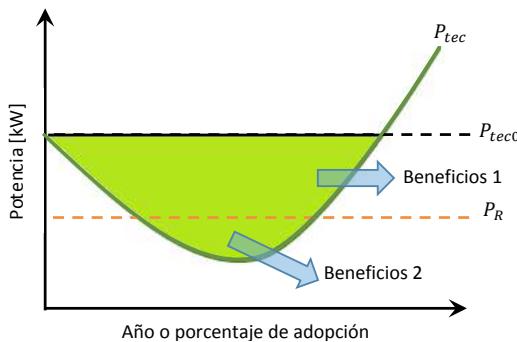


Figura 10.2 Beneficios de una integración – caso 2

Un caso particular de la situación anterior es cuando el punto de inflexión de las pérdidas técnicas son superiores a las pérdidas reconocidas tal como se muestra en la Figura 10.3. En ese caso los

⁹ Detalles de este beneficio se encuentran en la conceptualización del modelo de costo eficiente de reducción de pérdidas desarrollado por la Universidad Tecnológica de Pereira y disponible en la circular CREG 024 del 2011.

beneficios son ahorros por compras de energía por parte del comercializador-operador de red¹⁰ que se monetizan por facilidad al CU del OR.

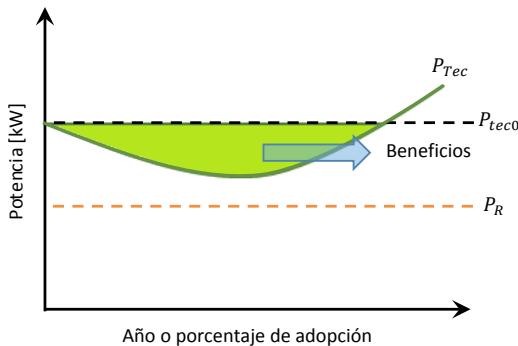


Figura 10.3 Beneficios de una integración – variante del caso 2

Finalmente, y al igual que el caso 1, el comportamiento en “U” se explica por las gráficas mostradas en el capítulo 9 y en donde para valores de pérdidas técnicas superiores P_{tec_0} se considera que ya no existen beneficios y se indican con valores negativos. Estos **NO** son unas pérdidas financieras como consecuencia de un incremento de las pérdidas técnicas, por el contrario, se interpretan como *los beneficios que se dejan de percibir* por tener una pérdidas superiores al valor P_{tec_0} .

10.1.3 Cuantificación de la monetización

Para los propósitos de este capítulo los beneficios se estiman por nivel de tensión y cuantificados como la sumatoria de la diferencia entre las pérdidas técnicas (en kw) y las pérdidas para el año 0 (en kw) monetizadas al costo unitario para todas las redes que pertenecen al nivel de tensión bajo estudio, matemáticamente:

$$Beneficio_{nivel\ tensión_{i,t}} = 8760 \times \sum_j \sum_k ((PérdidasTécnicas_{i,j,k,t} - PérdidasBase_{i,j,k,t_0})CU_{i,j})$$

En donde

- i : Nivel de tensión
- j : Operador de red
- k : Circuito
- t : Año de la simulación o porcentaje de adopción

¹⁰ Ibíd.

$Beneficio_{niveletensión_i,t}$: Beneficio para el nivel de tensión i, en el año o nivel de integración t, en pesos.
$PérdidasTécnicas_{i,j,k,t}$: Pérdidas técnicas simuladas para el nivel de tensión i, del operador de red j, del circuito k, en el instante de máxima inyección para el año o nivel de integración t, en kw.
$PérdidasBase_{i,j,k,0}$: Pérdidas técnicas para el nivel de tensión i, del operador de red j, del circuito k, en el instante de máxima inyección para el año 0, en kw.
$CU_{i,j}$: Costo unitario para el nivel de tensión i, operador de red j, en \$/kWh

Es preciso indicar aclarar que la ecuación anterior considera que los beneficios son un valor techo por cuando son calculados con unas pérdidas instantáneas que se asumen constantes para todo el año. Esta aproximación es necesaria toda vez que no se disponen de simulaciones computacionales que permitan determinar el valor horario de las pérdidas.

10.2 MONETIZACIÓN DE LOS COSTOS

Los costos de la integración se pueden cuantificar como aquellos en los que incurre el operador de red por el cambio de conductor o por el reemplazo de un transformador en el momento que la integración produce una sobrecarga de esos elementos. Para efectos de este estudio los cambios de esos activos se monetizan según los valores de las unidades constructivas indicadas en la resolución CREG 015 del 2018 y matemáticamente para el caso de cambio de transformadores corresponde a la siguiente ecuación:

$$CostoCambioTransformadores_{niveletensión_i,t} = \sum_j \sum_k (TR_{Sobrecarga_{i,j,k,t}} UC_{i,k+1})$$

En donde

i	: Nivel de tensión
t	: Año de la simulación o porcentaje de adopción
j	: Operador de red
k	: Tipo de transformador que se sobrecarga según tipología de la resolución CREG 015 del 2018.
$CostoCambioTransformadores_{niveletensión_i,t}$: Costo por cambio de transformadores para el nivel de tensión i, año de la simulación o porcentaje de adopción t, en pesos.
$TR_{Sobrecarga_{i,j,k}}$: Cantidad de transformadores con sobrecarga en el nivel de tensión i, para el operador de red j, tipo k, en valores enteros.
$UCT_{i,k+1}$: Valor consolidado para el cambio de un transformador según valores de las unidades constructivas para el nivel de tensión i, para el transformador de capacidad superior al k

(denotado como k+1) y que alivia la sobrecarga, en pesos.

Para el caso de los conductores:

$$CostoCambioConductores_{niveletensión_{i,t}} = \sum_j \sum_k (C_{Sobrecarga_{i,j,k,t}} UCT_{i,k+1})$$

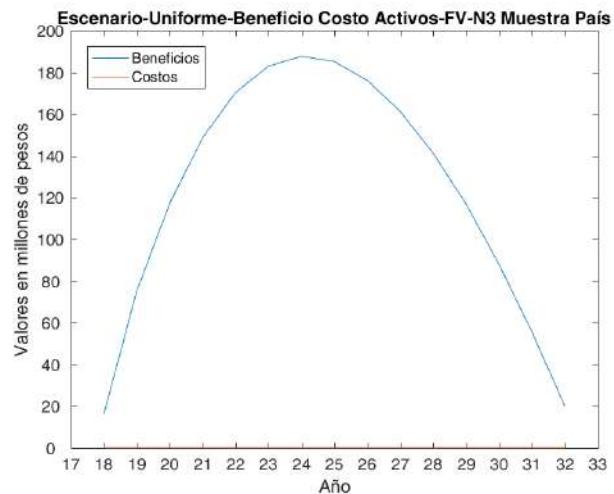
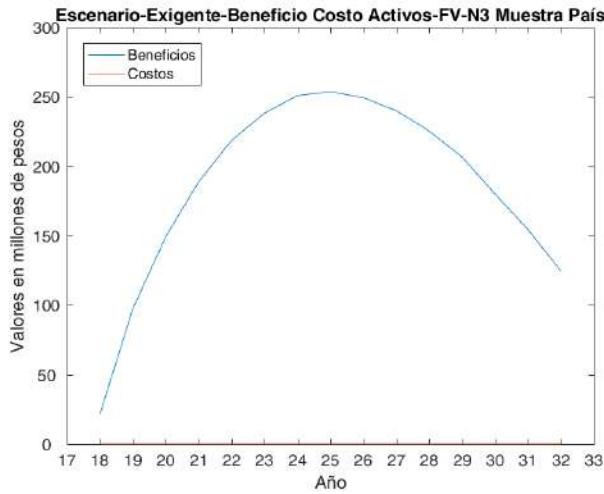
En donde

- i : Nivel de tensión
- t : Año de la simulación o porcentaje de adopción
- j : Operador de red.
- k : Tipo de conductor que se sobrecarga según tipología de la resolución CREG 015 del 2018
- $CostoCambioConductores_{niveletensión_{i,t}}$: Costo por cambio de conductores para el nivel de tensión i, año de la simulación o porcentaje de adopción t, en pesos.
- $C_{Sobrecarga_{i,j,k}}$: Cantidad de conductores con sobrecarga en el nivel de tensión i, para el operador de red j, tipo k, en valores enteros.
- $UCT_{i,k+1}$: Valor consolidado para el cambio de un conductor según valores de las unidades constructivas para el nivel de tensión i, para el conductor de capacidad superior al k (denotado como k+1) y que alivia la sobrecarga, en pesos.

Para este estudio se analizan en conjunto los costos de cambios de transformadores y conductores.

10.3 ANÁLISIS DE BENEFICIO-COSTO NIVEL DE TENSIÓN 3 – CONSOLIDADO MUESTRA PAÍS

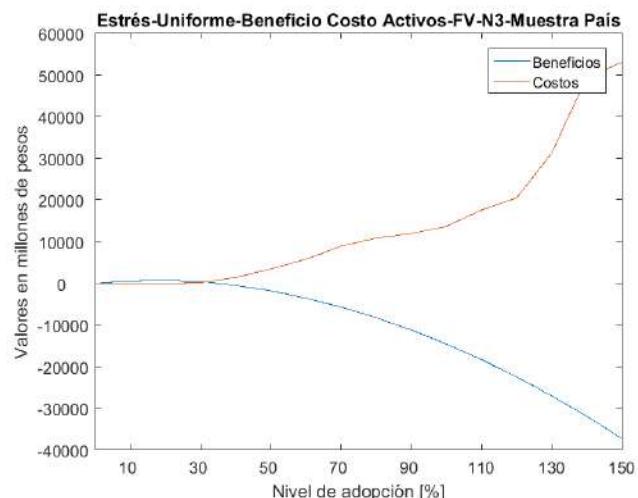
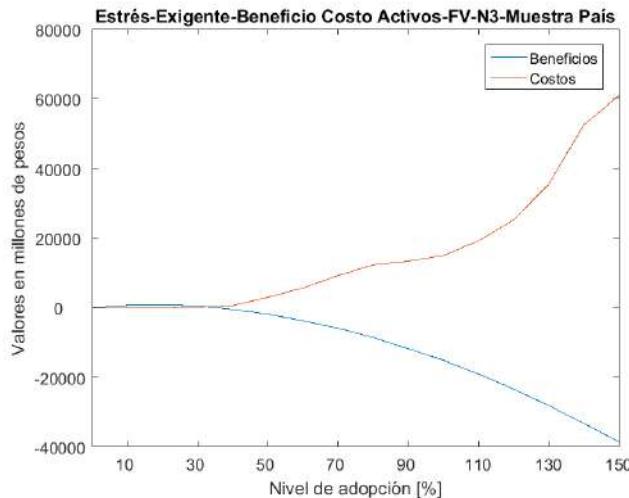
Análisis por escenarios de penetración



Comentario de los resultados

- De las figuras anteriores se observa que los beneficios superan los costos puesto que no existen transformadores con sobrecarga para el escenario de penetración en el nivel 3 con reparto uniforme y exigente de carga. En tal sentido, la integración de generación fotovoltaica es benéfica para las redes analizadas si el diferencial de pérdidas se valora como se indica en la sección 10.1.

Análisis por estrés



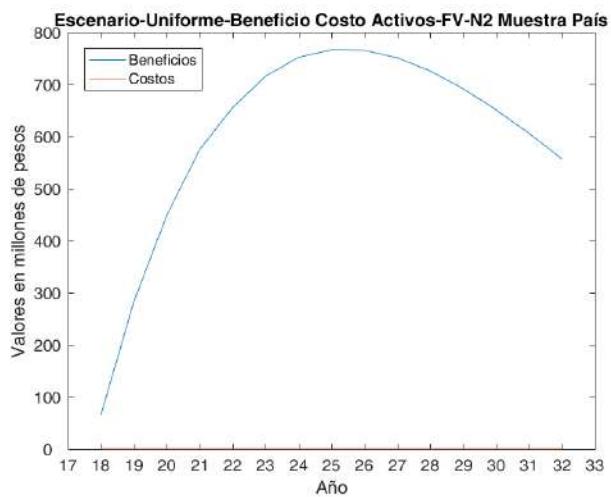
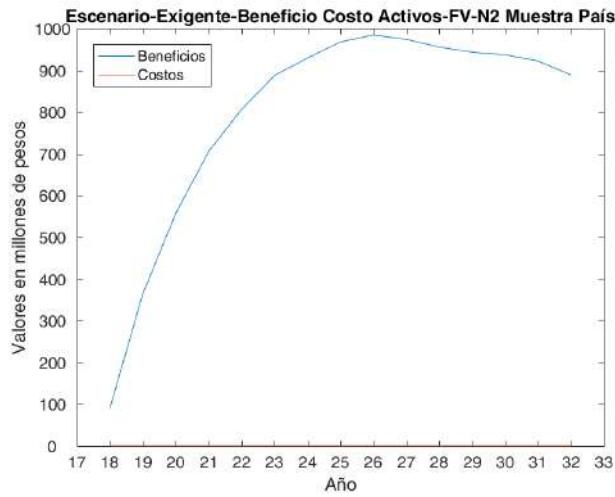
Comentario de los resultados

- De las figuras anteriores se observa que los beneficios empiezan a tomar valores negativos para niveles de integración superiores al 30%. En tal sentido, para este tipo de gráficas es el

valor de los beneficios y no el punto de cruce con los costos los que determinan hasta qué nivel es conveniente una integración. Se destaca el hecho que los costos se empiezan a materializar para niveles ligeramente superiores al 30%.

10.4 ANÁLISIS DE BENEFICIO-COSTO NIVEL DE TENSIÓN 2 – CONSOLIDADO MUESTRA PAÍS

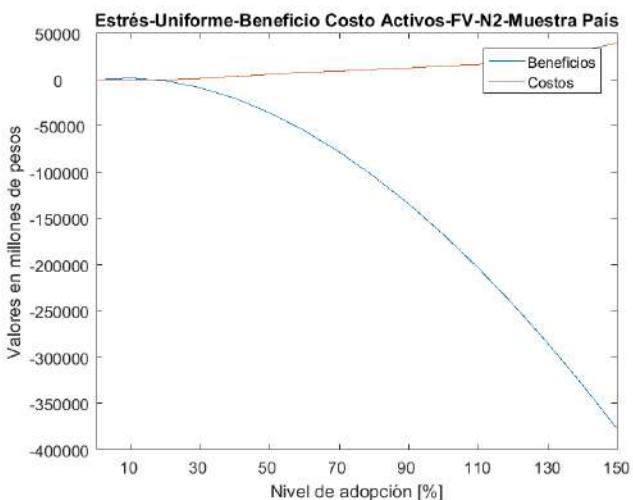
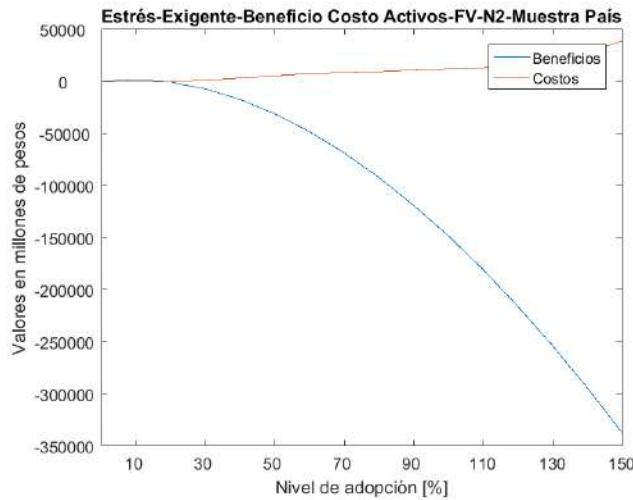
Análisis por escenarios de penetración



Comentario de los resultados

- De las figuras anteriores se observa que los beneficios superan los costos puesto que *no existen transformadores con sobrecarga para el escenarios de penetración en el nivel 2 con reparto uniforme y exigente de carga*. En tal sentido, la integración de generación fotovoltaica es beneficiosa para las redes analizadas.

Análisis por estrés

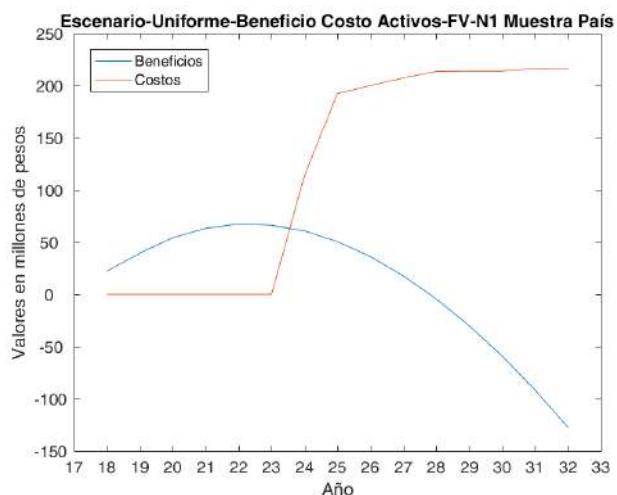
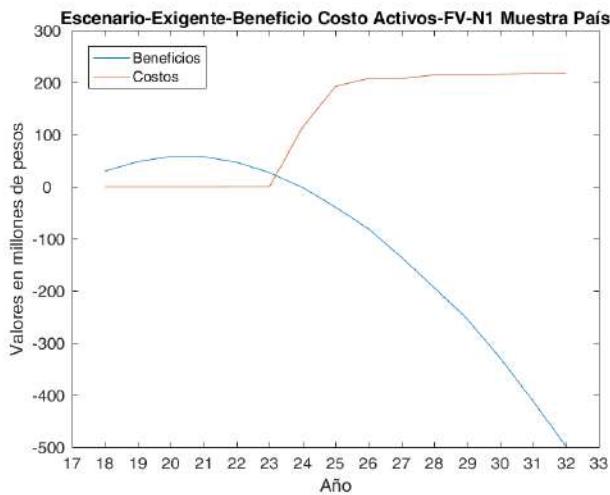


Comentario de los resultados

- De las figuras anteriores se observa que los beneficios empiezan a tomar valores negativos (las pérdidas técnicas son mayores que las reconocidas) para niveles de integración inferiores al 30%. En tal sentido, y al igual que el nivel de tensión 3, es el valor de los beneficios y no el punto de cruce con los costos los que determinan hasta qué nivel es conveniente una integración.

10.5 ANÁLISIS DE BENEFICIO-COSTO NIVEL DE TENSIÓN 1 – CONSOLIDADO MUESTRA PAÍS

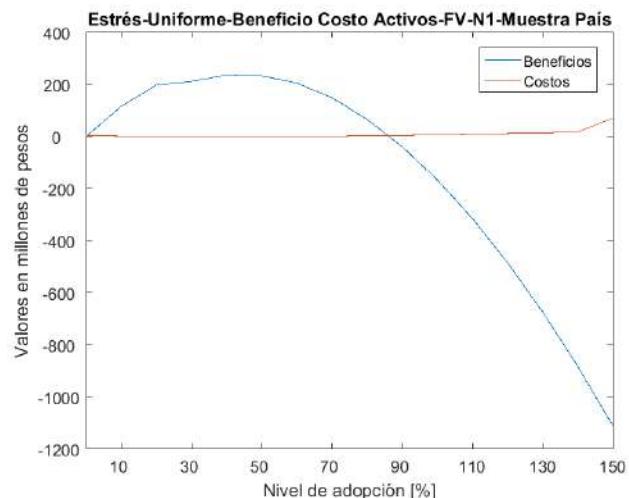
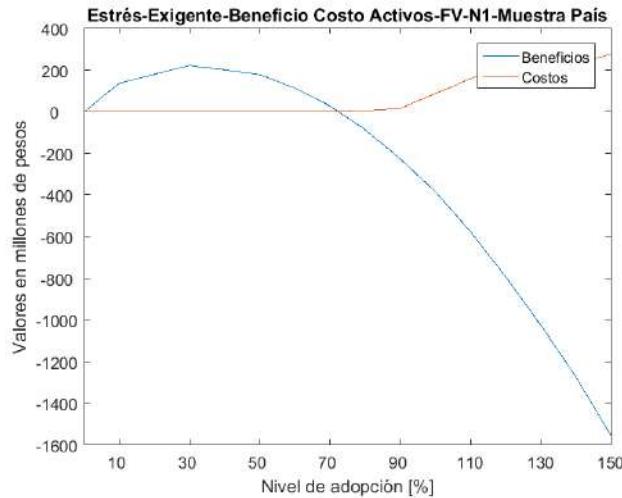
Análisis por escenarios de penetración



Comentario de los resultados:

- De las figuras anteriores se observa que los costos empiezan a superar los beneficios de la integración fotovoltaica a partir del años 2023 y 2024 para repartos exigente y uniforme respectivamente. A partir de esos años se estipula cambio de algunos activos.

Análisis por estrés



Comentario de los resultados

- De las figuras anteriores se observa que los costos no superan los beneficios de la integración y por el contrario el límite de penetración se da por el inicio de unos beneficios negativos que se presentan para niveles de adopción cercanos al 90%.

11 CONCLUSIONES

Las principales conclusiones de este estudio que se derivan de los resultados numéricos y con base en la muestra disponible para la simulaciones computacionales son los siguientes:

1. Se observa que los **indicadores más convenientes** para realizar un seguimiento a la integración de los recursos distribuidos de energía es la **cargabilidad de los transformadores y el porcentaje de pérdidas de energía**.
2. Es recomendable hacer un seguimiento por **nivel de integración o de adopción** pues los resultados numéricos no indican situaciones críticas por escenarios de penetración para la mayoría de los operadores de red.
3. El **máximo nivel de penetración** para que un indicador no supere su valor umbral depende del nivel de tensión y de la tecnología bajo estudio.
4. En términos generales las **redes de nivel 3 muestran una muy buena capacidad para integrar tecnologías distribuidas**, seguida de las redes de nivel 1, y finalmente las de nivel 2 son las que muestran una menor capacidad.
5. La penetración de **generación fotovoltaica** presenta beneficios en sus primeros años o niveles de integración pues produce una **disminución de las pérdidas de energía y una reducción en la cargabilidad de los transformadores** en los distintos niveles de tensión.
6. Cuando se **monetizan los beneficios debido a la integración de generación fotovoltaica y se comparan con los costos** de la integración se observan efectos positivos para el operador de red. Esto es especialmente cierto el nivel de tensión 1 en donde la relación beneficios-costo se **extiende hasta niveles de adopción del 70%** puesto que por encima de ese nivel los costos exceden los beneficios. Para los niveles de tensión 2 y 3 el valor límite es mucho menor.
7. A excepción de unas pocas redes para algunos OR, las **redes de nivel de tensión 1** están en capacidad de recibir niveles de penetración de generación fotovoltaica cercanos al 40% que corresponden a un valor **superior al estándar técnico de disponibilidad para ese nivel de tensión y el cual se encuentra indicado en la resolución CREG 030 del 2018**. Esto se corrobora tanto con los análisis a nivel país como los ejecutados para cada uno de los OR.

8. Los resultados numéricos indican que la **relación beneficio-costo depende de cómo se distribuya la generación fotovoltaica dentro de la red**, en donde se evidencian mayores beneficios para un reparto uniforme. Esto sugiere que el operador de red debería –en la medida de lo posible- gestionar los puntos de conexión de los generadores fotovoltaicos en las redes en donde esta acción sea posible realizar.
9. Los **efectos no deseados** se manifiestan principalmente por la **penetración de vehículos eléctricos** por lo cual corresponde a la tecnología más crítica de integración. Los resultados numéricos indican que cuando esta es la única tecnología que se integra en el sistema los umbrales para que el indicador no se sobrepase el valor límite es de un **50% para el nivel 3, 20% para el nivel 2 del 20%, y 60% para el nivel 1**.
10. Cuando se realizan los **análisis con penetración simultánea de diferentes tecnologías se observa que los niveles de adopción cambian**. De manera particular, cuando se estudian los efectos de combinar de manera concurrente la integración fotovoltaica con vehículos eléctricos se evidencia que el nivel de integración disminuye cuando se compara con el que se obtiene únicamente con fotovoltaica; y aumenta con el comparado con una penetración exclusiva de vehículos eléctricos.
11. Se recomienda **mejorar los sistemas de información de los operadores de red** de tal forma que se puedan obtener los equivalentes eléctricos de los circuitos con el propósito de seguir realizando ejercicios computacionales con una mayor cantidad de circuitos.
12. Es recomendable que los **operadores de red incorporen los efectos de las tecnologías distribuidas en sus ejercicios de planeamiento y operación** pues este estudio demuestra que los causas y beneficio -en estado estable- que introducen estas tecnologías no pueden ser ignoradas.

