



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

ESTUDIO DE IMPACTOS EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN MT DE LA ADOPCIÓN
RESIDENCIAL MASIVA DE PANELES FOTOVOLTAICOS Y VEHICULOS
ELÉCTRICOS

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

MATÍAS PATRICIO APABLAZA PÉREZ

PROFESOR GUÍA:
ALEJANDRO NAVARRO ESPINOSA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
RODRIGO MORENO VIEYRA
ALFREDO SCHNELL DRESEL

SANTIAGO DE CHILE
2017

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: MATÍAS PATRICIO APABLAZA PÉREZ
FECHA: 2017
PROF. GUÍA: ALEJANDRO NAVARRO ESPINOSA

ESTUDIO DE IMPACTOS EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN MT DE LA ADOPCIÓN RESIDENCIAL MASIVA DE PANELES FOTOVOLTAICOS Y VEHICULOS ELÉCTRICOS

El incremento en el interés por las energías renovables no convencionales a nivel mundial es un producto del cambio climático y la oportunidad de los países de disminuir el nivel de dependencia a los precios de los combustibles fósiles. Específicamente en Chile la política energética nacional tiene como objetivo lograr una matriz que se componga por al menos un 60 % de ERNC's para el año 2035. Para lograr esto, se han generado distintos incentivos para facilitar la adopción de tecnologías bajas en carbono e incentivar su uso en los consumidores residenciales, como por ejemplo la ley de netbilling, el programa de techos solares públicos, entre otros. Dentro de estas tecnologías se encuentran los vehículos eléctricos y la generación distribuida, como los sistemas fotovoltaicos.

Frente al aumento del uso de estas tecnologías de generación distribuida, se han realizado diversos estudios sobre el potencial impacto que podrían tener en las redes de distribución de media y baja tensión. Dichos estudios muestran como niveles altos de uso, provocan efectos importantes en las redes de distribución, como cambios en los perfiles y esquemas de regulación de voltaje, reversión de flujos, disminución de las pérdidas, cambios en la calidad de la potencia por contenido armónico, entre otros.

La metodología propuesta para evaluar los impactos de la generación distribuida, se aplica para un set de redes aproximadas de media tensión, basadas en estándares reales de diseño, que se modelan para abastecer a un área de similares características que la región Metropolitana de Chile considerando 42 subestaciones. Estas conectan a un total de 397 alimentadores, los cuales abastecen a 13739 transformadores de media tensión. Las tecnologías evaluadas son las 2 con mayor proyección a nivel residencial en el país: los sistemas fotovoltaicos y los vehículos eléctricos. Los impactos evaluados son los problemas de tensión en los transformadores de distribución MT y los problemas térmicos en los conductores.

Los resultados obtenidos muestran que la metodología propuesta permite realizar una clasificación de los alimentadores según sus características topológicas, y la identificación de los alimentadores más sensibles a cada tecnología. Además, se obtiene que existen grandes diferencias en la susceptibilidad a presentar problemas entre cada alimentador y subestación MT analizada. Por otro lado, también se obtienen grandes diferencias entre cada una de las simulaciones para un mismo nivel de penetración con distintas localizaciones del recurso distribuido, lo que recalca la sensibilidad a la localización de las LCT's.

“Never believe that a few caring people can’t change the world.

For indeed that’s all who ever have. ”

-Margaret Mead

Agradecimientos

Ha sido un camino largo, con más de algún momento de dudas con respecto si este es el camino correcto, o el que realmente quería tomar. Hoy después de haberlo recorrido puedo decir que fue el correcto, a pesar de todas las noches en vela, de todas las horas alejado de mi familia, de mis amigos, de mi hogar, de la música. Si bien esto es sólo el comienzo, sigue siendo un primer paso enorme para mí y mi familia, un paso que tiene tanto mérito de ellos como mío.

Agradecimientos especiales a mi profesor guía, Dr. Alejandro Navarro, por su constante preocupación y ayuda a lo largo de todo este trabajo. Por ser una eterna fuente de sabiduría, por dar la pausa y la tranquilidad en el momento preciso, por ser un ejemplo de ser humano y por ser el líder al que quiero seguir.

Gracias a mis padres por enseñarme a trabajar duro para lograr lo que quiero, por darme todo lo que un hijo podría necesitar. Por todas las noches que apagaron la luz de mi habitación por quedarme dormido estudiando y trabajando, por darme coraje en los momentos difíciles, por su largo y constante sacrificio para que tuviese todo lo que necesito para dar este gran paso. Por darme el objetivo de hacerlos feliz, con mi felicidad.

A mi hermano por mostrarme que sí es posible, por ser mi amigo y mi hermano, por ser el compás moral que siempre voy a seguir y el ejemplo que quiero dar algún día.

A mis amigos que me han acompañado siempre: Pelao, Pía, Belén, Fran, Gaby, Ricardo, Pera, Seba, Dani, a los champis por hacer el paso por la universidad un muy agradable recuerdo junto a ustedes.

Y por último, gracias a la música, por ser el motivo y la fuente de tanta dicha y buenos momentos, por darme a conocer a tanto amigo que conservaré por siempre y por darme tantos recuerdos que nunca olvidaré.

Tabla de Contenido

Índice de Tablas	x
Índice de Ilustraciones	xi
1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Objetivo general	3
1.3. Objetivos específicos	3
1.4. Alcances	3
2. Marco teórico	5
2.1. Cambio climático y emisión de gases de efecto invernadero	5
2.1.1. Acuerdo de París	5
2.2. Generación distribuida	7
2.2.1. Inversiones globales en energía y ERNCS's	8
2.2.2. Sector energético chileno y el acuerdo de París	10
2.2.3. Política Energética Nacional	11
2.3. Ley de 20.571	12
2.3.1. Proceso de Conexión	13
2.4. El sector eléctrico chileno	15
2.5. Generalidades sobre las redes de distribución	16
2.6. Impacto de GD en las redes de distribución	17
2.6.1. Flujo de potencia y capacidad térmica	18
2.6.2. Efectos sobre los perfiles de tensión	19
2.6.3. Experiencia internacional: Problemas causados por GDs	20
2.7. Normativa Chilena	20
2.7.1. Regulación de tensión	20
2.7.2. Consideraciones para la norma técnica en media tensión	21
3. Creación del modelo	23
3.1. Modelo de redes	23
3.1.1. Softwares utilizados	23
3.1.2. Topología de las redes a evaluar	25
3.2. Creación de perfiles	26
3.2.1. Perfiles de consumo residencial	26
3.2.2. Perfiles de generación: PV residenciales	31
3.2.3. Perfiles de consumo: Vehículos eléctricos	34

3.2.4.	Nivel de Penetración por tecnología	38
3.3.	Representación de la red en OpenDSS	38
3.3.1.	Características de OpenDSS	38
3.3.2.	Representación de elementos en OpenDSS	39
3.3.3.	Representación de elementos en QGIS	40
3.4.	Subestaciones a modelar	42
4.	Metodología	44
4.1.	Metodología propuesta	45
4.2.	Evaluación de impactos	46
4.2.1.	Porcentaje de transformadores de distribución con problemas de tensión	46
4.2.2.	Porcentaje de kilómetros de conductor con problemas térmicos	46
4.3.	Simulación de Monte Carlo	47
4.4.	Ejemplo: Aplicación de la metodología a una subestación	48
4.4.1.	Sistemas PV	48
4.4.2.	Vehículos Eléctricos	51
4.4.3.	Otros resultados importantes	52
5.	Resultados y análisis	55
5.1.	Resultados de la modelación	55
5.2.	Comparación: 100 simulaciones de Montecarlo	57
5.3.	Análisis estadístico de resultados	60
5.3.1.	Problemas de voltaje	60
5.3.2.	Problemas de corriente	61
5.3.3.	Primer nivel de penetración con problemas	62
5.3.4.	Severidad de los problemas	64
	Conclusión	66
5.4.	Trabajo a futuro	69
6.	Bibliografía	70
7.	Anexos	76
7.1.	Anexo A: CENSO 2012 cuadro 11.10	76
7.2.	Anexo B: Resultados modelación de subestaciones	78
7.3.	Anexo C: Datos generales por subestacion	80

Índice de Tablas

2.1. Top 10 de Inversiones a nivel mundial en ERNC's [1].	10
3.1. Resumen resultados por vivienda según Censo 2012 Chile	27
3.2. Parámetros demográficos de entrada para el algoritmo CREST	27
3.3. Parámetros geográficos Observatorio Astronomico Nacional OAN.	31
3.4. Resumen de dias seleccionados	32
3.5. Función de densidad de probabilidad de conexiones por dia [%] Fuente: "A Statistical Analysis of EV charging Behavior in the Uk" [2]	35
5.1. Datos SSEE 19	58
7.1. Resultados modelación de subestaciones	78
7.2. Datos generales por subestación	80

Índice de Ilustraciones

1.1. Historial de precios promedio por watt en USA. Fuente: GTM Research [3]	2
2.1. Estado por país frente al acuerdo de París. Fuente: World Economic Forum [4]	6
2.2. Inversiones a nivel mundial en ERNC's [1].	8
2.3. Numero de nuevas instalaciones de Generación Ciudadana. Fuente: Informe mensual SEC Agosto 2017. [5].	11
2.4. Esquema de conexión:parte 1. Fuente: Presentación ley 20.571 Ministerio de energía [6]	13
2.5. Esquema de conexión:parte 2. Fuente: Presentación ley 20.571 Ministerio de energía [6]	14
2.6. Esquema del sistema eléctrico nacional [7]	16
2.7. Diagrama unilineal de una red de distribución [8]	17
2.8. Ejemplo: Flujos desde el sistema de Alta tensión hacia Media tensión en una subestación primaria ficticia.	18
3.1. Captura de pantalla ejemplo: QGIS	24
3.2. Ejemplo de la topología de red obtenida mediante la metodología propuesta en [9].	25
3.3. Función de distribución de probabilidades asociada a la tabla 3.2	28
3.4. Demandas residenciales: 5 consumos distintos	28
3.5. Demandas residenciales: Promedio de los 2000 perfiles creados	29
3.6. Demanda máxima promedio: Consumos residenciales	30
3.7. Perfiles solares medidos en CCLAN 2015.	31
3.8. Histograma: energía diaria por unidad de área de los datos medidos del OAN durante el año 2015.	32
3.9. Area de concesión Enel Distribución en la Región Metropolitana [10]	33
3.10. Función de densidad de probabilidad de conexiones por dia [%]. Fuente: "A Statistical Analysis of EV charging Behavior in the Uk" [2]	35
3.11. Histograma: Potencia consumida por EV. Fuente: "A Statistical Analysis of EV charging Behavior in the Uk" [2]	36
3.12. Histograma de factor de potencia por EV. Fuente: "A Statistical Analysis of EV charging Behavior in the Uk" [2]	36
3.13. Perfiles de consumo EV según número de clientes.	37
3.14. Ejemplo OpenDSS:Representación de líneas	39
3.15. Representación de líneas cargas y generadores, en un archivo .txt	39
3.16. Diagrama de flujo: Cálculo de flujos de potencia y representación de la red	40
3.17. Visualización en QGIS de la subestación 11	41

3.18. Visualización en QGIS de la subestación 36	41
3.19. Visualización en QGIS de las 42 subestación a simular	42
4.1. Metodología propuesta	44
4.2. Representación en QGIS de la subestación 12	48
4.3. Ejemplo de Aplicación de la metodología: Problemas térmicos en la subestación 12, alimentador 6	49
4.4. Ejemplo de Aplicación de la metodología: Problemas de voltaje en la subestación 12	49
4.5. Ejemplo de Aplicación de la metodología: Problemas de voltaje en la subestación 12. Todos los alimentadores.	50
4.6. Ejemplo de Aplicación de la metodología: Problemas de voltaje en la subestación 12. Todos los alimentadores.	50
4.7. Ejemplo de Aplicación de la metodología, caso EV: Problemas de voltaje en la subestación 12. Todos los alimentadores.	51
4.8. Ejemplo de Aplicación de la metodología, caso EV: Problemas térmicos en la subestación 12. Todos los alimentadores.	51
4.9. Ejemplo de Aplicación de la metodología, caso PV: Importes de potencia desde alta tensión.	52
4.10. Ejemplo de Aplicación de la metodología, caso EV: Importes de potencia desde alta tensión.	53
4.11. Ejemplo de Aplicación de la metodología, subestación 12: Pérdidas energéticas diarias por nivel de penetración IZQ: Paneles PV. DER: Vehículos eléctricos	54
5.1. Perfil de voltaje diario, SSEE:5 alimentador 2.	56
5.2. Perfiles de voltaje: alimentador 1, subestación 5.	56
5.3. Representación en QGIS: Subestación 19	57
5.4. Métricas para distintos números de simulaciones de Monte-Carlo: (a) Valor promedio (b) Desviación estándar	58
5.5. Resumen de problemas por característica del alimentador: caso PV	60
5.6. Resumen de problemas por característica del alimentador: caso EV	60
5.7. Resumen de problemas por característica del alimentador: caso PV	61
5.8. Resumen de problemas por característica del alimentador: caso EV	62
5.9. Resumen de aparición de problemas en los alimentadores	62
5.10. Resumen de problemas por nivel de penetración	63
5.11. Resumen de porcentaje de alimentadores con problemas según característica.	64
5.12. Resumen de resultados. Porcentaje de transformadores con problemas de voltaje: (a) Alimentadores con problemas (b) Todos los alimentadores	65
5.13. Resumen de resultados. Porcentaje de km de líneas con problemas de corriente: (a) Alimentadores con problemas (b) Todos los alimentadores	66
7.1. Cuadro 11.10 Fuente: Informe resultados Censo 2012, INE [11]	76

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

La aparición de nuevas tecnologías bajas en carbono y generación distribuida, suscita la incertidumbre respecto al impacto que estos provocan en la operación del sistema de distribución, ya que altos niveles de penetración de dichas tecnologías pueden poner en riesgo su operación segura. Sumado a lo anterior, actualmente en países desarrollados se busca la transición hacia fuentes de energía limpia, energías renovables no convencionales o ERNCs, y al uso de LCTs o Low Carbon Technologies por parte de los consumidores, de manera de reducir al mínimo las emisiones de carbono, y reducir el grado de dependencia de los precios de combustibles fósiles en economías de gran escala.

Chile no está ajeno a la tendencia internacional del alto incremento en las instalaciones solares, mostrando un aumento considerable de este recurso renovable en los últimos años. Específicamente en el sector de distribución, las predicciones realizadas por la Comisión Nacional de Energía estiman que para el año 2030, Chile poseerá alrededor de 250 [MW] de potencia fotovoltaica de generación distribuida [12], todo esto impulsado en gran parte por la caída sostenida de precios de la tecnología fotovoltaica en la última década y por la ley 20.571 [13], la cual permite y regula la venta de los excesos energéticos que producen los consumidores residenciales.

En la figura 1.1, se muestra el historial de precios promedio por watt en USA y la capacidad PV anual en MW de USA, en donde se observa cómo la caída de los precios ha resultado en un enorme incremento de la capacidad instalada de sistemas fotovoltaicos.

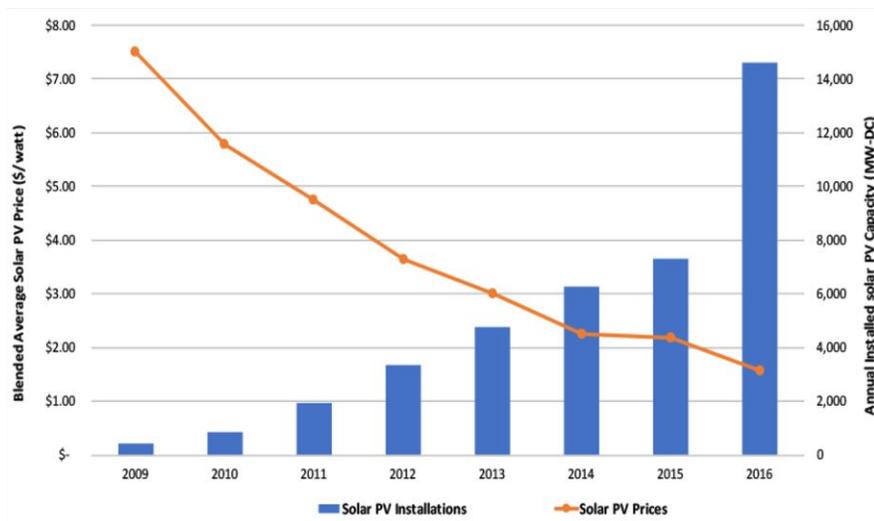


Figura 1.1: Historial de precios promedio por watt en USA. Fuente: GTM Research [3]

Si bien el nuevo paradigma energético actual considera nuevas formas de generación distribuida renovable y LCT's, aún se debate sobre los efectos que conlleva su adopción masiva en las redes de distribución de baja y media tensión. Esto debido a que el sistema de distribución fue diseñado sólo considerando cargas en sus redes, por lo que los esquemas actuales de regulación de tensión y los límites térmicos de diseño, podrían ser insuficientes para las nuevas exigencias de la red, considerando el aumento de la carga residencial por la adopción de LCT's, las variaciones de voltaje en los puntos más lejanos a la cabecera del alimentador, y otros problemas que ya se hacen presentes en países con altos niveles de penetración, como los problemas de voltaje en la red y la sensibilidad al clima de la matriz energética en Alemania [14] , [15].

Un ejemplo de LCT's que puede tener grandes impactos en la red son los vehículos eléctricos, los cuales pueden aumentar considerablemente la demanda peak (dependiendo de los horarios y tiempos de carga/descarga), lo que conlleva la necesidad de una inversión en la expansión de los límites térmicos de la red y de los esquemas de regulación de tensión.

Todas las inquietudes planteadas anteriormente, conllevan a decisiones de inversión importantes en el sistema de distribución de media y baja tensión, por lo que es necesario tener una pronta respuesta a estos problemas y antes de que comiencen a evidenciarse sus efectos, de manera de poder tomar decisiones proactivas en un periodo prudente, que signifique una solución a largo plazo, y más importante aún, que permita la continua integración de generación distribuida en base a ERNCs y consumos con LCT's.

Para lograr lo anterior, es importante expandir el portafolio actual de soluciones aplicables a la red de distribución y mucho más allá de simplemente cambiar elementos por otros de mayor capacidad. Es necesario considerar tecnologías inteligentes que permitan la reducción de los impactos provocados por GD's en la red de distribución, de manera de ampliar su límite técnico de penetración máxima, mediante técnicas como el control de demanda, control de factor de potencia en inversores, entre otros; todo esto, con el objetivo de asegurar el aumento sostenible del uso de éstas tecnologías.

1.2. Objetivo general

El objetivo principal de este trabajo de título es evaluar la magnitud y probabilidad de ocurrencia de problemas de tensión y capacidad térmica en la red de distribución MT, causados por la incorporación de generación masiva PV y EV's bajo distintos niveles de penetración, para un set de 42 subestaciones realistas con sus respectivos alimentadores de media tensión, basadas en subestaciones primarias, que se modelan para abastecer a un área de similares características que la región Metropolitana de Chile.

1.3. Objetivos específicos

Para lograr el objetivo principal, se establecen los siguientes objetivos específicos:

- Creación de la herramienta que permita la modelación de la red de distribución para evaluar los impactos de la red. Dicha herramienta debe ser capaz de modelar los consumos desbalanceados que se producen en la red de distribución.
- Creación de perfiles realistas de alta resolución de generación fotovoltaica, consumos de vehículos eléctricos (de carga normal, es decir, conectados a la red de baja tensión) y también de las cargas residenciales para efectuar un análisis mediante series temporales de alta resolución (perfiles diarios con resolución de 1 minuto).
- Identificación de los problemas técnicos principales que se presentan en la red de MT bajo distintos escenarios de penetración de paneles fotovoltaicos y vehículos eléctricos.
- Análisis estadístico por alimentador y por subestación primaria de los resultados obtenidos de las simulaciones.

1.4. Alcances

Como el objetivo específico es identificar los efectos de la generación distribuida y LCT's en la red de media tensión, solo se modelará la red de distribución MT, por lo que los alimentadores de baja tensión se modelaran como cargas trifásicas en los transformadores de MT/BT, con carga igual al perfil agregado de todos los clientes residenciales, vehículos eléctricos y generadores conectados en dicho alimentador.

Se modelará la red de media tensión como una red genérica a estudiar, la cual debe presentar características similares a la red real. Estas características deben considerar, tipo de conexión de clientes residenciales, generadores distribuidos, perfiles de consumos residenciales y topologías de la red de media tensión correspondiente.

Los problemas y escenarios a simular se analizarán desde un punto de vista probabilístico mediante simulaciones de Monte Carlo, y se estudiarán los niveles de penetración de EVs y paneles fotovoltaicos por porcentaje de clientes que hacen uso de estas tecnologías y su nivel de impacto.

Se utilizarán sólo softwares tipo “open source” : QGIS como herramienta de programación y ubicación geográfica y OpenDSS para simular las redes y cálculos de flujo de potencia de sistemas no balanceados.

No se modelará el sistema de transmisión ni generadores de gran capacidad, por lo que el sistema se modelará desde las subestaciones primarias “aguas abajo” hasta los consumidores residenciales. De esta forma, se asume que el sistema de alta tensión tiene la capacidad e infraestructura suficiente para suministrar las potencias requeridas en el sistema de distribución bajo todos los horarios y escenarios a simular.

Se utilizarán 42 redes realistas basadas en subestaciones de distribución de un área con características similares a la región metropolitana ¹, en las cuales sólo se simularán los consumos residenciales agregados en cada transformador de distribución, sin considerar grandes clientes conectados a la red de media tensión ni consumos trifásicos en baja tensión.

Los problemas a identificar son 2: transformadores de distribución fuera de la banda de tensión estipulada por la normativa chilena, y conductores que sobrepasen su ampacidad nominal por un periodo de tiempo estimado que ponga en riesgo su integridad. Para identificar los conductores con problemas térmicos, se tomará una ventana de 1 hora móvil, es decir, si el conductor sobrepasa su ampacidad nominal por un periodo de 60 minutos o más, se considera como un conductor operando sobre su límite térmico.

El supuesto anterior con respecto a los conductores, se debe a que no se tiene información exacta sobre las condiciones ambientales a las cuales está sometidos cada conductor de cada subestación (velocidad y ángulo del viento con respecto al conductor, temperatura inicial del conductor, temperatura ambiental, radiación solar, etc), y debido a esto, se dificulta analizar la temperatura del conductor durante el día mediante los métodos clásicos de transferencias de calor. Además del supuesto anterior, se considerarán como conductores sobre el límite térmico, aquellos que sobrepasen su ampacidad nominal en un 150 % por un periodo igual o mayor a 10 minutos [17].

¹Estas redes son el resultados del trabajo realizado en [16] y [9], en los cuales se realiza un modelo de optimización y planificación que respeta criterios de diseño, regulación de tensión y normativa de seguridad Chilena vigente

Capítulo 2

Marco teórico

2.1. Cambio climático y emisión de gases de efecto invernadero

El calentamiento global y el cambio climático es el problema más grande que enfrentamos como especie. El clima está cambiando y la comunidad científica concuerda que el principal causante es la actividad humana [18], y el aumento de la emisión de gases de efecto invernadero producido desde el inicio de la era industrial.