12 BIBLIOGRAFÍA

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

- 0&cases=ref2016~ref_no_cpp&start=2013&end=2040&f=A&linechart=~~~ref2016-d032416a.62-9-AEO2016&ctype=linechart&sourcekey=0. [Accessed 22 Agosto 2018].
- [12] Bloomberg New Energy Finance, "Global Storage Market to Double Six Times by 2030," BloombergNEF, 20 11 2017. [Online]. Available: <https://about.bnef.com/blog/global-storage-market-double-six-times-2030/>. [Accessed 22 08 2018].
 - [13] GreenTechmedia research / ESA, "U.S. Energy Storage Monitor: Q2 2018 Executive Summary," 2018.
 - [14] C. Kost, S. Shammugam, V. Jülich, H. Nguyen and T. Schlegl, "LEVELIZED COST OF ELECTRICITY RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES," FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS ISE, 03 2018. [Online]. Available: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/EN2018_Fraunhofer-ISE_LCOE_Renewable_Energy_Technologies.pdf. [Accessed 26 09 2018].
 - [15] ROCKY MOUNTAIN INSTITUTE, "THE ECONOMICS OF GRID DEFLECTION," 02 2014. [Online]. Available: https://www.homerenergy.com/pdf/RMI_Grid_Defection_Report.pdf. [Accessed 26 09 2018].
 - [16] National Renewable Energy Laboratory NREL, "Impact of Rate Design Alternatives on Residential Solar Customer Bills: Increased Fixed Charges, Minimum Bills and Demand-Based Rates," Golden , 2015.
 - [17] C. Bonilla and L. González, *Estructuración, financiación y valoración de Pequeñas centrales eléctricas en Colombia a través de opciones reales*, Bogotá, 2017.
 - [18] Unidad de Planeación Minero Energética, *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*, Bogotá, 2015.
 - [19] Comisión de Regulación de Energía y Gas, *Taller: Autogeneración a pequeña escala y generación distribuida en el SIN*, Barranquilla, 2017.
 - [20] S. Shukla y S. Naganna, «A Review on K-means Data Clustering Approach,» *Int. J. Inf. Comput. Technol*, vol. 4, nº 17, pp. 1847-1860, 2014.
 - [21] P. J. Rousseeuw, «Silhouettes: A Graphical Aid to the Interpretation and Validation of Cluster Analysis,» *Computational and Applied Mathematics*, 1987.
 - [22] A. Navarro-Espinosa, «Adopción de tecnologías bajas en emisiones de carbono en redes de distribución,» [En línea]. Available: <http://www.creg.gov.co/index.php/es/prensa/presentaciones/category/1027-presentaciones-2017>.
 - [23] A. Navarro-Espinosa y L. Ochoa, «Increasing the PV Hosting Capacity of LV Networks: OLTC-Fitted Transformers vs. Reinforcements,» in *Proc. of IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT-America)*, Feb. 2015. DOI Link: <http://dx.doi.org/10.1109/ISGT.2015.7131856..>

- [24] A. Navarro-Espinosa y L. F. Ochoa, «Probabilistic Impact Assessment of Low Carbon Technologies in LV Distribution Systems,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, nº 3, May 2016.
- [25] V. Rigoni, L. F. Ochoa, G. Chicco, A. Navarro-Espinosa y T. Gozel, «Representative Residential LV Feeders: A Case Study for the North West of England,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, nº 1, Jan. 2016.
- [26] Horowitz, A. W. Keysel, F. Ding, B. Mather y B. Palmintier, «The Cost of Distribution System Upgrades to Accommodate Increasing Penetrations of Distributed Photovoltaic Systems on Real Feeders in the United States,» Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-70710, 2018. [En línea]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/70710.pdf..>
- [27] IEA, "Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets," OECD, 26 06 2002. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1787/9789264175976-en>. [Accessed 22 08 2018].
- [28] N. Priyanka Paliwal and N. Patidar, "Planning of grid integrated distributed generators: A review of technology, objectives and techniques," *Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier*, vol. 40, pp. 557-570, 2014.
- [29] International Siemens Power Technologies, "Technical Assessment of Sri Lanka's Renewable Resource Based Electricity Generation," 2005.
- [30] A. F. Sarabia, "Impact of distributed generation on distribution system," *A Dissertation Submitted to the Faculty of Engineering, Science and Medicine, Aalborg University in Partial Fulfilment for the Degree of Master Graduate*, 2011.
- [31] J.C. Gómez; J. Vaschetti; C. Coyos and C. Ibarlucea, "Generación Distribuida: impacto en la calidad de potencia y protecciones".
- [32] U. N. Khan, "Impact of Distributed Generation on Distributed Network," *Wroclaw, University of Technology, Poland*, 2008.
- [33] P. Philip; R. W. Barker, "Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1 - Radial Distribution Systems," *IEEE. Retrieved, IEEE. Retrieved 02 16, 2011, from IEEE. 2000.*
- [34] IEA, "Global EV Outlook 2018," *towards cross-modal electrification*. 2018..
- [35] International Energy Agency, "Global EV outlook 2018: towards cross-modal electrification," 2018. [Online]. Available: http://www.oecd.org/about/publishing/Corrigendum_GEVO2018.pdf. [Accessed 26 09 2018].

- [36] A. Navarro-Espinosa and L.F. Ochoa, "Probabilistic Impact Assessment of Low Carbon Technologies in LV Distribution Systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 3, May 2016.
- [37] R. Torquato, "Review of International Guides for the Interconnection of Distributed Generation into Low Voltage Distribution Networks», Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE.ELEP, «Interconnection of Decentralised Generation: A review of Standards, Techn," 2008.
- [38] MIT, "Utility of the future," 12 2016. [Online]. Available: energy.mit.edu/uof. [Accessed 13 09 2018].
- [39] K. Dang, J. Yu, T. Dang and B. Han, "Benefit of distributed generation on line loss reduction," *IEEE, International Conference on Electrical and Control Engineering, Yichang, China*, pp. 2042-2045, 2011.
- [40] P. Chiradeja, "Benefit of distributed generation: Aline loss reduction analysis," *IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific, Dalian, China*, pp. 1-5, 2005.
- [41] A. K. Singh and S. K. Parida, "Benefits associated with distributed generation to remove transmission overloads," *IEEE, International Conference and Utility Exhibition on Green Energy for Sustainable Development, Pattaya, Thailand*, pp. 1-3, 2014.
- [42] O. H. Abdalla, H. S. Al-Hadi and A.-R. H. A., "Performance of Oman transmission system with distributed generation," *IEEE, Proceedings of the International Conference on Energy and Sustainable Development: Issues and Strategies, Chiang Mai, Thailand*, pp. 1-6, 2010.
- [43] C. A. Saldarriaga, R. A. Hincapie and H. Salazar, "A holistic approach for planning natural gas and electricity distribution networks," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 4, p. 4052–4063, July 2013.
- [44] G. Muñoz-Delgado, J. Contreras and J. M. Arroyo, "Joint expansion planning of distributed generation and distribution networks," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 5, pp. 2579-2590, Sept. 2015.
- [45] O. M. Toledo, D. O. Filho and A. S. Cardoso Diniz, "Distributed photovoltaic generation and energy storage systems: A review," *Elsevier, Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, no. 1, pp. 506-511, January, 2010.
- [46] M. A. Cohen and D. S. Callaway, "Effects of distributed PV generation on California's distribution system, Part 1: Engineering simulations," *Elsevier, Solar Energy*, vol. 128, pp. 126-138, April, 2016.
- [47] S. W. Hadley and J. W. Van Dyke, "Emission benefit of distributed generation in the Texas market," U.S. Department of Energy (DOE), April, 2003.

- [48] M. F. Akorede, H. Hizam and E. Pouresmaeil, "Distributed energy resources and benefits to the environment," *ElSevier, Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, no. 2, pp. 724-734, February, 2010.
- [49] F. Alsokhiry, A. G. P. and L. K. L., "Contribution of distributed generation to ancillary services," *IEEE, 47th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), London, UK*, Dec 2012.
- [50] V. V. Thong, J. Driesen and R. Belmans, "Using distributed generation to support and provide ancillary services for the power system," *IEEE, International Conference on Clean Electrical Power, Capri, Italy*, pp. 159-163, July 2007.
- [51] F. Ding y B. Mather, «On Distributed PV Hosting Capacity Estimation, Sensitivity Study, and Improvement,» *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 8, nº 3, 2017.
- [52] D. Anamika y S. Santoso, «On Estimation and Sensitivity Analysis of Distribution Circuit's Photovoltaic Hosting Capacity,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, nº 4, 2017.
- [53] Pudjianto, D. P. Djapic, J. Dragovic y G. Strbac, «Grid Integration Cost of PhotoVoltaic Power Generation Direct Costs Analysis related to Grid Impacts of Photovoltaics,» Imperial College London, [En línea]. Available: http://www.pvparity.eu/fileadmin/PVPARITY_docs/public/PV_PARITY_D44_Grid_integratio_n_cost_of_PV_-_Final_300913.pdf..
- [54] Seguin, Rich, J. Woyak, D. Costyk, J. Hambrick y B. Mather, «High Penetration PV Integration Handbook for Distribution Engineers,» Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2016. [En línea]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/63114.pdf..>

13 ANEXO 1: EVENTOS ASOCIADOS A LA PENETRACIÓN DE LOS SDE

13.1 CONCEPTOS GENERALES SOBRE GENERACIÓN Y RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS

La figura 12.1 muestra los distintos criterios que han sido empleados para la definición y funcionalidades de la Generación Distribuida (GD) y de acuerdo a la IEA [27] cinco factores han influido en el interés creciente hacia el desarrollo de la GD [28]:

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

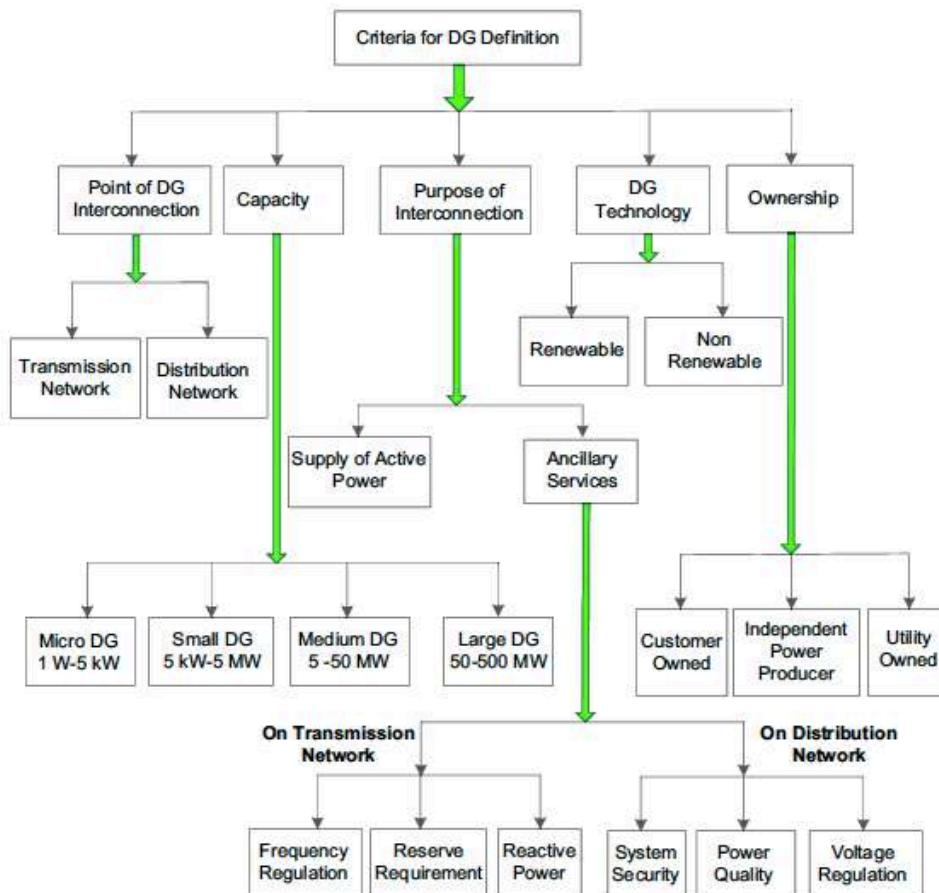


Figura 12.1. Criterios para la definición y funcionalidades de la GD. Tomado de [28].

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

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

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

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

La figura 12.2 describe las diferentes tecnologías aplicables a recursos energéticos distribuidos. Esta figura también muestra las diferentes **tecnologías de almacenamiento** y que se basa en principios mecánicos, químicos y físicos. El almacenamiento ofrece múltiples beneficios a las empresas de distribución y el usuario final tal cual como se detalla en la figura 12.3.

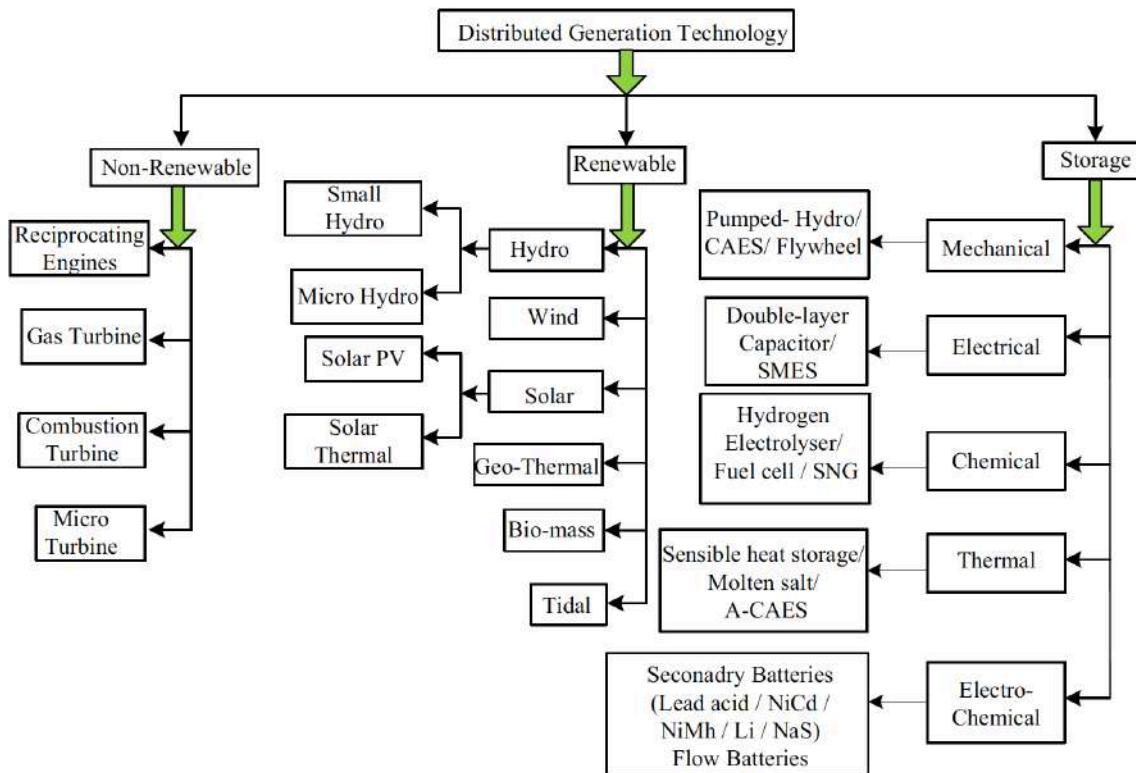


Figura 12.2. Recursos energéticos distribuidos. Tomado de [28].

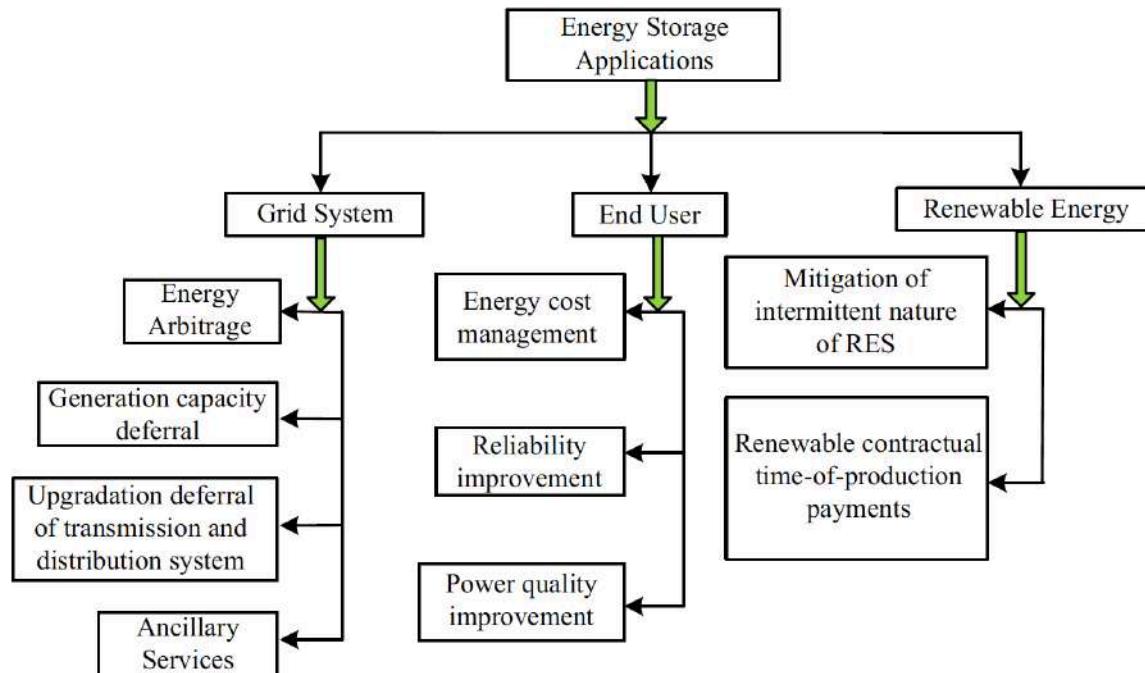


Figura 12.3 Aplicaciones del almacenamiento de energía. Tomado de [28].

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

La introducción de un generador a un sistema eléctrico tiene un impacto de orden técnico y económico. En el caso particular de los generadores distribuidos esta situación no es diferente pues su operación al interior de las redes de distribución genera cambios en las variables eléctricas a las cuales está conectado. El correcto conocimiento de sus efectos permitirá su correcto manejo. Los cambios de tipo estático que se pueden presentar son los siguientes según acuerdo con [28]- [29]- [30] son:

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

13.2.1 Flujo de potencia y capacidad térmica

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

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

Al incorporar GD a las redes también hay una influencia en las pérdidas que se experimentan en el proceso de transporte de energía. La variación puede ser favorable si las inyecciones de generación distribuida permiten abastecer el consumo local, pueden ser nulas en el caso que se invierta el flujo, o bien, que la generación sea idéntica a la demanda del alimentador, o puede tener variaciones “negativas” en el caso que la penetración de GD sea muy grande y por ello se exporte energía. La figura 12.4 muestra de manera esquemática los cambios en la direccionalidad de los flujos.

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

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

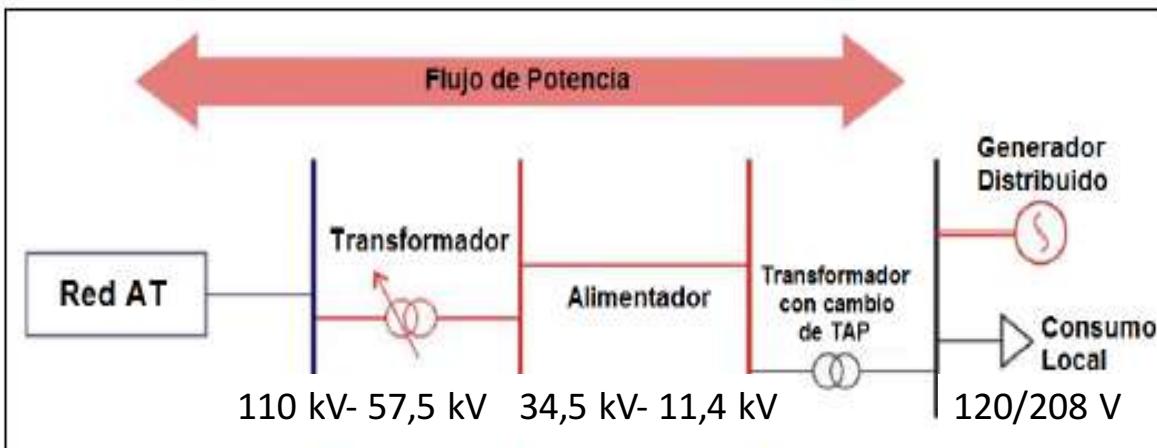


Figura 12.4. Direccionalidad de los flujos de potencia en sistemas de distribución con generación distribuida.

13.2.2 Regulación de tensión

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

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

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

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

Por otro lado, la Figura 12.5 esquematiza la situación con presencia de generación distribuida.

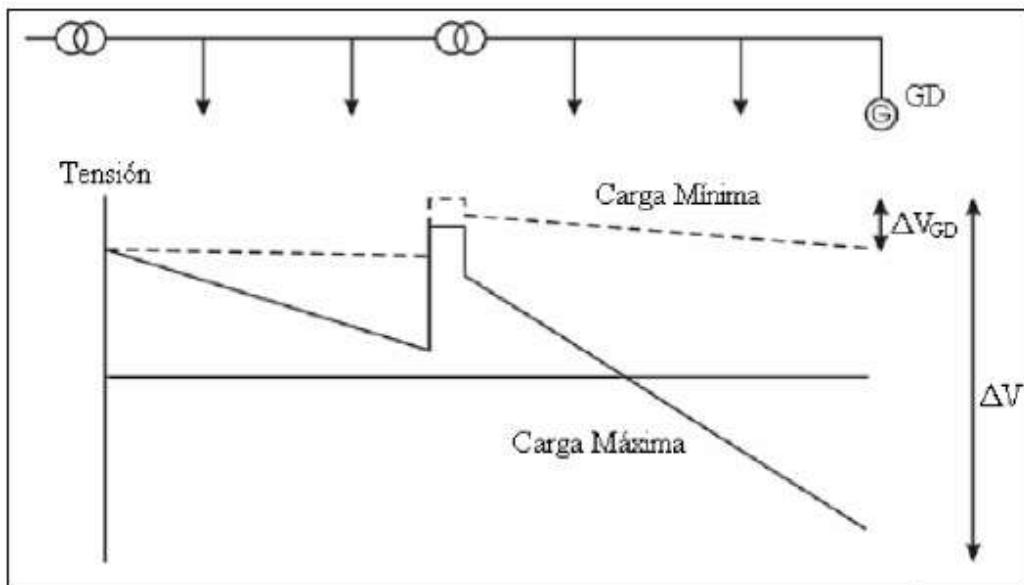


Figura 12.5. Tensión de un alimentador bajo distintos perfiles de demanda. Tomado de [29].

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

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

13.2.3 Contribución al nivel de corto circuito

El nivel de corto circuito se define como la magnitud de la corriente que en situación de falla se observaría en un punto de interés. Las corrientes de falla suelen ser considerablemente superiores a las corrientes nominales, de modo que pueden provocar daños permanentes en los equipos eléctricos presentes en el sistema. De este modo, el diseño debe considerar la eventual aparición de estas corrientes y, por ende, que sean capaces de soportarlas por breves períodos de tiempo, durante los cuales las protecciones se accionen y logran aislar las fallas.

Dependiendo del tipo de generador que se conecte, se tendrán distintos efectos sobre el nivel de corto circuito. La contribución de los generadores síncronos, generadores de inducción e inversores se presenta en la tabla 12.1.

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

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

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

Tabla 12.1 Características de tecnologías y su impacto en la red. Fuente: Elaboración propia

13.2.4 Coordinación de Protecciones

En aquellos casos en que la penetración de la GD sea significativa, los esquemas de protección con que cuentan hoy las distribuidoras eléctricas probablemente no sean los más adecuados y se requiera cambiarlos. El solo estudio de este tipo de casos de rediseño de protecciones es un proyecto de gran complejidad. Sin perjuicio de lo anterior, la instalación de sistemas de generación en baja tensión (BT) debe considerar aspectos de seguridad relevantes que no se logran abarcar con la tecnología utilizada actualmente en ese nivel de la red de distribución.