A nivel mundial, se han creado distintas agencias y departamentos para controlar y medir los efectos del calentamiento global, como la IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), además de conferencias y convenciones centradas en atacar el problema del cambio climático, como la UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change) [19].

Con 197 participantes, la UNFCCC, tiene prácticamente una membresía universal y es el tratado madre del protocolo de Kyoto (Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático o CMNUCC, 1997), el cual ha sido ratificado por 192 de sus miembros. Considerando su objetivo principal y logros, la UNFCCC es la principal responsable de uno de los acuerdos más importantes a nivel mundial, en cuanto al compromiso en contra del cambio climático: el *Accord de París*, o Acuerdo de París.

2.1.1. Acuerdo de París

Se trata de un acuerdo dentro de la UNFCCC, y se encarga de la mitigación y adaptación de la emisión de gases de efecto invernadero (en adelante GEI) y su financiamiento comenzando el año 2020. Para Junio del 2017, 195 miembros lo han firmado, y 148 de ellos lo han ratificado, los cuales se identifican en la figura 2.1 :

El mapa del Acuerdo de París

Países que han ratificado o firmado el Acuerdo de París a 1 de junio del 2017

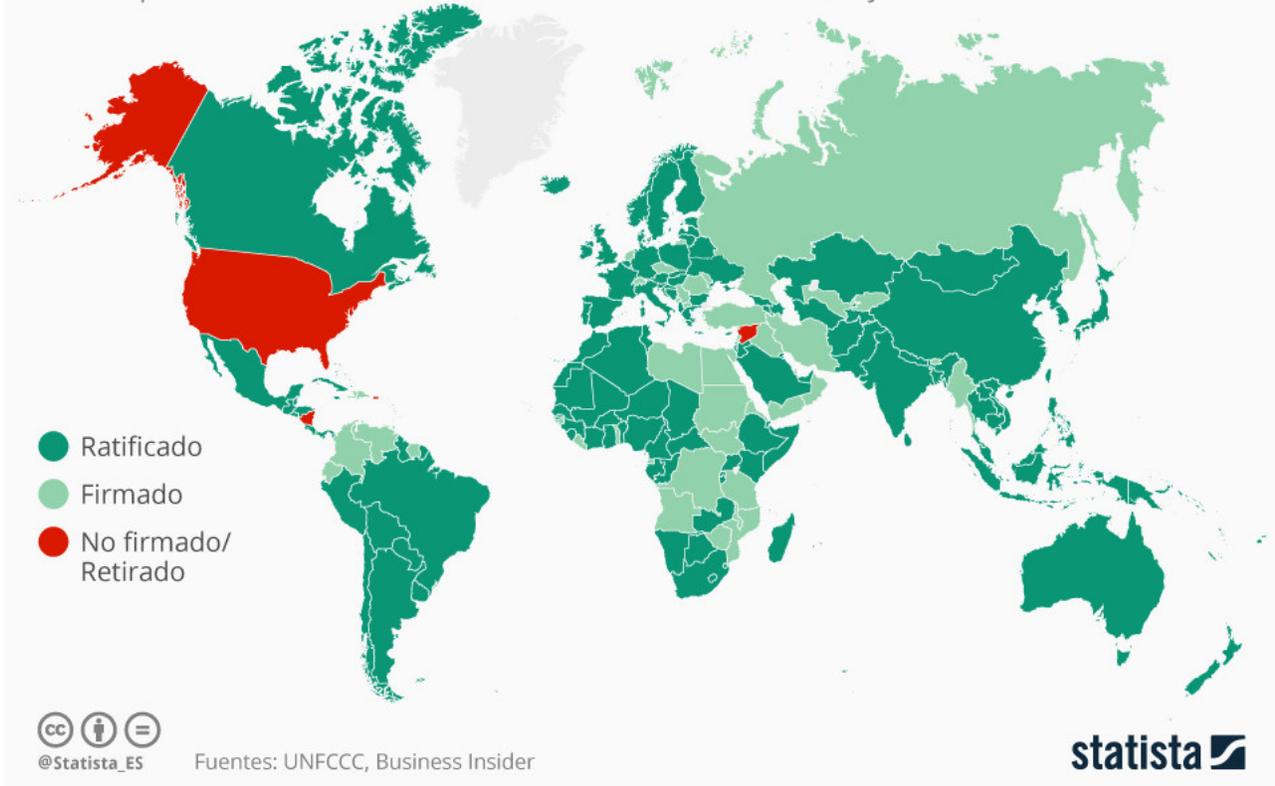


Figura 2.1: Estado por país frente al acuerdo de París. Fuente: World Economic Forum [4]

El objetivo principal de este acuerdo se puede resumir en 3 puntos:

- Mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2°C con respecto a los niveles preindustriales, y proseguir los esfuerzos para limitar dicho aumento a 1.5°C , reconociendo que ello reduciría considerablemente los riesgos y los efectos del cambio climático.
- Aumentar la capacidad de adaptación a los efectos adversos del cambio climático y promover la resiliencia al clima, además del desarrollo con bajas emisiones de gases de efecto invernadero, de un modo que no comprometa la producción de alimentos.
- Elevar las corrientes financieras a un nivel compatible con una trayectoria que conduzca al desarrollo resiliente al clima y con bajas emisiones de gases.

En el acuerdo de París, cada país determina, planifica y reporta regularmente sus propias contribuciones que debiesen hacer para mitigar el calentamiento global. Sin embargo, no hay ningún mecanismo que fuerze a algún país a lograr alguna fecha específica.

2.2. Generación distribuida

Según la norma técnica chilena, se define Pequeños Medios de Generación Distribuidos (PMGD), como aquellos Medios de generación cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a 9 MW, conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público.

La definición del concepto de generación distribuida varía según la referencia, pero dentro de las más aceptadas debido a su amplitud e inclusión, es la de Ackerman et ál [3], el cual considera 9 puntos importantes para definir el concepto:

- **Propósito de la GD.** La GD se concibe como una fuente de potencia eléctrica activa, no dándole relevancia a su aporte reactivo.
- **Ubicación.** Se considera la inserción de GD en los situados en la red de distribución y/o en la red de baja tensión.
- **Tamaño de la instalación o potencial nominal.** Se propone la siguiente calificación en función de la potencia nominal: Micro GD: 1W <potencia <5kW Pequeña GD: 5kw <potencia <5 MW Mediana GD: 5MW <potencia <50 MW Gran GD: 50 MW <potencia <300MW
- **Área de suministro.** La zona o área de suministro no se considera relevante para la definición de la GD. Se considera el concepto de Generación Distribuida Incrustada como más apropiado para los sistemas GD destinados a abastecer redes eléctricas locales, aunque no obstante, el término GD Incrustada no aparece con frecuencia en la literatura existente.
- **Tecnología empleada** La GD se suele vincular al tipo de tecnología empleada, como por ejemplo las energías renovables, aunque esto no debe ser relevante para su definición.
- **Impacto ambiental producido.** El impacto ambiental se suele asociar a la definición de GD, pero su medición y valoración resulta muy compleja, por ello, Ackerman no lo considera relevante.
- **Modo de funcionamiento.** Generalmente, los sistemas GD no están sometidos a las normas de funcionamiento de los sistemas centralizados. El modo de funcionamiento de la GD no se considera relevante para la definición propuesta, debido a la existencia de grandes discrepancias en las normas internacionales en este sentido.
- **Propiedad.** Los propietarios pueden ser empresas en general o las propias compañías productoras y/o distribuidoras de la energía eléctrica. La propiedad no se considera relevante para la definición de GD.
- **Penetración de la GD.** El nivel de la penetración de GD en una red eléctrica determinada, es la relación entre la potencia instalada de generación distribuida y la potencia total de la red. Así:

$$PenetracionGD(\%) = \frac{P_{GD}}{P_{TR}} \cdot 100 \quad (2.1)$$

Donde P_{GD} es la potencia activa del sistema GD, y P_{TR} la potencia activa total de la

red considerada ¹. El nivel de penetración no es relevante para la definición de GD.

En base a estos 9 puntos, Ackerman et ál considera la GD como una fuente de transformación de energía de distintos tipos(eólica, mecánica, etc) a energía eléctrica, conectada directamente a la red eléctrica de distribución o de baja tensión. Por tanto, la definición se plantea en términos de conexión y localización, en lugar de la capacidad de generación, sin considerar límites en cuanto a la tecnología o capacidad de la aplicación potencial de la generación distribuida [20], diferencia importante con respecto a la definición en la ley chilena.

2.2.1. Inversiones globales en energía y ERNCS's

Durante los últimos años, como consecuencia del protocolo de Kyoto [21] y del acuerdo de París, se ha observado a nivel mundial un incremento enorme en las inversiones destinadas a energías renovables, siendo China el país con las inversiones más altas por un margen considerable, llegando a contribuir en casi un tercio de la inversión mundial total en ERNC's durante el año 2016 [1].

Específicamente, en el sector de distribución se han evidenciado alzas importantes en las inversiones, llegando a un 25 % durante el año 2016, como se muestra en la figura 2.2.

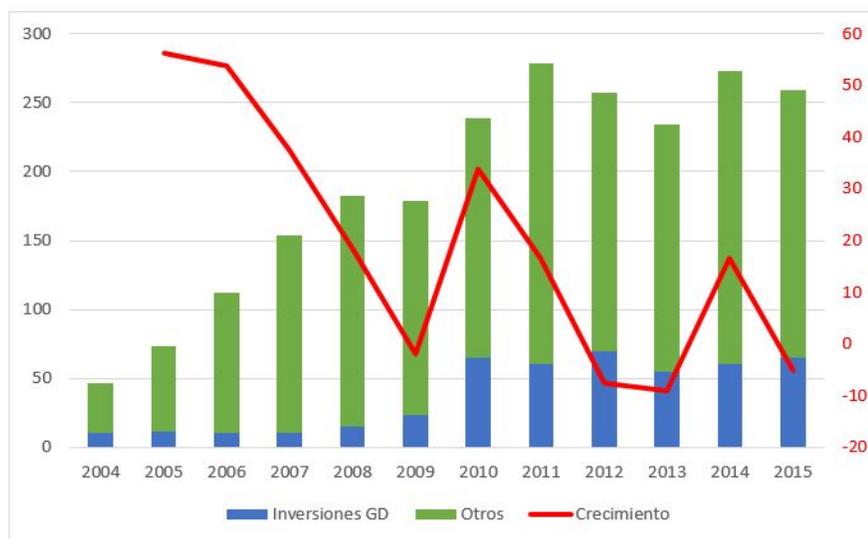


Figura 2.2: Inversiones a nivel mundial en ERNC's [1].

Lo anterior muestra el compromiso mundial por el aumento de la participación de energías renovables, y el creciente interés en el sector de distribución durante los últimos años, por lo que el aumento del volumen y tamaño de la generación distribuida en los siguientes años, es inminente.

¹Cabe destacar que esta no es la definición de penetración GD utilizada en este trabajo. La definición y método de cálculo de esta se detalla en el capítulo 3.

Ahora si bien, el principal impulso de las iniciativas a favor de las ERNC's se debe a la importancia del cambio climático y la gran reducción del precio de las tecnologías limpias, existe otro factor importante, que es tan o más importante que la consciencia ambiental, y esta es la independencia económica de los combustibles fósiles.

En los países no productores de petróleo o carbón que basan su matriz energética en los mismos, tienden a tener precios elevados de energía, debido al alto costo que significa su compra y transporte hasta las centrales de generación. De esta forma, la generación a base de ERNC's se vuelve particularmente atractiva, debido a que la ERNC's no representan mayores costos variables por transporte y compra, pero efectivamente requieren un costo de inversión mayor.

Por ejemplo, en el estado de Hawaii, cerca del 90 % de sus recursos energéticos provienen del petróleo, resultando en una economía energética local altamente dependiente de las variaciones en el precio de este combustible. El precio de la electricidad en este estado es más del doble que el promedio estatal en el resto de Estados Unidos [22], y debido a esto, se han impulsado políticas públicas para asesorar y contribuir a la transición hacia las ERNC'S en Hawaii. Un ejemplo de lo anterior, es la sección 355 de la "Energy Policy Act" [23] en el año 2005, dirigida por la secretaria de energía de USA, la cual prescribe la evaluación, estudio y aplicación de tecnologías en base a ERNC's, así como también su impacto económico en los precios de energía en el estado de Hawaii.

Lo anterior, es uno de los tantos ejemplos del interés en el mundo por las inversiones en ERNC's a nivel público y privado, y debido a esto, es razonable esperar que continúe el incremento en el número tecnologías bajas en carbono, en particular, los vehículos eléctricos [24] y los paneles fotovoltaicos [25], que son precisamente las 2 tecnologías a evaluar en este trabajo.

2.2.2. Sector energético chileno y el acuerdo de París

Durante el año 2016 Chile se posicionó por primera vez en la lista de los 10 países con la mayor inversión en ERNC's a nivel mundial, ubicándose en la décima posición, como muestra la tabla 2.1.

<i>Ranking</i>	<i>País</i>	<i>Inversiones [\$BN]</i>	<i>Crecimiento 2014-2015 [%]</i>
1	China	102.9	14
2	U.S.A.	44.1	19
3	Japon	36.2	0.1
4	UK	22.2	25
5	India	10.2	22
6	Alemania	8.5	-46
7	Brasil	7.1	-10
8	Sur Africa	4.5	329
9	Mexico	4	105
10	Chile	3.4	151

Tabla 2.1: Top 10 de Inversiones a nivel mundial en ERNC's [1].

Según las palabras del canciller chileno, Heraldo Muñoz: “... *Chile es uno de los países más vulnerables y afectados por el cambio climático*” [26], y bajo esta preocupación y las evidencias de su impacto durante el incendio forestal del año 2017, el gobierno de Chile ha creado la ASCC o Agencia de Sustentabilidad y Cambio Climático, con el objetivo de tomar acciones y aplicar políticas públicas para la mitigación y adaptación frente a sus efectos [27].

Específicamente, en el sector energético chileno, teniendo en mente la sinergia entre la reducción de emisiones de GEI y la minimización de impactos, el gobierno se ha comprometido a una reducción de un 30 % en la intensidad de sus emisiones de GEI para el año 2030, respecto al año 2007. De obtenerse financiamiento internacional, esta meta podría significar hasta un 45 % de reducción de emisiones de CO_2 por unidad de PIB [28].

En cuanto al sector de distribución, se tiene que una de las principales políticas públicas desarrollada en esta área, es la promulgación de la ley 20.571 [13], la cual permite la venta de los excedentes de energía para los clientes regulados conectados al sistema de distribución que posean sistema de autogeneración a base de ERNC's, y cogeneración eficiente.

Desde su promulgación y entrada en vigencia, la instalaciones residenciales declaradas bajo dicha ley ha ido en aumento, como se muestra en la figura 2.3.

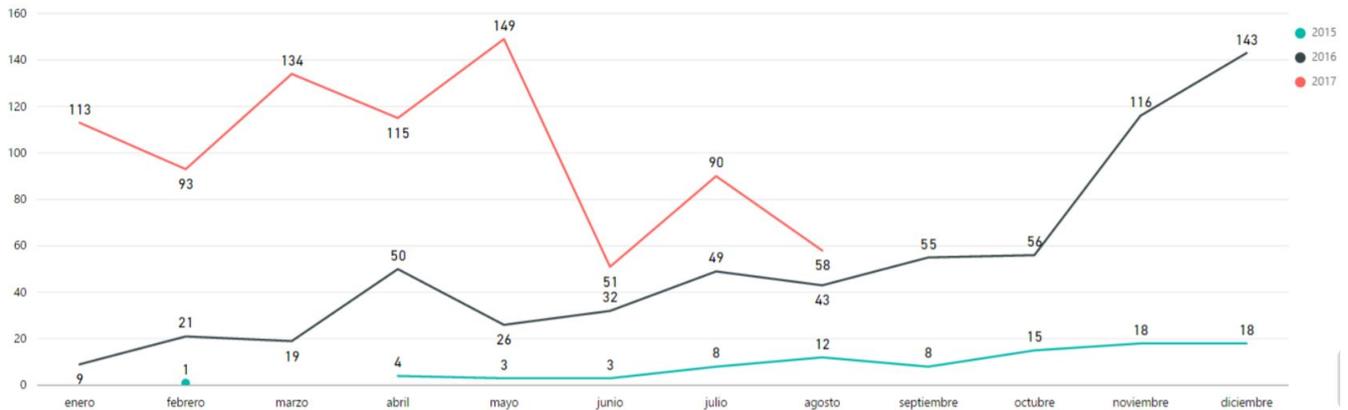


Figura 2.3: Numero de nuevas instalaciones de Generación Ciudadana. Fuente: Informe mensual SEC Agosto 2017. [5].

Además de esta ley, se han impulsado proyectos importantes de generación fotovoltaica en el sector de distribución, como por ejemplo el Programa de Techos Solares Públicos o PTSP [29] el cuál tiene una duración de 4 años a partir del año 2015 y cuenta con un presupuesto de 13.000.000 \$USD. Este programa de la Agenda de Energía nacional es una iniciativa orientada a instalar sistemas fotovoltaicos en los techos de edificios públicos, con el objetivo de contribuir a la maduración del mercado fotovoltaico dirigido al autoconsumo.

Todo lo expuesto anteriormente, evidencia que al igual que en el resto del mundo, en Chile se observa una disposición a invertir en generación distribuida, y si este interés se mantiene durante los próximos años, entonces es natural esperar que se empiecen a evidenciar los mismos problemas que se han documentado en los sistemas de distribución en el resto del mundo causados principalmente por los altos niveles de penetración de GD's, como las altas variaciones horarias de tensión en la red de distribución en Alemania [14] , [15] o la alta sensibilidad de la generación frente a variaciones climáticas importantes o eventos como los eclipses solares [14].

2.2.3. Política Energética Nacional

Como los requerimientos energéticos del país van en aumento, y el compromiso con el acuerdo de París y la UNFCCC dirigen el compás en cuanto a la expansión de la matriz energética, Chile también ha adoptado el desafío de cambiar fuertemente su política energética. Uno sus objetivos, es implementar las medidas necesarias para que las energías renovables constituyan al menos el 60 % en el año 2035, y al menos un 70 % de la generación eléctrica para el año 2050 [30].

Para lograr el objetivo, Chile se ha interesado en el aprovechamiento de sus recursos renovables, particularmente del potencial solar y eólico del territorio nacional, lo cual ha mostrado excelente resultados en las últimas licitaciones energéticas en el cual se lograron números históricos en cuanto a los precios adjudicados y niveles de participación de energías renovables. En la última licitación energética del año 2016 en la cual se licitaron 12.430

GWh/año de energía, los bloques se adjudicaron a un precio medio de 47,6 US\$/MWh², incorporándose nuevos actores al mercado eléctricos, de los cuales 2/3 del total provienen de tecnologías eólicas y solares. Por otro lado, se tiene que un tercio del consumo energético en Chile corresponde al sector transporte, y de ese consumo el 98% corresponde a derivados del petróleo, lo que se traduce en que este sector es responsable por más del 22% del total de emisiones de GEI [32]. Por esta razón, el Gobierno de Chile ha tomado distintas acciones para promover los vehículos eléctricos como la creación del *Consortio Movilidad Eléctrica*³ y la agenda de electromovilidad, la cuál al momento de redacción de esta memoria, lleva a cabo la consulta pública de la *Estrategia de Electromovilidad en Chile* [32], con el objetivo de plantear una estrategia de impulso a tecnologías eficientes en el sector transporte.

Todo lo discutido anteriormente muestra el compromiso de Chile con el calentamiento global, y las metas en cuanto a la reducción de emisiones de carbono y a la inclusión de energías renovables. Más importante aún, demuestran el interés por parte de la autoridad hacia la adopción de tecnologías bajas en emisión de carbono y la producción en base a energías renovables, cómo los vehículos eléctricos y la energía solar, respectivamente.

2.3. Ley de 20.571

El 22 de octubre de 2014 entró en vigencia la ley 20.571, que remunera el pago de las inyecciones de generadores residenciales. De esta forma, todo cliente regulado puede abastecer parte o la totalidad de su consumo eléctrico con generación basada en energías renovables o sistemas de cogeneración eficiente y, además, recibir una remuneración por los excedentes de energía que inyecte a la red de distribución.

Para poder optar a la instalación de un sistema de generación distribuida y cogeneración eficiente, los clientes deben cumplir con los siguientes requisitos:

- Ser clientes con tarifa regulada⁴
- Generación basada en energías renovables o cogeneración eficiente.
- Capacidad de generación de hasta 100 kW.
- Instalar un medidor bidireccional.
- Inversores y módulos fotovoltaicos autorizados por la SEC⁵.
- Instalación ejecutada e inscrita por un electricista autorizado por la SEC.

En cuanto a las regulaciones a la distribuidora asociada, se tiene que:

²Prensa 2016 Comisión Nacional de Energía. Web link: [31]

³Iniciativa público/privada que busca generar las condiciones que permitan a Chile ser un país líder en la movilidad eléctrica. La iniciativa cuenta con el apoyo de CORFO y el patrocinio del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones junto con la Sociedad de Fomento Fabril SOFOFA, es desarrollado por el Centro Mario Molina Chile, ENEL y el Centro de Desarrollo Tecnológico de Finlandia VTT y cuenta con el apoyo de la Autoridad de Transportes de Helsinki HSL y de ONU Ambiente. Página web: <http://electromovilidad.org/>

⁴Clientes de hasta 500kW de potencia conectada, o entre 0.5 y 5MW que hayan adoptado por tarifas reguladas [6]

⁵Superintendencia de Electricidad y Combustibles

- Las solicitudes de Conexión no pueden ser rechazadas
- Las expansiones de la red deben ser pagadas por el generador, pero ejecutadas por la distribuidora
- Hay regulaciones que definen cuando es necesaria la expansión de la red [6]
- Los costos de las expansiones son valorizados en conformidad con la regulación (incluye costo de expansión de la red, adecuaciones al empalme, costos de procedimiento de conexión, respuestas a formularios y actividades, etc).
- Toda controversia entre la empresa distribuidora y el cliente, será resuelta por la SEC.
- Distribuidoras deben informar tarifas de inyecciones y precios de actividades para conexión.

2.3.1. Proceso de Conexión

El proceso de conexión se resume en el esquema presentado en las figuras 2.4 y 2.5:

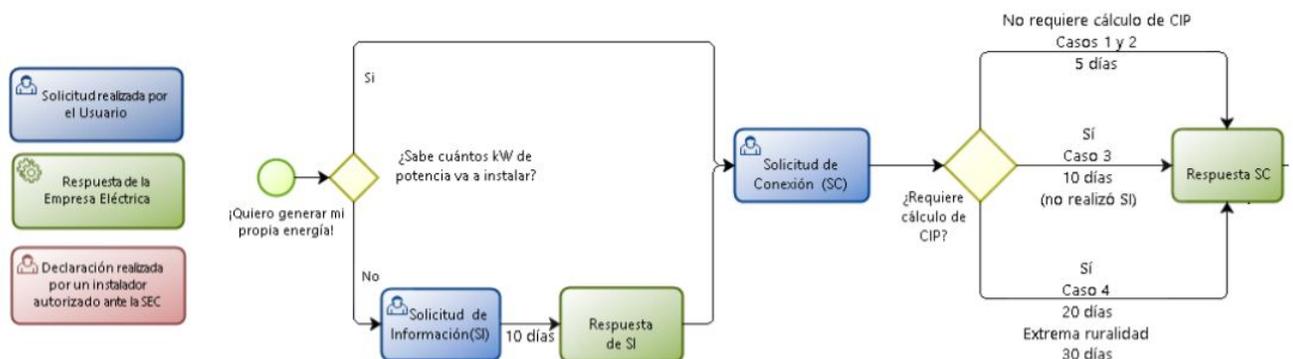


Figura 2.4: Esquema de conexión:parte 1. Fuente: Presentación ley 20.571 Ministerio de energía [6]

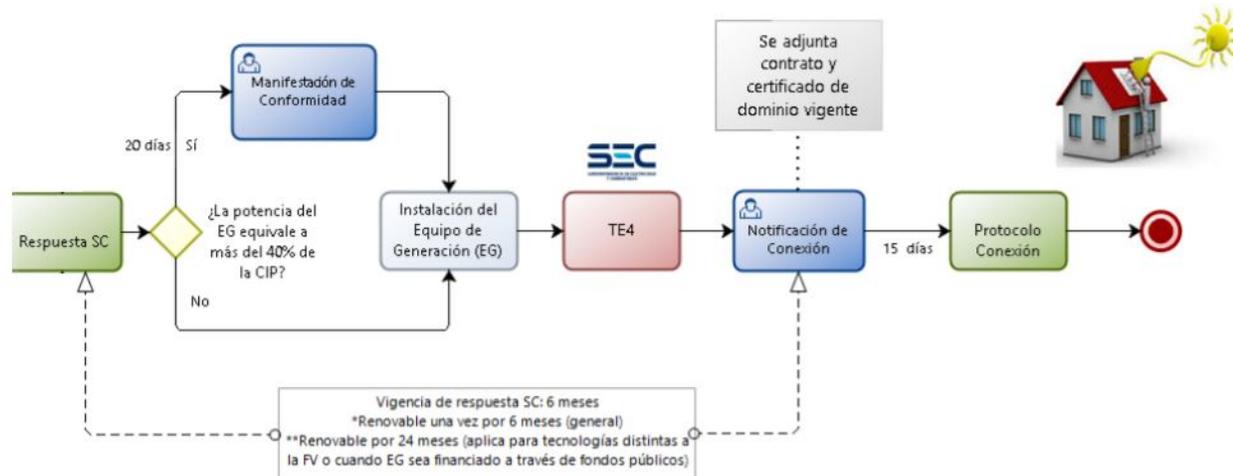


Figura 2.5: Esquema de conexión: parte 2. Fuente: Presentación ley 20.571 Ministerio de energía [6]

El proceso se inicia mediante una *Solicitud de información*, en caso de que el cliente regulado aún no decida los kW de potencia que desea instalar. En dicha solicitud de información, el solicitante se identifica con su número de cliente, propietario e información del inmueble y tipo de tecnología a instalar. Luego de enviar la solicitud anterior, la empresa distribuidora correspondiente debe responder dentro de 10 días hábiles ⁶ con una carta certificada que contenga los datos necesarios para la conexión, como por ejemplo la capacidad del empalme del cliente, información geográfica del punto de conexión, la capacidad instalada permitida (o CIP⁷), información y costos de las obras adicionales a la infraestructura de la red de distribución, en caso de ser necesarias y un modelo de contrato a firmar por ambas partes.

Luego de recibir la respuesta de la empresa distribuidora, el cliente puede modificar la potencia a instalar a otra que no requiera obras adicionales en la red de distribución y así evitar los costos asociados (recordando que dichos costos los debe pagar el cliente regulado). Si el cliente está conforme con la respuesta de la empresa distribuidora, este debe enviar una *Manifestación de Conformidad* y en caso contrario, el cliente puede recurrir a la SEC y se da comienzo a una instancia de *Resolución de Disconformidades* para que el organismo resuelva cualquier discrepancia según lo que indique normativa vigente.

A continuación, el cliente puede realizar la *Solicitud de Conexión* en donde se detallan los aspectos técnicos del sistema, como el punto de conexión, vida útil del equipo a conectar, impedancias de cortocircuito del sistema, tensión y potencias nominales, taps máximos y mínimos, detalles del sistema de protecciones, unidades de compensación de reactivos, largo y sección de conductores, entre otros. En este documento, también se agregan anexos importantes, como el diagrama unilineal con datos de equipos empleados y planos, cronograma de

⁶Puede variar dependiendo de si el cliente se encuentra en zonas rurales o si se solicita una conexión de potencia mayor a la Capacidad Instalada Permitida

⁷La Capacidad Instalada Permitida se entiende como “aquella que hace que el flujo de potencia sea siempre desde el transformador de distribución asociado en dirección a los consumos”. En caso de no contar con registros de demanda para el transformador o de alguno al que se conecten usuarios de similares características, la demanda mínima a considerar será el equivalente al 20 % de la potencia aparente nominal del transformador al que se desea conectar el interesado [33]

ejecución del proyecto, proyección diaria de generación e inyección, copia de la declaración de puesta en servicio ante la SEC y el informe de cogeneración eficiente ⁸ para el caso de sistemas de este tipo.

Finalmente, se firma el *Contrato de Conexión* entre la empresa distribuidora y el cliente, en el cual se deja constancia de la información relevante de ambas partes, las tarifas, capacidad instalada, información técnica de la instalación, causales de término y vigencia del contrato, medios de comunicación y formas de pago de los excedentes de energía. Luego, la empresa distribuidora procede a realizar la conexión del sistema en cuestión.

En la búsqueda de facilitar el proceso de conexión que cada ciudadano debe recorrer para acogerse a esta ley, el Ministerio de Energía y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles han elaborado una plataforma de tramitación en línea, denominada Portal de Generación Ciudadana [35] y un manual de usuario para la tramitación en línea [36].

Esta plataforma permite realizar todos los trámites y comunicaciones entre los ciudadanos y las empresas concesionarias de distribución, agilizando los procesos de conexión y permitiendo una mejor fiscalización sobre estos por parte de la Superintendencia.

2.4. El sector eléctrico chileno

El sector eléctrico chileno está claramente diferenciado en 3 sub-sectores: generación, transmisión y distribución:

- **Generación:**

El sistema de generación corresponde al conjunto de equipos eléctricos de gran tamaño y empresas dedicados a la conversión de algún tipo de energía (solar, térmica, química, nuclear, mecánica, etc), a energía eléctrica. En Chile, usualmente se encuentran alejados de los centros de consumo, por lo que necesitan hacer uso del sistema de transmisión en alta tensión para la venta de la energía que producen.

- **Transmisión:**

El sistema de transmisión corresponde al conjunto de líneas, subestaciones y equipos destinados al transporte de electricidad desde los puntos de producción (generadores) hasta los centros de consumo, o distribución. En Chile se considera como transmisión a toda línea o subestación con un voltaje o tensión superior a los 23 [kV]. Según la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicios [37], las instalaciones de tensiones menores se consideran como distribución.

- **Distribución:**

Los sistemas de distribución están constituidos por las líneas, subestaciones y equipos que permiten prestar el servicio de distribución de la electricidad hasta los consumidores finales, localizados en cierta zona geográfica explícitamente limitada. Las empresas de

⁸La Ley General de Servicios Eléctricos define instalación de cogeneración eficiente como aquella instalación en la que se genera energía eléctrica y calor en un solo proceso de elevado rendimiento energético, cuya potencia máxima suministrada al sistema sea inferior a 20.000 kilowatts [34]

distribución operan bajo un régimen de concesión de servicio público de distribución, con obligación de servicio y con tarifas reguladas para el suministro a clientes regulados, y tarifas libres para los clientes libres.

En la siguiente figura se ilustra un diagrama típico de los sistemas eléctricos de potencia con sus distintos niveles de tensión característicos y participantes:

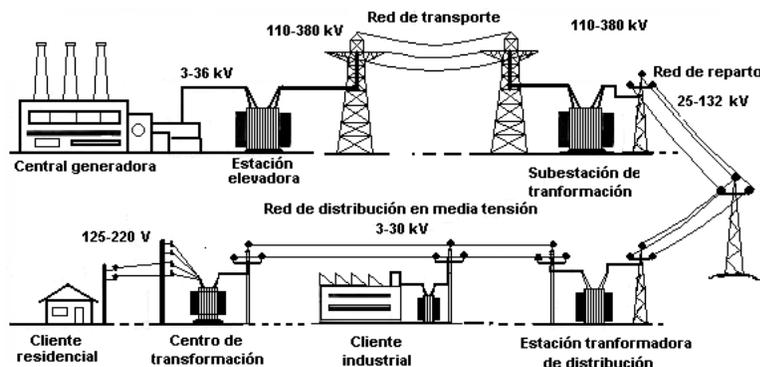


Figura 2.6: Esquema del sistema eléctrico nacional [7]

En Chile, se pueden distinguir 2 sub-sistemas dentro de la red de distribución, con una tensión máxima de 23 [kV].

- Sistema de distribución primario: Son las redes de media tensión que suministran a grandes clientes industriales o a centros de transformación y redes de baja tensión. Las tensiones típicas para este subsistema son de 12, 13,2, o 15 kV, mientras que en los sectores rurales se tiene un valor típico de 23kV.
- Sistema de distribución secundario: corresponde a la red de baja tensión para los consumidores finales y clientes regulados, y tiene un valor característico de tensión de 380[V] fase-fase o 220[V] fase-neutro.

Dentro del sistema de distribución primario, se identifican 2 elementos importantes. La subestación y los alimentadores. La subestación corresponde al lugar donde se realiza la transformación de los niveles de tensión desde donde se alimentan las redes de distribución. Estas deben disponer de los elementos de protección, corte y maniobra del sistema que sean necesarios. Los alimentadores, corresponden a la red de conductores encargados de suministrar electricidad desde la subestación hacia distintas localidades, hasta llegar a un transformador de distribución o de bajada, el cual transforma el nivel de tensión a los 220[V] fase-neutro que exige la norma.

2.5. Generalidades sobre las redes de distribución

Los sistemas de distribución usualmente se representan mediante un circuito muy sencillo, con un modelo de líneas que no incluye admitancias. Un circuito simplificado se muestra en la figura 2.7.

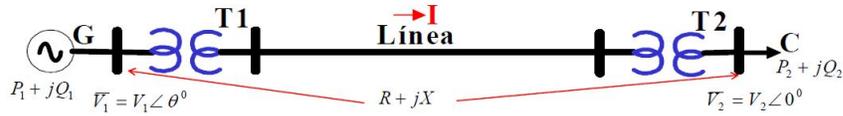


Figura 2.7: Diagrama unilineal de una red de distribución [8]

En el modelo de la figura 2.7, se tiene que si el desfase es pequeño ($< 10^\circ$) como ocurre en los sistemas de baja y media tensión de distribución [8], entonces el gradiente longitudinal de tensión valdrá:

$$G = |V_1| - |V_2| = \frac{RP_2 + XQ_2}{V_2} \quad (2.2)$$

En donde se tiene una forma de estimar la variación del voltaje dada una potencia activa y reactiva. En [38], se muestra un cálculo más detallado y para una red más generalizada que la presentada en 2.7, utilizando linealizaciones de la matriz de admitancia y las ecuaciones de flujos de potencia clásicas.

Estos modelos de Sistemas de Potencia o SEP como el de la figura 2.7, corresponden al caso de líneas de distribución, transformadores, líneas cortas, etc, y constituye una primera aproximación de los circuitos y esquemas más complejos. Debido a los niveles de tensión, topologías típicas de estas redes y los conductores utilizados, se tiene que las redes distribuciones con un alto porcentaje de líneas aéreas (como ocurre en la gran mayoría de los países latinoamericanos [8]) son altamente resistivas, con una razón R/X (Resistencia/Inductancia) mucho mayor que en los sistemas de transmisión.

Para los sistemas de transmisión, la razón R/X usualmente es menor a 0.5, mientras que en los sistemas de distribución puede variar desde 0.5 hasta 7 en ciertos casos [39], lo que depende fuertemente de su topología, de los tipos de conductores utilizados, resistencia de empalmes, impedancias en los transformadores de distribución, etc.

2.6. Impacto de GD en las redes de distribución

La inserción de GD's conlleva un impacto técnico sobre las redes de distribución, y por lo tanto, es necesario entender estos comportamientos técnicos, de manera de alterar lo menos posible la red o bien tomar decisiones proactivas que impliquen cambios de elementos en tiempos pertinentes.

Dentro de los impactos de altas penetración de GD's en el sistema de distribución, en la literatura se reconocen los siguientes efectos:

- Alzas en perfiles de Voltaje en la red
- Interacciones de los GD con la operación de capacitores

- Cambios en los esquemas de regulación de voltaje
- Reversión de flujos
- Cambios en las tasas de interrupción de servicio
- Cambios en el sistema de protecciones, detección de fallas y cambios en la sensibilidad de los relays ([40] y [41])
- Interrupciones monofásicas
- Problemas térmicos en los conductores y transformadores

Este trabajo se centra exclusivamente en los impactos estáticos que producen los GDs en cuanto a tensión y corriente (sin considerar el contenido armónico), realizando el análisis desde un punto de vista de operación y por lo tanto, los problemas a analizar son:

- Flujos de potencia y capacidad térmica de conductores
- Cambios en los perfiles de tensión

Cabe mencionar que para los flujos de potencia se considerarán las 3 fases y el sistema desbalanceado, como suele ocurrir en los sistemas de distribución.

2.6.1. Flujo de potencia y capacidad térmica

La conexión de un generador en la red de distribución, altera los flujos de potencia dependiendo de la capacidad instalada del recurso distribuido. Dependiendo de la coincidencia horaria de la generación con respecto al consumo residencial, los flujos pueden cambiar de dirección, cambiando de manera importante el perfil de consumo. En la figura 2.8 se muestra la variación de los flujos en una subestación primaria ficticia con altos niveles de generación solar en la red de distribución.

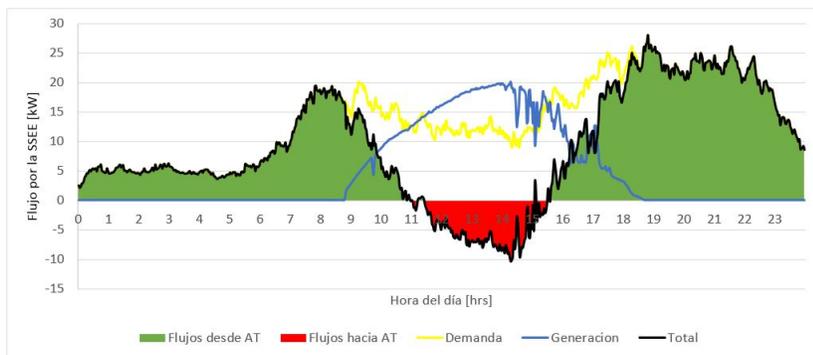


Figura 2.8: Ejemplo: Flujos desde el sistema de Alta tensión hacia Media tensión en una subestación primaria ficticia.

En la figura, se observa como varía el flujo de la subestación primaria ficticia a lo largo de un día de semana. La curva amarilla representa la demanda de la subestación, la curva azul la generación solar y la curva negra los flujos netos (la diferencia entre la demanda y generación), mientras que las áreas verdes y rojas, representan los momentos del día en donde

se realizan retiros e inyecciones de energía hacia el sistema de alta tensión respectivamente. De la figura, se tiene que en los horarios de alta inyección solar se produce el cambio de dirección de los flujos en la subestación primaria debido a que la generación es mayor que la demanda total. En el ejemplo anterior se tiene que la potencia máxima solar es menor que la demanda máxima, y a pesar de esto, se tienen horarios en donde los flujos cambian de dirección, debido a que las horas de dichos peaks no coinciden.

Considerando un sólo cliente residencial con un sistema de generación, desde el punto de vista del operador de la red se observa una disminución de la carga aparente, lo que en conjunto a las variaciones climáticas y las propias del agregado de consumos, pueden repercutir en una carga intermitente individualmente difícil de estimar y predecir.

La inserción del recurso distribuido, también trae consigo una alteración importante sobre las pérdidas de la red, pudiendo ser favorable hasta el punto en que se abastece totalmente la carga local en donde se encuentra conectado, o mantener las pérdidas en el caso de inyectar la misma capacidad que antes se consumía, o bien, en casos de niveles de penetración altos, aumentar las pérdidas de manera considerable.

Los elementos de la red de distribución, poseen una capacidad nominal de transporte fija, lo cuál si se ve excedida, resulta en un aumento paulatino de la temperatura del elemento, y si dicho efecto se mantiene durante un período de tiempo determinado, se puede llegar a temperaturas sobre la máxima recomendada por el fabricante, lo que causa daños permanentes a los equipos, líneas e incluso a la estructura de la red de distribución.

2.6.2. Efectos sobre los perfiles de tensión

Como se vió en las secciones anteriores, la generación distribuida afecta directamente a los perfiles de voltaje, aumentando el nivel de tensión en los nodos adyacentes al punto de inyección. Es por esto que los esquemas de regulación de tensión también se ven afectadas, ya que estos se diseñan dada una carga determinada dentro de ciertos rangos, y por lo tanto, al modificar dicha carga por la inyección proveniente de GD's, los esquemas también deben ser modificados.

En el caso de sistemas PV, al modificar el sentido de los flujos, el gradiente de tensión cambia de dirección, por lo que aumenta la tensión en los puntos de conexión de los clientes generadores en el sistema de distribución. Esto puede llevar a niveles de voltaje que ponen en peligro la integridad de los equipos conectados a la red, por lo que constituye un problema a considerar.

Por otro lado, para el caso de vehículos eléctricos se tiene que estos aumentan considerablemente los flujos en las líneas, y particularmente la demanda peak del sistema. Esto conlleva a un aumento en las pérdidas en las líneas y en el gradiente de voltaje, lo que puede disminuir la tensión de los clientes residenciales llegando a niveles inferiores al mínimo establecido por la norma, lo que nuevamente, pone en peligro el uso seguro de la red.

2.6.3. Experiencia internacional: Problemas causados por GDs

Existen diversas experiencias con el uso masivo de generación distribuida en el mundo. Se han realizado diversos estudios en países como Sri Lanka, Alemania, UK entre otros. Algunos de ellos se centran en los aspectos sistémicos del uso masivo de GD's, como la reducción de pérdidas en el sistema de transmisión y distribución [42], mientras que otros, se centran en la evaluación del impacto técnico, en cuanto a límites térmicos, regulación de voltaje, fenómenos dinámicos y calidad de potencia.

En UK, se predice que para el año 2050 la generación distribuida y los SSEG's o Small-Scale Embedded Generators abastezcan entre un 30 y un 40% del total de la demanda en UK [43]. Con un nivel tan alto de penetración de GD's, se estiman numerosos problemas térmicos y de regulación y alzas de tensión [44].

Diversos estudios como [45] y [46] muestran que a partir de una penetración del 30% en sistemas fotovoltaicos en la red de baja tensión de UK y el norte de Inglaterra, se comienzan a evidenciar problemas térmicos y de tensión, mientras que otros estudios centrado en la red de distribución HV/LV, muestran un impacto "relativamente bajo" [47], en un estudio de otra red real de UK con localización real de generadores distribuidos fotovoltaicos. Las diferencias de ambos estudios, sugieren que la severidad de los impactos en cada alimentador dependen fuertemente de la topología de la red que se pretende a analizar.

También se han realizado estudios en Brasil, centrados en la "calidad" de la potencia, considerando el contenido armónico de la potencia inyectada por las tecnologías en base a inversores [48], pero que también evalúan los impactos en los perfiles de voltaje, considerando sistemas fotovoltaicos y eólicos. En estos estudios, el impacto en la red no se evidencia hasta llegar a valores entre el 20% y el 30% de penetración de GD's, valor similar a los encontrados por los estudios en UK.

2.7. Normativa Chilena

2.7.1. Regulación de tensión

La norma técnica de distribución exige que la tensión en los puntos de conexión residencial, se encuentre dentro de ciertos parámetros fijos, con motivo de asegurar el uso correcto de la red por parte de los clientes en todo momento. Es por esto que la norma exige ciertos parámetros de calidad de suministro [37] en todas sus redes, en la cuál se destacan 2 parámetros, la frecuencia y la tensión. En este trabajo no se realiza ningún estudio dinámico, por lo que se asume la frecuencia constante e igual a los 50 [Hz] nominales del sistema. Con respecto a la tensión, la NTSCS exige los siguientes requisitos de operación:

Tensión

Las variaciones u holguras permitidas de la tensión nominal en el punto de conexión serán las siguientes:

- En Baja Tensión (BT): Excluyendo períodos de interrupciones de suministro, el valor estadístico de la tensión medido de acuerdo con la norma técnica correspondiente, deberá estar dentro del rango de -7.5 % a +7.5 % durante el 95 % del tiempo de cualquiera semana del año o de siete días consecutivos de medición y registro.
- En Media Tensión (MT): Excluyendo períodos de interrupciones de suministro, el valor estadístico de la tensión medido de acuerdo con la norma técnica correspondiente, deberá estar dentro del rango de -6 % a +6 % durante el 95 % del tiempo de cualquiera semana del año o de siete días consecutivos de medición y registro.
- En Alta Tensión (AT):
 - Tensión nominal de 154 kV y superiores: Excluyendo períodos de interrupciones de suministro, el valor estadístico de la tensión medido de acuerdo con la norma técnica correspondiente, deberá estar dentro del rango de -5 % a +5 % durante el 95 % del tiempo de cualquiera semana del año o de siete días consecutivos de medición y registro.
 - Tensión nominal inferior a 154 kV: Excluyendo períodos de interrupciones de suministro, el valor estadístico de la tensión medido de acuerdo con la norma técnica correspondiente, deberá estar dentro del rango de -6 % a +6 % durante el 95 % del tiempo de cualquiera semana del año o de siete días consecutivos de medición y registro.

La medición y el registro se efectuarán en la conexión correspondiente. La norma técnica determinará las condiciones de medida y registro del voltaje. Las fluctuaciones de voltaje no deberán superar los límites que determine la norma técnica que al efecto dictará el Ministerio, a proposición de la Comisión. La norma técnica fijará el valor efectivo máximo de la componente de secuencia negativa de tensión, los índices correspondientes y la forma de registro. Esta norma, dictada por el Ministerio a proposición de la Comisión, establecerá los límites permisibles de desequilibrio de la tensión de suministro, segmentados según las distintas etapas y tensiones nominales del sistema eléctrico.

2.7.2. Consideraciones para la norma técnica en media tensión

La norma técnica para el sector de distribución en media tensión aún se encuentra en proceso de redacción a la fecha de escritura de esta memoria, por lo que para los períodos de medición, se tomará como referencia el Borrador ⁹ de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio [49], el cual se presentó por la Comisión Nacional de Energía¹⁰ para su consulta pública desde el 21 de Agosto hasta el 1 de Septiembre. En dicho documento se definen los siguientes aspectos en cuanto a la regulación de tensión:

⁹Documento presentado por la CNE para consulta pública: <https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/consulta-publica-ntd-2/>

¹⁰Página web CNE: <https://www.cne.cl/>

- Durante cada periodo de una semana, 95 % del promedio del valor rms de la tensión deberán estar entre $\pm 6\%$ del valor nominal
- Todos los promedios de 10 minutos del valor rms de la tensión, deberán estar entre el rango de $+10\%$ / -15% del valor nominal.