El elemento de protección más común de la red de baja tensión es el fusible. Este elemento no posee inteligencia y eventualmente permitiría una operación bidireccional, es decir, no actuaría en forma errónea al invertir el flujo en el empalme de BT. Sin embargo, en caso de falla, la operación de este dispositivo no es la más adecuada en términos de seguridad y aporte a la corriente de cortocircuito por cuanto en su diseño se ha definido un umbral de corte considerando una dirección del flujo hacia el cliente. De esta forma, frente a una falla aguas arriba del generador en BT, el fusible no operará si el nivel de corriente está por debajo de su umbral, aportando de esta forma a la corriente de cortocircuito. La figura 12.6 (a) ilustra la situación para la cual se ha escogido el umbral del fusible y la figura 12.6 (b) presenta el caso en que el fusible no opera, produciendo un aporte a la corriente de cortocircuito.

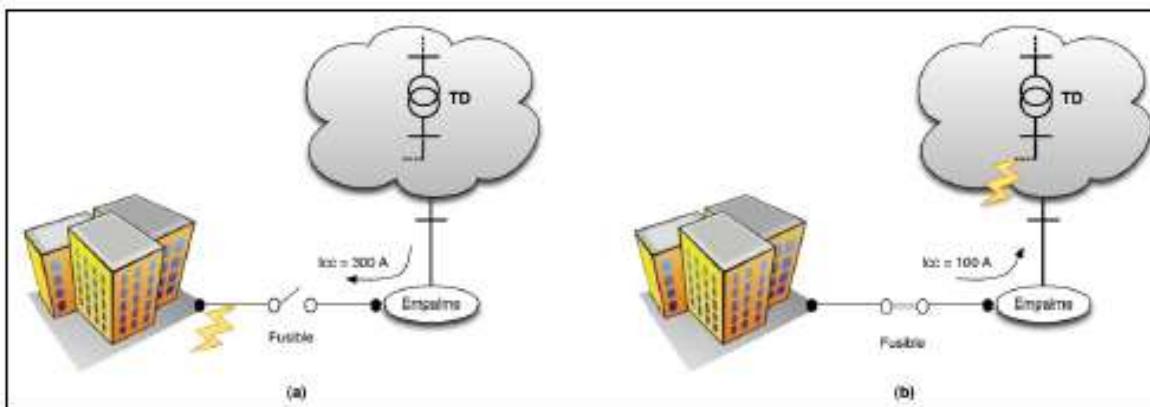


Figura 12.6. Comportamiento frente a falla (a) Ejemplos de operación del fusible de BT, (b) Caso en que no opera el fusible de BT.

Considerando el problema anterior, es necesario entonces disponer de una protección que distinga el sentido del flujo y que para ambas situaciones opere con distintos umbrales. En el caso del ejemplo, el fusible se ha diseñado para un umbral de 280 A y no operará con corrientes menores a ese valor. Para lograr una operación segura que no genere aportes a la corriente de cortocircuito es

necesario utilizar un elemento inteligente. En media tensión (MT) se utilizan comúnmente las protecciones de potencia inversa y de sobre corriente direccional. Las funcionalidades de estas protecciones son las necesarias para operar en forma segura en baja tensión.

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

13.2.5 Operación en isla

La operación en isla es la condición cuando la GD ya no se encuentra operando en paralelo con la red de distribución y puede ocurrir debido a alguna de las siguientes causas [31]:

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

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

Una vez que se establece la isla, es posible que se lleve a cabo una auto-reconexión entre la isla y la red y una vez que se haya reconnectado exitosamente, la estrategia de control nuevamente se debe revertir a la operación conectada a la red de distribución para manejar las protecciones y la operación. La operación de los equipos de protección necesitará reaccionar de manera distinta en los casos de operación aislada y conectada, ya que las corrientes de falla cambiarán drásticamente de un escenario a otro [31].

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

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

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

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

13.2.6 Impacto en contaminación armónica

Las armónicas están siempre presentes en los sistemas de potencia en algún grado o magnitud, y pueden ser causadas por no linealidades en la impedancia de excitación de un transformador o cargas tales como luces fluorescentes, equipo de conversión AC/DC, variadores de frecuencia, equipo de operación interrumpida, hornos de arco, y otros equipos [30].

La GD puede ser una fuente de armónicos en la red, los que pueden ser producidos por la generación misma (generador sincrónico) o por equipamiento de electrónica de potencia como lo son los inversores. En el caso de los inversores, su contribución a las corrientes armónicas se debe en parte a rectificadores tipo SCR (Silicon Controlled Rectifier) que produce un alto nivel de armónicos. En la actualidad, los inversores que hacen uso de IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor) que hace uso de la modulación de pulsos para generar una onda sinusoidal pura, presenta como salida una menor contaminación armónica acorde al estándar IEEE 1547-2003 [32].

Las máquinas rotatorias también pueden ser fuente de armónicos, esto depende del diseño del bobinado del generador (paso de las bobinas), no linealidad del núcleo, puesta a tierra y otros factores que pueden resultar en una propagación armónica significativa [33].

Es importante mencionar que cuando se compara la contribución de armónicos desde un GD con otros impactos que pueda producir en el sistema, se puede afirmar que son de menor relevancia o incluso no son un problema. De todas maneras, en algunos instantes se pueden presentar problemas que eleven los niveles y pueda exceder lo definido en el estándar IEEE-519 (ver tabla 12.2). Estos problemas se originan por resonancia con bancos de condensadores, o inconvenientes con equipo sensible a las armónicas. En el peor de los casos, el GD se podría desconectar como consecuencia de un sobre calentamiento causado por los armónicos.

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

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

Tabla 12.2. Requerimientos de inyección de armónicos para GD según IEEE 519-1992 [33].

13.3 IMPACTO DE LOS VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN LA DEMANDA DE ENERGÍA

13.3.1 Demanda de energía y cambios en la demanda de combustibles

En 2017, la demanda estimada de electricidad a causa de los vehículos eléctricos (VE) fue de 54 TWh, una magnitud que es equivalente a un poco más de la demanda de Grecia. La mayoría de esta demanda (91%) proviene de China donde el consumo es mayoritariamente basado en el uso de autobuses eléctricos y motocicletas. Estos dos modos representan el 87% de la demanda de electricidad a nivel mundial. Actualmente, la demanda para vehículos livianos ha incrementado rápido desde 2015 (143%), seguida de los buses (110%) y las motocicletas (13%) [34].

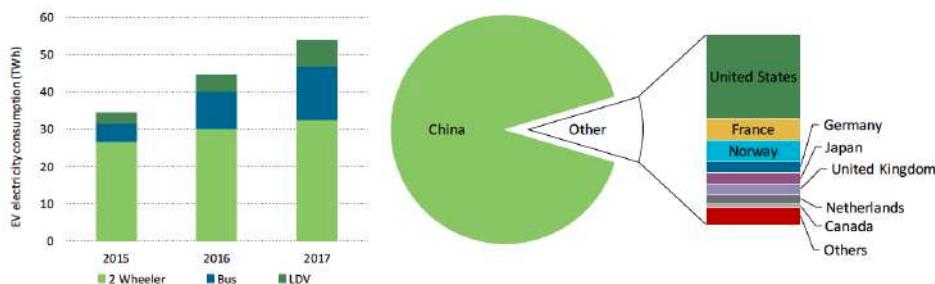


Figura 12.7. Consumo energético de los vehículos eléctricos

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

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

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

13.3.2 Impactos producidos por la carga de vehículos eléctricos

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

La figura 12.8 muestra variaciones del tráfico en tres ciudades (Hong Kong, Long Beach y Manchester) así como el perfil de demanda de electricidad.

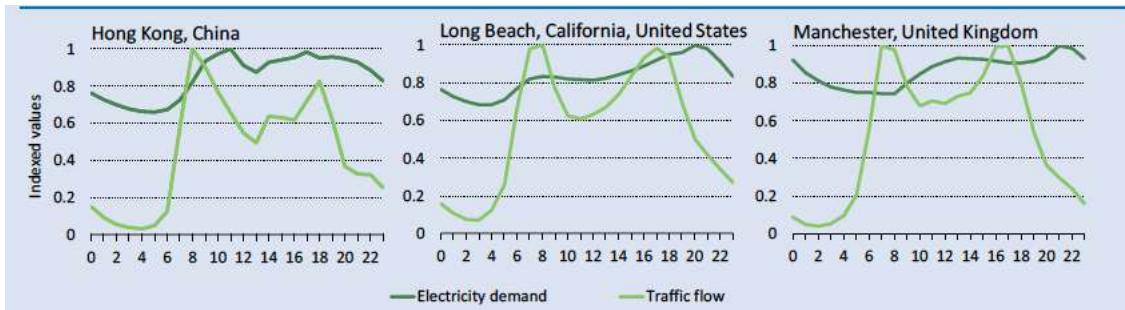


Figura 12.8. Variaciones de tráfico y perfil de demanda de electricidad. Tomado de [35].

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

13.4 IMPACTOS PRODUCIDOS POR EV Y PV EN REDES DE BAJA TENSIÓN¹¹

A partir de la metodología propuesta en [36] y como consecuencia de ello, los análisis realizados para diferentes escenarios de penetración de tecnologías bajas en carbono (LCT por sus siglas en inglés) arrojan diferentes efectos en redes de distribución. Para ello, se evalúa el impacto en redes de baja tensión en Inglaterra, siendo la red bajo análisis la siguiente:

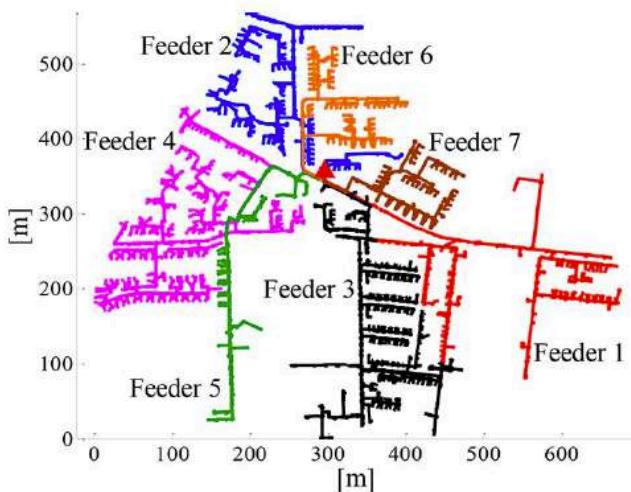


Figura 12.9 Topología de red de distribución bajo análisis. Tomado de [36].

Para estimar los efectos de introducción de PV y de EV en dicha red, se consideran perfiles de consumo para las estaciones de verano e invierno, así como también perfiles para la producción de PV y los efectos de la carga de EV. Esta información se muestra en la figura 12.10.

¹¹ Esta sección muestra los resultados de una metodología que será la base de las simulaciones computacionales de este estudio.

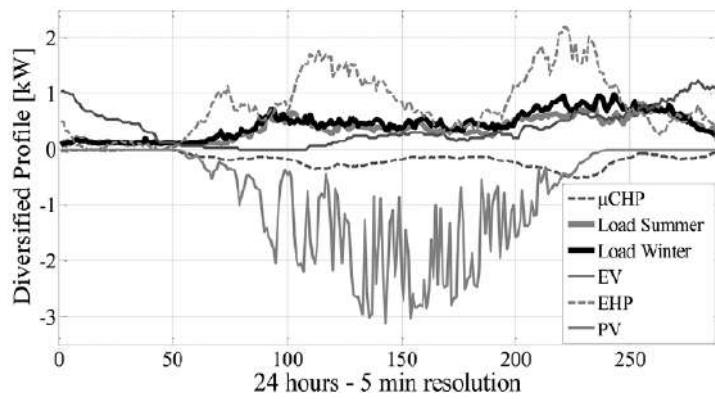


Figura 12.10. Perfil promedio para agrupaciones de 100 consumos y LCT. Tomado de [36].

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

13.4.1 Análisis de la tensión

Para el caso de la integración de PV, cuatro alimentadores presentan problemas (aumento de tensión) a diferentes niveles de penetración. La magnitud de los problemas para un nivel de penetración en particular varía por alimentador. Por lo que para los alimentadores 3 y 4 los problemas inician a niveles de penetración de 30 y 40% respectivamente. Lo que se observa en la figura 12.11.

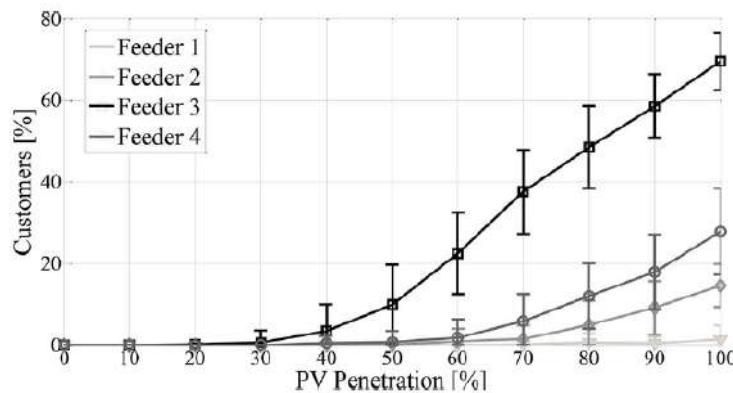


Figura 12.11. Porcentaje de consumidores con problemas de tensión – caso PV. Tomado de [36].

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

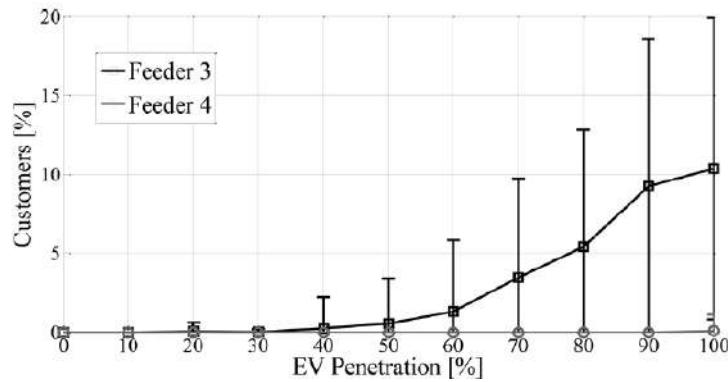


Figura 12.12. Porcentaje de usuarios con problemas de tensión – Caso EV. Tomado de [36].

13.4.2 Análisis de capacidad (capacidad térmica)

El nivel de carga promedio y una desviación estándar a la cabecera del alimentador se presenta en las siguientes figuras 12.13 y 12.14. El nivel de cargabilidad aumenta de manera lineal en el caso de los VEs, alcanzando un nivel de 100% de cargabilidad a niveles de penetración de 50%, 80% y 100% para los alimentadores 3, 4 y 2. Observándose que, si todos los hogares adoptan este nuevo tipo de cargas, se necesitará de refuerzos en tres alimentadores como mínimo.

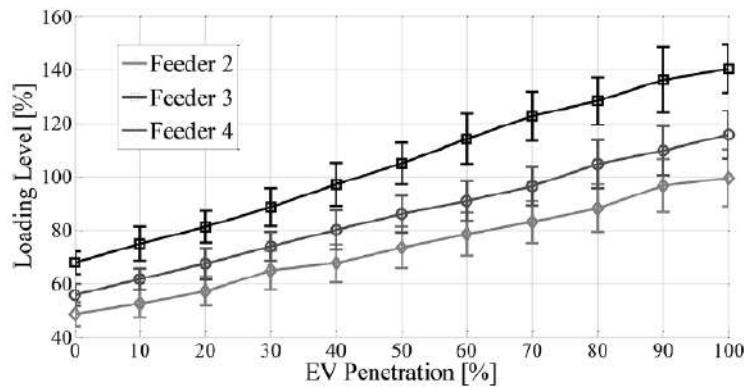


Figura 12.13. Nivel de cargabilidad a la cabecera del alimentador –Caso EV. Tomado de [36].

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

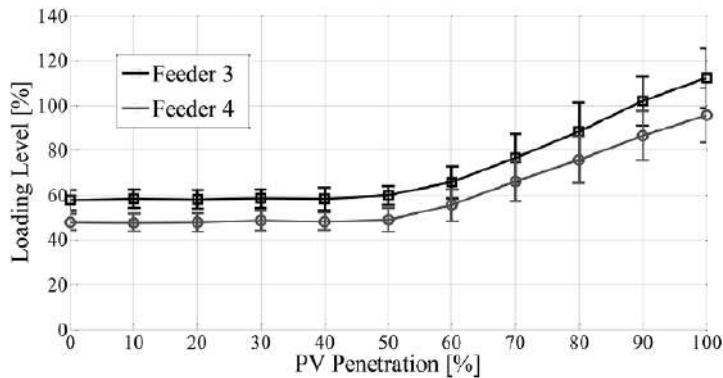


Fig. 12.14. Nivel de cargabilidad a la cabecera del alimentador - Caso PV. Tomado de [36].

13.5 EXPERIENCIAS INTERNACIONALES EN PENETRACIÓN DE GD

La mayoría de los países con un avance considerable en cuanto a la introducción de GD en sus redes cuentan con algún código o reglamento que explicita el procedimiento a seguir a la hora de realizar la conexión de un proyecto. El objetivo del mismo es determinar la relación contractual que tendrán las partes involucradas (en este caso, usuario – generador y la empresa de distribución), todos los organismos de regulación y fiscalización que pueden intervenir durante el proceso, y los plazos con los que cuentan cada uno desde la solicitud de conexión hasta la puesta en marcha de la central de interés. Asimismo, estos reglamentos versan también sobre los requisitos técnicos para las centrales, presentados en [37].

A partir de [37], se entrega una síntesis de los procedimientos utilizados en algunos de los países más relevantes en materia de GD en la Unión Europea.

13.5.1 España

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

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

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

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

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

13.5.2 Reino Unido

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

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

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

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

A continuación, comienza la fase de diseño. El usuario de la unidad de GD presenta una solicitud de conexión formal a la concesionaria de distribución. Con esta información, el distribuidor produce diseños detallados de conexión con sus costos implicados, determinando que parte de los trabajos de conexión pueden ser efectuados por una tercera parte y aquellos que él debe realizar.

Durante la fase de construcción, el usuario (o un tercer contratado) lleva a cabo la confección de la nueva planta. Esto es posterior a la celebración formal del contrato con la empresa distribuidora.

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

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

13.5.3 Francia

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

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

En el caso de los proyectos con una capacidad instalada inferior a 2.5 MW, FED puede enviar una solicitud de información (“demande de renseignement”) a la que se responde con un estudio de factibilidad (“étude de faisabilité”). Este documento da una estimación única y no es vinculante para FED. Una vez que el proyecto está más avanzado, el dueño del proyecto tiene la opción de solicitar un estudio detallado (“étude détaillée”) a FED. Una vez que el proyecto ha sido validado por la administración, el dueño del proyecto tiene que solicitar una propuesta detallada (“Proposition Technique et Financière”) para la conexión de su instalación. FED luego llevará a cabo, dentro de los 3 meses siguientes a la recepción de los documentos necesarios, un estudio detallado. Este paso es obligatorio y los resultados técnico-financieros son vinculantes para ambas partes, si el proyecto quiere llevarse a cabo. Tan pronto como el propietario del proyecto ha aceptado la propuesta detallada y pagó la suma inicial, el distribuidor lleva a cabo los estudios de realización final. En base a estos estudios, FED prepara los convenios de conexión/contrato.

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

13.5.4 Alemania

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

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

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

13.5.5 Italia

Cuando un productor desea instalar un nuevo generador distribuido debe suministrar al operador de la red de distribución toda la información sobre la planta, los esquemas de interconexión, las protecciones y los dispositivos que serán utilizados, así también como un detalle de los principios de funcionamiento de la planta en condiciones normales y de emergencia. La empresa de distribución debe comprobar que las características de la planta, junto con el punto de conexión y los procedimientos son capaces de satisfacer sus propios reglamentos y las normas técnicas y de funcionamiento de la red, para luego decidir si autoriza o no la conexión de la nueva generación distribuida. Si las comprobaciones preliminares muestran que, de acuerdo con el distribuidor, la conexión a un punto existente no cumple los requisitos o necesidades de una mejora de la red, la conexión es rechazada y el productor de GD puede volver a pedir permiso de instalación previa realización de las inversiones necesarias en la red para las mejoras pertinentes.

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

punto de la frontera entre el productor y el distribuidor, sitio en el cual se deben instalar los equipos y dispositivos de medición.

14 ANEXO 2: POTENCIALES BENEFICIOS DE LA INTEGRACIÓN DE LOS SDE

La introducción de la generación distribuida en un sistema eléctrico implica unos cambios en las variables eléctricas de los sistemas tales como los flujos de potencia, tensiones nodales, corrientes, etc. Esos cambios se traducen en unos impactos –detalles en el anexo 1- y en unos beneficios que se pueden sintetizar de la siguiente manera y que será detallado en numerales posteriores:

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

Por otro lado, con relación al ENFICC, entendido como la “la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación durante un año de manera continua, en condiciones extremas de bajos caudales”¹², los resultados numéricos indicados en la capítulo 4 sugieren que el aporte agregado de energía por parte de los generadores distribuidos y autogeneradores es bajo¹³; por lo cual, y aunque no se haya calculado explícitamente el ENFICC empleando los lineamiento de las distintas resoluciones CREG, los beneficios en este aspecto no son significativos en el mediano y corto plazo. Por el contrario, si existe evidencia –reportada en estudios académicos o experiencia de varias *utilities*- de otros tipos de beneficios que si se son alcanzables y sobre los cuales se concentrará este anexo.

14.1 MENORES PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y RESTRICCIONES

La inclusión de generación distribuida en los sistemas de distribución tiene una influencia directa sobre la magnitud de los flujos de potencia que circulan por los elementos de la red de distribución

¹² Tomado de http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/obligacion_energia_firme/obligacion_energia_firme.htm.

¹³ Aunque es preciso recordar que el análisis se realizó para capacidad menores de 1MW. Conclusiones sobre el impacto de tecnologías de GD y AG de mayores capacidades requieren análisis por fuera del alcance de este estudio.

y que dependen de factores como la ubicación de los generadores dentro del sistema, su tamaño – capacidad-, y el factor de planta. El cambio de esos flujos, naturalmente, trae como consecuencias una modificación en el valor de las pérdidas del sistema.

Como se menciona en [38], el incremento en la penetración de energías alternativas en las redes de baja tensión puede ayudar a reducir las pérdidas en el sistema de transmisión y distribución, debido a la reducción de los flujos por las líneas de transmisión y distribución.

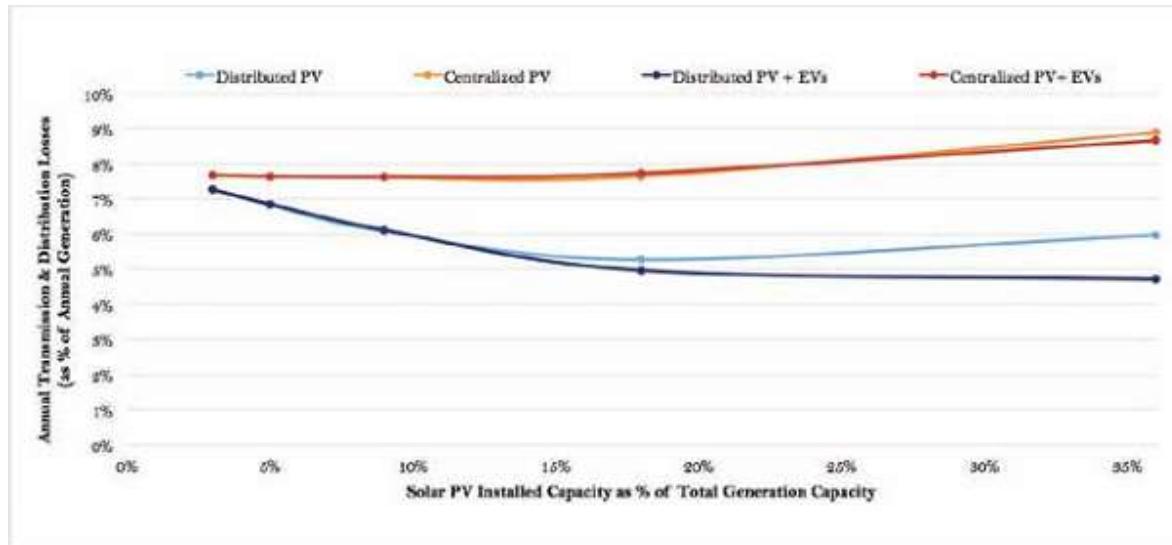


Figura 13.1. Efecto del incremento de la penetración fotovoltaica en las pérdidas totales de transmisión y distribución [38].

Como se muestra en la figura 13.1, que corresponde a un ejemplo a un caso de estudio el cual se asemeja a un sistema de prueba similar a España¹⁴ en el periodo de tiempo 2020-2025, se aprecia que ante una penetración de generación distribuida de cerca del 20% se obtiene una reducción de las pérdidas totales de transmisión y distribución. Sin embargo, un aumento mayor de penetración, las pérdidas muestran una tendencia creciente. De manera similar, en [39] y [40] se demuestra mediante un caso de prueba, que la inclusión de generación distribuida a nivel de distribución, en especial cerca de las demandas trae beneficios como el alivio en la congestión y una reducción de pérdidas.