Además, todos los tiempos de medición del voltaje en redes de media tensión corresponden a ventanas de 10 minutos y para su análisis se toman los promedios durante dichos periodos.

Capítulo 3

Creación del modelo

En esta sección se discute el modelo de las redes de media tensión a analizar y las herramientas utilizadas para la creación de los perfiles de generación fotovoltaica y los vehículos eléctricos. Para esto, se explica el proceso de creación en los software OpenDSS y QGIS, los cuáles se utilizaron para el cálculo de flujos de potencia y visualización de la red, respectivamente. También se mencionan las formas de representación requeridas por cada uno de los softwares a utilizar, mostrando un ejemplo de aplicación detallada para un par de redes, y finalmente para el total de redes a considerar en el trabajo.

Además, se realiza un análisis de los perfiles resultantes y el uso del algoritmo de Dijkstra para calcular las distancias entre cada nodo de la red y la subestación de distribución. Por otro lado, se discute la selección de las redes realistas a utilizar en la metodología del presente trabajo, su origen y los aspectos más relevantes que se consideraron para su creación.

3.1. Modelo de redes

3.1.1. Softwares utilizados

Para la modelación de la redes se utilizaron 3 softwares de código abierto, OpenDSS, QGIS y Spyder.

- QGIS [50] es un Sistema de Información Geográfica, similar a ARCGIS [51]. Se utilizará como herramienta para la visualización de las redes a simular. En la figura 3.1 se muestra una captura de pantalla ejemplo del programa [52].

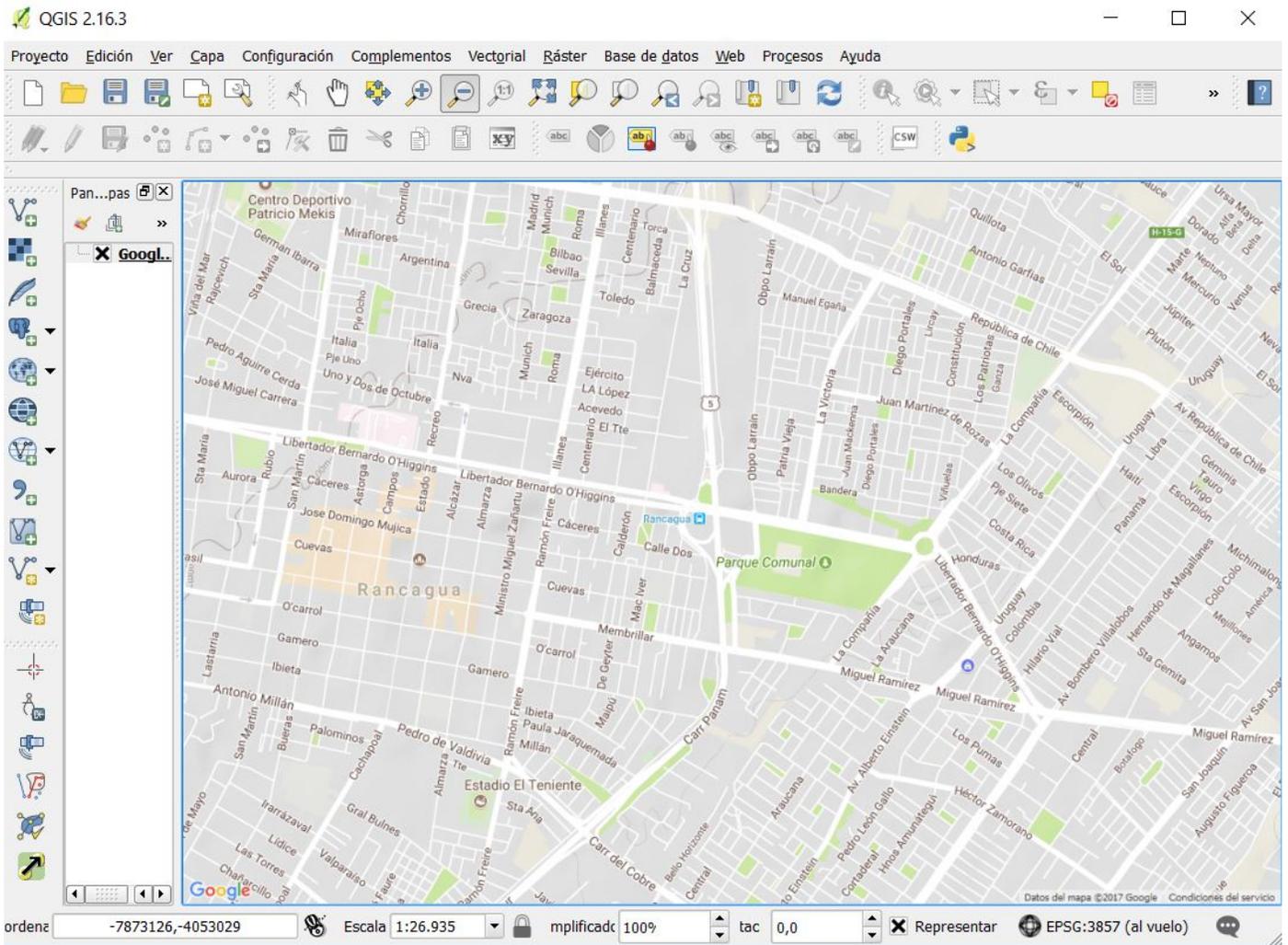


Figura 3.1: Captura de pantalla ejemplo: QGIS

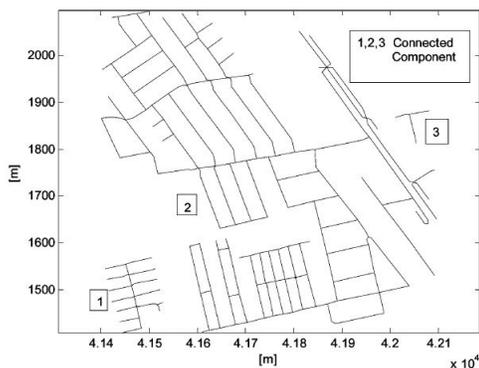
- OpenDSS [53] es un simulador open-source de sistemas eléctricos de distribución, diseñado para apoyar e incentivar la integración de recursos distribuidos y la modernización de este sistema. Una de las grandes ventajas con respecto a otros software de simulación de sistemas de potencia, es que permite hacer el cálculo de flujos de potencia trifásico desbalanceado y mediante series de tiempo. Por otro lado, una gran desventaja, es que no posee interfaz gráfica, por lo que las redes a simular se ingresan al software mediante líneas de códigos específicas para dicha función. Este software se utilizará como herramienta de cálculo de flujos de potencia.
- Spyder se trata de un compilador open-source para el lenguaje de programación Python. Este software se utilizará como la interface COM y consola principal para controlar QGIS y OpenDSS. Además se utilizará para leer los archivos necesarios para la modelación de las redes, escribir los archivos .xlsx con los resultados de las simulaciones y graficar el resumen de las mismas.

3.1.2. Topología de las redes a evaluar

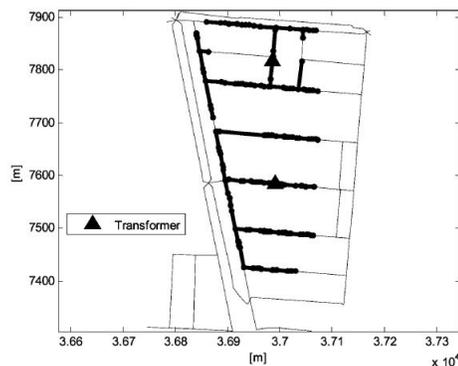
Para la creación de las redes se considerará el trabajo realizado en [16] y [9], en los cuales se crea un modelo aproximado de la red de media y baja tensión optimizada según los requerimientos de potencia y ubicación de consumos para un área con características similares a la región metropolitana, considerando 2118 km^2 y aproximadamente 1300000 clientes en baja tensión. Estas redes se obtienen mediante un modelo de optimización y planificación utilizando 2 metodologías: una basada en polinomios de Voronoi para mejorar la agrupación de cargas, y la otra basada en la combinación de redes vecinas en un solo transformador mediante una búsqueda Tabú.

La asignación y localización de transformadores, se realizan considerando la topología y disposición de calles aledañas a los consumos a abastecer. Para la selección de la capacidad de transformadores y el tipo de conductores, se realiza un proceso iterativo hasta considerar todas las proyecciones de ubicación de consumos en las calles, eligiendo los transformadores más económicos que sean capaces de abastecer toda la demanda proyectada y respetando los esquemas de regulación de tensión según la normativa de seguridad chilena.

En la figura 3.2, se muestra un ejemplo de la aplicación de la metodología con el modelo de planificación y optimización para una red de baja tensión de un área con características similares a la región metropolitana de Chile, detallando la disposición de las calles en 3.2a y la red obtenida en 3.2b.



(a) Topología de las calles



(b) Topología de la red estimada según la metodología

Figura 3.2: Ejemplo de la topología de red obtenida mediante la metodología propuesta en [9].

Como resultado directo del trabajo anterior, se obtienen 42 subestaciones realistas, las cuales respetan los criterios de diseño, regulación de tensión y normativa de seguridad Chilena vigente, por lo que se esperan resultados cercanos a los reales y con esto se tiene una primera idea de los que se podría obtener al utilizar los modelos reales y exactos de dichas redes.

3.2. Creación de perfiles

Para la creación de los perfiles se utilizaron distintos algoritmos donde cada uno de ellos requiere de ciertos parámetros y supuestos, los cuáles se detallan en esta sección. Sólo se consideraron perfiles de alta resolución, con mediciones cada un minuto. Para el caso de los perfiles solares, se tienen datos con una resolución de 2 minutos, por lo que se interpola el punto intermedio entre 2 mediciones consecutivas para obtener la misma resolución que los demás perfiles.

3.2.1. Perfiles de consumo residencial

Para los consumos residenciales, se utilizó el "High-resolution stochastic integrated thermal-electrical domestic demand model" [54], del Centro de Tecnología de Sistemas de Energía Renovable o más conocido como CREST (por sus siglas en inglés Centre for Renewable Energy Systems Technology).

Este modelo permite simular la demanda eléctrica de un conjunto de consumos residenciales, considerando una función de probabilidad para distintos parámetros, entre los más importantes podemos mencionar: el número de integrantes por familia, potencia de generación fotovoltaica, uso horario de distintos electrodomésticos (televisores, hornos eléctricos, estufas eléctricas, iluminación, microondas, etc), área disponible por generador fotovoltaico, temperatura horaria del hogar, uso de EHPs y CHPs (Electric Heat Pumps y micro Combined Heat Pumps), entre otras.

El modelo se utilizó exclusivamente para generar perfiles de consumos realistas (de un día de verano) aproximados al caso chileno, por lo que no consideran tecnologías que no son ampliamente utilizadas en el país, como por ejemplo las duchas eléctricas, EHPs y CHPs.

Integrantes por vivienda

Uno de los parámetros importantes a determinar para la modelación realista de perfiles de consumo residencial en Chile, es la distribución de personas por vivienda, debido a su directa relación con el nivel de consumo. Para esto, se tomaron en cuenta los datos del Censo 2012 [11], específicamente el cuadro 11.10 (Anexo A 7.1) (A la fecha de redacción de esta memoria, aún no se encuentran disponibles los resultados finales del Censo 2017).

<i>Personas por vivienda</i>	<i>Nº de viviendas</i>
1	702166
2	1075033
3	1162847
4	1083634
5	577984
6	257919
7	96319
8	42633
9	19745
10	17357
<i>TOTAL</i>	5035637

Tabla 3.1: Resumen resultados por vivienda según Censo 2012 Chile

El modelo CREST sólo permite ingresar hasta 5 por números enteros definiendo el número de habitantes por vivienda, por lo que es necesario agrupar a todas las viviendas con 5 o más habitantes en un sólo grupo, y representarlos con 6 habitantes. Lo anterior entrega un promedio ponderado de 3,325 habitantes por vivienda, y si se representa la clase con un valor de 5 habitantes, se tiene un promedio ponderado de 3,124 y por lo tanto, para minimizar el error dentro de las restricciones del algoritmo, se selecciona la 5ta clase con el valor representativo 6. En la tabla 3.2 se muestra el resumen de los parámetros finales a ingresar al algoritmo:

<i>Personas por vivienda</i>	<i>N de viviendas</i>	<i>x</i>	<i>N</i>	<i>N · x</i>
1	702166	1	0.14	0.14
2	1075033	2	0.21	0.43
3	1162847	3	0.23	0.69
4	1083634	4	0.22	0.86
5 o más	1011957	6	0.20	1.21
<i>Total</i>	5035637		1	3.33

Tabla 3.2: Parámetros demográficos de entrada para el algoritmo CREST

En la figura 3.3 podemos ver la función de probabilidad asociada a la tabla 3.2:

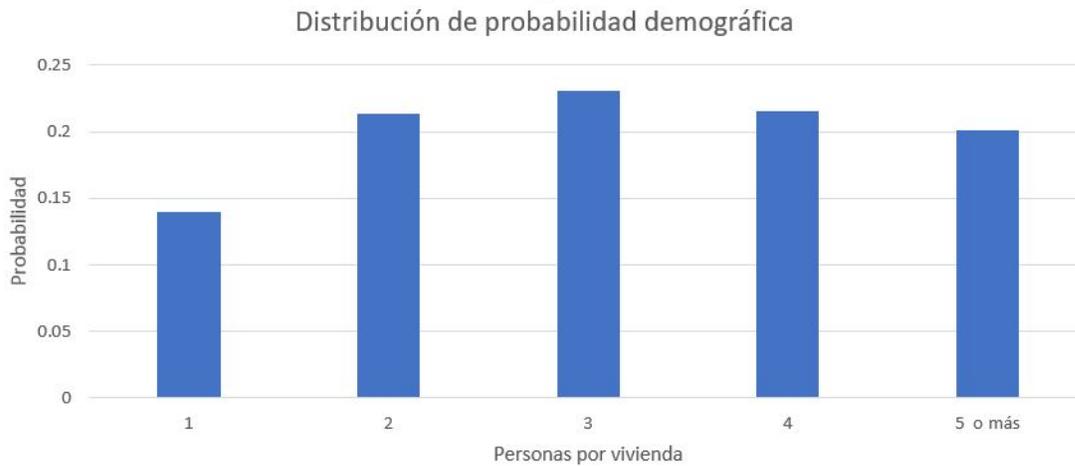


Figura 3.3: Función de distribución de probabilidades asociada a la tabla 3.2

Con estos datos en el algoritmo CREST, se crearon 2000 perfiles residenciales diarios con una resolución de 1 minuto, y de este conjunto se crean las curvas agregadas para representar el consumo total en cada fase de los transformadores de distribución. En la figura 3.4, se tiene la curva potencia v/s hora del día de 5 perfiles elegidos al azar entre el conjunto de 2000 cargas totales.

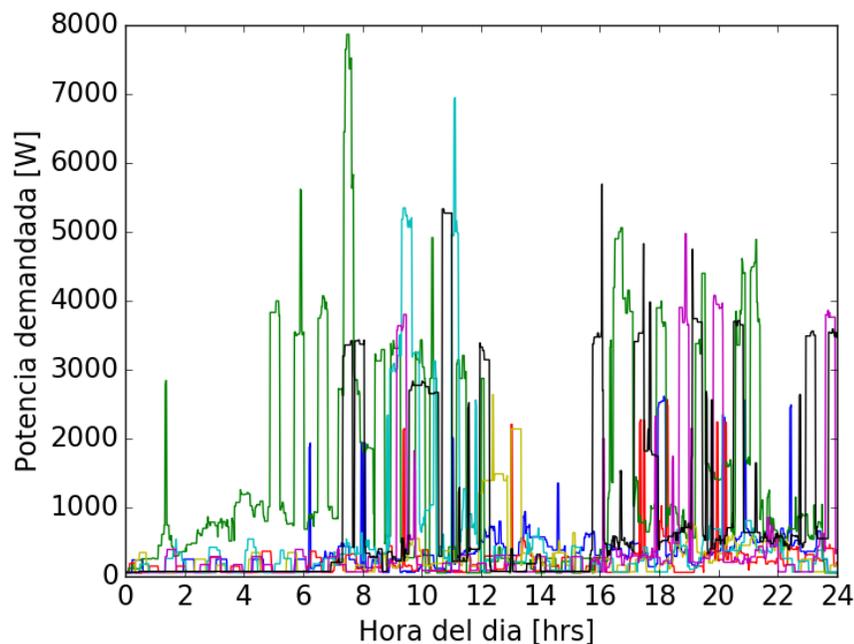


Figura 3.4: Demandas residenciales: 5 consumos distintos

En la figura 3.4, se tienen 5 consumos distintos, por lo que se observa la gran variabilidad que posee cada consumo residencial y las diferencias entre ellos, esto debido al encendido y apagado de cada uno de los electrodomésticos en distintos momentos del día. A modo de

verificar la correcta simulación de los consumos residenciales, en la figura 3.5 se grafica la curva agregada promedio de todos los 2000 perfiles creados.



Figura 3.5: Demandas residenciales: Promedio de los 2000 perfiles creados

En la figura anterior, se verifica la forma de la curva de consumos residenciales más conocidas en la literatura, lo que nos indica una simulación realista de las correlaciones entre las variaciones horarias entre cada vivienda simulada.

Para esta memoria, el objetivo principal es evaluar el impacto en las redes de media tensión, por lo que la red se simula desde la subestación de media tensión hasta los transformadores de distribución.

La carga máxima de dichos transformadores es conocida a partir del modelo de la redes de [9], y con dicho valor es posible estimar el número de viviendas conectadas a ese transformador, si se considera como supuesto que la carga es completamente residencial.

After Diversity Maximum Demand o ADMD

Para estimar el número de clientes conectados a cada transformador a partir de la carga máxima medida, se utilizó el ADMD o After Diversity Maximum Demand [55]. El ADMD, corresponde a la demanda máxima post diversificación, es decir, el promedio máximo del agregado de consumos. Si $X_{i,j}$ corresponde a la demanda del perfil residencial número i en el minuto j , entonces se tiene que el ADMD para un grupo de n perfiles se define según:

$$ADMD = \max_j \left(\frac{\sum_{i=1}^n X_{i,j}}{n} \right) \quad (3.1)$$

Y por lo tanto, de la ecuación 3.1 el ADMD depende directamente del número de perfiles a agregar. La figura 3.6 indica el valor promedio de la demanda máxima promedio para los consumos de 1000 selección al azar de n clientes, mostrando el percentil 20 y 80 de las

distribuciones para cada número de clientes. En la figura se observa que el valor promedio decrece a medida que aumenta el número de clientes agregados. Esto se debe a que grupos de perfiles con una cantidad pequeña de clientes, tienen una probabilidad de coincidencia mayor, por ejemplo, en el caso extremo de un grupo con un cliente, se tiene que la carga es totalmente coincidente con la demanda máxima.

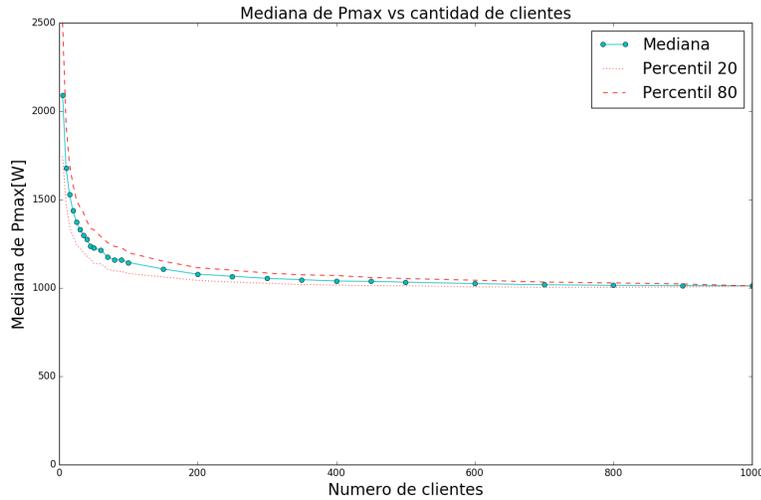


Figura 3.6: Demanda máxima promedio: Consumos residenciales

De la figura anterior, se observa que luego de los 200 clientes la variación del ADMD es despreciable, y por lo tanto, si consideramos el ADMD como el promedio de dichos valores, se tiene que la media es igual a 1009 [W]. De esta forma, para calcular el número de clientes asociados para cada transformador de distribución, si $Pmax_i$ es la potencia máxima medida en el transformador i , entonces el número de clientes por fase del transformador i estará dado por la siguiente relación:

$$N_i = \left[\frac{Pmax_i}{3 \cdot ADMD} \right] + 1 \quad (3.2)$$

Donde el operador $[]$ representa la parte entera. La ecuación 3.2 asume, como supuesto, que el operador de la red de distribución, reparte sus clientes residenciales equitativamente entre las 3 fases del transformador, de manera de minimizar los desbalances.

3.2.2. Perfiles de generación: PV residenciales

Datos de radiación

Los perfiles de generación PV, se generaron a partir las mediciones de radiación solar en el Observatorio Astronómico Nacional OAN [56], de la Universidad de Chile ubicado en el Cerro Calán. En la tabla 3.3 se resumen los datos geográficos del observatorio.

<i>Parametro</i>	<i>Valor</i>
Latitud	33.3973°S
Longitud	70.5368°O
UTM-S	6303612
UTM-E	357079
Elevación	850
Datum	WGS 84
Huso	19 J
Región	Metropolitana

Tabla 3.3: Parámetros geográficos Observatorio Astronomico Nacional OAN.

A partir de la base de datos del OAN, se seleccionan los datos de radiación solar del año mas reciente a la fecha de recolección de datos, el cuál corresponde al 2015. La resolución de los datos disponibles es de 2 minutos, y por lo tanto, para conservar la resolución de los perfiles de consumo residencial, se extrapolan los datos tomando el valor promedio entre dos mediciones consecutivas para estimar el valor faltante del minuto entre ambas mediciones. En la figura 3.7 se muestran 2 perfiles diarios de radiación para el 7 de mayo del año 2015, y el 10 de enero del mismo año.