¹⁴ Sistema de prueba tomado del plan de energías renovables aprobado a finales del 2011 por el gobierno Español.

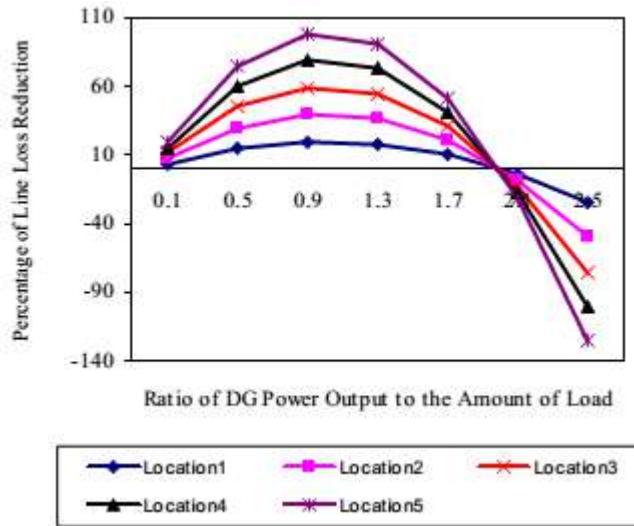


Figura 13.2. Efecto de la ubicación de la generación distribuida en las pérdidas [39] y [40].

Como se aprecia en la figura 13.2 las ubicaciones 4 y 5 son aquellas donde se obtienen las mayores reducciones y que corresponden a las ubicaciones que están más cercanas a las demandas.

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

14.2 MENOR CONGESTIÓN EN LAS REDES DE TRANSMISIÓN

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

Por ejemplo, en [38] se muestra que ante diferentes niveles de penetración de generación distribuida se presenta una reducción de los flujos de potencia en los diferentes elementos del sistema con lo cual alivia la sobrecarga de los mismos. En [41] se presenta una metodología para la ubicación adecuada de generación distribuida, la cual reduce las pérdidas del sistema, aumenta el perfil de tensión de los diversos nodos, y alivia de la congestión. Finalmente, en [42] los autores realizan un estudio para verificar los efectos de la generación distribuida en las líneas de transmisión, transformadores, perfiles de tensión y pérdidas en las líneas. Se encuentra que el uso de generación distribuida reduce la carga de los transformadores y mejora los perfiles de tensión.

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

14.3 APLAZAMIENTO EN INVERSIÓN EN EXPANSIÓN DE REDES

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

Como se menciona en [38], una adecuada ubicación y operación de los generadores distribuidos ayuda a postergar inversiones por la disminución del uso de las redes de transmisión y distribución¹⁵, esto se explica por el hecho que durante los períodos de mayor demanda la energía proporcionada por la generación distribuida libera capacidad de la red de distribución dado que esta fue planeada para atender una demanda pico sin consideraciones de suministro local.

Por otro lado, en [43] se presenta un modelo para el planeamiento conjunto de redes de distribución de energía eléctrica y gas natural con generación distribuida a base de gas natural. El artículo muestra que la inclusión de generación distribuida en el planeamiento conjunto de las redes de distribución disminuye los costos de inversión de la red eléctrica, esto es, la presencia de la generación distribuida efectivamente se traduce en un plan de expansión de menor costo cuando se compara con el resultado de un plan que no considera ese tipo de generadores.

La conclusión anterior se refuerza en [44], en donde los autores presentan un modelo lineal de planeamiento para la expansión de redes de distribución incluyendo generación distribuida, los resultados alcanzados muestran que la inclusión de generación distribuida en las redes de distribución permite reducir de manera considerable los costos de inversión en elementos nuevos o repotenciación de los existentes.

14.4 APLANAMIENTO DE LA CURVA DE CARGA

¹⁵ En algunos textos se acostumbra a decir “aumento de capacidad”. En realidad, el término puede ser confuso pues no que se aumenta físicamente la capacidad del activo –dado en MVA o MW–, realmente se **dispone** de una mayor capacidad para su uso.

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

En [45] se analiza cómo los sistemas fotovoltaicos en conjunto con almacenadores de energía reducen los altos picos de demanda y desde el punto de vista de los operadores de red esto se traduce en una mejora para la confiabilidad y la estabilidad del sistema, posibilitando una mayor y mejor integración de esta tecnología.

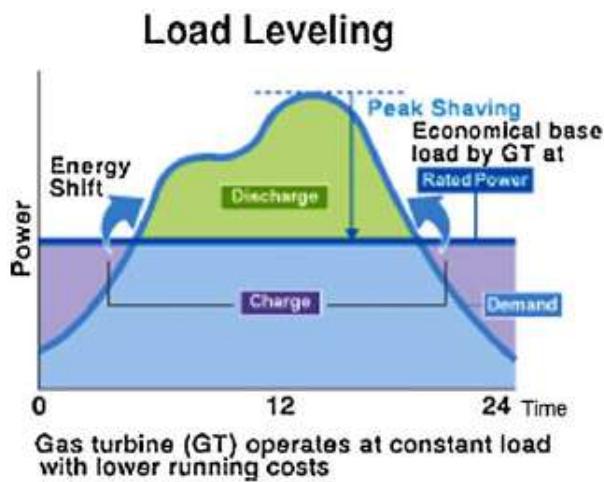


Figura 13.3. Ejemplo aplanamiento de curva de carga [45].

La figura 13.3 es un ejemplo de una demanda alimentada por una turbina de gas en conjunto con un almacenador, la curva de carga de la demanda puede ser vista por el operador de red como una curva plana, esto en virtud que la unidad de generación podría ser operada a carga constante durante todo el periodo de operación, la energía adicional entregada por el generador en las horas de baja demanda sería almacenada y posteriormente entregada en las horas de alta demanda.

En [46] se presenta un estudio realizado en varias ciudades del estado de California, en donde se analiza el impacto de la generación distribuida fotovoltaica sobre la curva de carga, mostrando que la reducción de la misma dependerá de las características de la red y las condiciones climáticas, así como de la sincronización del pico de demanda y producción de los generadores fotovoltaicos, para este estado normalmente el pico de demanda se presenta en horas de la tarde por lo que los generadores fotovoltaicos ayudan a reducirla en una fracción, cosa que resulta beneficiosa para la red.

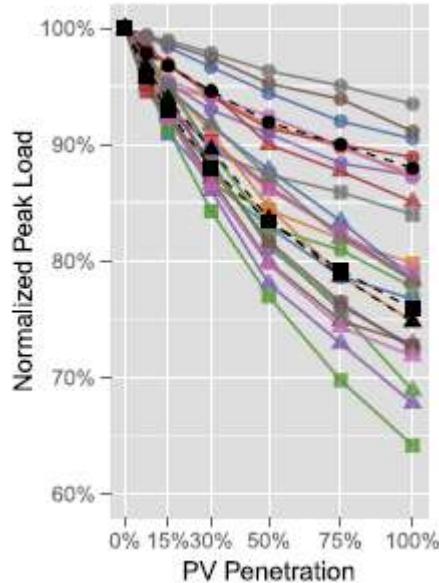


Figura 13.4. Efecto de los generadores fotovoltaicos sobre la curva de carga [46].

En la figura 13.4 se muestra el pico de demanda normalizado para diferentes circuitos del estado de California y como decrece está ante diferentes niveles de penetración de generación fotovoltaica, mostrando la efectividad de estos para ayudar a modificar la curva de carga de los circuitos.

14.5 EMISIONES EVITADAS

La introducción de recursos distribuidos con los cuales se puede abastecer la demanda de manera local podría evitar el uso de fuentes de energía eléctrica que contribuyen a la emisión de gases de efecto invernadero. Por ejemplo, en [47] se presenta un estudio en donde a través de un modelo de despacho se cuantifica la reducción de emisiones debido a la presencia de generación distribuida del mercado de Texas.

Por otro lado, en [48] se lleva a cabo un análisis de diferentes tecnologías de generación y sus potenciales beneficios tanto para las redes eléctricas como para el medio ambiente, justificando de una manera clara la forma como la generación distribuida sustancialmente reduce las emisiones de gases de efecto invernadero.

14.6 PROVISIÓN DE SERVICIOS AUXILIARES

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

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

Algunos de los anteriores elementos requieren que el recurso disponga de una fuente primaria firme a través de la cual se puede proporcionar el servicio. Para el caso de los recursos distribuidos, en [49], por ejemplo, se presenta un estudio del impacto del uso de la generación distribuida (eólica y solar) para proporcionar servicios auxiliares a una micro-red de mediana escala.

Aunque el estudio se desarrolla para un sistema de prueba IEEE de 13 nodos, considerando un 30% de la potencia proveniente de centrales convencionales y el restante 70% proveniente de fuentes renovables, los resultados son un buen indicativo del impacto, favorable, en la estabilidad y soporte de tensión. La figura 13.5 muestra el comportamiento del voltaje en los diferentes nodos del sistema operando con presencia y ausencia de la generación distribuida. Se nota como la generación distribuida ayuda al soporte de tensión frente a incremento de demanda en diferentes puntos del sistema.

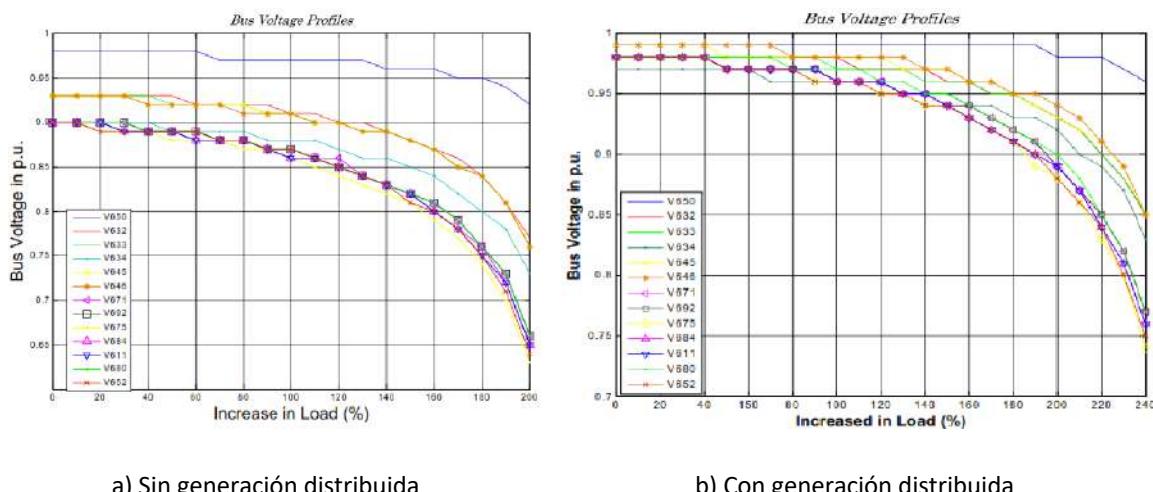
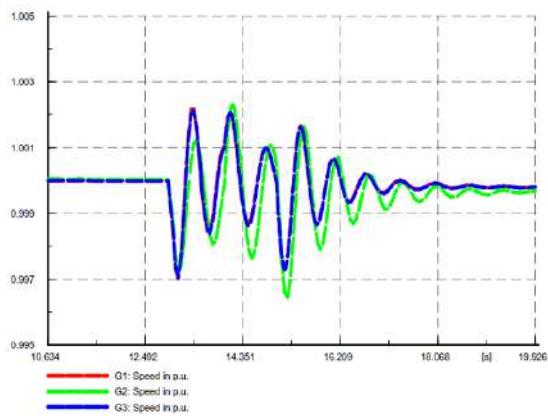
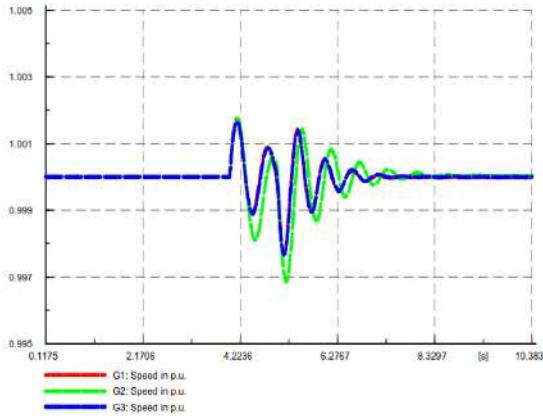


Figura 13.5. Curvas P-V para todos los nodos del sistema [49].

De manera adicional, las unidades de generación distribuida pueden proporcionar servicios de estabilidad transitoria ante la ocurrencia de fallas trifásicas, en la figura 13.6 se muestra la velocidad en p.u. de los generadores tradicionales empleados para alimentar la demanda durante la falla, primero sin generación distribuida figura 13.6a y luego con generación distribuida figura 13.6b, donde se aprecia que los efectos de oscilación y amortiguación en la velocidad de los generadores son mejorados.



a) Sin generación distribuida



b) Con generación distribuida

Figura 13.6. Velocidad en p.u. de los generadores sincrónicos.

Por otro lado, en [50] los autores presentan una discusión general sobre el uso de generación distribuida para proporcionar servicios auxiliares empleando un sistema de prueba para la realización de simulaciones computacionales. En síntesis, los principales resultados indican mejoras en los perfiles de tensión (figura 13.7a), reducción de pérdidas –aunque esto no es un servicio auxiliar– (figura 13.7b), cambios en los límites de estabilidad (figura 13.7c) y cambios en el comportamiento dinámico del sistema establecidos a través de los límites de estabilidad (figuras 13.7d y 13.7e). Se observa el impacto positivo de la penetración de estas tecnologías.

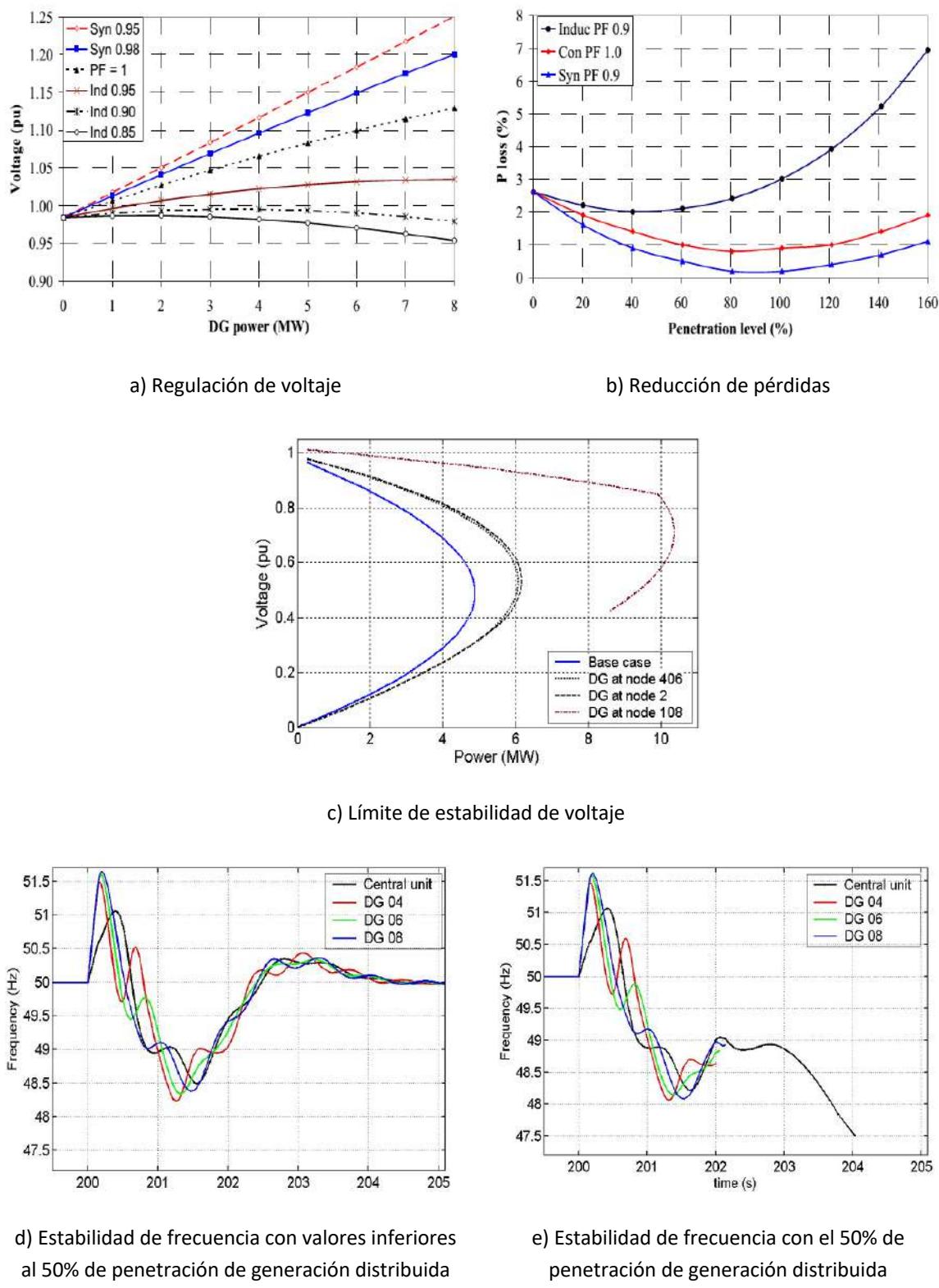


Figura 13.7. Resultado para las diferentes pruebas de servicios auxiliares [50].

15 ANEXO 3: CONSIDERACIONES GENERALES RELACIONADAS CON LA PRESENTACIÓN DE LOS RESULTADOS

Esta sección muestra las consideraciones generales que deben ser tenidas en cuenta para la interpretación de los resultados numéricos de los indicadores de seguimiento.

1. Todos los resultados numéricos de las secciones 7.2, 7.3 y 7.4 emplean diagramas de caja (*boxplot* en inglés) para su visualización. Esos diagramas son ampliamente utilizados en estadística descriptiva como una manera de sintetizar la información más relevante de un conjunto de datos sin considerar la distribución de los mismos. En tal sentido, a través de cinco valores numéricos (extremo inferior, percentil 25, mediana o percentil 50, percentil 75 y extremo superior) se resumen los principales atributos de los datos. Los extremos inferior y superior son aquellos que corresponde a 1.5 veces el valor del intercuartil (la diferencia entre el percentil 75 y el 25) y la Figura 15.1 muestra un diagrama de caja con la ubicación de los principales valores. Igualmente se muestran los valores por fuera de los extremos con un cruz roja y es usual interpretar estos valores como “atípicos” pues si los datos siguen una distribución normal corresponden a valores inferiores al percentil 1 o superiores al 99.

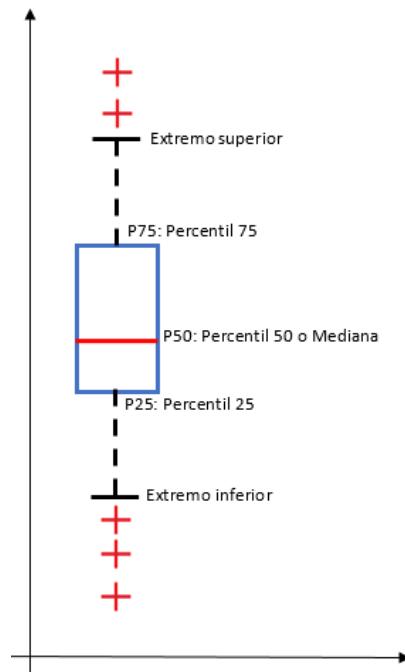


Figura 15.1 Interpretación de un diagrama de caja (*boxplot* en inglés)

2. En todas las gráficas se muestra una línea en color púrpura que indica el valor de referencia del indicador excepto para el indicador asociado a la tensión en los nodos de la red pues su referencia es al eje horizontal de la gráfica.

3. Los resultados numéricos son mostrados siguiendo la estructura de la Figura 15.2 en donde para las tecnologías fotovoltaica y vehículos eléctricos se realizan los análisis por escenario y por estrés para reparto exigente y uniforme.
4. Los resultados se despliegan y se analizan con la siguiente plantilla:

Indicador de seguimiento: "Aquí se especifica el indicador que se está analizando"

Tecnología bajo análisis: "Aquí se especifica la tecnología que se está analizando"

Tipos de análisis:

- Aquí se especifica los tipos de análisis basados en la Figura 15.2

AQUÍ UNA GRÁFICA CON EL RESULTADO DEL INDICADOR PARA UN <i>REPARTO UNIFORME</i>	AQUÍ UNA GRÁFICA CON EL RESULTADO DEL INDICADOR PARA UN <i>REPARTO EXIGENTE</i>
---	---

Comentarios de los resultados:

- Aquí se colocan las principales conclusiones de las gráficas

Figura 15.2 Estructura de presentación de los resultados

16 ANEXO 4: CONSTRUCCIÓN DE LOS INDICADORES DE SEGUIMIENTO A PARTIR DE LOS MICRODATOS

Esta sección muestra la manera como se establecen los valores que son empleados para la conformación de las gráficas a partir de las cuales se pueden realizar las inferencias de los indicadores de seguimiento mostrados en las secciones anteriores. Para tal propósito, se requiere de una información base y que para efectos de este estudio se denomina *micrdatos* y que se obtienen a partir de unas simulaciones computacionales utilizando la metodología del capítulo 0. Los micrdatos se consolidan en tablas y a través de estas es posible realizar inferencias sobre los indicadores de seguimiento a nivel circuito, mercado de comercialización y país.

La sección 16.1 muestra unos ejemplos de micrdatos para un circuito de tensión 1 y posteriormente en la sección 16.2 se explica como a partir de estos se pueden consolidar los indicadores a nivel de mercado de comercialización y país.

16.1 EJEMPLO DE MICRODATOS PARA UN CIRCUITO DE NIVEL DE TENSIÓN 1

16.1.1 Micrdatos para una red de nivel 1 alimentada por un transformador de 150 kVA, análisis por escenario de penetración, tecnología solar fotovoltaica

Las Tabla 16.1 y Tabla 16.2 muestran los micrdatos consolidados en dos tablas y que son los resultados de las simulaciones computacionales para un transformador de 150 kVA de un circuito de nivel 1 para el caso de *penetración fotovoltaica* y considerando una distribución uniforme y exigente de carga. La simulación corresponde para el día de mínima demanda del alimentador que es donde se pueden manifestar los mayores efectos tal como lo explica en el capítulo 0. Los valores de kW de penetración -o inserción- corresponden al escenario de penetración en donde está ubicado geográficamente el transformador. Esto es, en el informe 2 de este estudio¹⁶ se señalaron unos posibles escenarios de penetración regionales los cuales son escalados hasta el de nivel de tensión de estudio que pertenecen a cada una de esas regiones y con esos valores se realizan las simulaciones de este estudio. El escalamiento se explica en el anexo 6 de este informe.

¹⁶ Disponible en la circular CREG 078 del 2018

Las Tabla 16.1 y Tabla 16.2 tienen igual estructura y cada columna tiene la siguiente interpretación:

- Columna 1 (Año): Indica el año de estudio en donde la primera fila corresponde al caso base -red eléctrica sin ningún nivel de penetración- y las filas sucesivas a los resultados por cada año de penetración. El año 1 corresponde al 2018 y el 15 al 2032.
- Columna 2 (Adopción): Es el porcentaje de adopción de la tecnología medida con respecto a la capacidad del transformador. Por ejemplo, un valor de 1.14% -columna 2 con fila 2- indica que se simula el caso de una penetración con un valor nominal de 1.71kW -valor de la columna 3 con fila 2- en un transformador de 150 kVA ($1.71/150=1.14\%$). Se asume por simplicidad un factor de potencia 1 para efectos de este cálculo. En el anexo 6 se muestra la metodología a través de la cual se escala los porcentajes de adopción a nivel de circuito.
- Columna 3 (Inserción): Es el valor nominal de penetración de los paneles solares.
- Columna 4 (Inyección): Es el valor máximo de inyección de potencia de los paneles siguiendo la metodología indicada en el anexo 7 para el caso de fotovoltaicos.
- Columna 5 (Balance): Es la diferencia entre la inyección de los paneles y la demanda para el momento de análisis. Un valor positivo indica que existe más inyección por parte de los paneles que demanda del sistema, negativo en caso contrario.
- Columna 6 (Pot. Inyect.): Es la potencia inyectada por el transformador para el momento o instante de análisis. Un valor positivo indica que el transformador alimenta la demanda y el valor negativo indica la existencia de contraflujos (flujos aguas arriba del transformador).
- Columna 7 (Cargabilidad): Es el porcentaje de cargabilidad del transformador.
- Columna 8 (Usuarios): Es el porcentaje de nodos de la red con problemas de tensión, esto es, que el voltaje se sale de sus límites operativos.
- Columna 9 (Tramos): Es el porcentaje de tramos de red con problemas de sobrecorriente.
- Columna 10 (Pérdidas): Es el porcentaje total de las pérdidas para el momento de estudio.

Año	Adopción [%]	Inserción [kW]	Inyección [kW]	Balance [kW]	Pot. Inyect. [kW]	Cargabilidad [%]	Usuarios [%]	Tramos [%]	Pérdidas [%]
0	0	0	0	0	18.60	12.40	0	0	0.92
1	1.14	1.72	0.90	-17.54	17.69	11.79	0	0	0.86
2	2.04	3.05	1.61	-16.83	16.98	11.32	0	0	0.84
3	3.49	5.24	2.76	-15.69	15.82	10.54	0	0	0.82
4	4.94	7.41	3.90	-14.54	14.66	9.77	0	0	0.81
5	6.38	9.57	5.04	-13.40	13.51	9.01	0	0	0.79
6	7.82	11.73	6.17	-12.27	12.37	8.25	0	0	0.78
7	9.24	13.87	7.29	-11.15	11.23	7.49	0	0	0.78
8	10.66	16.00	8.41	-10.03	10.11	6.74	0	0	0.78
9	12.08	18.11	9.53	-8.91	8.98	5.99	0	0	0.79

ESTUDIO CREG DE INDICADORES DE SEGUIMIENTO DE GD Y AG
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
CENTRO DE ENERGÍA DE LA UNIVERSIDAD DE CHILE

10	13.48	20.22	10.64	-7.80	7.87	5.25	0	0	0.81
11	14.88	22.32	11.74	-6.70	6.76	4.51	0	0	0.85
12	16.27	24.41	12.84	-5.60	5.66	3.77	0	0	0.92
13	17.65	26.48	13.93	-4.51	4.56	3.04	0	0	1.03
14	19.03	28.54	15.01	-3.43	3.47	2.31	0	0	1.24
15	20.40	30.60	16.09	-2.35	2.39	1.59	0	0	1.65

Tabla 16.1 Microdatos: Escenario de penetración-reparto uniforme-tecnología FV–Círculo de NIVEL 1.

Año	Adopción [%]	Inserción [kW]	Inyección [kW]	Balance [kW]	Pot. Inyect. [kW]	Cargabilidad [%]	Usuarios [%]	Tramos [%]	Pérdidas [%]
0	0	0	0	0	18.60	12.40	0	0	0.92
1	1.14	1.72	0.90	-17.54	17.68	11.79	0	0	0.81
2	2.04	3.05	1.61	-16.83	16.96	11.31	0	0	0.76
3	3.49	5.24	2.76	-15.69	15.80	10.53	0	0	0.70
4	4.94	7.41	3.90	-14.54	14.63	9.75	0	0	0.59
5	6.38	9.57	5.04	-13.40	13.48	8.99	0	0	0.56
6	7.82	11.73	6.17	-12.27	12.34	8.23	0	0	0.57
7	9.24	13.87	7.29	-11.15	11.22	7.48	0	0	0.61
8	10.66	16.00	8.41	-10.03	10.09	6.73	0	0	0.66
9	12.08	18.11	9.53	-8.91	8.97	5.98	0	0	0.62
10	13.48	20.22	10.64	-7.80	7.85	5.23	0	0	0.59
11	14.88	22.32	11.74	-6.70	6.74	4.49	0	0	0.59
12	16.27	24.41	12.84	-5.60	5.64	3.76	0	0	0.61
13	17.65	26.48	13.93	-4.51	4.54	3.03	0	0	0.67
14	19.03	28.54	15.01	-3.43	3.46	2.30	0	0	0.81
15	20.40	30.60	16.09	-2.35	2.38	1.58	0	0	1.17

Tabla 16.2 Microdatos: Escenario de penetración-reparto exigente-tecnología FV–Círculo de NIVEL 1.

16.1.2 Microdatos para una red de nivel 1 alimentada por un transformador de 150 kVA, análisis por escenario de penetración, tecnología vehículos eléctricos

Las Tabla 16.3 y Tabla 16.4 muestran los microdatos consolidados para el mismo circuito del numeral anterior considerando escenario de penetración, reparto uniforme y exigente pero con tecnología de vehículos eléctricos (VE). Las tablas siguen la misma estructura mostrada en la sección anterior, excepto por las columnas 2, 3 y 4 que indican el porcentaje de adopción de vehículos eléctricos obtenido del escenario de adopción -columna 2-, su equivalente de número de vehículos eléctricos -columna 3- y el consumo o retiro en kW de los vehículos eléctricos de la columna 2 se indica en la columna 3. En el anexo 7 se muestra un ejemplo del cálculo de estos valores.

ESTUDIO CREG DE INDICADORES DE SEGUIMIENTO DE GD Y AG
 UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
 CENTRO DE ENERGÍA DE LA UNIVERSIDAD DE CHILE

Año	Adopción [%]	Inserción [# VE]	Retiro [kW]	Balance [kW]	Pot. Inyect. [kW]	Cargabilidad [%]	Usuarios [%]	Tramos [%]	Pérdidas [%]
0	0	0	0	0	18.60	12.40	0	0	0.92
1	0.80	1	23.88	-23.88	24.15	16.10	0	0	1.11
2	3.18	4	26.26	-26.26	26.62	17.74	0	0	1.33
3	6.36	8	29.43	-29.43	29.94	19.96	0	0	1.70
4	8.74	11	31.81	-31.81	32.43	21.62	0	0	1.93
5	11.12	14	34.19	-34.19	34.95	23.30	0	0	2.19
6	14.30	18	37.58	-37.58	38.69	25.79	0	0	2.88
7	16.69	21	41.15	-41.15	42.40	28.27	0	0	2.94
8	19.07	24	44.73	-44.73	46.06	30.71	0	0	2.90
9	22.25	28	49.49	-49.49	50.89	33.92	0	0	2.74
10	24.63	31	53.07	-53.07	54.47	36.31	0	0	2.58
11	27.01	34	56.64	-56.64	58.06	38.71	0	0	2.44
12	30.19	38	61.41	-61.41	62.86	41.91	0	0	2.31
13	32.58	41	64.99	-64.99	66.47	44.31	0	0	2.23
14	34.96	44	68.56	-68.56	70.14	46.76	0	0	2.24
15	38.14	48	73.33	-73.33	75.15	50.10	0	0	2.42

Tabla 16.3 Microdatos: Escenario de penetración-reparto exigente-tecnología VE–Círculo de NIVEL 1.

Año	Adopción [%]	Inserción [# VE]	Retiro [kW]	Balance [kW]	Pot. Inyect. [kW]	Cargabilidad [%]	Usuarios [%]	Tramos [%]	Pérdidas [%]
0	0	0	0	0	18.6	12.40	0	0	0.92
1	0.80	1	23.88	-23.88	24.16	24.16	0	0	0.28
2	3.18	4	26.26	-26.26	26.61	26.61	0	0	0.35
3	6.36	8	29.43	-29.43	29.88	29.88	0	0	0.45
4	8.74	11	31.81	-31.81	32.32	32.32	0	0	0.52
5	11.12	14	34.19	-34.19	34.79	34.79	0	0	0.61
6	14.30	18	37.58	-37.58	38.42	38.42	0	0	0.85
7	16.69	21	41.15	-41.15	42.11	42.11	0	0	0.96
8	19.07	24	44.73	-44.73	45.82	45.82	0	0	1.09
9	22.25	28	49.49	-49.49	50.76	50.76	0	0	1.27
10	24.63	31	53.07	-53.07	54.67	54.67	0	0	1.60
11	27.01	34	56.64	-56.64	58.47	58.47	0	0	1.83
12	30.19	38	61.41	-61.41	63.65	63.65	0	0	2.24
13	32.58	41	64.99	-64.99	67.61	67.61	2.13	0	2.62
14	34.96	44	68.56	-68.56	71.54	71.54	6.38	0	2.98
15	38.14	48	73.33	-73.33	76.69	76.69	8.51	0	3.36

Tabla 16.4 Microdatos: Escenario de penetración-reparto uniforme-tecnología VE–Círculo de NIVEL 1.

16.1.3 Microdatos para una red de nivel 1 alimentada por un transformador de 150kVA, análisis por estrés, tecnología solar fotovoltaica

Las Tabla 16.5 y Tabla 16.6 muestran los microdatos consolidados para el mismo circuito del numeral anterior considerando análisis por estrés, reparto uniforme y exigente y con tecnología de fotovoltaica (FV) respectivamente.

Adopción [%]	Inserción [kW]	Inyección [kW]	Balance [kW]	Pot. Inyect. [kW]	Cargabilidad [%]	Nodos [%]	Tramos [%]	Pérdidas [%]
0	0	0	-18.44	18.60	12.40	0	0	0.87
10	15	7.89	-10.55	10.63	7.09	0	0	0.78
20	30	15.78	-2.66	2.70	1.80	0	0	1.50
30	45	23.38	5.96	-5.93	3.95	0	0	0.56
40	60	31.17	13.75	-13.69	9.12	0	0	0.49
50	75	38.96	21.55	-21.41	14.27	0	0	0.62
60	90	46.75	29.34	-29.10	19.40	0	0	0.81
70	105	54.54	37.13	-36.76	24.51	0	0	1.00
80	120	62.33	44.92	-44.39	29.59	0	0	1.20
90	135	70.12	52.71	-51.98	34.65	0	0	1.41
100	150	77.92	60.50	-59.54	39.70	0	0	1.61
110	165	86.79	68.35	-67.13	44.75	0	0	1.81
120	180	94.68	76.24	-74.73	49.82	0	0	2.02
130	195	102.57	84.13	-82.30	54.86	0	0	2.23
140	210	110.46	92.02	-89.83	59.89	0	1.45	2.43
150	225	118.35	99.91	-97.34	64.89	0	1.45	2.64

Tabla 16.5 Microdatos: Escenario por estrés-reparto uniforme-tecnología FV–Círculo de NIVEL 1.

Adopción [%]	Inserción [kW]	Inyección [kW]	Balance [kW]	Pot. Inyect. [kW]	Cargabilidad [%]	Nodos [%]	Tramos [%]	Pérdidas [%]
0	0	0	-18.44	18.60	12.40	0	0	0.87
10	15	7.89	-10.55	10.62	7.08	0	0	0.63
20	30	15.78	-2.66	2.69	1.79	0	0	1.04
30	45	23.38	5.96	-5.91	3.94	0	0	0.93
40	60	31.17	13.75	-13.64	9.09	0	0	0.82
50	75	38.96	21.55	-21.34	14.23	0	0	0.95
60	90	46.75	29.34	-28.97	19.31	0	0	1.28
70	105	54.54	37.13	-36.51	24.34	0	0	1.69
80	120	62.33	44.92	-44.04	29.36	0	0	2.00
90	135	70.12	52.71	-51.59	34.40	0	0	2.17

100	150	77.92	60.50	-59.11	39.41	0	0	2.36
110	165	86.79	68.35	-66.56	44.37	0	0	2.69
120	180	94.68	76.24	-73.95	49.30	0	0	3.09
130	195	102.57	84.13	-81.36	54.24	0	0	3.40
140	210	110.46	92.02	-88.84	59.23	0	1.45	3.57
150	225	118.35	99.91	-96.28	64.19	0	1.45	3.76

Tabla 16.6 Microdatos: Escenario por estrés-reparto exigente-tecnología FV–Circuito de NIVEL 1.

16.1.4 Microdatos para una red de nivel 1 alimentada por un transformador de 150kVA, análisis por estrés, tecnología vehículos eléctricos

Las Tabla 16.7 y Tabla 16.8 muestran los microdatos consolidados para el mismo circuito del numeral anterior considerando análisis por estrés, reparto uniforme y exigente y con tecnología de vehículos eléctricos (VE) respectivamente.

Adopción [%]	Inserción [# VE]	Retiro [kW]	Balance [kW]	Pot. Inyect. [kW]	Cargabilidad [%]	Usuarios [%]	Tramos [%]	Pérdidas [%]
0	0	23.09	-23.09	23.34	15.56	0	0	1.07
10	13	33.39	-33.39	34.11	22.74	0	0	2.09
20	25	45.92	-45.92	47.29	31.53	0	0	2.90
30	38	61.41	-61.41	62.86	41.91	0	0	2.31
40	50	75.71	-75.71	77.74	51.83	0	0	2.61
50	63	91.20	-91.20	95.28	63.52	6.38	0	4.28
60	76	106.70	-106.70	111.51	74.34	14.89	0	4.32
70	88	121.00	-121.00	126.05	84.03	14.89	0	4.01
80	101	136.49	-136.49	143.77	95.85	21.28	1.45	5.06
90	113	150.79	-150.79	160.98	107.32	38.30	9.64	6.33
100	126	166.29	-166.29	177.34	118.23	38.30	9.64	6.23
110	138	180.59	-180.59	192.38	128.25	38.30	9.64	6.13
120	151	196.08	-196.08	212.50	141.67	42.55	21.45	7.73
130	164	211.57	-211.57	232.01	154.67	44.68	21.45	8.81
140	176	225.87	-225.87	246.94	164.63	44.68	21.45	8.53
150	189	241.37	-241.37	264.61	176.41	59.57	24.18	8.78

Tabla 16.7 Microdatos: Escenario por estrés-reparto uniforme-tecnología VE–Circuito de NIVEL 1.

Adopción [%]	Inserción [# VE]	Retiro [kW]	Balance [kW]	Pot. Inyect. [kW]	Cargabilidad [%]	Nodos [%]	Tramos [%]	Pérdidas [%]
0	0	23.09	-23.09	23.34	15.56	0	0	1.07
10	13	33.39	-33.39	33.98	22.66	0	0	1.74

20	25	45.92	-45.92	47.10	31.40	0	0	2.50
30	38	61.41	-61.41	63.65	42.43	0	0	3.52
40	50	75.71	-75.71	79.23	52.82	6.38	0	4.44
50	63	91.20	-91.20	96.77	64.51	10.64	0	5.75
60	76	106.70	-106.70	114.42	76.28	12.77	6.20	6.75
70	88	121.00	-121.00	131.80	87.87	27.66	14.50	8.20
80	101	136.49	-136.49	151.62	101.08	38.30	18.28	9.98
90	113	150.79	-150.79	170.18	113.45	40.43	21.80	11.39
100	126	166.29	-166.29	199.25	132.84	46.81	24.80	16.56
110	138	180.59	-180.59	179.76	119.84	44.68	25.04	13.55
120	151	196.08	-196.08	238.55	159.03	46.81	31.59	21.58
130	164	211.57	-211.57	242.27	161.51	46.81	31.59	25.87
140	176	225.87	-225.87	260.87	173.91	46.81	28.05	16.16
150	189	241.37	-241.37	279.16	186.11	48.94	34.09	17.83

Tabla 16.8 Microdatos: Escenario por estrés-reparto exigente-tecnología VE–Círculo de NIVEL 1.

De las Tabla 16.1 a la Tabla 16.8 se observa la manera como se consolidan los resultados que se obtienen a través de simulaciones computacionales y que conforman lo microdatos a partir de los cuales se construyen los indicadores de seguimiento (más detalles en la siguiente sección). Las tablas corresponden a un circuito de N1, y se muestran los resultados para escenarios de penetración y por estrés para las tecnología fotovoltaica y vehículos eléctricos, considerando reparto uniforme y exigente. Las tablas también se pueden construir para las distintas tecnologías o combinaciones de ellas.

El ejercicio de elaboración de los microdatos se realiza para cada circuito –que está disponible para este estudio- de cada nivel de tensión, y ese volumen de información se constituye en los datos primarios para las inferencias obtenidas en este estudio.

16.2 DETERMINACIÓN DE LOS INDICADORES DE SEGUIMIENTO A PARTIR DE LOS MICRODATOS

Con base en la información contenida en los microdatos es posible construir los indicadores de seguimiento a partir del siguiente procedimiento en donde *inicialmente se debe definir la tecnología y el análisis que se desea realizar* (por escenarios de penetración o por estrés):

1. Para los circuitos de los niveles 1, 2 y 3 el indicador de seguimiento está contenido directamente en el microdato.
2. A nivel de mercado de comercialización
 - Definir a qué nivel de tensión se desea analizar el indicador

- Buscar en los microdatos los circuitos del nivel de tensión seleccionado en la viñeta anterior y que correspondan al comercializador, la tecnología, y el análisis (por escenarios de penetración o por estrés) previamente definidos.
 - El resultado se consolida en una matriz en donde cada columna está asociada a un circuito y el valor de las filas es el indicador por año o por nivel de adopción.
 - Seleccionar la técnica de visualización de los datos de la matriz.
3. A nivel país
- Definir a que nivel de tensión se desea analizar el indicador
 - Buscar en los microdatos los circuitos del nivel de tensión seleccionado en la viñeta anterior y que correspondan a la tecnología y el análisis (por escenarios de penetración o por estrés) previamente definidos.
 - El resultado se consolida en una matriz en donde cada columna está asociada a un circuito y el valor de las filas es el indicador por año o por nivel de estrés.
 - Seleccionar la técnica de visualización de los datos de la matriz.

17 ANEXO 5: ERRORES Y AJUSTES EN EL REPORTE DE INFORMACIÓN

En este anexo se sintetizan los principales errores que se detectaron en el proceso de revisión de la información proveniente de las circulares CREG 067 y 074 del 2018. La Tabla 17.1 muestra el porcentaje de circuitos aceptados y rechazados en cada fase del proceso de análisis de información y corresponde a la Tabla 5.4 pero en términos porcentuales.

	Requeridos*	FASE 1		FASE 2	
		Recibidos	Descartados	Aprobados	Descartados
Nivel 1	665	87.97%	82.41%	5.56%	1.80%
Nivel 2	335	82.69%	74.03%	8.66%	7.76%
Nivel 3	176	72.16%	57.39%	14.77%	13.64%
					3.76%
					0.90%
					1.14%

Tabla 17.1 Resultados en términos de porcentaje de los análisis de fase 1 y fase 2 con fecha de corte al 30 de noviembre del 2018.

*Por circular CREG 067 para nivel 1 y por circular CREG 074 para los niveles 2 y 3.

Los errores de análisis se pueden categorizar de la siguiente manera:

Errores asociados a la información de los usuarios

- No se localiza el nodo de usuario en los tramos
- Mala conexión de fases del usuario
- Sin información de calibres, longitud o material de acometida del usuario

Errores asociados a la información de tramos de red

- Nodo inicial del tramo igual al nodo final
- Mala conexión de fases del tramo
- Sin información de calibres o material de neutro del tramo

Errores asociados a la información de transformador

- Nivel de tensión
- Nodo del transformado de cabecera
- Tipo de transformador

Errores topológicos

- Problemas de mallas
- Problemas de islas

De las redes descartadas de la Tabla 5.3, la Tabla 17.2 muestra el porcentaje de errores según la tipología descrita en el párrafo anterior. Considere por ejemplo los asociados a la información de usuarios, en la tabla se indica que el 45% del total de redes analizadas presentan problemas de ese tipo. En tal sentido, se observa que los errores de los usuarios fueron los de mayor presencia y los topológicos los menos frecuentes. Es preciso indicar que los porcentajes no suman el 100% por cuanto una red puede contener errores en varias de las categorías.

Errores asociados a la información de los usuarios	Errores de información de tramos de red	Errores de información de transformador	Errores topológicos
Porcentaje	45%	41%	38%

Tabla 17.2 Porcentaje de errores por categoría.

Por otro lado, las acciones correctivas que realizó la Universidad con el fin de aumentar las redes aptas para las simulaciones se sintetizan en las siguientes tablas.

Errores asociados a la información de los usuarios	
Error	Solución
No se localiza el nodo de usuario en los tramos	Si tiene un valor de nodo, se ubica el usuario en el nodo más cercano numéricamente. Si no tiene un valor de nodo se une al tramo de red que tenga las mismas fases del usuario y se ubican uniformemente por la red.
Mala conexión de fases del usuario	Se reemplazan las fases del usuario por las del tramo de red al cual se encuentra conectado.
Sin información de calibres, longitud o material de acometida del usuario	Longitud: Se completa con el valor promedio de las longitudes de las acometidas. Calibre: Se completa con un calibre No 8. Material: Se completa con material cobre

Tabla 17.3 Acciones correctivas realizadas por la Universidad – errores de información de usuarios.

Errores asociados a la información de tramos de red	
Error	Solución
Nodo inicial del tramo igual al nodo final	Se elimina el tramo de red.
Mala conexión de fases del tramo	Se reemplazan por las fases del tramo anterior, si es el primer tramo de la red estas se reemplazan por la del transformador
Sin información de calibres o material de neutro del tramo	Calibre: Se toma el mismo calibre de las fases. Material: Se toma como material aluminio

Tabla 17.4 Acciones correctivas realizadas por la Universidad – errores de tramos de red.

Errores asociados a la información de transformador	
Error	Solución
Nivel de tensión	Se reemplaza por el valor de la tensión línea-línea
Nodo del transformado de cabecera	Se busca la troncal de mayor calibre en la red y se ubica el transformador en uno de los nodos de dicha troncal.
Tipo de transformador	Se verifica las fases de la red y de acuerdo a esto se selecciona el tipo (Monofásico o Trifásico).

Tabla 17.5 Acciones correctivas realizadas por la Universidad – errores de información de transformador.

Errores topológicos	
Error	Solución
Problemas de mallas	Se busca dentro de la malla un nodo sin demanda y se abre la malla en dicho nodo.
Problemas de islas	No tiene solución

Tabla 17.6 Acciones correctivas realizadas por la Universidad – errores topológicos.

Error con la información en la curva de carga	
Error	Solución
Error en la información enviada	Se reemplaza por la información de la circular 046 de 2017 de la CREG

Tabla 17.7 Acciones correctivas realizadas por la Universidad – errores de la curva de carga.

18 ANEXO 6: METODOLOGÍA DE ESCALAMIENTO

Este anexo muestra la estrategia de escalamiento de los escenarios de adopción regionales a nivel de mercado y posteriormente a nivel de circuito explicando los supuestos bajos los cuales se realiza el escalamiento.

Nivel de tensión 1

Escalamiento para las tecnologías de generación

Para el escalamiento de las trayectorias regionales de las diferentes tecnologías de generación – excepto vehículos eléctricos- a nivel de tensión 1 se procede de la siguiente manera:

1. Se establece a cuál zona de operación del informe 2 de este estudio pertenece cada uno de los OR del país. De esa manera, por ejemplo, se establece que para la zona CQR (Caldas, Quindío y Risaralda) pertenecen los OR Chec, Edeq y EEP.
2. Se determina el tamaño del mercado de cada uno de los OR para cada zona de operación según el volumen de ventas del año anterior. Las ventas son datos proporcionados por la Comisión.
3. Para cada escenario de adopción regional:
 - 3.1. Se multiplica el escenario por el porcentaje del tamaño del mercado para indicar que valor del escenario –en MW- pertenece a cada uno de los OR. De esa manera se logra obtener un valor en MW para cada OR según su zona de operación.
 - 3.2. El valor anterior se multiplica por un porcentaje para determinar que valor de los MW del numeral 3.1 les corresponde a los niveles de tensión 1, 2 y 3. Esos porcentajes se obtienen basándose en la información de la circular CREG 055 de 2018 en donde se puede establecer, para cada OR, las solicitudes de autogeneradores y generadores distribuidos para cada nivel de tensión.
 - 3.3. Al valor en MW del nivel de tensión 1 del numeral 3.2 se multiplica por un porcentaje que es un estimativo de la cantidad de usuarios de nivel de tensión 1 que adoptaran ese tipo de tecnología.
 - 3.4. Al valor en MW del numeral 3.3 se lleva a cada uno de los transformadores de nivel 1 que pertenecen a la muestra, obtenidos mediante el análisis de agrupamiento a prorrata según sus valores de capacidad.

Escalamiento de vehículos eléctricos

Para el caso de los vehículos eléctrico se realiza el siguiente procedimiento:

1. Del registro nacional de inscripción de vehículos en el país por departamentos se obtiene el porcentaje de vehículos nuevos matriculados para cada región o departamento del país.
2. Se multiplica el valor de la trayectoria regional con el porcentaje anterior para obtener la cantidad de vehículos eléctricos por OR.