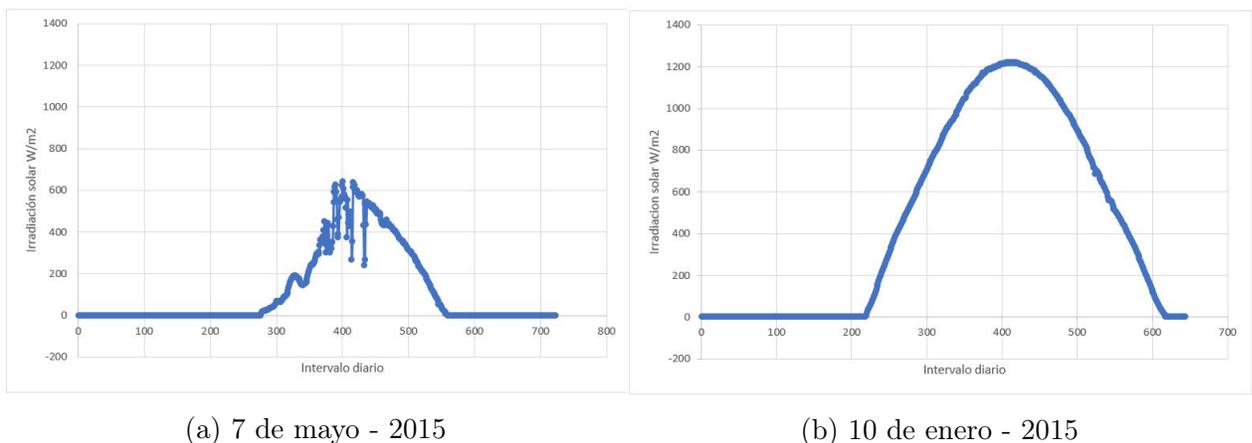


Figura 3.7: Perfiles solares medidos en CCLAN 2015.

La idea central de este trabajo es evaluar la peor condición realista del sistema de distribución, y por lo tanto, para evaluar el peor caso de inyecciones de potencia al sistema

provenientes de generadores fotovoltaicos residenciales, se eligen los días con mayor radiación solar. Para esto, se seleccionan los 10 días con mayor energía diaria por área entre los días que tengan las 744 mediciones diarias, y por lo tanto se excluyen de la selección los días cuyas mediciones no cumplan con la resolución de 2 minutos, y los días de mantenimiento programado. La figura 3.8, muestra el histograma de energía diaria por unidad de área que cumplen con los criterios anteriormente mencionados.

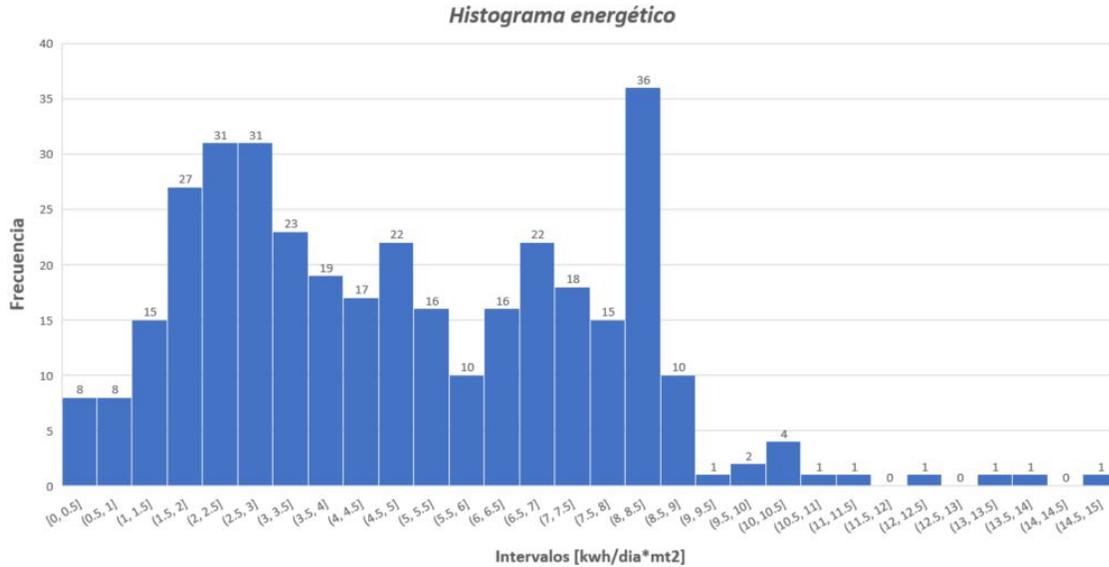


Figura 3.8: Histograma: energía diaria por unidad de área de los datos medidos del OAN durante el año 2015.

En la tabla 3.4 se muestran los 10 días elegidos para los perfiles de generación fotovoltaica, además de su energía diaria por unidad de área y su percentil correspondiente dentro del set de datos que cumplen con los criterios de selección.

<i>Fecha</i>	<i>kWh/día · mt²</i>	<i>Percentil</i>
19-03-2015	14.748	1
20-03-2015	13.778	0.99
24-03-2015	13.091	0.99
22-03-2015	12.208	0.99
21-03-2015	11.285	0.98
18-03-2015	10.526	0.98
03-01-2015	10.248	0.98
23-03-2015	10.199	0.98
04-01-2015	10.087	0.97
08-01-2015	10.043	0.97

Tabla 3.4: Resumen de días seleccionados

Sistemas fotovoltaicos

Para los paneles solares, se toma el sistema de mayor capacidad peak instalado por Enel Distribución disponible a la fecha (La empresa de distribución con la mayor área de concesión en la región metropolitana, abarcando 33 de 37 comunas, como se muestra en la figura 3.9). Esta corresponde al kit fotovoltaico On Grid Netbilling 3kWp [57], y tal como sugiere su nombre, corresponde a una instalación fotovoltaica de 3[kWp] tipo on-grid, basado en la ley de Netbilling.



Figura 3.9: Area de concesión Enel Distribución en la Región Metropolitana [10]

Considerando que no se tienen los datos de cada cliente conectado a cada transformador

de distribución, se dificulta la estimación del área disponible de cada vivienda para la instalación de sistemas PV, y más aún, es casi imposible modelar el área que cada uno de los clientes dispondría en caso de instalar uno, y por lo tanto, es necesario tomar simplificaciones importantes. Considerando la relación simplificada entre la potencia eléctrica generada por un panel fotovoltaico en régimen permanente de la ecuación 3.3:

$$P_{solar} = R \cdot \eta \cdot A \quad (3.3)$$

donde R es la radiación solar medida en $[W/m^2]$, η es la eficiencia del panel, y A es la superficie del panel fotovoltaico medido en m^2 . Con lo anterior se tiene una relación directa entre la radiación solar y la potencia generada por el arreglo. Por lo tanto, la primera simplificación consiste en mantener el perfil "normalizado" de radiación ponderado por la potencia máxima del sistema fotovoltaico. Si R_{i_j} es el arreglo i de irradiancias, en el minuto j , S_{i_j} el perfil solar i en el minuto j , y $P_{solar_{max}}$ la potencia peak del sistema fotovoltaico, entonces:

$$S_{i_j} = \frac{R_{i_j}}{\max_j R_{i_j}} \cdot P_{solar_{max}} \quad (3.4)$$

De esta manera, se conservan las proporciones en las variaciones del perfil, y se fija como inyección máxima el valor $P_{solar_{max}}$, el cuál se fija en 3kWp según lo discutido al comienzo de esta sección.

3.2.3. Perfiles de consumo: Vehículos eléctricos

La demanda de los vehículos eléctricos es una variable estocástica difícil de medir, debido a que depende del comportamiento y hábitos de consumo durante el día. Algunos estudios que tratan sobre la evaluación de confiabilidad o impactos en redes que consideran vehículos eléctricos, modelan su consumo en base a patrones de manejo de vehículos convencionales ([58], [59], y [60]), analizando trayectos de viaje, y horas de uso. La idea es representar los consumos de la forma más cercana a la realidad posible, ya que es posible que los hábitos de viaje y carga de los vehículos varíe por el cambio de tecnología.

Considerando lo anterior, se optó por modelar los consumo en un estudio basado en mediciones reales con un volumen considerable de vehículos eléctricos, optando finalmente por un estudio realizado en el proyecto "My Electric Avenue" [61]. Este fue realizado en UK por un gran número de participantes del mercado eléctrico local, tanto del sector privado (empresas fabricantes de vehículos eléctricos y consultoras por ejemplo) como del sector público (DNO's o Distribution Network Operators de UK e instituciones públicas).

El proyecto consiste en la subvención de una flota de más de 200 vehículos eléctricos en una localidad en UK, con el objetivo principal de monitorear y evaluar los consumos, de manera de obtener los datos estadísticos que permitan obtener las funciones de distribución de probabilidad asociadas a los consumos de EV's.

La creación de los perfiles se basa en la publicación “A Statistical Analysis of EV charging Behavior in the Uk” [2], el cual como sugiere su nombre, realiza un análisis estadístico de los datos obtenidos en la mediciones obtenidas en el proyecto "My Electric Avenue".

Funciones de densidad de probabilidad

Es conocido que los usuarios de EV's puede que necesiten un período de tiempo para familiarizarse con el proceso de carga y descarga del vehículo, y establecer así sus propias necesidades de uso. Los resultados del proyecto muestran una conducta predecible de carga luego de la primera semana de uso, lo cuál representa el tiempo que demoran los usuarios de EV's para acostumbrarse a los cambios en el nivel del estado de carga de la batería a medida que hacen uso del vehículo. De esta forma, los eventos de carga durante dicha semana se excluyen del análisis.

El primer punto importante a establecer para determinar la función de distribución de probabilidad para la carga de EV's es estimar el número de conexiones por cada vehículo eléctrico y en qué momento del día ocurren. En la tabla 3.5, se muestra la función de densidad de probabilidad de conexiones por día obtenida de las mediciones, mientras que en la figura 3.10 se muestran la función de densidad de probabilidad del inicio de carga por conexión para un día de semana.

<i>Número de conexiones</i>	1	2	3	4	5	6	7+
<i>Día de semana</i>	71.26	21.15	5.41	1.51	0.44	0.14	0.09
<i>Día de fin de semana</i>	68.99	21.51	6.62	1.9	0.63	0.24	0.11

Tabla 3.5: Función de densidad de probabilidad de conexiones por día [%] Fuente: “A Statistical Analysis of EV charging Behavior in the Uk” [2]

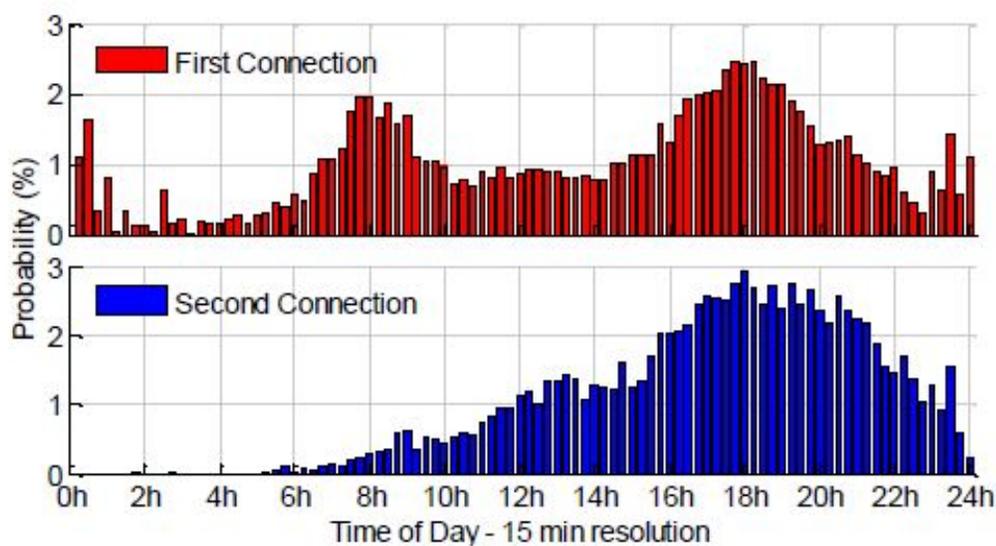


Figura 3.10: Función de densidad de probabilidad de conexiones por día [%]. Fuente: “A Statistical Analysis of EV charging Behavior in the Uk” [2]

Otro punto importante a determinar, es la potencia consumida por cada EV en cada carga. En la figura 3.11 podemos observar función de densidad de probabilidad de la potencia consumida por EV obtenidos del análisis estadístico.

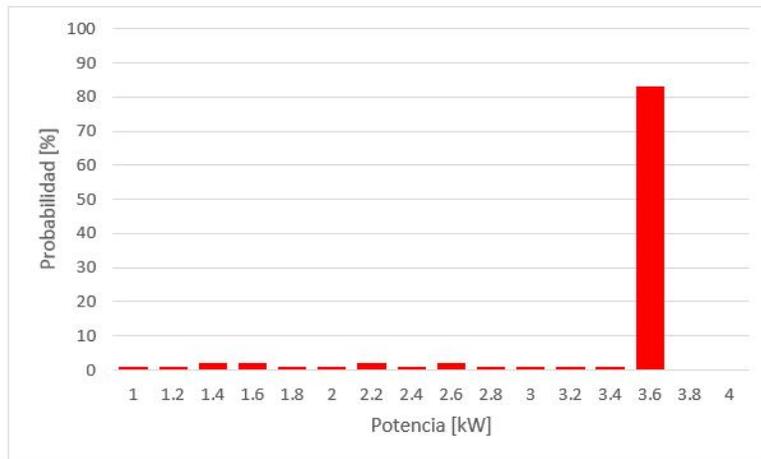


Figura 3.11: Histograma: Potencia consumida por EV. Fuente: “A Statistical Analysis of EV charging Behavior in the Uk” [2]

Si consideramos que la tensión en el punto de carga de los vehículos eléctricos es constante, entonces se tiene que de la figura 3.11 podemos observar que más del 80% del tiempo de carga la potencia consumida por los EV es aproximadamente 3.6 [kW] que corresponde a la potencia de carga para la batería del vehículo en el modo de carga normal. El resto del tiempo, corresponde al período de tiempo en donde la corriente disminuye a medida que se acercan a la carga electroquímica máxima en el acumulador. Por lo anterior se tiene que los perfiles de carga EV se consideran como bloques constantes de potencia 3.6 [kW], distribuidos según la fdp de tiempo de inicio de carga. En la figura 3.12, se muestra la función de densidad de probabilidad del factor de potencia inductivo por EV.

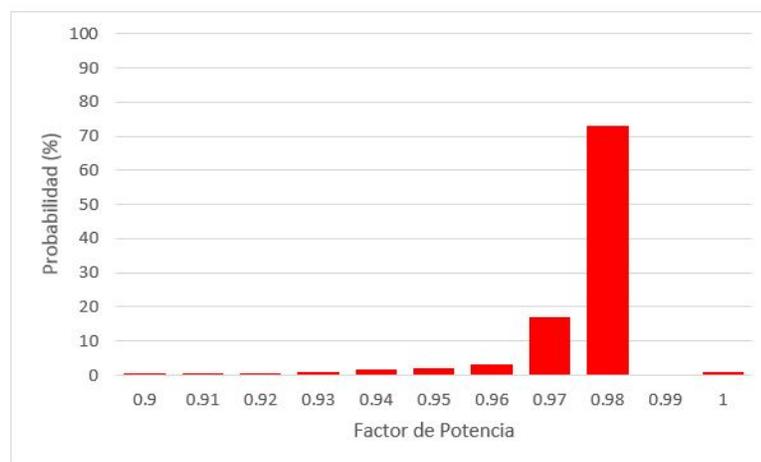
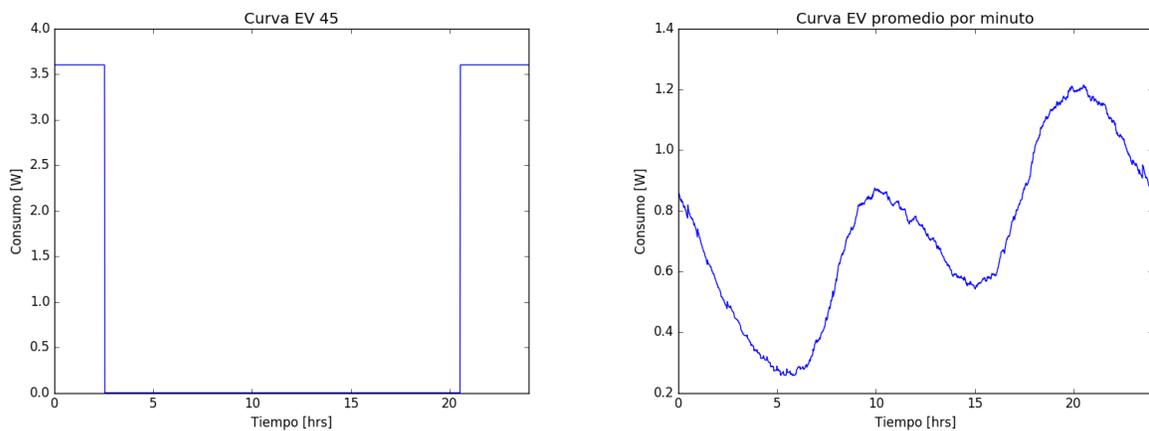


Figura 3.12: Histograma de factor de potencia por EV. Fuente: “A Statistical Analysis of EV charging Behavior in the Uk” [2]

De la figura 3.12 se tiene que más del 70% del tiempo de carga, el factor de potencia de carga EV es un 0.98 inductivo. A modo de simplificación, se modelará la carga EV con factor de potencia constante igual a 0.98 para todos los EV durante todo el proceso de carga.

Existe otro modo de carga rápido el cual requiere de conexión del EV en instalaciones de media tensión, pero este método de carga no se considerará para este trabajo, ya que la idea es estimar el efecto de la adopción de vehículos eléctricos conectados a la red de distribución secundaria o residencial, que corresponden precisamente a los perfiles EV que se obtienen del proyecto “My Electric Avenue” (200 vehículos eléctricos conectados a los hogares en UK).

Teniendo en cuenta estas funciones de densidad de probabilidad, se crea un pool de 2000 perfiles de consumo, a partir del cual se toman las curvas para crear el consumo agregado según el número de clientes necesario para la simulación. En la figura 3.13, se muestra un perfil individual y uno agregado de consumos EV para un total de 200 clientes.



(a) Consumo individual

(b) Consumo agregado promedio: 200 clientes

Figura 3.13: Perfiles de consumo EV según número de clientes.

De 3.13 podemos ver como el peak de demanda por EV's se produce en la tarde, al igual que la demanda residencial, por lo que es esperable que en estos puntos ocurran los mayores problemas en cuanto a caídas de voltaje y sobrecorrientes en los alimentadores. Además, de 3.13a se observa que la carga es constante con valor 3.6 [kW], lo que corresponde al modo de carga normal con 16 [A] para los vehículos eléctricos, por lo que estos consumos se modelarán como una carga de corriente constante.

3.2.4. Nivel de Penetración por tecnología

En este trabajo, se considerará el nivel de penetración como el porcentaje de clientes residenciales que utilizan la tecnología. Por ejemplo, si se quiere evaluar un 25 % de penetración de sistemas fotovoltaicos en un alimentador que abastece a 400 clientes residenciales, esto corresponde a localizar $400 * 0,25 = 100$ sistemas PV en la red. Cabe destacar la diferencia entre esta definición y la de Ackerman et ál mencionada en el capítulo anterior, la cuál se define a partir de las potencias instaladas.

Definir el nivel de penetración de esta forma permite un número más preciso que al definirlo según las potencias instaladas, debido a que no siempre se tiene la información exacta de los consumos mínimos y máximos de un transformador de distribución, mientras que sí se tiene la información del número de clientes conectados a dicho transformador, así como también el número de sistemas de generación o cogeneración eficiente conectados al mismo.

3.3. Representación de la red en OpenDSS

Como se mencionó anteriormente, la herramienta computacional a utilizar para el cálculo de los flujos de potencia será OpenDSS [62]. El programa sólo será utilizado a través del método “COM interface”, mediante el IDE (Integrated Development Environment) Spyder [63], basado en Python.

3.3.1. Características de OpenDSS

OpenDSS es un software gratuito y de código libre desarrollado por EPRI (Electric Power Research Institute) ¹, diseñado con fines de investigación en sistemas de distribución, y su principal y mas importante característica, es que puede resolver flujos de potencia en redes desbalanceadas, representando su dimensión temporal (aspecto muy relevante para el estudios de generación distribuida).

Como se mencionó anteriormente en el capítulo 2, OpenDSS no posee una interfaz gráfica, por lo que todos los elementos de la red deben ser definidos mediante ciertos comandos específicos, y por lo tanto, es necesario representar la topología de la red en comandos con formato OpenDSS.

¹El Electric Power Research Institue es un instituto y organización sin fines de lucro independiente que realiza investigaciones sobre temas de interés en la industria de la energía eléctrica en Estados Unidos. Si bien EPRI es básicamente una organización norteamericana, en la misma participan también empresa y otras organizaciones extranjeras [64]. *Link:* <https://www.epri.com/#/>.

3.3.2. Representación de elementos en OpenDSS

Como se mencionó anteriormente, la representación de elementos se realiza mediante comandos específicos. En la figura 3.14 se muestra un ejemplo de la representación de líneas directamente en la interfaz de OpenDSS, y en la figura 3.15 un ejemplo de los mismos comandos escritos en un archivo .txt.

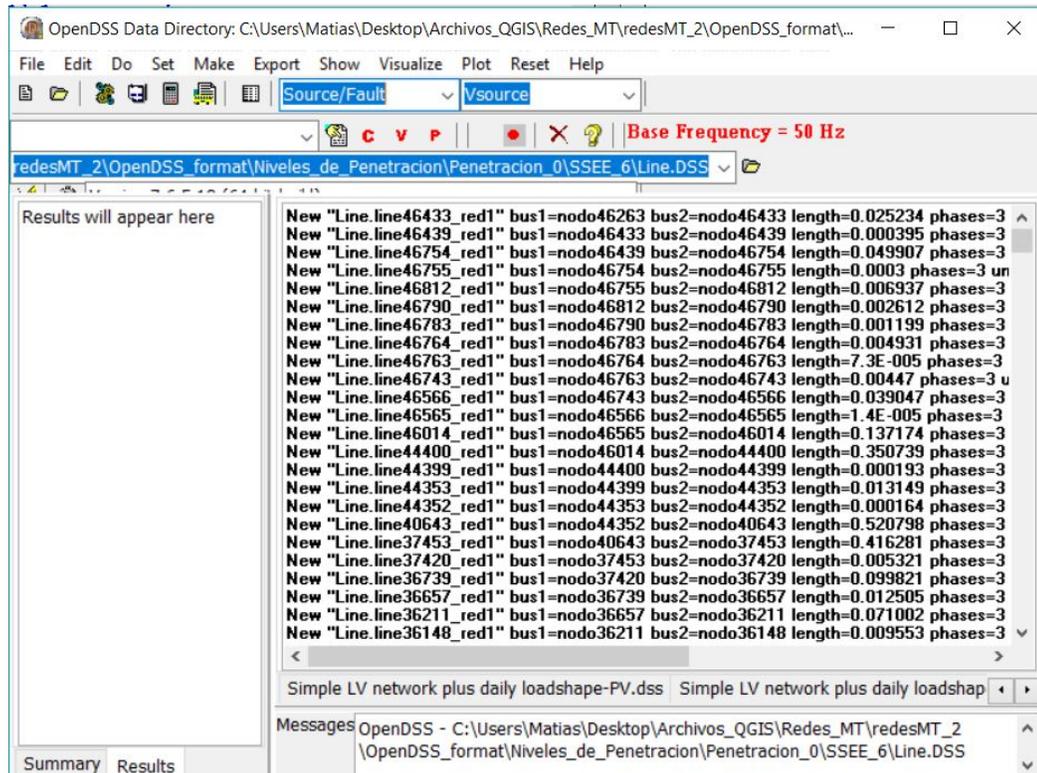


Figura 3.14: Ejemplo OpenDSS:Representación de líneas



Figura 3.15: Representación de líneas cargas y generadores, en un archivo .txt

Estos archivos .txt luego pueden ser compilados y agregados al modelo en OpenDSS mediante Spyder. De esta forma, estos archivos son necesarios para cada subestacion que se quiera representar en el software, y con el conjunto de archivos que representan los elementos presentes en el alimentador como lineas, generadores, transformadores, cargas y medidores, se puede representar la red completa. En la figura 3.16, se observa un esquema detallan el proceso de cálculo de flujos de potencia, la creación de los modelos de la red en OpenDSS y su visualización en QGIS.