3. Para determinar la trayectoria para cada uno de los transformadores de nivel 1 que pertenecen a la muestra, obtenidos mediante el análisis de agrupamiento, se asume que al final del periodo de análisis cada usuario de la red tendrá un vehículo eléctrico pues es una manera de analizar un caso extremo. Los valores intermedios de la trayectoria de adopción de vehículos eléctricos para el circuito se obtienen escalando la trayectoria del OR -obtenida en el numeral 2- por la relación dada por el número de vehículos asignados al final del periodo de análisis dividida por el número de vehículos de la trayectoria del OR en el último periodo de análisis.

Niveles de tensión 2 y 3

Escalamiento para las tecnologías de generación.

Para el escalamiento de las trayectorias regionales de las diferentes tecnologías de generación – excepto vehículos eléctricos- a los niveles de tensión 2 y 3 se procede de la siguiente manera en donde los pasos 1, 2 y 3.1 son iguales a los indicados para el nivel 1:

1. Se establece a cuál zona de operación pertenece cada uno de los OR del país según el informe 2 de este estudio. De esa manera, por ejemplo, se establece que para la zona CQR (Caldas, Quindío y Risaralda) pertenecen los OR Chec, Edeq y EEP.
2. Se determina el tamaño del mercado de cada uno de los OR para cada zona de operación según el volumen de ventas del año anterior. Las ventas son datos proporcionados por la Comisión.
3. Para cada escenario de adopción regional:
 - 3.1. Se multiplica el escenario por el porcentaje del tamaño del mercado para indicar que valor del escenario –en MW- pertenece a cada uno de los OR. De esa manera se logra obtener un valor en MW para cada OR según su zona de operación.
 - 3.2. El valor anterior se multiplica por un porcentaje para determinar que valor de los MW del numeral 3.1 les corresponde a los niveles de tensión 1, 2 y 3. Esos porcentajes se obtienen basándose en la información de la circular CREG 055 de 2018 en donde se puede establecer, para cada OR, las solicitudes de autogeneradores y generadores distribuidos para cada nivel de tensión. Es importante indicar que para el nivel 2 (y 3) se utiliza el porcentaje agregado, esto es, para el nivel 2 se emplea el resultante del nivel 1 y 2 y para el nivel 3 los que resulten de los niveles 1, 2 y 3. Este supuesto se basa en que los circuitos de nivel 1 están conectados necesariamente al nivel 2.
 - 3.3. Al valor en MW del numeral 3.1 se multiplica por un porcentaje del numeral 3.2 y con eso se escala la trayectoria del OR al nivel 2 (o 3).
 - 3.5. Al valor en MW del numeral 3.3 se lleva a cada lleva a cada uno de los transformadores de nivel 2 (o 3) que pertenecen a la muestra que se obtuvieron según el análisis de agrupamiento a prorrata según sus valores de capacidad.

Por último, para el caso de la tecnología solar de gran escala se toma la trayectoria correspondiente al OR y se aplica directamente sobre los diferentes circuitos de nivel de tensión 2 debido a que las magnitudes de potencia obtenidas en los escenarios de adopción pueden ser adoptadas directamente por los circuitos de nivel de tensión 2.

Escalamiento de vehículos eléctricos

Para el caso de los vehículos eléctricos, se implementaron los siguientes pasos:

1. Del registro nacional de inscripción de vehículos nuevos en el país por departamentos se determina el porcentaje de vehículos nuevos matriculados para cada región o departamento del país.
2. Se multiplica el valor de la trayectoria regional con el porcentaje anterior para obtener la cantidad de vehículos eléctricos por OR y ese valor se lleva a cada transformador.

19 ANEXO 7: CÁLCULO DE LA POTENCIA INYECTADA POR UN PANEL SOLAR Y LA DEMANDA DE UN VEHÍCULO ELÉCTRICO

Este anexo explica la manera como se determina la potencia inyectada por los generadores fotovoltaicos y la demanda de los vehículos eléctricos para los efecto de las simulaciones.

1. Procedimiento para la determinación de la potencia inyectada por los generadores fotovoltaicos

Para determinar la potencia inyectada por los paneles se parte de la siguiente ecuación¹⁷:

$$E_{gen} = P_{pico} * \frac{G_{ef}}{G_{stc}} * PR * (1 - FS)$$

En donde:

- E_{gen} es la energía producida por el panel en un horizonte de tiempo
- P_{pico} es la potencia pico del generador fotovoltaico (kwp). Este valor ya tiene en cuenta la eficiencia del panel fotovoltaico.
- G_{stc} es la irradiancia en condiciones estándar de medida (stc , $G_{stc} = 1 \frac{kW}{m^2}$, $T = 25^\circ\text{C}$).
- G_{ef} es la irradiancia efectiva incidente en el plano del generador fotovoltaico ($\frac{kWh}{m^2}$) y que depende de la hora y la región.
- PR es el rendimiento del sistema o conjunto generador, este parámetro varía entre 0.4 y 0.85, la cual es diferente de la eficiencia del panel fotovoltaico.
- FS es el factor de sombra.

El valor de la potencia pico – P_{pico} - se obtiene del escenario de penetración de nivel 1 el cual se obtiene de la escena regional de penetración escalado según el procedimiento indicado en el anexo 6 de este informe. Entonces, ese valor corresponde a un dato de la trayectoria escalada.

Considere por ejemplo el valor P_{pico} para el año 5 para un circuito de N1 y que se indica con un punto en azul de la figura izquierda 1.A3 (figura 1 de Anexo 7). Esta figura es el escenario escalado a nivel 1 de un escenario regional que se muestra en figura la derecha de la figura 1.A3. Esas figuras son únicamente a modo de ilustración y no corresponde a ningún situación en particular.

¹⁷ Tomada de: M. A. Sanchez Maza, Energía Solar fotovoltaica, 1th ed. México, Limusa, 2008.



Figura 1.A7 (figura a la izquierda)
Escenario de adopción de tecnología FV escalada a nivel de circuito N1 Fuente: Elaboración propia

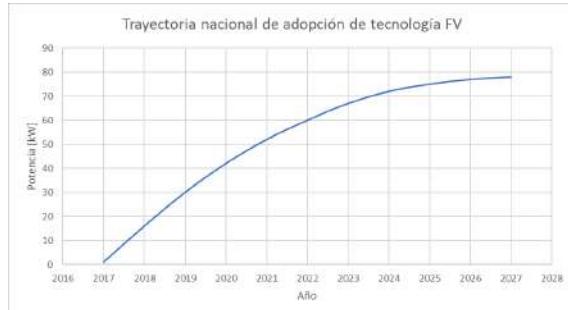


Figura 1.A7 (figura a la derecha)
Escenario de adopción regional de tecnología FV. Fuente: Elaboración propia

Sustituyendo el valor de valor P_{pico} en la ecuación anterior y asumiendo la eficiencia más alta para el sistema - $PR=0.85$ - y un factor de sombra nulo - $FS=0$ -, se obtiene:

$$E_{gen} = 1000 \text{ W}^* \times \frac{G_{ef}}{1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} \times 0,85 \times 1$$

El valor de irradiancia de la ecuación anterior depende de la hora de análisis y de la curva de irradiancia solar de la región en donde está ubicado el panel. En la Figura 2.A3 se muestra un hipotética curva de irradiancia –las curvas reales es posible determinarlas con la información de la UPME del mapa de radiación solar- y si se asume como hora de análisis la 12 se obtiene el siguiente valor

$$E_{gen} = 1000 \text{ W}^* \times \frac{500 \frac{\text{Wh}}{\text{m}^2}}{1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} \times 0,85 \times 1 = 425 \text{ Wh}$$

Si se asume que el valor anterior es constante durante una hora entonces el valor de potencia injectada por el panel para los efectos de las simulaciones que se requieren en este estudio es de $P_{inyectada}=425\text{W}$.

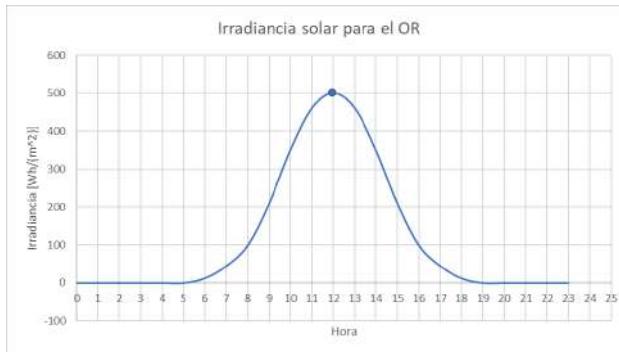


Figura 2.A7. Curva de irradiancia para el OR. Fuente: Elaboración propia

2. Procedimiento para la obtención del número de vehículos eléctricos de un escenario de adopción

A continuación se muestra el procedimiento realizado para la obtención del número de vehículos eléctricos el cual es un dato necesario para la realización de las diferentes simulaciones computacionales. Las gráficas mostradas en esta sección son únicamente a modo de ilustración. En la figura de la derecha se muestra un escenario de adopción regional el cual es escalado a nivel de circuito N1 siguiendo el procedimiento del anexo 6. Estos escenarios son dados en potencia y esta sección explica como determinar el correspondiente número de vehículos.

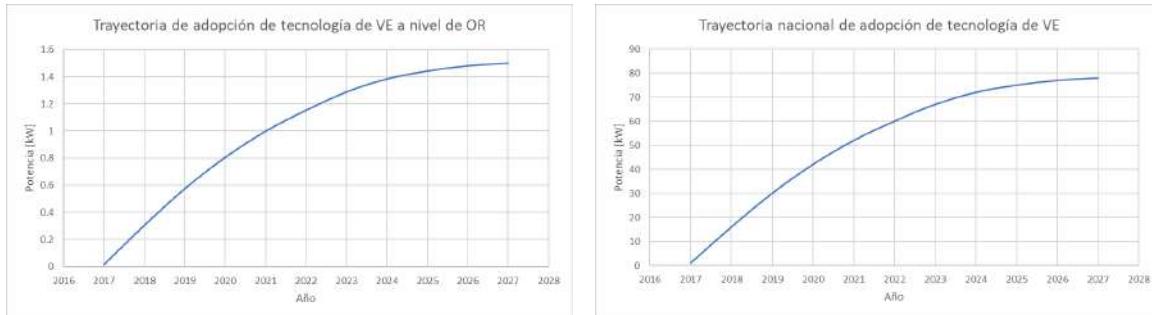
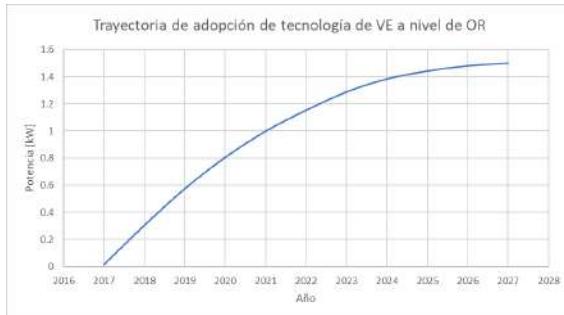


Figura 2.A7 (figura a la izquierda)

Escenario de adopción de VE escalada a nivel de circuito
N1 Fuente: Elaboración propia

Figura 2.A7 (figura a la derecha)

Escenario de adopción regional de VE FV. Fuente:
Elaboración propia

Por otro lado, la Figura 3.A3 muestre el perfil promedio de carga para un vehículo eléctrico en la cual es fácil identificar el valor máximo de demanda del momento de carga del VE (punto azul).

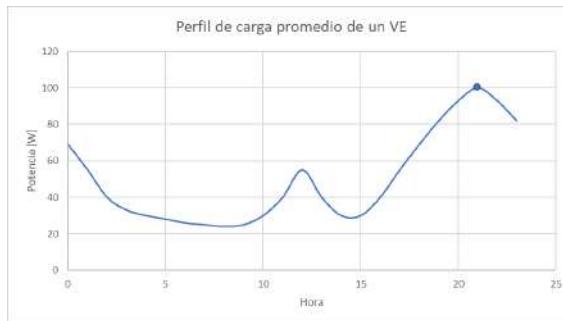


Figura 3.A7. Perfil de carga de un VE. Fuente: Elaboración propia

Con el máximo valor de la Figura 3.A3 se dividen los valores de Figura 2.A3 para obtener el número de VE de el escenario de adopción a nivel N1, la Figura 4.A3 muestra el resultado.

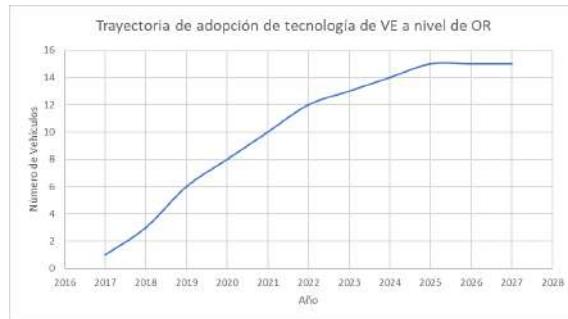
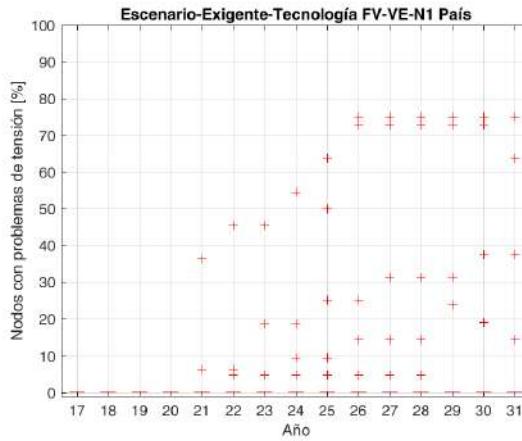
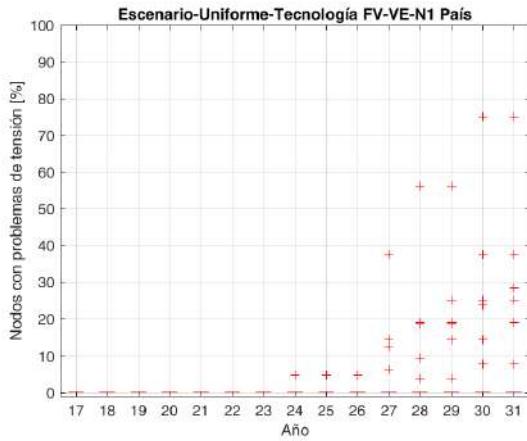
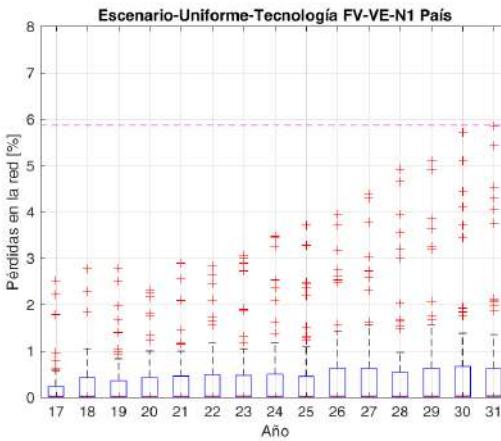
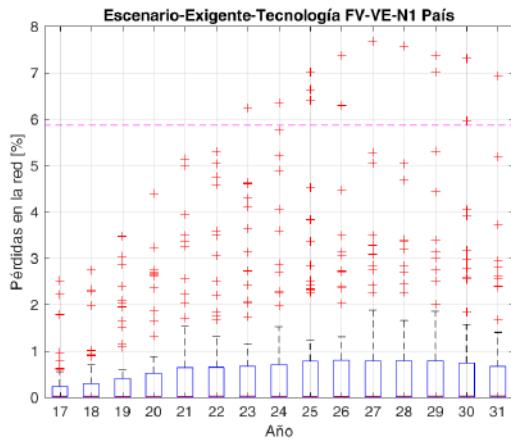
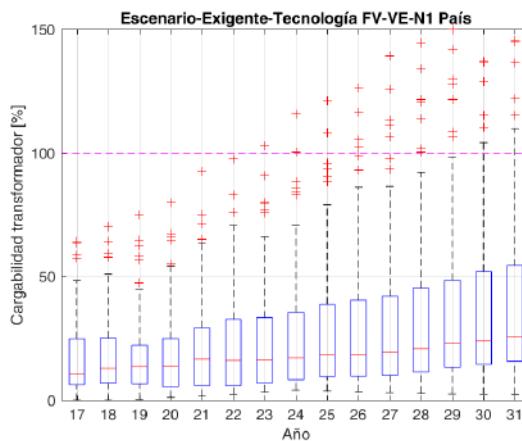
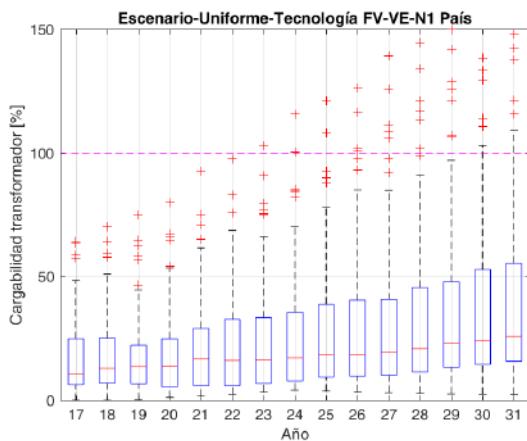
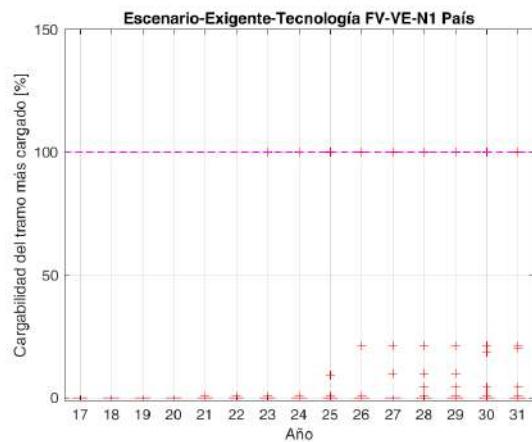
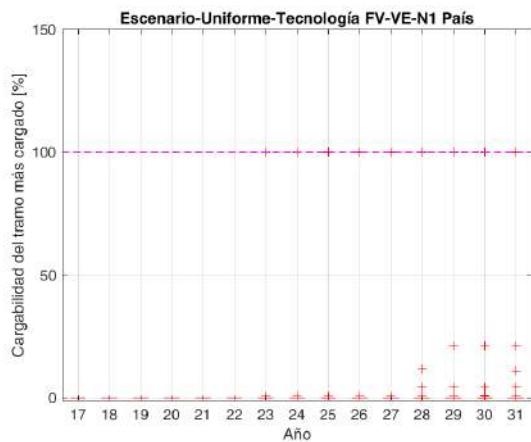


Figura 4.A7 Cantidad de vehículos de un escenario de adopción a circuito a N1

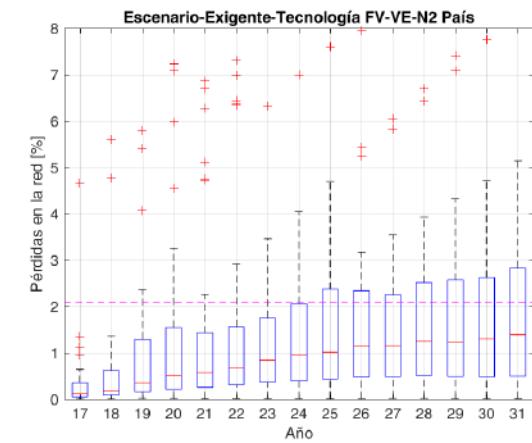
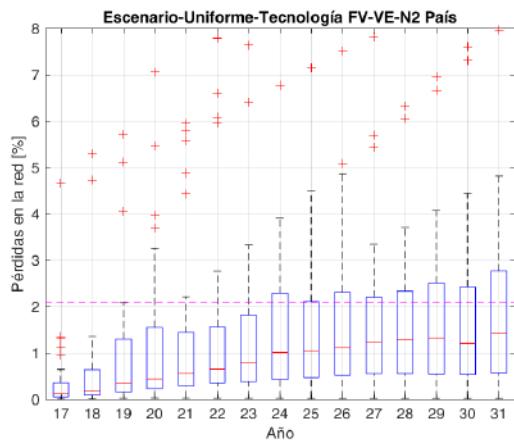
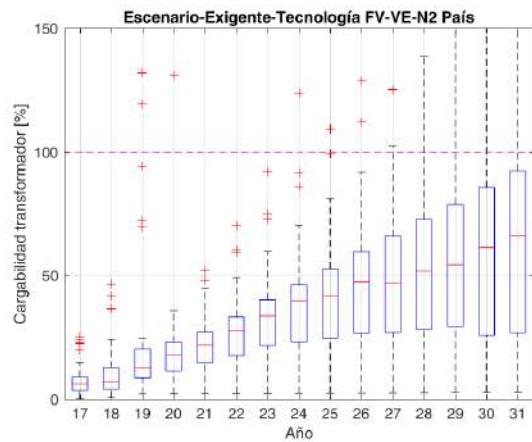
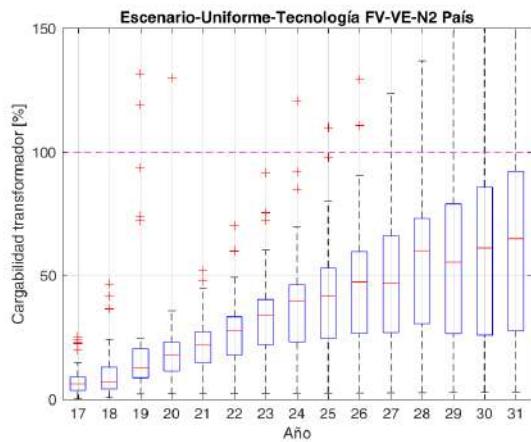
20 ANEXO 8: INDICADORES DE SEGUIMIENTO PARA ESCENARIOS DE PENETRACIÓN CON DIFERENTES TECNOLOGÍAS – CONSOLIDADO MUESTRA PAÍS