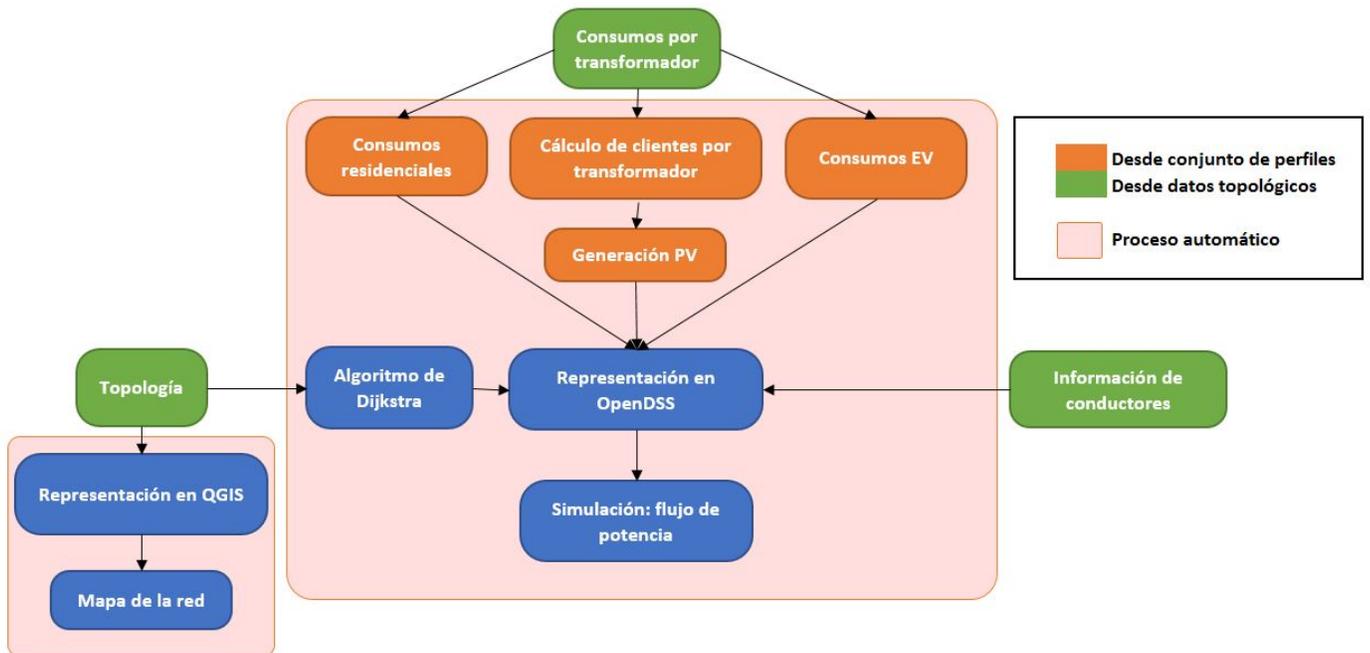


Figura 3.16: Diagrama de flujo: Cálculo de flujos de potencia y representación de la red

3.3.3. Representación de elementos en QGIS

A partir de los datos geográficos, se grafican las redes en la interfaz de QGIS mediante la consola en base a Python del mismo. En la figura 3.17 y 3.18, se muestran las subestaciones 11 y 36 a modo de ejemplo.

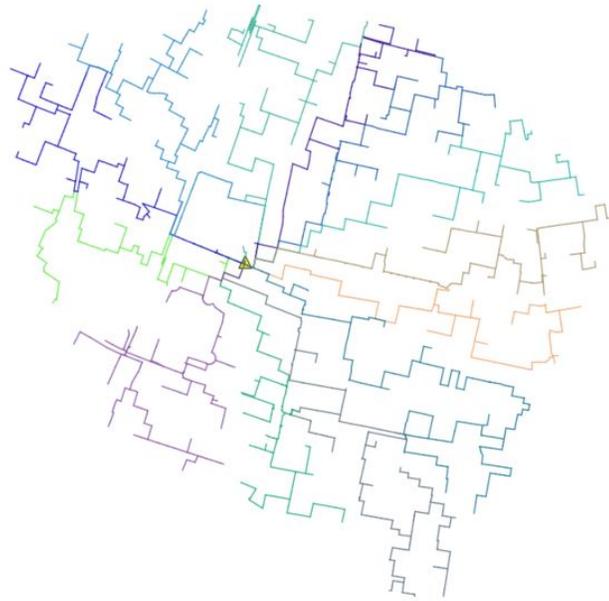


Figura 3.17: Visualización en QGIS de la subestación 11

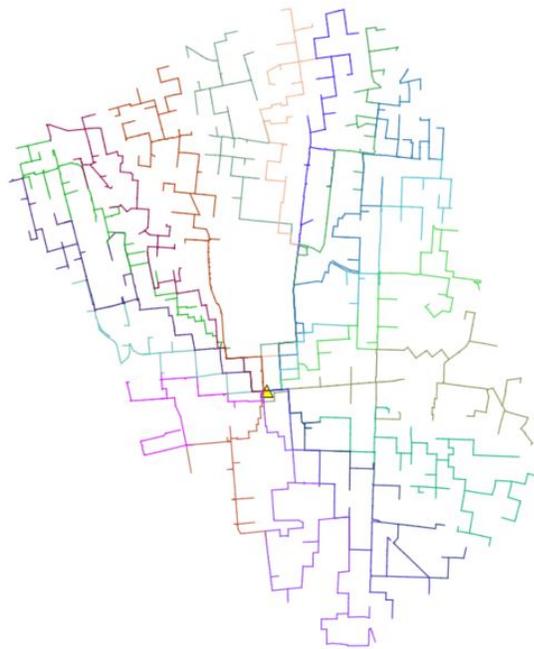


Figura 3.18: Visualización en QGIS de la subestación 36

En las figuras 3.17 y 3.18, cada línea de color representa un alimentador distinto, y la subestación está representada por un triángulo amarillo. De la visualización de las redes, podemos observar que los alimentadores de una misma subestación pueden tener nodos en común. Estos puntos representan los puntos de traspaso de carga en caso de contingencia. Estos se encuentran normalmente abiertos, y se conectan en caso de trabajos en el alimentador que requieran la desenergización del mismo o cuando se presentan eventos en donde se dificulte el suministro en alguno de los alimentadores (conductores cortados, transformadores

o postes dañados, etc), de manera de cubrir dichos consumos con la energía proveniente del otro alimentador. En este trabajo se intenta evaluar el estado normal de la red bajo distintas penetraciones de GD's y por lo tanto, se asume que las subestaciones no presentan ninguna contingencia que interrumpa el suministro a algún cliente, por lo que dichos puntos de conexión se encuentran abiertos en todo escenario a evaluar (operación radial de las redes de media tensión).

En la figura 3.19, se presenta la visualización mediante QGIS de las 42 subestaciones a modelar, siguiendo el mismo código de colores y figuras mencionados anteriormente.

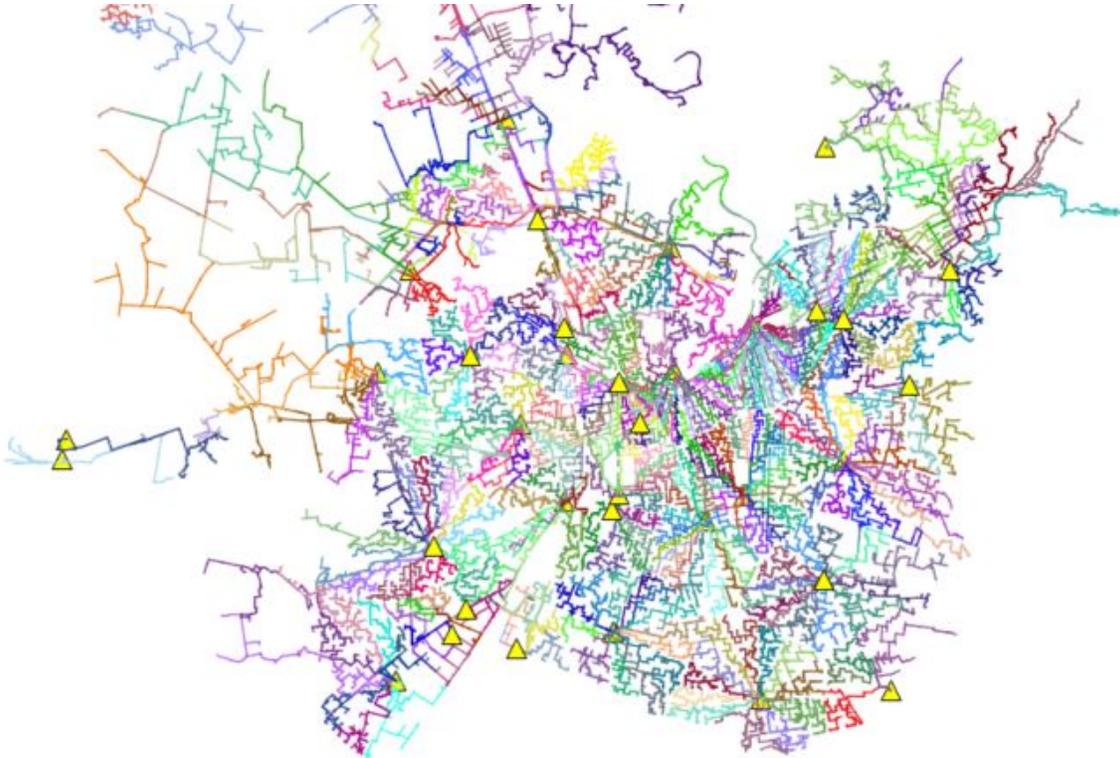


Figura 3.19: Visualización en QGIS de las 42 subestación a simular

3.4. Subestaciones a modelar

De los modelos en OpenDSS obtenidos del trabajo realizado en [16] y [9], se extraen los datos de consumos y topología de la red en 3 archivos .xlsx:

- XY_position: En este archivo se detalla las coordenadas relativas de cada transformador resultante del modelo realista aplicado en [16] y [9]. Contiene el código numérico del nodo y un par de coordenadas (x,y) que representan su posición.
- Feeder_data: se detallan los conductores de la red, mediante el par de nodos en los cuales se encuentra conectada, el número de fases de la línea (3 para las redes de media tensión), el largo de la línea medida en metros y el identificador del tipo de conductor.
- Connectivity_matrix: En este archivo se enlistan los consumos, y el nodo al cual están

conectados.

Además de estos archivos por cada alimentador, se tiene una lista con los datos del conductor por cada uno de los códigos que aparecen en los archivos 'Feeder_data.xlsx'.

Para este trabajo se analizarán 42 subestaciones aéreas de media tensión, las cuáles contienen un total de 397 alimentadores que abastecen a 13738 transformadores de distribución. En la tabla 7.2 del Anexo C se resumen las características principales de cada subestación.

Capítulo 4

Metodología

El presente trabajo, considera simulaciones para las subestaciones por separado, por lo que sólo se modelaran intercambios energéticos entre los alimentadores de una misma subestación, y entre los transformadores del mismo. A modo de incorporar la aleatoriedad de la designación de perfiles, en cuanto a localización, capacidad y comportamiento, se aplicará el método de Monte Carlo propuesto en [65]. En la figura 4.1 se muestra un esquema de la metodología propuesta.

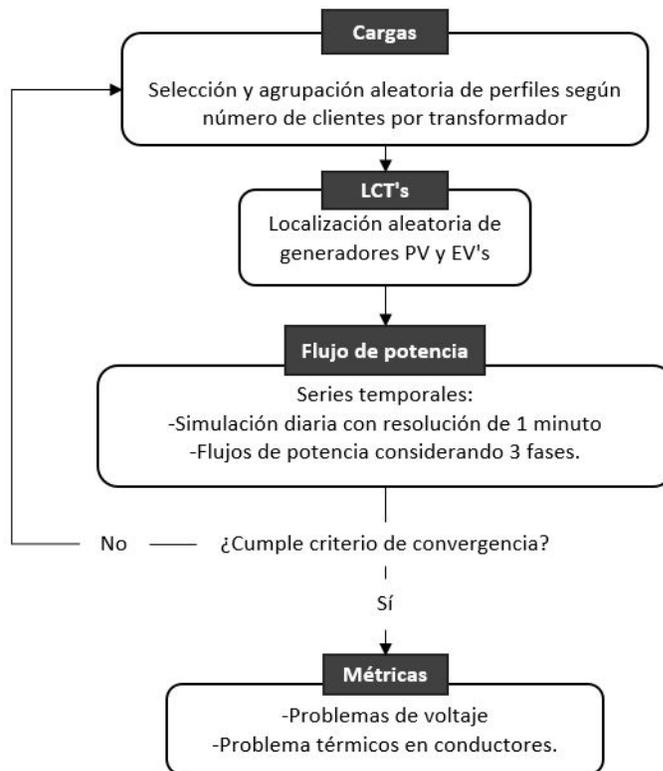


Figura 4.1: Metodología propuesta

4.1. Metodología propuesta

Para cada una de las simulaciones se siguen los siguientes pasos:

1. Los perfiles de consumo residencial (series temporales diarias con 1440 períodos, i.e. resolución de 1 minuto) creados desde el conjunto descrito en la sección 3.2, son localizados aleatoriamente en cada alimentador, en una fase también aleatoria. Como la idea central del estudio se basa en una evaluación del peor escenario, para el caso PV se consideran cargas de verano (coincidentes con las curvas de generación máxima anuales), mientras que para los EV se consideran perfiles de consumo de invierno (por ser mas altos que los de verano). Para cada transformador se calcula el número n de clientes por fase según la ecuación 3.2, de esta forma, se crean 3 perfiles agregados con n curvas de consumo agregadas (una por cada fase), y dichas cargas se conectan una en cada fase en el lado de baja tensión del transformador de distribución.
2. Para cada nivel de penetración a evaluar, se calcula el número de clientes que corresponden a dicho nivel. Por ejemplo, si se desea evaluar una penetración del 65 % y si la estimación de clientes residenciales totales del alimentador es de 1200 clientes (considerando las 3 fases), entonces se barajan $1200 * 0,65 = 780$ clientes entre todos los clientes residenciales y se les asigna la LCT a cada uno de los seleccionados. Luego de tener los clientes seleccionados, se selecciona al azar un perfil del pool creado en la sección 3.2, para luego contabilizar el total de los clientes por fase y por transformador con LCT's.
3. Luego de tener los perfiles agregados para cada fase de cada transformador, se define una sola carga equivalente a la suma de los perfiles individuales creados en la sección 3.2, (para consumos en el caso EV y generadores en caso de evaluar sistemas PV), y esta se agrega al transformador correspondiente. Cabe mencionar que previo a la selección del perfil para el caso de generadores PV, primero se selecciona aleatoriamente un perfil de radiación de los 10 perfiles de la tabla 3.4 para cada alimentador, es decir, se asume que las diferencias de radiación entre los clientes conectados a un mismo alimentador son despreciables, considerando que sólo se consideran los 10 días más soleados, y al hacer esto, es razonable asumir un día despejado, por lo que disminuye las diferencias entre cada localización por cada cliente debido al efecto sombra producido por las nubes.
4. Finalmente, después de tener localizados los perfiles de residenciales y LCT's, y luego de agruparlos por transformador y alimentador, se ejecuta el cálculo de flujo de potencia para los 1440 períodos (resolución de 1 minuto) mediante OpenDSS [62]. Los resultados de cada simulación y de cada nivel de penetración a evaluar, se almacenan para cada subestación.

Cabe mencionar, que en la metodología propuesta, los perfiles incluyen la naturaleza estocástica de los consumos residenciales, vehículos eléctricos y la fase en donde se localiza cada una, y por lo tanto, puede que en algunas simulaciones se noten desbalances importantes debido a una localización cargada fuertemente hacia una fase en particular. Esto conlleva a caídas o alzas de voltaje debido a los desbalances en la red [66], y es precisamente lo que se desea evaluar, ya que a medida que aumente el número de LCT's conectadas a la red, si éstas no están balanceadas y dependiendo de sus tamaños, puede que afecten a los niveles de tensión, y en conjunto con los efectos propios de la tecnología, puede que los problemas en la red aumenten o disminuyan bajo ciertas condiciones [67].

4.2. Evaluación de impactos

Debido a las variaciones temporales de los consumos y de los perfiles de cada LCT's, el nivel de estrés de la red irá variando durante el día, por lo que es importante considerar dicho aspecto en la evaluación de los impactos generados por ellos. Con este objetivo, se consideran las siguiente métricas para el impacto de cada tecnología.

4.2.1. Porcentaje de transformadores de distribución con problemas de tensión

Esta métrica toma los perfiles de voltaje resultantes de los cálculos de flujo de potencia y verifica el cumplimiento de la norma chilena de media tensión, discutida en el capítulo 2.

Como el interés de este estudio sólo se centra en los flujos en la red, sin considerar el comportamiento y efectos dinámicos de la red, sólo se considerará las condiciones de servicio con relación al nivel de tensión en el sistema. Recordando que no se simula la red de baja tensión, y que el número de clientes es una mera estimación, se considerarán los problemas por transformador de distribución, contabilizando el número de transformadores que no cumplan con la norma chilena [37].

De acuerdo a los discutido anteriormente, un transformador de distribución se considerará fuera de norma si no cumple con los siguientes criterios:

- El valor estadístico de la tensión medido de acuerdo con la norma técnica, deberá estar dentro del rango de -6% a $+6\%$ del valor nominal durante el 95% del tiempo del día a simular.
- El valor estadístico de la tensión medido de acuerdo con la norma técnica, nunca debe estar bajo el -15% ni sobre el $+10\%$ del valor nominal.

4.2.2. Porcentaje de kilómetros de conductor con problemas térmicos

Los problemas técnicos por conductor son particularmente difíciles de modelar, debido a que depende fuertemente de un gran número de variables [68], como por ejemplo, el diámetro del conductor, densidad del aire, viscosidad absoluta del aire, conductividad térmica del aire, la temperatura actual del conductor, la temperatura del ambiente, la velocidad del aire, el ángulo con respecto a la normal del conductor, la radiación solar, ángulo de la radiación solar, entre otros. Debido a lo anterior, es casi imposible realizar el seguimiento dinámico de la temperatura de cada conductor asociado a una subestación durante todo el día, debido a que se necesitaría tener todos los parámetros anteriormente descritos para cada uno de los conductores, para cada porción de la línea y para cada minuto del día.

Al no existir una base de datos con todos estas cifras, se dificulta el seguimiento diario

de la temperatura del conductor, y en caso de obtener dicha base, incluir el modelo térmico exacto de los conductores en los cálculos alargaría aún más los tiempos computacionales necesarios para el programa. Considerando lo anterior, es necesario tomar supuestos y simplificaciones para evaluar el estado del conductor. Para este trabajo, se considerarán las líneas con problemas a aquellas que cumplan con las siguientes condiciones:

- Si el conductor se encuentra sobre el %100 de su ampacidad nominal durante 60 minutos consecutivos, en ventanas móviles durante el día.
- Si el conductor se encuentra sobre el %150 de la ampacidad nominal durante 10 minutos consecutivos, en ventanas móviles durante el día. (Existen estudios con mediciones reales que demuestran el alcance del límite térmico en la condición anterior, como se muestran en [17]).

4.3. Simulación de Monte Carlo

A manera de incluir el carácter aleatorio de las cargas y localizaciones, se realiza una simulación de Monte-Carlo [69] con 30 casos para cada subestación a evaluar. La elección del número de casos se debe a que al tratarse de perfiles con resolución de 1 minuto, los requerimientos computacionales son bastante elevados. La simulación de la subestación con el mayor número de alimentadores, toma cerca de 1 hora para cada caso de Monte-Carlo, por lo que considerar más casos significa un tiempo necesario para el cálculo mucho mayor. En promedio cada caso con 21 niveles de penetración toma alrededor de 20 minutos, por lo que si consideramos ambas tecnologías (PV y EV's) y 42 subestaciones, el programa en total con 30 casos toma alrededor de 28 días en completarse.

Lo anterior claramente constituye una limitación importante de este trabajo debido a los recursos computacionales disponibles y al tiempo necesario para ejecutar el programa, ya que el enfoque principal del estudio no es la eficiencia del código asociado a la simulación. En la sección 5.2 se realiza un estudio de sensibilidad de los resultados frente al número de simulaciones de Montecarlo, tomando 100 casos a evaluar para una subestación primaria de media tensión.

Usualmente en este tipo de simulaciones se utilizan criterios de convergencia de los resultados [65], como por ejemplo considerar errores convergentes de los parámetros relevantes luego de cierto número de casos. En este trabajo en particular, al tratarse de tan pocos casos y considerando la gran diferencia de los resultados entre cada subestación primaria, estos criterios no se alcanzan a cumplir en el número de casos elegido. Debido a lo anterior no se considerarán criterios de convergencia, y simplemente se realizarán 30 casos para cada subestación.

4.4. Ejemplo: Aplicación de la metodología a una subestación

En esta sección, se muestra la aplicación de la metodología para la subestación 12, la cuál conecta a 11 alimentadores, y un total de 283 transformadores. La suma total entre todas las potencias máximas de consumos de los transformadores de distribución es de 79.06 [MW] y el largo total de los conductores de media tensión conectados a la subestación es de 51.58[km]. En la figura 4.2 se muestra la representación de la subestación 11 en QGIS.



Figura 4.2: Representación en QGIS de la subestación 12

Con la modelación de la red, se obtuvo consumo medido en la subestación de 81.357 [MW], con lo cuál se tiene una potencia máxima de pérdida de aproximadamente 2.9 %.

4.4.1. Sistemas PV

Los problemas de tensión para el caso de penetración de paneles solares, se resumen en la figura 4.4, en donde se grafican las medias obtenidas por nivel de penetración junto a su desviación estándar respectiva, mientras que en la figura 4.3, se muestran los problemas técnicos de los conductores del alimentador 6 de la subestación.

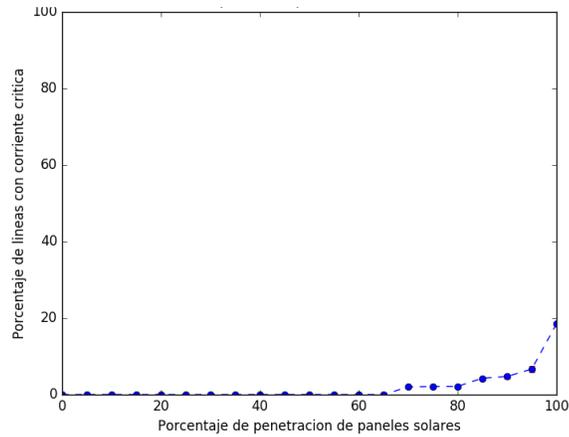


Figura 4.3: Ejemplo de Aplicación de la metodología: Problemas térmicos en la subestación 12, alimentador 6

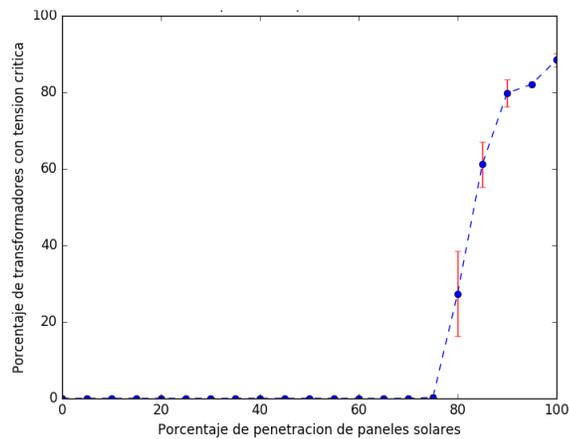


Figura 4.4: Ejemplo de Aplicación de la metodología: Problemas de voltaje en la subestación 12

De la figura 4.3 se observa que los problemas térmicos comienzan en un 65 % de penetración de paneles solares, y cuando la penetración de paneles solares es de un 100 %, llegan a un máximo del 18 % aproximadamente. Este 18 % corresponde al porcentaje de kilómetros de líneas con problemas térmicos y es decir, la proporción entre la suma todos los largos de las líneas con problemas térmicos y el largo total del alimentador. Para el caso de los problemas de tensión, estos comienzan a evidenciarse desde el 75 %, aumentando rápidamente hasta llegar a un 90 % de transformadores con problemas de tensión cuando la penetración de vehículos eléctricos es de 100 %. En las figuras 4.5 y 4.6 se muestran los resúmenes de la subestación 12 de problemas térmicos y de tensión, respectivamente, considerando todos los alimentadores conectados a ella.

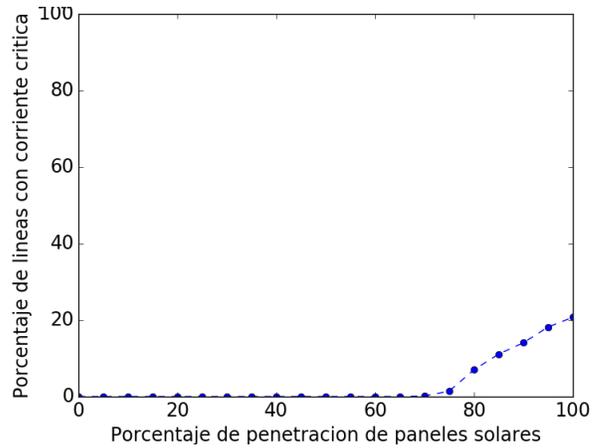


Figura 4.5: Ejemplo de Aplicación de la metodología: Problemas de voltaje en la subestación 12. Todos los alimentadores.

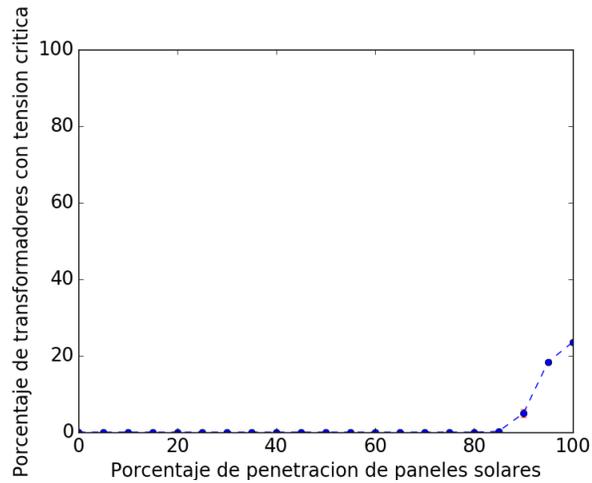


Figura 4.6: Ejemplo de Aplicación de la metodología: Problemas de voltaje en la subestación 12. Todos los alimentadores.

De la figura 4.5, se observa que los primeros problemas térmicos en los conductores de la subestación primaria n°12 aparecen en un 70% de penetración y llegan a un 21% de kilómetros con problemas para el 100% de penetración. De la figura 4.6, se tiene que los problemas de tensión comienzan en un 85% de penetración, y aumentan hasta llegar al 23% de los transformadores de distribución cuando el porcentaje de penetración es del 100% de los clientes.

De 4.5 y 4.6, se tiene que en esta subestación en particular, no se presentan problemas de corriente o tensión para niveles de penetración del 65% o menor.

4.4.2. Vehículos Eléctricos

En la figura 4.7 y 4.8 de manera análoga al caso de paneles fotovoltaicos, se resumen los problemas de tensión y de corriente respectivamente, para distintas penetraciones de vehículos eléctricos para la subestación 12.

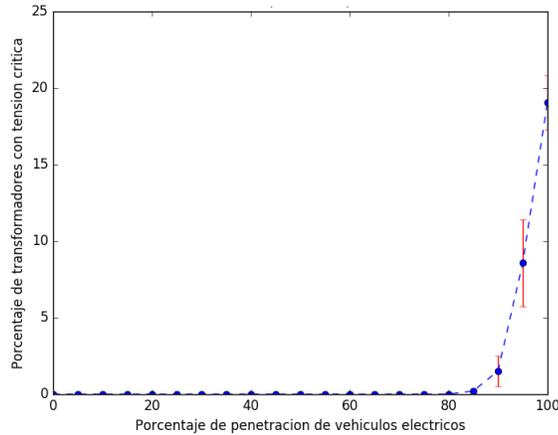


Figura 4.7: Ejemplo de Aplicación de la metodología, caso EV: Problemas de voltaje en la subestación 12. Todos los alimentadores.

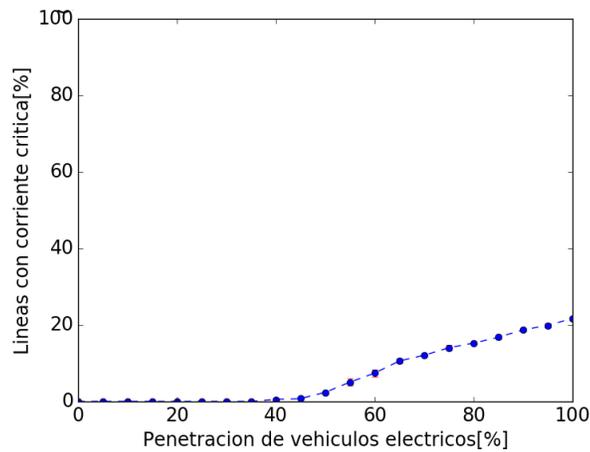


Figura 4.8: Ejemplo de Aplicación de la metodología, caso EV: Problemas térmicos en la subestación 12. Todos los alimentadores.

En el caso de los vehículos eléctricos, podemos ver en 4.7 que los problemas de tensión, comienzan en un 85% de penetración de la tecnología, y llegan a un 18% de los tranformadores para una penetración de 100%. En cuanto a los problemas térmicos podemos un aumento progresivo hasta llegar al 23% para el 100% de penetración EV.

4.4.3. Otros resultados importantes

A modo de comparación contra el caso base en las figuras 4.9 y 4.10, podemos ver las importaciones de potencia activa y reactiva desde el sistema de alta tensión hacia la subestación durante el día, para el caso PV y EV respectivamente, para una penetración de 0 %, 50 % y 100 %. En las líneas rojas, se presentan las importaciones de potencia activa, mientras que las potencias reactivas se representan en las líneas azules. Cabe mencionar que las mediciones de potencia, son tomadas "aguas arriba" del transformador, por lo que para el caso base, se consideran las pérdidas en el transformador de la subestación de distribución, y por supuesto, de los transformadores de distribución en los alimentadores de media tensión.

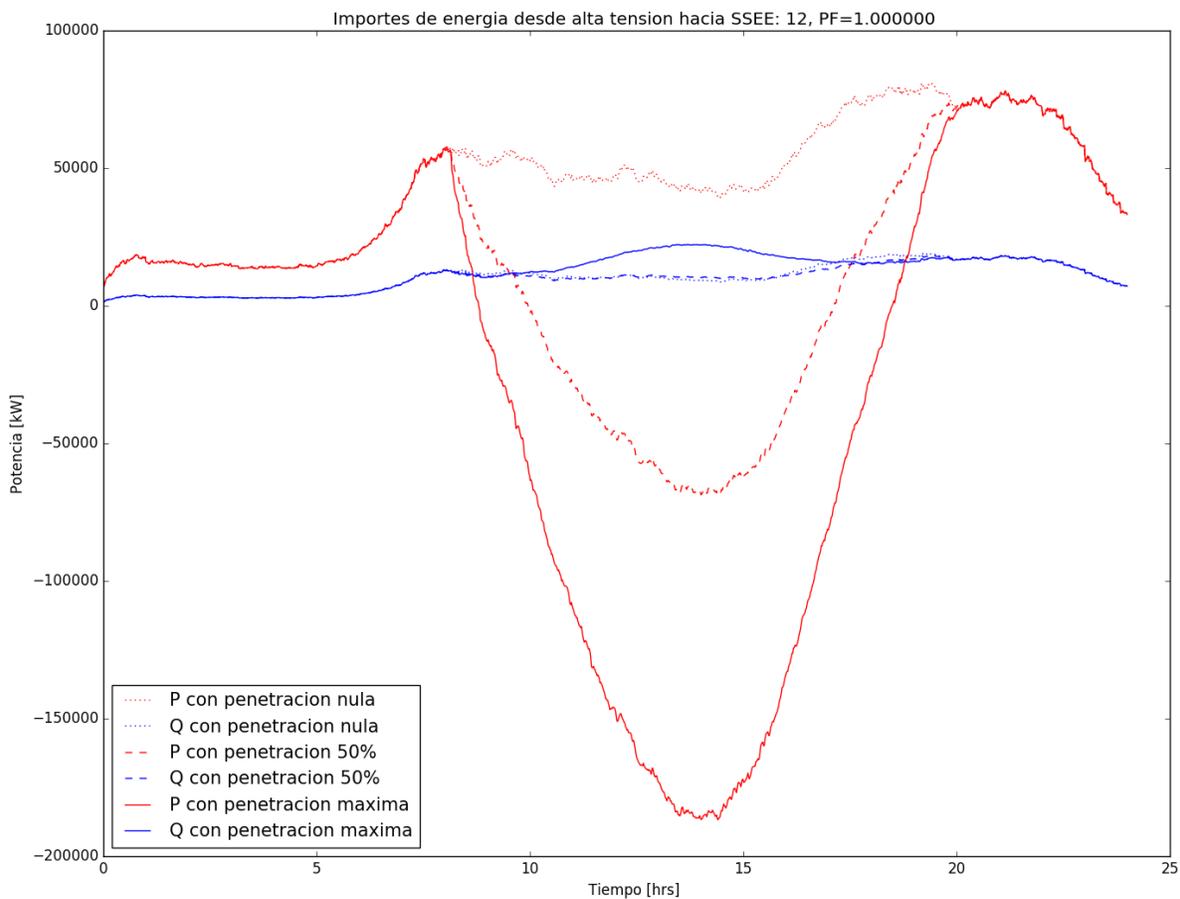


Figura 4.9: Ejemplo de Aplicación de la metodología, caso PV: Importes de potencia desde alta tensión.

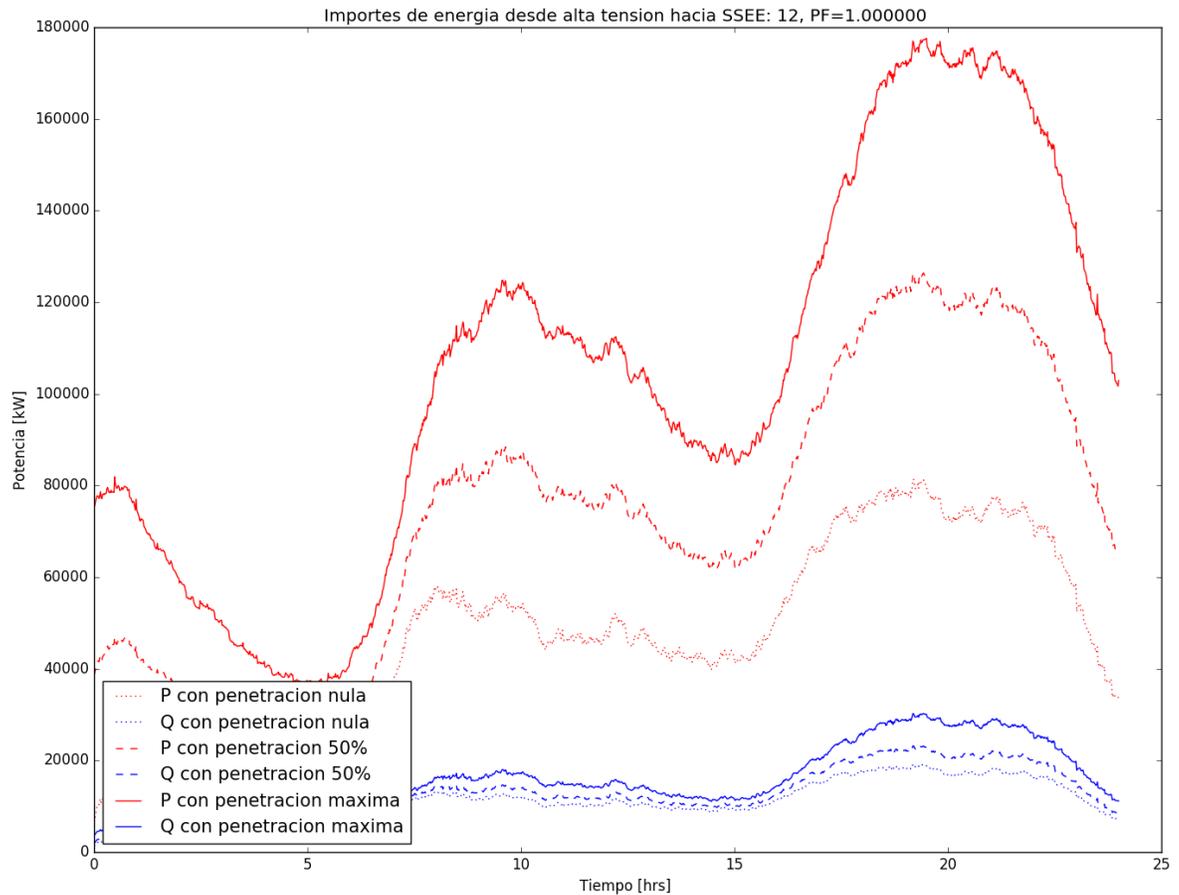


Figura 4.10: Ejemplo de Aplicación de la metodología, caso EV: Importes de potencia desde alta tensión.

La figura 4.9 muestra claramente el cambio en la demanda de la subestación debido a la inyección por paneles solares, llegando a invertir los flujos mucho antes de llegar al 50 % de penetración. De manera similar, se observa el impacto de los vehículos eléctricos en la figura 4.10, en donde se puede ver que la demanda de potencia activa toma la misma forma de las curva agregada de vehículos eléctricos. Además, en esta figura podemos ver el enorme impacto que pueden tener los vehículos eléctricos en donde se observa el aumento de la demanda máxima desde aproximadamente 80 [MW] para el caso base, hasta casi 120[MW] para un 50 %, y casi 180[MW] para un 100 % de penetración.

Por otro lado, en ambas figuras se observa el aumento del flujo de potencia reactiva a medida que aumenta la potencia activa, como por ejemplo cerca de las 13:00 hrs para el caso PV en la figura 4.9 (que corresponde a la hora de máxima inyección de energía solar) debido al aumento en el flujo de potencia en las líneas y superando su carga natural [8], provocando un aumento en el consumo de potencia reactiva en ellas. De manera similar, en la figura 4.10 se observa el aumento de la potencia reactiva según el aumento de demanda.

Otro resultado interesante de las simulaciones, es ver las pérdidas de energía diarias por nivel de penetración. En la figura 4.11 se resumen dichas pérdidas para cada nivel de penetración, para ambas tecnologías.

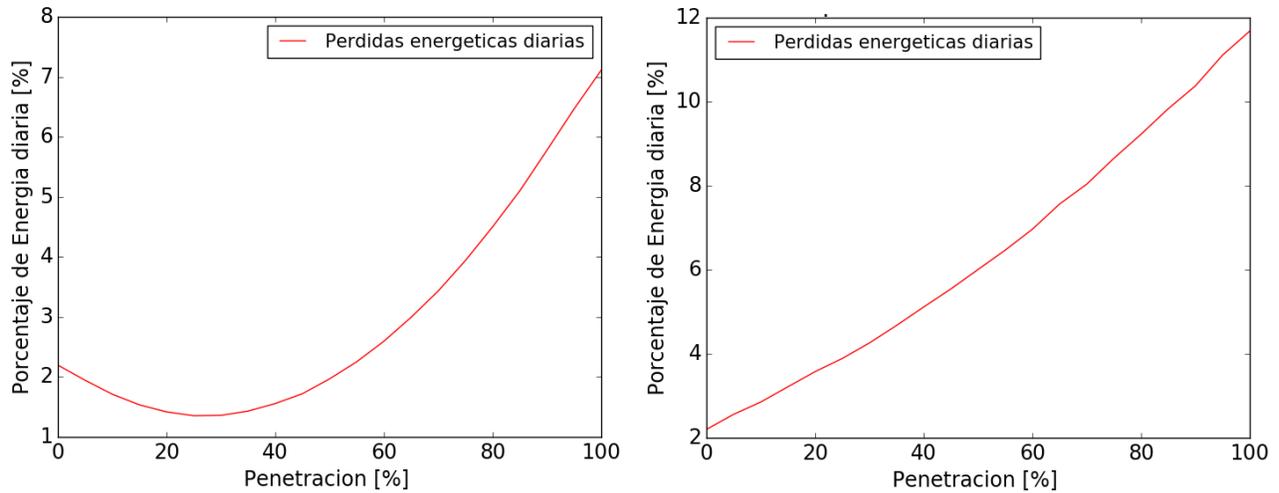


Figura 4.11: Ejemplo de Aplicación de la metodología, subestación 12: Pérdidas energéticas diarias por nivel de penetración **IZQ:** Paneles PV. **DER:** Vehículos eléctricos

En la figura anterior, podemos ver como una penetración PV cercana al 30% minimiza las pérdidas energéticas para esta subestación, y pasado dicho valor, éstas aumentan de forma no lineal. Cabe mencionar, que ésta curva es recurrente la literatura, y conocida como la curva "U" por su forma [38], y por lo tanto, se tiene que la herramienta genera resultados similares a estudios de la misma índole. Por otro lado, en el caso de vehículos eléctricos se ve un permanente aumento de las pérdidas, consistentes con el gran aumento de demanda que provoca esta tecnología.

Capítulo 5

Resultados y análisis

En este capítulo se presentan y discuten los resultados obtenidos para ambas tecnologías mediante la aplicación de la metodología descrita en el capítulo 4 y un estudio comparativo para distintos números de simulaciones de Montecarlo. Además se entrega un análisis de los resultados más importantes, un ejemplo de aplicación para un alimentador, y el resumen del conjunto de los 397 alimentadores a estudiar.

5.1. Resultados de la modelación

El desempeño del modelo de la red creado en OpenDSS y la estimación de consumos mediante el ADMD y el número de clientes muestra buenos resultados, como se muestra en la tabla 7.1 en el anexo B. Se obtuvo diferencias máximas de un 5 %, las cuales corresponden a las pérdidas de potencia en las líneas.

Del modelo, es posible obtener el perfil de voltaje de cada alimentador para cada minuto del día, es decir, el voltaje de los puntos del alimentador ordenados según la distancia hasta la subestación. En la figura 5.1, se muestra el perfil de tensión diario para el alimentador 2 de la subestación 5. El eje x de la figura representa la hora del día simulado de 00:00 a 23:59, el eje y contiene el arreglo de transformadores ordenados en forma creciente según su distancia a la subestación (calculado con el algoritmo de dijkstra [70] para el grafo generado por la red), y finalmente el eje z muestra el voltaje medido en [p.u.].

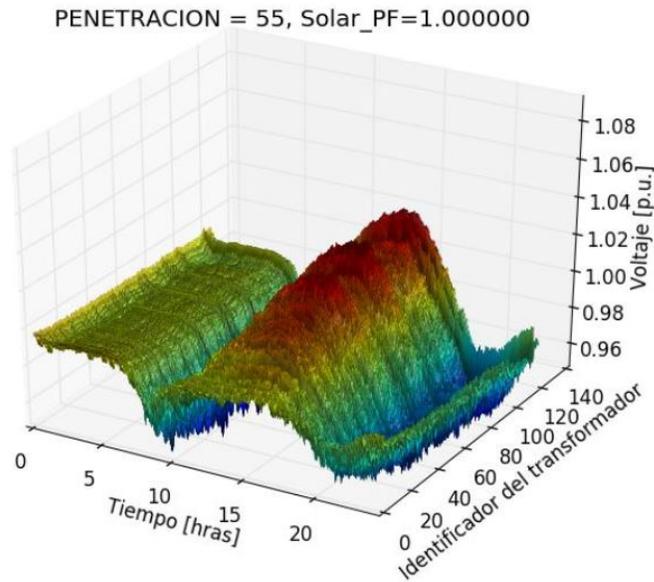
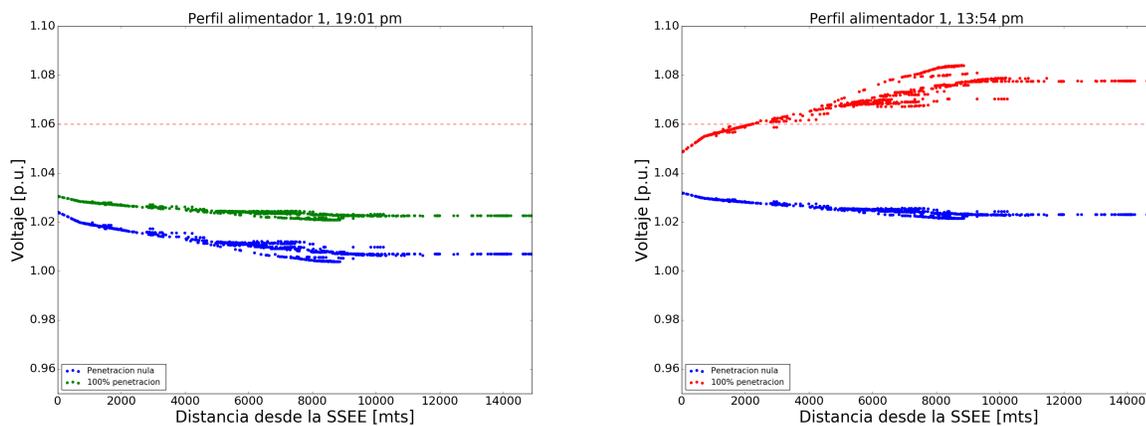


Figura 5.1: Perfil de voltaje diario, SSEE:5 alimentador 2.