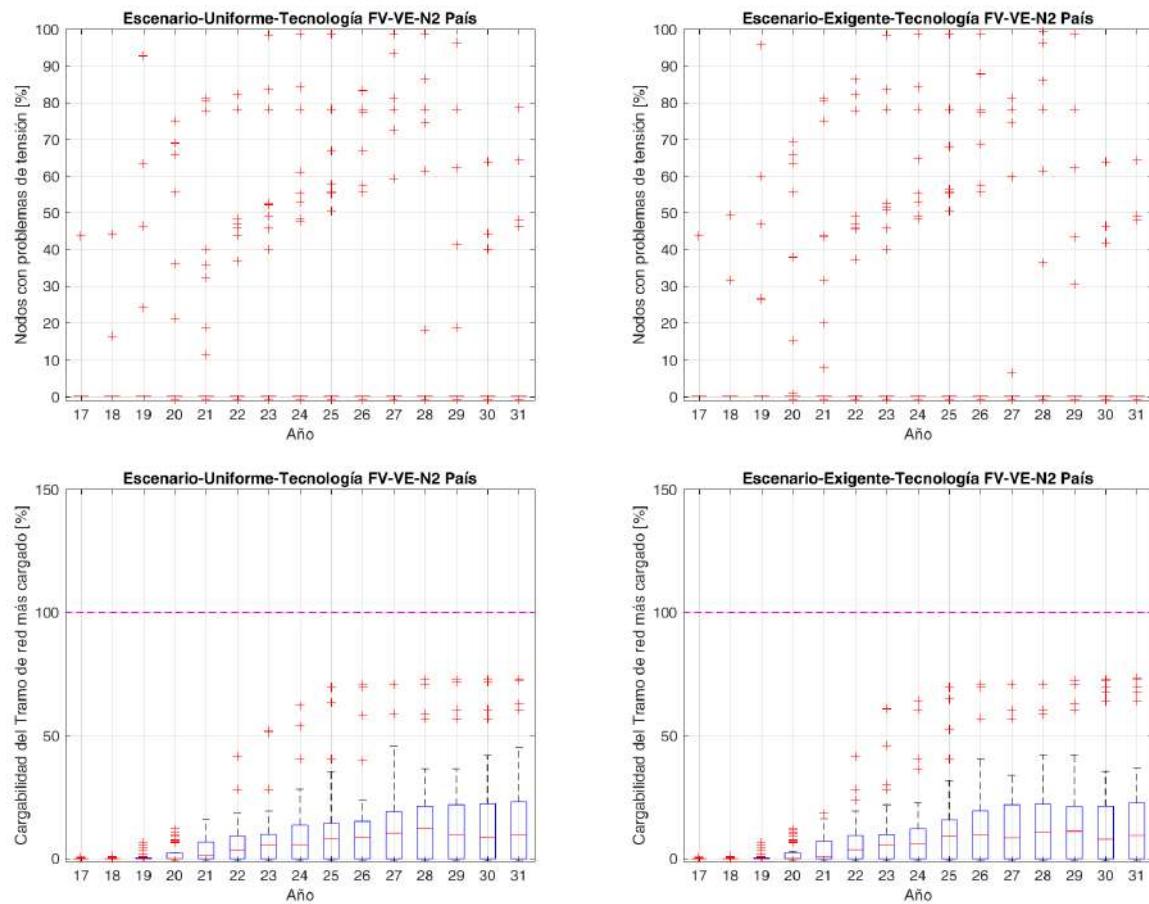
NIVEL DE TENSIÓN 1



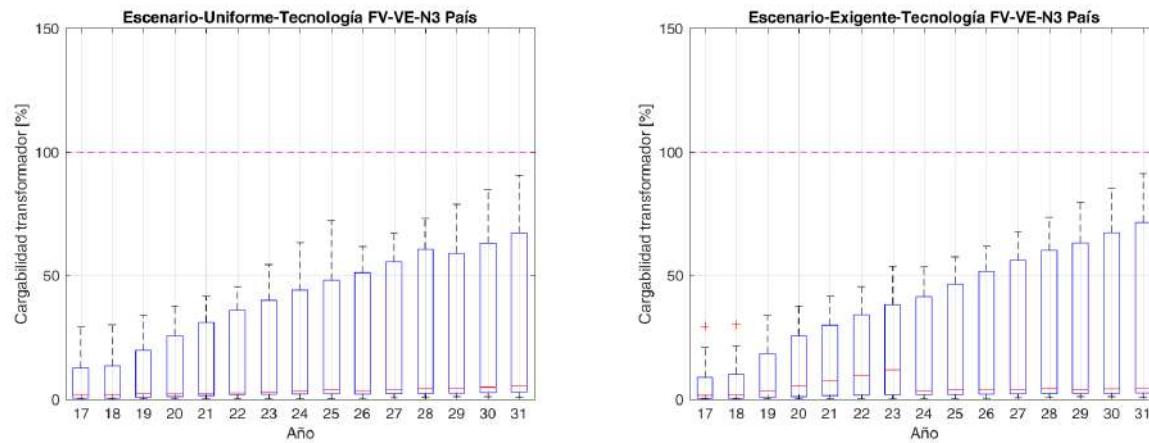


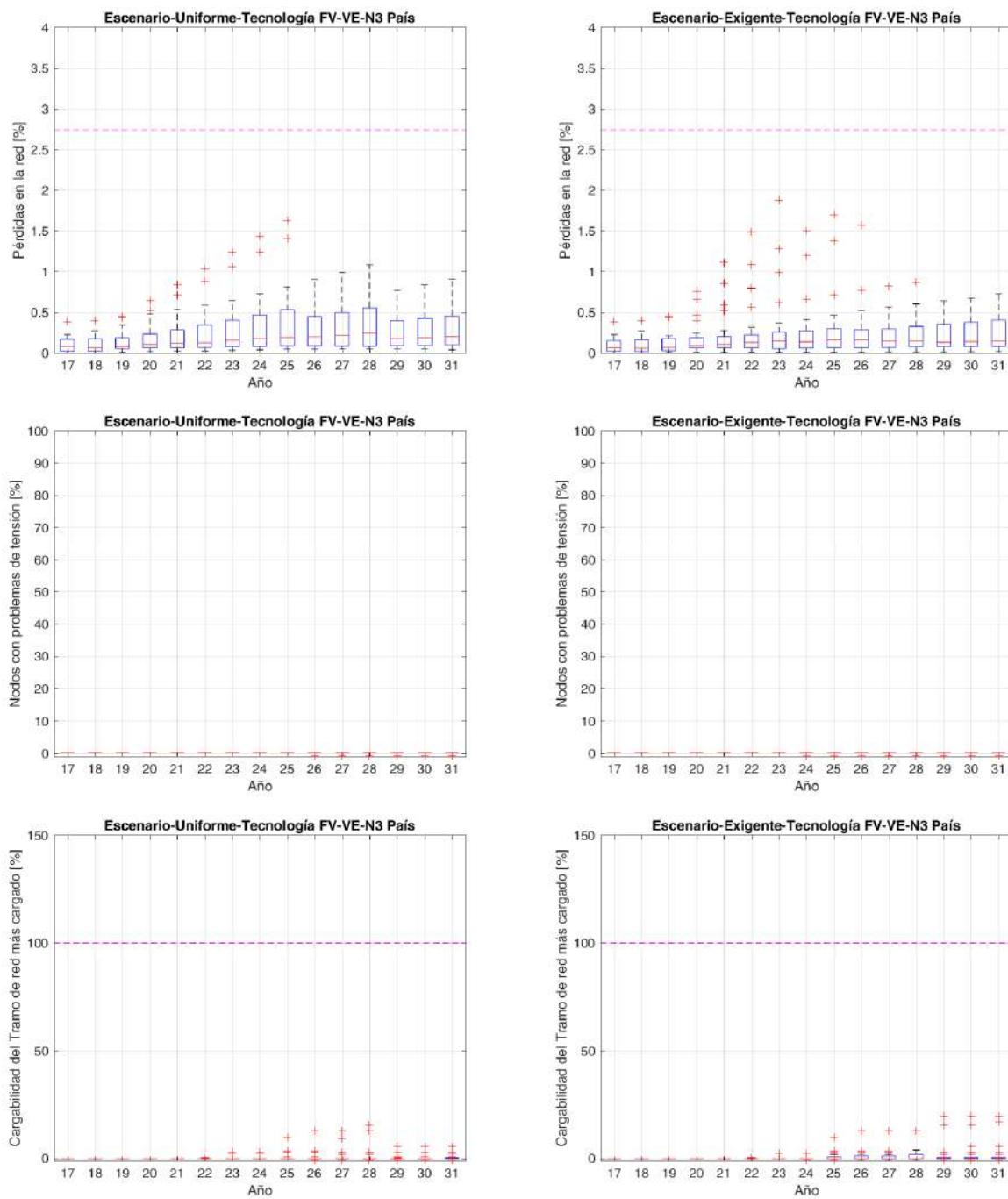
NIVEL DE TENSIÓN 2



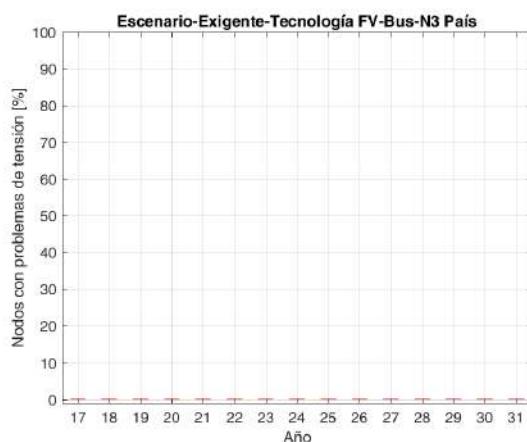
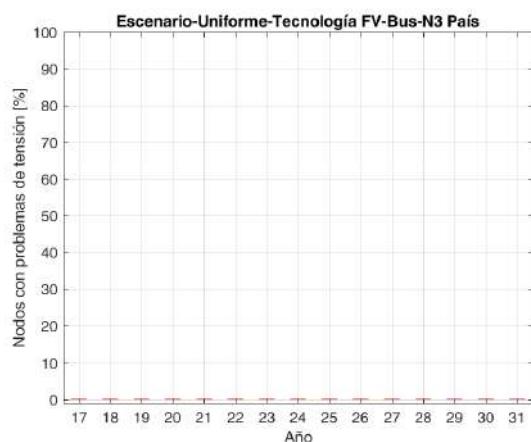
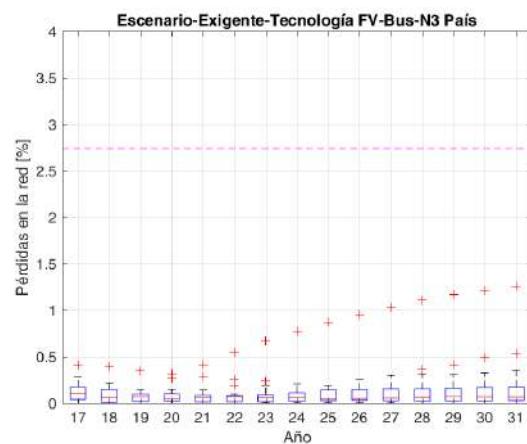
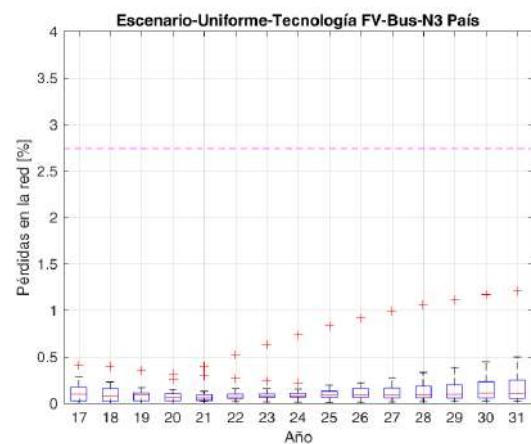
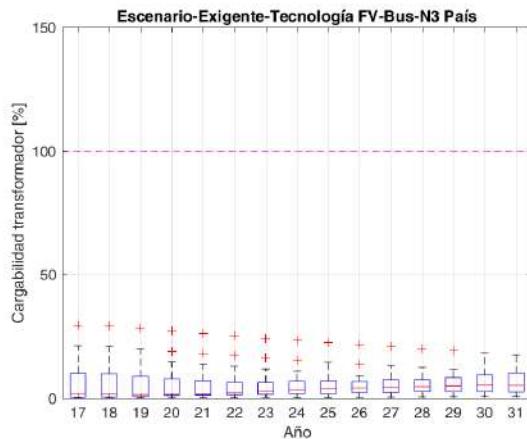
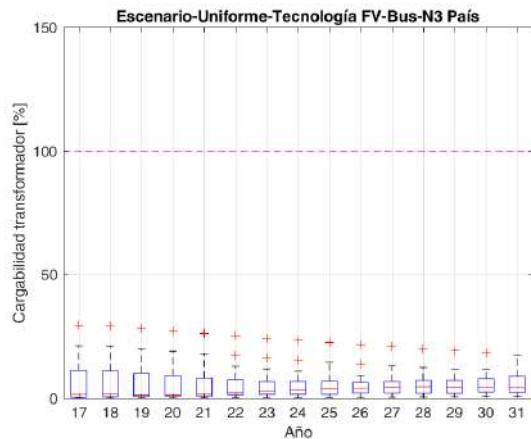


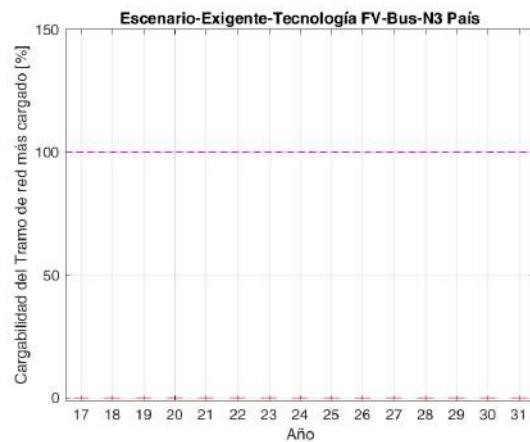
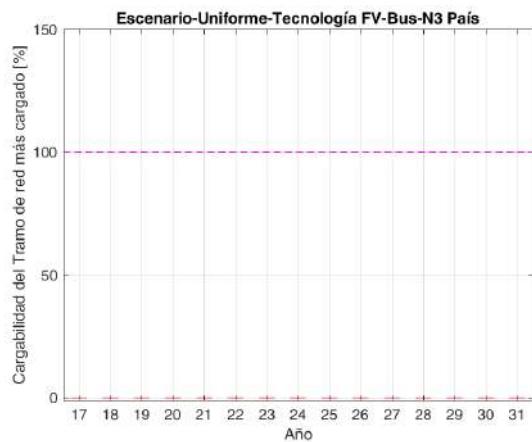
NIVEL DE TENSIÓN 3 CON VEHÍCULOS ELÉCTRICOS





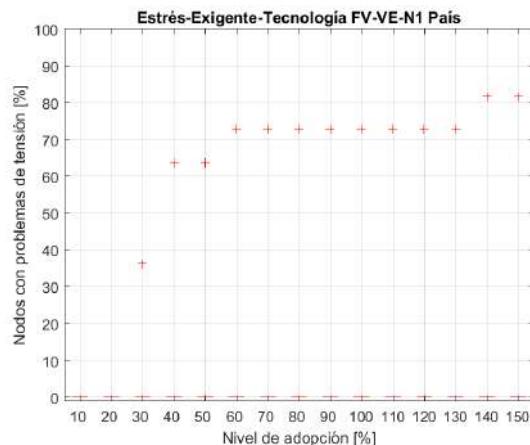
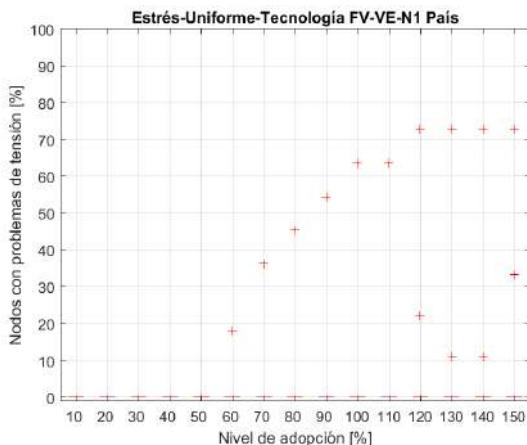
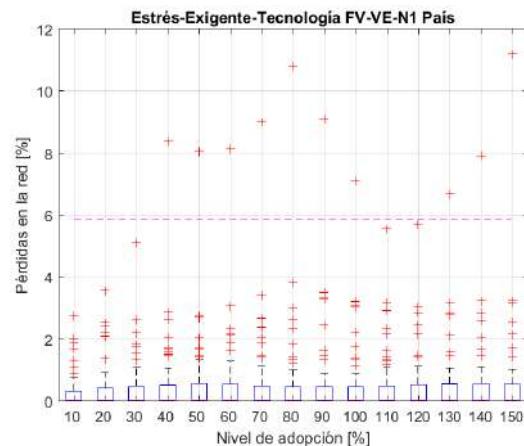
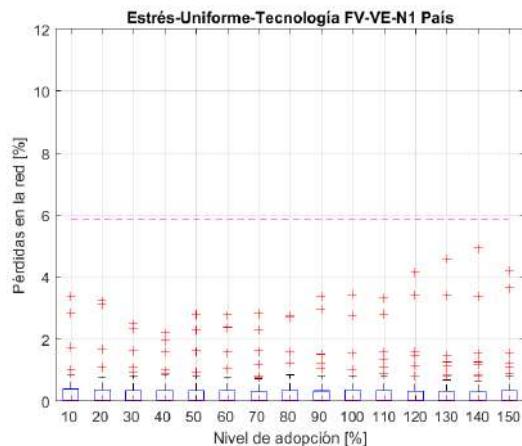
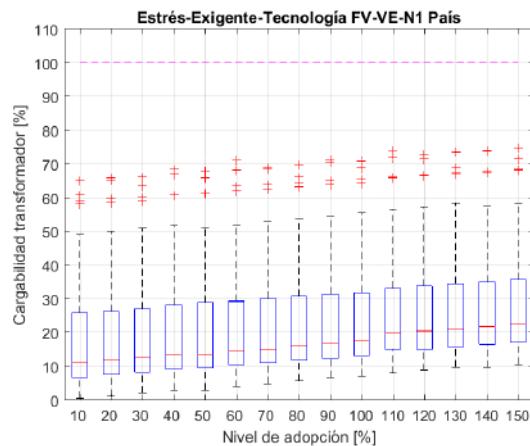
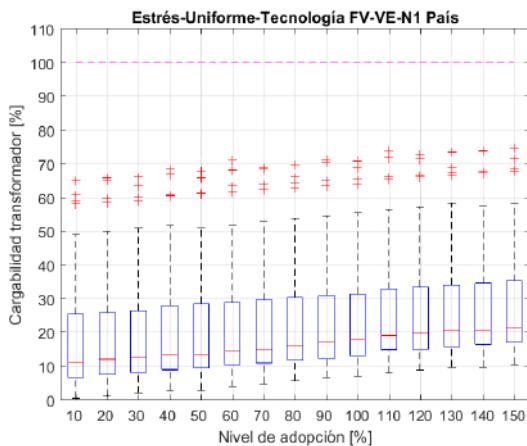
NIVEL DE TENSIÓN 3 CON BUSES ELÉCTRICOS

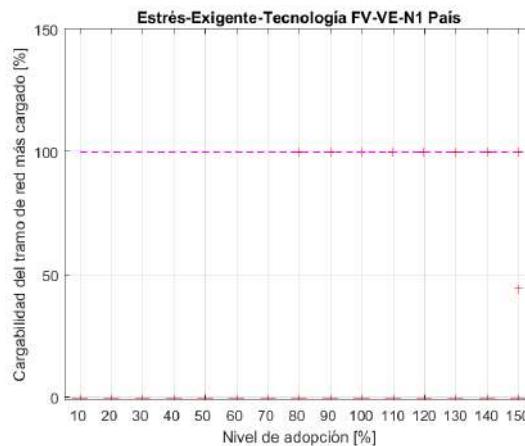
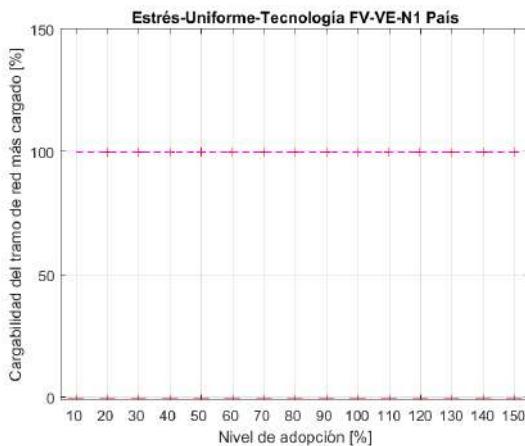




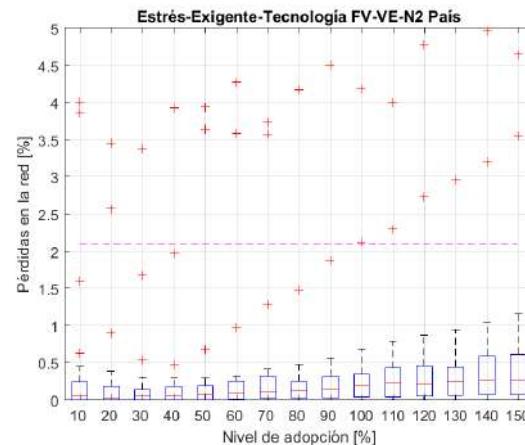
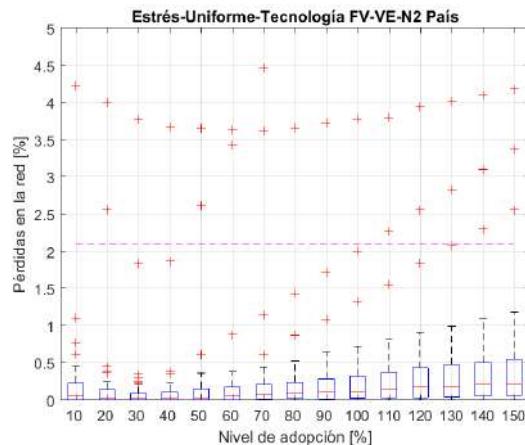
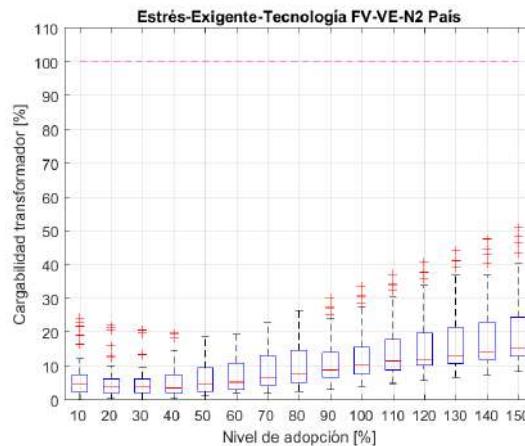
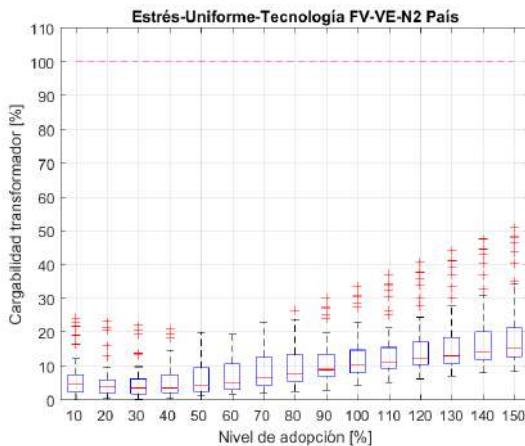
21 ANEXO 9: INDICADORES DE SEGUIMIENTO POR ESTRÉS CON DIFERENTES TECNOLOGÍAS – CONSOLIDADO MUESTRA PAÍS

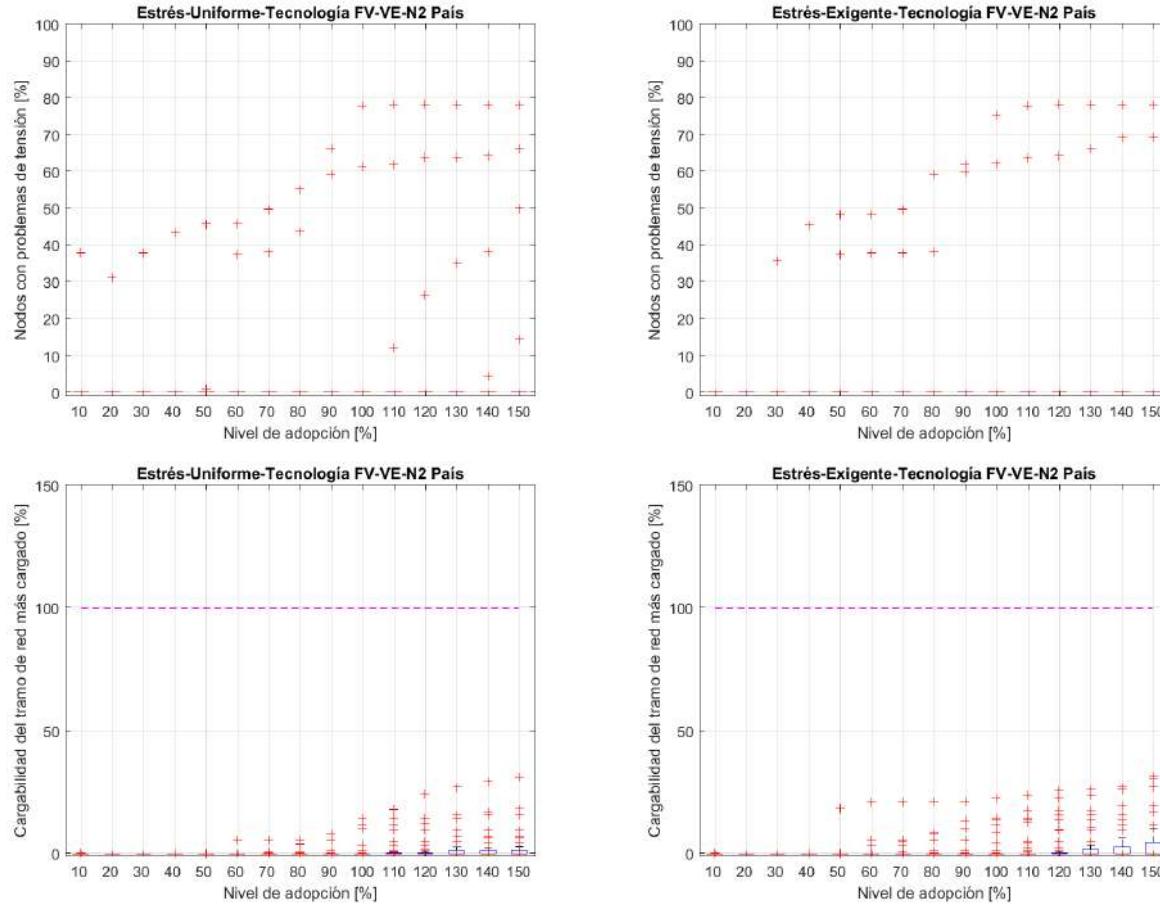
NIVEL DE TENSIÓN 1



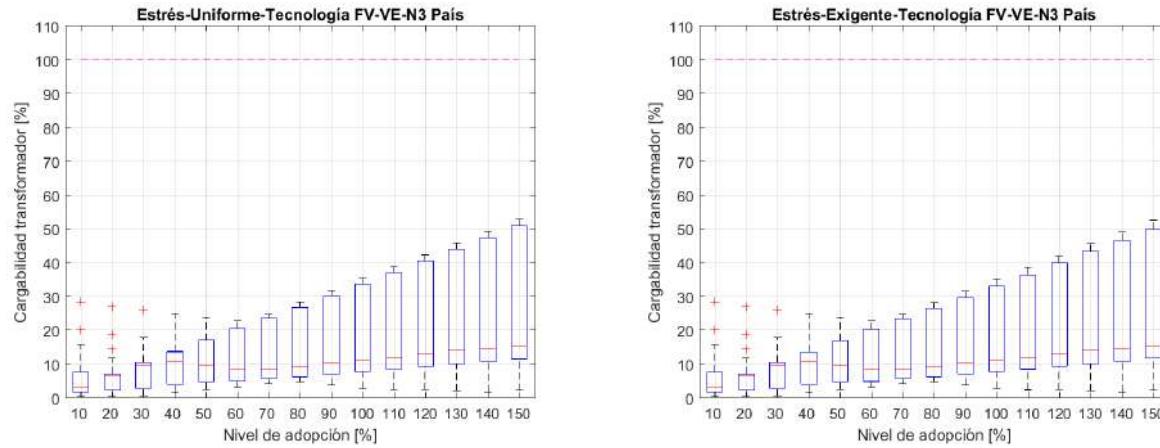


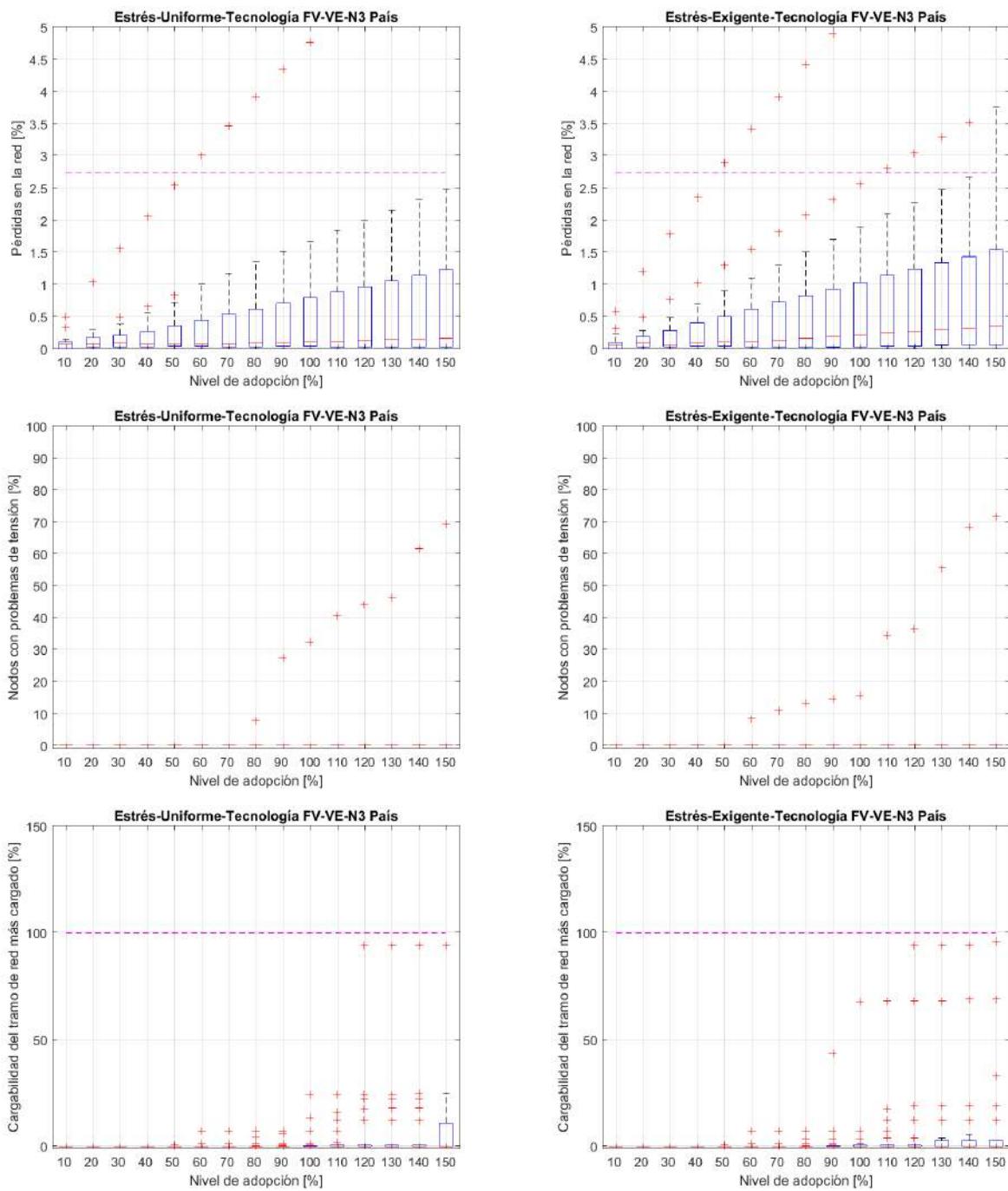
NIVEL DE TENSIÓN 2



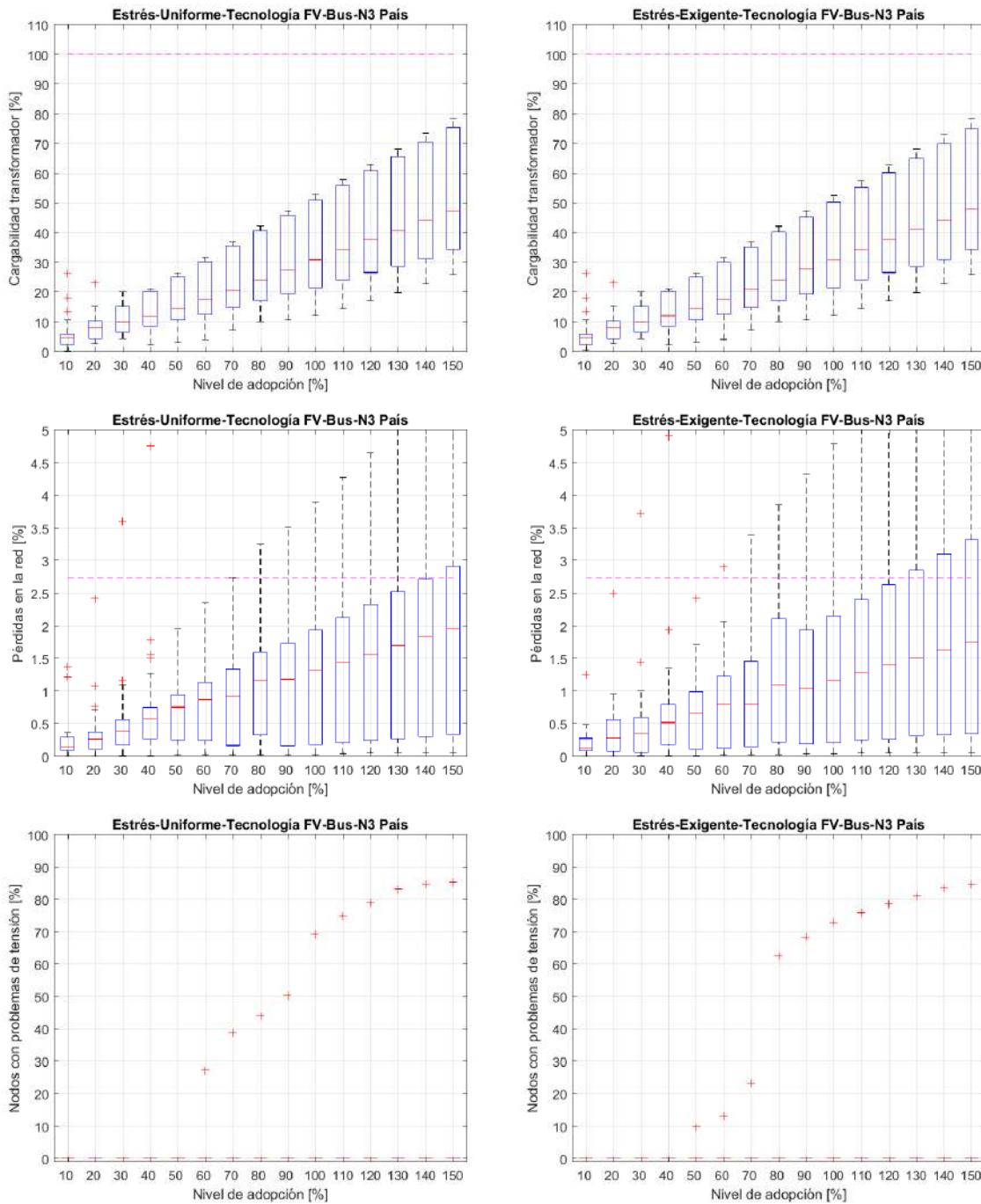


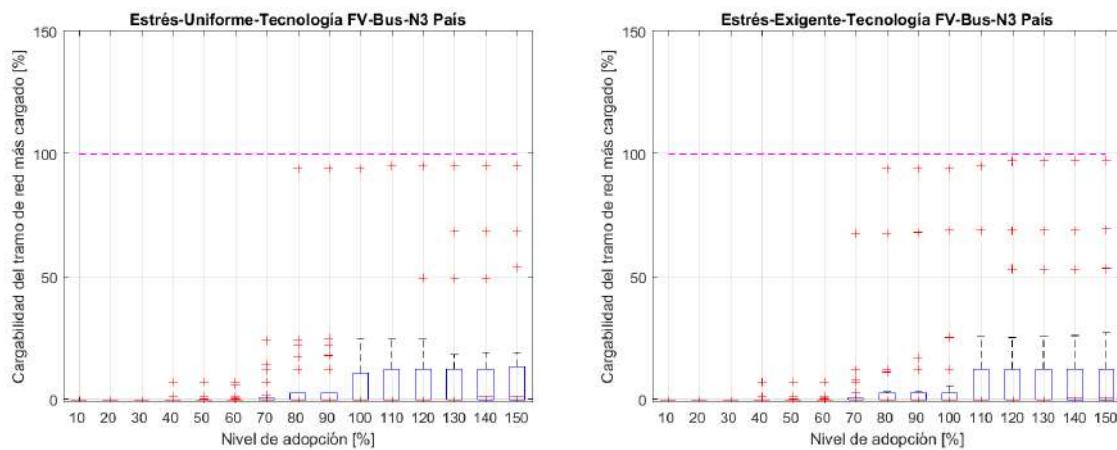
NIVEL DE TENSIÓN 3 CON VEHÍCULOS ELÉCTRICOS





NIVEL DE TENSIÓN 3 CON BUSES ELÉCTRICOS





22 ANEXO 8: RESPUESTA A LOS COMENTARIOS DE LOS AGENTES

Este consultor recibió por parte de la Comisión unos comentarios asociados a este estudio el día 04 de febrero del 2019. Los comentarios provienen de Codensa, X.M, Andesco y Emcali. A continuación la respuesta de las diferentes inquietudes.

Agente	Comentario	Respuesta
EMCALI	Pese presentar los comentarios que exponemos, estimamos que en consideración de la relevancia del tema del estudio y las medidas por este propuestas, consideramos muy corto el tiempo dado para efectuar los comentarios, por lo cual solicitamos comedidamente extenderlo.	Se transfiere esta solicitud a la Comisión pues el tiempo para la recepción de comentarios fue establecido por la Comisión y cualquier decisión en tal sentido no depende de la Universidad.
EMCALI	Si con las conclusiones de este estudio se pretende proponer el cambio de los límites establecidos en la Resolución CREG 030 sobre porcentajes de inmersión de este tipo de tecnologías a las redes, modificación y/o remuneración de excedentes, es necesario que el mismo recomiende la revisión de la aplicación de la metodología de ADDs favoreciendo a los usuarios en la opción de pagar el menor valor por uso de la red, de manera que éstos asuman los costos reales y no se fomenten los subsidios cruzados que hoy se dan con esta metodología de ADDs.	El estudio no contempla ningún análisis relacionado con los cambios de límites establecidos por la resolución CREG 030 del 2018 ni tampoco aspectos asociados a las ADD.
EMCALI	El resultado de este tipo de simulaciones de penetración, impacto y estrés de la red por la penetración de tecnologías como las estudiadas es limitada, debido a la imposibilidad de simular la penetración de combinaciones de tecnologías, además de que se requiere involucrar otros fenómenos, como la Respuesta de Demanda o los Almacenamientos de Energías (En conjunto, incluyen AG, GD, EV, RD y AE). En este sentido el enfoque del estudio puede haberse quedado	Se anexa a este informe los resultados computacionales para cada OR según los escenarios de penetración indicados en el capítulo 2. Esos resultados muestran los efectos de la mezcla de las diferentes tecnologías. Igualmente, se anexan los resultados por estrés para cada OR.

	<p>corto. Los análisis finales deberían desarrollarse por los operadores de red, y concluir en reglamentos de conexión donde se apliquen tanto criterios generales de la regulación, como las condiciones particulares de la red local, debidamente justificadas por cada OR.</p>	
EMCALI	<p>Es necesario adecuar el Código de Conexión (Res. 025-1995), la Res. 106-2006 y el Reglamento de Distribución (Res. 070-1995) para considerar los indicadores técnicos, los requerimientos de información y los procedimientos necesarios para la aprobación de nuevas solicitudes de conexión en las redes de distribución local y transmisión regional, que tengan en cuenta las particularidades de las redes locales.</p>	<p>Los alcances del estudio no consideran los aspectos indicados por el comentarios.</p>
EMCALI	<p>Se estima necesario se precise en el estudio que la generación distribuida, autogeneración y la movilidad eléctrica, así como cualquier clase de generación, debe coordinar su inclusión con el OR del mercado de comercialización que actualmente sea el encargado de la distribución de energía, de conformidad con la normatividad vigente CREG-070-98, CREG-097-2008 y CREG-015-2018, porque no puede desarticularse la planeación del SDL.</p>	<p>Las decisiones regulatorias que se derivan como consecuencia de este estudio es competencia de la Comisión por lo cual se transfiere la solicitud a la CREG.</p>
EMCALI	<p>Los costos de la conexión de AG y GD, así como EV, se asumen localmente, de manera que los beneficios de los mismos, incluyendo los de cargos de distribución, deben corresponder a los de cada OR, y no a la ADD en conjunto, con lo que se pierden los incentivos a la eficiencia en el planeamiento y expansión de la red local.</p>	<p>Los beneficios del capítulo 10 de este informe se monetizan según los valores del costo unitario de cada OR y los cuales fueron suministrados por la Comisión.</p>
EMCALI	<p>Se requiere conocer si las redes del OR EMCALI entraron para la respectiva simulación, con el objeto de tener la certeza que las conclusiones del estudio son aplicables también en nuestro sistema. Por lo anterior solicitamos</p>	<p>Se anexa a este informe los resultados computacionales para cada OR en los cuales se encuentran incluidos los circuitos de EMCALI. Los circuitos seleccionados para cada OR fueron proporcionados a la Comisión y</p>

	<p>respetuosamente a la Comisión publicar el informe de los OR y/o redes que finalmente se consideraron en el estudio. Es preocupante la alta tasa de circuitos que no cumplieron con los criterios para la simulación computacional, aun a pesar de que el consultor realizó ajustes para "reparar" la información. Es conveniente que se publique la memoria detallada del análisis de los circuitos seleccionados y estudiados, y se evalúe la necesidad de realizar nuevamente un muestreo representativo.</p>	<p>corresponde a ellos establecer la publicación de esa información.</p>
Andesco	<p>En cuanto a la información técnica tomada como base para el estudio, consideramos que la selección de la muestra de manera conjunta con los Operadores de Red-OR podría generar gran valor y robustecer el análisis del consultor, ya que reflejaría en mayor grado la realidad operativa de cada sistema. Lo anterior, teniendo en cuenta que en algunos casos, la información sobre circuitos requerida en las circulares CREG 067 (para las redes de nivel 1) y CREG 074 (para las redes de nivel 2 y 3) del 2018 no incluyen necesariamente los alimentadores más representativos de la red de cada sistema.</p>	<p>La selección de los circuitos de cada OR se determinó con base en un análisis de agrupamiento -cluster- que se indica en el capítulo 5 y considerando los atributos señalados en la tabla 5.1. En tal sentido, la Universidad considera que las redes son representativas para este tipo de estudio.</p>
Andesco	<p>Adicionalmente, consideramos importante una retroalimentación más amplia sobre los criterios de revisión de la información solicitada en las circulares, por cuanto algunos de los OR consideran que la información y sesiones de trabajo con el consultor aportaron los datos requeridos para el desarrollo del ejercicio, sin embargo, en el informe se indica que se descartó cierta información.</p>	<p>La circuitos cuya información fue depurada por parte de los OR fue considerada dentro del estudio. Aquellos circuitos que se descartaron fueron los que no se depuraron por parte de los OR y que la Universidad no tenía posibilidad de ajustar.</p>
Andesco	<p>De otra parte, vemos importante conocer el análisis efectuado para cada OR y las redes que finalmente fueron consideradas en la modelación (493 circuitos), por lo que agradecemos a la</p>	<p>Se anexa a este informe los resultados computacionales para cada OR según los escenarios de penetración indicados en el capítulo 2. Esos resultados muestran los efectos de la mezcla de las</p>

	<p>comisión la publicación de un documento que recoja estos datos.</p>	<p>distintas tecnologías. Igualmente, se anexan los resultados por estrés para cada OR.</p> <p>Por otro lado, los circuitos seleccionados para cada OR fueron proporcionados a la Comisión y corresponde a ellos establecer la publicación de esa información.</p>
Andesco	<p>Consideramos importante contar con un tiempo más amplio de análisis del documento y los supuestos allí considerados, permitiendo al sector un mayor aporte en la construcción de las decisiones regulatorias a las que haya lugar.</p>	<p>Se transfiere esta solicitud a la Comisión pues el tiempo para la recepción de comentarios fue establecido por la Comisión y cualquier decisión en tal sentido no depende de la Universidad.</p>
XM	<p>El informe sobre Estudio para el Diseño de Indicadores de Seguimiento y Evaluación de la Integración de la Autogeneración y la Generación Distribuida en el Sistema Interconectado Nacional anexo a la Circular 006 de 2019, se enfoca en los impactos técnicos que se pueden presentar en las redes de distribución y en los indicadores recomendados para el seguimiento. No obstante, los impactos sistémicos que este tipo de recursos pueden tener en la confiabilidad y seguridad de la operación del Sistema Interconectado Nacional –SIN- no están incluidos dentro del informe presentado.</p>	<p>Los alcances del estudio no consideran aspectos asociados con los impactos sistémicos por lo cual no fueron parte de los análisis.</p>
CODENSA	<p>El estudio aborda un amplio número de escenarios y consideraciones técnicas de manera que sus conclusiones son robustas, no obstante algunos elementos pueden ser complementados. Respecto de la información que se empleó finalmente para sustentar los análisis, vemos pertinente continuar el trabajo conjunto entre la comisión, consultores y las empresas, con el fin de lograr una construcción colectiva que permita visualizar el cambio que requiere la actividad, en cuanto a la versatilidad de los sistemas informáticos así como el</p>	<p>La información utilizada para este estudio fue suministrada directamente por la Comisión y recolectada a través de dos circulares CREG.</p>

	<p>tipo y precisión de las variables técnicas de los activos que se van a requerir para adaptar la industria a las necesidades y nuevos desarrollos del mercado.</p>	
CODENSA	<p>Se propone considerar un momento de mínima inyección ya que existen generadores distribuidos o autogeneradores cuyos recursos no se encuentran disponibles todo el día (solares) y en esos períodos de indisponibilidad se podrá presentar un estrés en el sistema ya que los flujos de potencia y la tensión de los nodos cambia.</p>	<p>Los análisis realizados por la Universidad incluyeron momentos de mínima inyección tal como se indica en el capítulo 6 de este informe.</p>
CODENSA	<p>Sugerimos incorporar un supuesto de entrada de baterías para hacer sensibilidad a los niveles de penetración de renovables con incidencia en la red en el entendido que sin esta señal los efectos no se observan antes del año 2031.</p>	<p>La Universidad no consideró el uso de baterías a nivel de distribución en las simulaciones pues el referenciamiento realizado para la construcción de las trayectorias de adopción no vislumbra un uso masivo de estas tecnologías para el horizonte de tiempo de este estudio.</p>
CODENSA	<p>Se solicita evaluar la posibilidad de tener en cuenta otros indicadores, como por ejemplo calidad de la potencia y corriente de corto circuito como determinantes de la penetración de los recursos distribuidos.</p>	<p>Los indicadores diseñados para este estudio son de estado estable y alineados con el objeto de contratación. Reconocemos la importancia de considerar los aspectos señalados por el comentarios para futuros desarrollos de este estudio.</p>
CODENSA	<p>A partir de los hallazgos del estudio surge la necesidad de reevaluar el umbral del 4% sobre la demanda comercial nacional, fijado por la resolución CREG 030 de 2018 como condición para modificar las condiciones de conexión para AGPE. Teniendo en cuenta que no se prevén impactos antes del año 2031, se sugiere eliminar esta señal del umbral para dar certeza a las evaluaciones de este tipo de proyectos.</p>	<p>Las decisiones regulatorias que se derivan como consecuencia de este estudio son competencia de la Comisión por lo cual se transfiere la solicitud a la CREG.</p>
CODENSA	<p>En relación con las conclusiones que se obtienen a partir del análisis de pérdidas es necesario considerar la heterogeneidad de las arquitecturas de red para validar los resultados en materia de pérdidas, pues la ubicación</p>	<p>Las conclusiones derivadas de los resultados numéricos del indicador de pérdidas se obtienen a partir de las redes que salen del resultado de agrupamiento indicado en el capítulo 5. En tal sentido, son redes</p>

	<p>del recurso AGPE/GD en relación con la topología y cercanía a las cargas incide en el comportamiento de las pérdidas. Para ello sugerimos que el punto de inicio sea establecer redes típicas por operador de red con el fin de evitar adoptar conclusiones generales a partir de un modelo de red típica nacional. Dichas redes típicas dependerán de la variable objetivo, por lo cual sugerimos trabajar en estos aspectos que permitan identificar las redes típicas por OR sobre las cuales puedan desarrollarse los análisis de impacto.</p>	<p>representativas que se basan en los criterios indicados en la tabla 5.1 con lo cual los resultados son estadísticamente significativos.</p>
CODENSA	<p>Una de las conclusiones presentadas en la presentación del consultor indica lo siguiente: "los resultados numéricos indican que la relación beneficio-costo depende de cómo se distribuya la generación fotovoltaica dentro de la red, en donde existen mayores beneficios para un reparto uniforme. esto sugiere que el operador de red debería -en la medida de lo posible- gestionar los puntos de conexión de los generadores fotovoltaicos". Esta conclusión puede ser determinante para el desarrollo futuro del servicio de distribución, ya que las decisiones de ubicación de los autogeneradores/generadores distribuidos, con independencia de la congestión de la red de distribución y la obtención de permisos (servidumbres, permisos de construcción, acceso a espacios) que afectan los tiempos de construcción, no es gestionable por las compañías de distribución de energía dado el principio legal de libre acceso a la red del cual gozan los usuarios.</p>	<p>Los resultados numéricos indican que la ubicación de los autogeneradores/generadores distribuidos tiene un efecto en los beneficios y costos de la integración. Y aunque existe un principio legal de libre acceso, el mensaje que subyace de la conclusión no es negar el acceso, es establecer el sitio en donde -para el sistema- es más conveniente la conexión.</p>
CODENSA	<p>Finalmente agradecemos a la comisión la oportunidad de conocer el estudio y hacer comentarios al mismo. sin embargo, el documento puesto a comentarios recopila un grupo importante de información técnica y análisis que requieren más tiempo de estudio, por lo cual se solicita una</p>	<p>Se transfiere esta solicitud a la Comisión pues el tiempo para la recepción de comentarios fue establecido por ellos y cualquier decisión en ese sentido no depende de la Universidad.</p>

oportunidad adicional para hacer llegar
nuestras consideraciones de detalle
sobre el contenido del mismo.