De la figura 5.1, se tiene el perfil de voltaje para una penetración de paneles PV de un 55% del total de clientes, en el cual se observa como el voltaje aumenta a medida que aumenta la distancia desde la subestación, y cómo las alzas de voltaje se producen en los horarios en donde la generación PV es mayor, siguiendo la forma típica de la curva de radiación solar durante el día. Cabe destacar que los puntos más bajos de voltaje que corresponden a los momentos de mayor demanda, y que estos no son coincidentes con los horarios de generación de los sistemas PV. Además, los perfiles tienen una forma similar debido a que se asume que toda la demanda es residencial, como se explicó en el capítulo 3.

En la figura 5.2 se muestran los perfiles de voltaje del mismo alimentador para una penetración PV del 100% de los clientes y para 2 momentos del día en particular: el punto de generación solar máxima, y el de demanda máxima.



(a) Demanda máxima (19:01 pm)

(b) Generación solar máxima (13:54 pm)

Figura 5.2: Perfiles de voltaje: alimentador 1, subestación 5.

En la figura anterior, se muestran 2 instantes del día, el de demanda máxima en 5.2a y el de generación PV máxima en 5.2b. En 5.2a se observa que para el minuto de demanda de máxima, la generación PV no es suficiente para elevar el voltaje sobre el límite impuesto por la norma chilena, debido a que esa hora del día la radiación solar es baja.

Por otro lado, en 5.2b, se observa que para la hora de generación PV máxima, gran parte del alimentador se encuentra sobre el límite de tensión impuesto por la norma, el cual se representa mediante la línea segmentada. Cabe mencionar que en ambos casos, en general, las alzas de voltaje van en aumento hacia los puntos más alejados de la subestación primaria, por lo que es esperable que los transformadores más lejanos a la cabecera del alimentador sean los que presenten mayores alzas. Además se tiene que en la cabecera del alimentador, en la figura 5.2b se tiene un nivel de tensión mayor para una penetración nula que para el caso similar en 5.2a, debido a que en esta última se tiene una demanda mayor.

5.2. Comparación: 100 simulaciones de Montecarlo

Como se mencionó en el capítulo 4, para el análisis de las 42 subestaciones se realizaron 30 simulaciones debido a restricciones computacionales y al tiempo necesario para la ejecución del programa, lo que constituye una limitación importante del estudio. Debido a esto, es necesario analizar los resultados obtenidos para distintos números de simulaciones en una subestación primaria, con el objetivo de determinar el nivel de exactitud de los resultados.

Para la comparación, se tomó la subestación primaria de la figura, la cual se muestra en la figura 5.3 y cuyas características se resumen en la tabla 5.1:

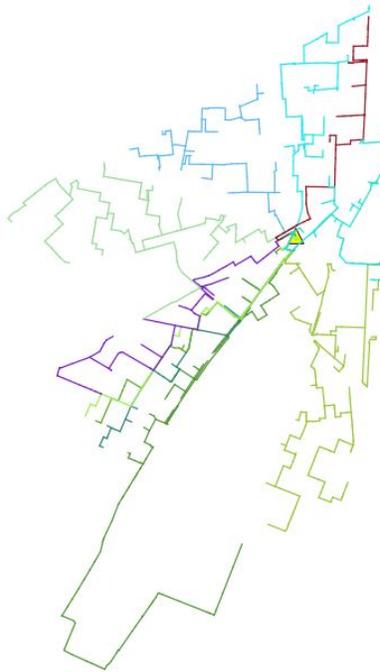


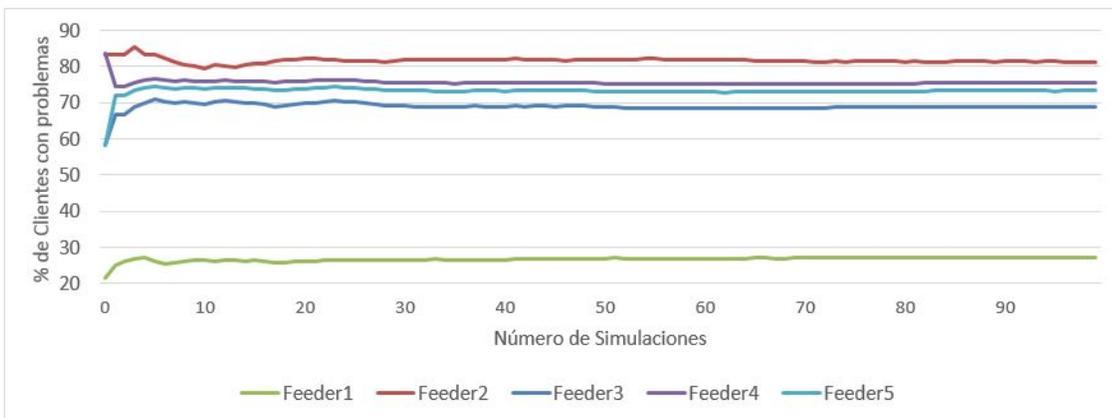
Figura 5.3: Representación en QGIS: Subestación 19

Demanda máxima	81.25 [MW]
Número de alimentadores	11
Largo total conductores	72.14 [km]
Largo promedio por alimentador	6.56 [km]
Número de Transformadores	311
Voltaje de la SSEE	13.2 [kV]

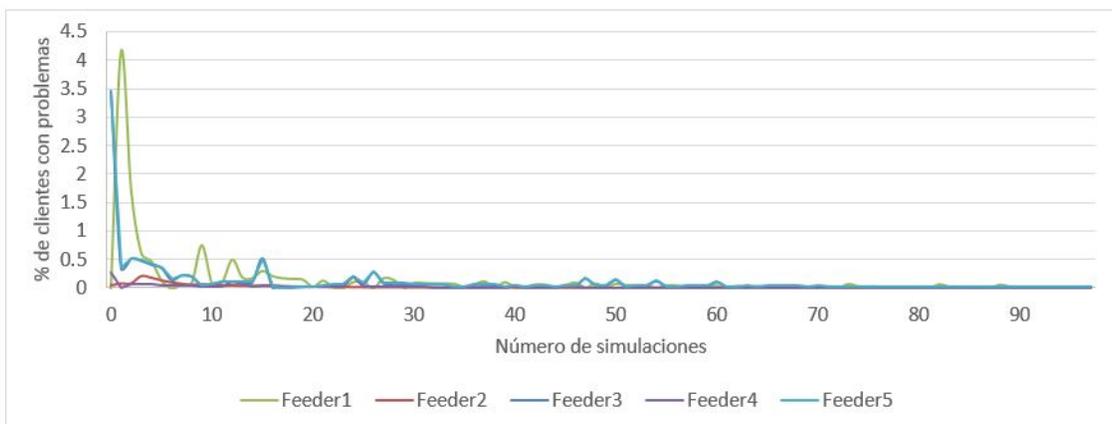
Tabla 5.1: Datos SSEE 19

Con esta subestación primaria ficticia, se realizan 100 simulaciones de Monte-Carlo con el fin de medir la rapidez con la que convergen los resultados con respecto al número de simulaciones. Se evalúa la media aritmética y la desviación estandar de los datos obtenidos para 5 alimentadores conectados a la misma subestación para una penetración PV de 80 % de los clientes. Cabe mencionar que dicho valor de penetración se seleccionó de manera aleatoria.

La evolución de los parámetros se grafica en las figuras 5.4a y 5.4b.



(a) Promedio v/s número de simulaciones



(b) Desviación estándar v/s número de simulaciones

Figura 5.4: Métricas para distintos números de simulaciones de Monte-Carlo: (a) Valor promedio (b) Desviación estándar

En la figura 5.4a se muestran los promedios de los n porcentajes de clientes con problemas de tensión obtenidos en las n simulaciones de Monte-Carlo, de donde se observa una baja variabilidad de este parámetro y su rápida convergencia para los 5 alimentadores. Específicamente para el alimentador 2, se tiene que el valor obtenido con 30 simulaciones es de un 81.79% de clientes con problemas de tensión, y con 100 simulaciones se obtienen 81.25%, es decir, una diferencia de 0.54%. Por otro lado, en la figura 5.4b se observan las diferencias entre las desviaciones estándar de los mismos datos, es decir, la resta aritmética entre la desviación estándar obtenida con n datos y la obtenida con $n - 1$. En esta figura se observa una desviación de hasta un 4% para los primeros casos, y una diferencia de 0.03% entre los resultados obtenidos con 30 y 100 simulaciones.

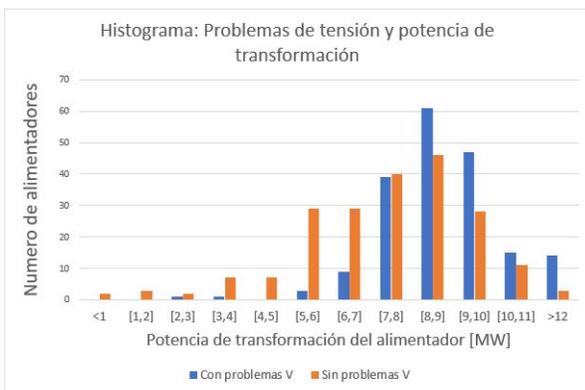
Teniendo en cuenta lo anterior, se tiene que los resultados obtenidos para 30 simulaciones de Monte-Carlo ofrece resultados similares a los obtenidos con 100 simulaciones para esta subestación primaria ficticia. Como los parámetros de demanda por km de alimentador son similares a los de las demás subestaciones realistas a utilizar en este trabajo, es razonable asumir que este comportamiento sea similar en dichas subestaciones. En resumen, los resultados con las 30 simulaciones arroja resultados con diferencias menores al 1% con respecto a los obtenidos con 100 simulaciones para esta subestación en particular, por lo que en caso de aumentar el número de simulaciones para cada subestación evaluada en este trabajo, se obtendrían valores semejantes a los obtenidos con 30.

5.3. Análisis estadístico de resultados

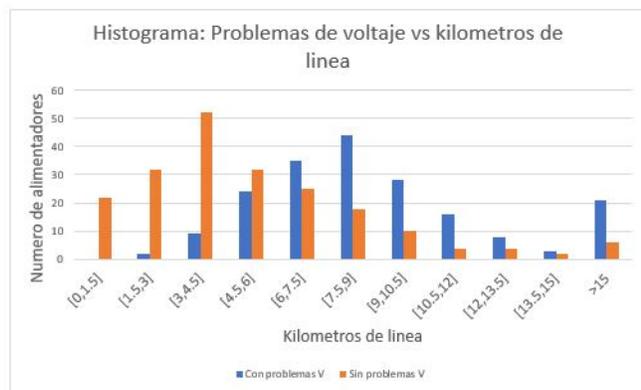
5.3.1. Problemas de voltaje

Evaluando el caso de paneles fotovoltaicos, se obtuvo que 280 de los 397 alimentadores estudiados presentan algún problemas de voltaje o corriente para alguna penetración de la tecnología, lo que representa un 70,5% del total. Para el caso de los vehículos eléctricos, se obtuvo que 367 de los 397 alimentador presentaron algún problema para algún nivel de penetración lo que representa un 92,4% del total.

En las figuras 5.5 y 5.6 se muestra el resumen de problemas por característica del alimentador para el caso PV y EV respectivamente.

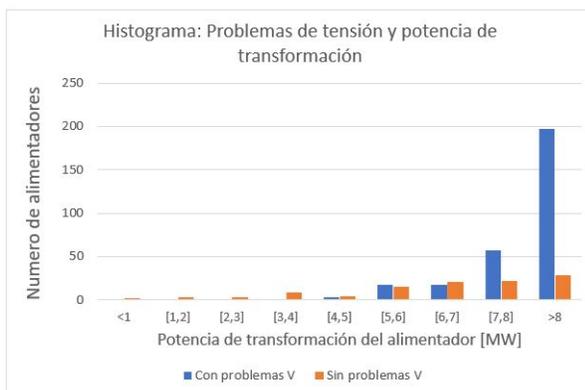


(a) Por potencia de transformación: PV

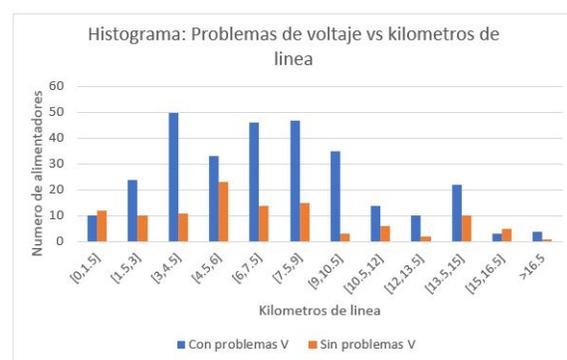


(b) Por kilómetros de línea: PV

Figura 5.5: Resumen de problemas por característica del alimentador: caso PV



(a) Por potencia de transformación: EV



(b) Por kilómetros de línea: EV

Figura 5.6: Resumen de problemas por característica del alimentador: caso EV

De la figura 5.5a, se observa que gran parte alimentadores sobre los 12W de potencia de transformación presentan problemas de tensión para algún nivel penetración PV y ningún

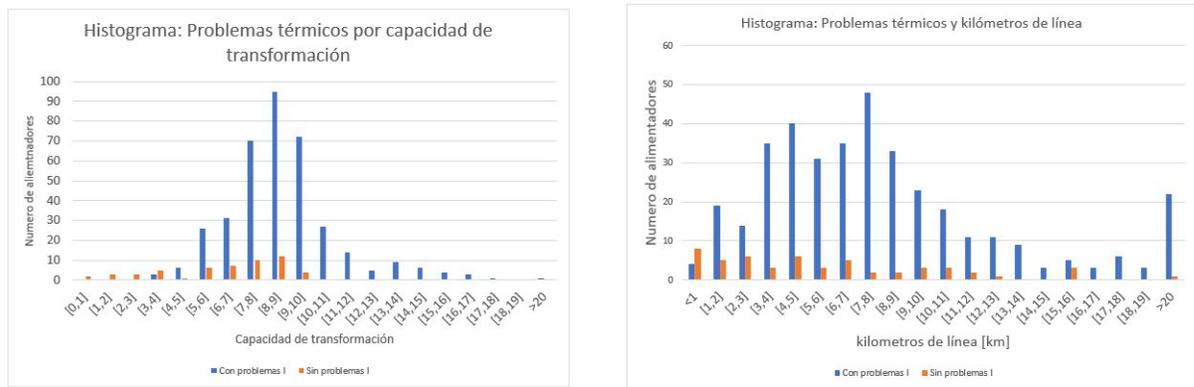
alimentador bajo los 2 MW presenta problemas de tensión. Para la figura 5.5b se observa que gran parte de los alimentadores con un largo mayor de 15 km presentan problemas. Además, en los alimentadores con largo menor a 1.5 km se observa que ningún alimentador presenta problemas de voltaje.

Por otro lado, de la figura 5.6a se muestra que la gran mayoría de los alimentadores sobre los 8 MW sí presentan problemas de tensión para los vehículos eléctricos, mientras que aquellos con potencia menor a 4[MW] no evidencian problemas.

De ambas figuras anteriores, podemos ver como los alimentadores con problemas son mayores para el caso EV. Esto se debe a que en el caso de sistemas fotovoltaicos, existe un intervalo en donde la generación se encarga de reducir los flujos en las líneas al ocuparse del consumo residencial más cercano, lo cuál tiende a disminuir los problemas de las redes. En cambio, los vehículos eléctricos aumentan los flujos de potencia en la red para cualquier nivel de penetración, por lo que es esperable que estos produzcan mayores impactos, y que además, estos se evidencien a niveles de penetración más bajos que para el caso PV.

5.3.2. Problemas de corriente

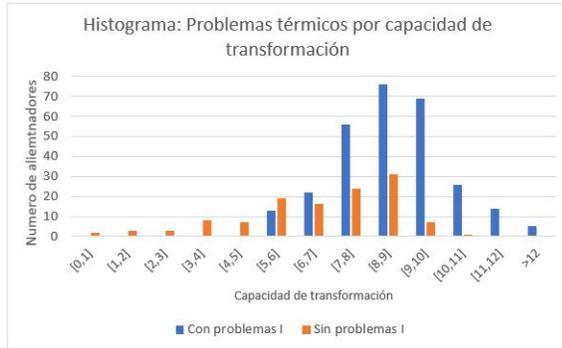
En las figuras 5.7 y 5.8 se resumen los resultados para los problemas térmicos en los conductores para los 397 alimentadores, para el caso PV y EV respectivamente.



(a) Por potencia de transformación

(b) Por kilómetros de línea

Figura 5.7: Resumen de problemas por característica del alimentador: caso PV



(a) Por potencia de transformación



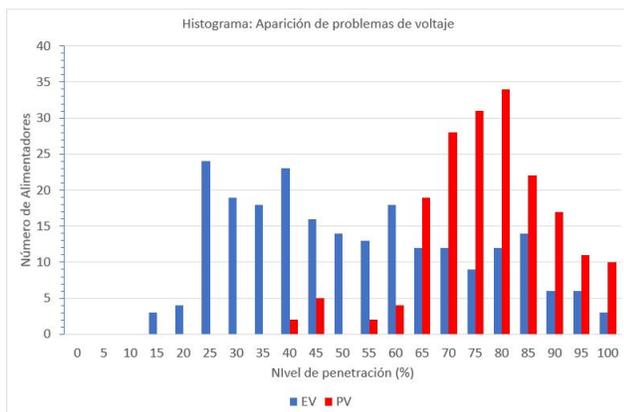
(b) Por kilómetros de línea

Figura 5.8: Resumen de problemas por característica del alimentador: caso EV

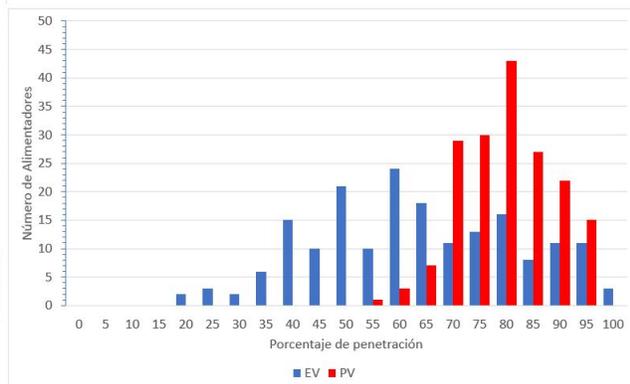
De 5.7a y 5.8a se observa que todos los alimentadores con capacidad mayor a los 11 MW presentan problemas térmicos para alguna penetración de ambas tecnología, a excepción de sólo uno que no presenta. De 5.7b y 5.8b se observan distribuciones muy similares y además, se tiene los alimentadores con largo menor a 1km son los únicos en donde el número de alimentadores que no presentan problemas de ningún tipo, es mayor a los que sí lo hacen.

5.3.3. Primer nivel de penetración con problemas

Si se analizan los alimentadores que sí presentan problemas de voltaje o térmicos, el siguiente paso es identificar cuándo aparecen dichos problemas, es decir, con qué porcentaje de penetración de la tecnología. En la figura 5.9, se muestran los histogramas de los niveles más bajos de penetración que presentan problemas de tensión y corriente para los alimentadores que sí presentan problemas para el caso PV y EV, representados por el color rojo y azul respectivamente.



(a) Problemas de voltaje



(b) Problemas térmicos en los conductores

Figura 5.9: Resumen de aparición de problemas en los alimentadores

En la figura 5.9a se observa que el primer alimentador que presenta problemas por nivel

de tensión para el caso PV lo hace para un 40 % de penetración y la moda para estos sistemas es de 80 %. Para los vehículos eléctricos se tiene que los problemas de tensión aparecen al 15 % de penetración, con una moda de 25 %. De la figura 5.9b, se observa que los primeros problemas térmicos para el caso PV aparecen al 55 % para 5 alimentadores , y la moda es un 80 %.

De la figura 5.9a, se muestra que 3 alimentadores presentan problemas de tensión para un 15 % de penetración EV, uno de ellos presenta 3 de sus 63 transformadores de distribución con problemas de tensión los cuales abastecen a un total 1334 clientes residenciales en baja tensión, el otro alimentador presenta 2 de 45 transformadores con problemas, los cuales alimentan a un total de 1180 clientes y el último presenta 15 de 39 transformadores los que abastecen a 4835 clientes. Cabe mencionar que este último alimentador, obviamente no presenta problemas al 10 % como se puede inferir de la figura 5.9a, por lo que la primera aparición de problemas de tensión para este alimentador conlleva un número de clientes afectados significativamente mayor que en los otros 2.

En la figura 5.10 se muestran los porcentajes de alimentadores estudiados que presentan problemas de tensión y corriente para los distintos niveles de penetración.

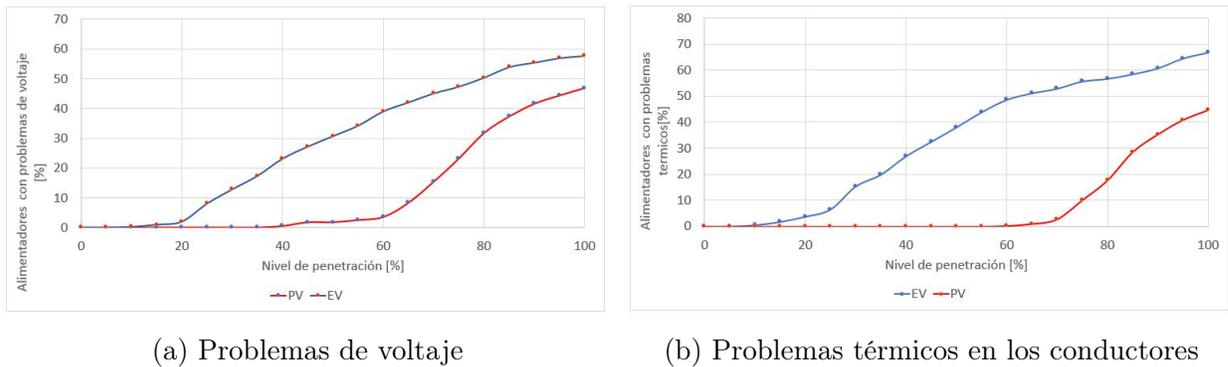
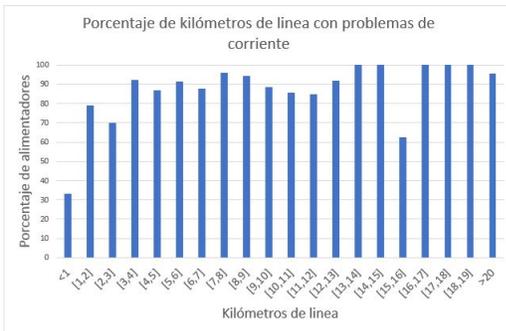


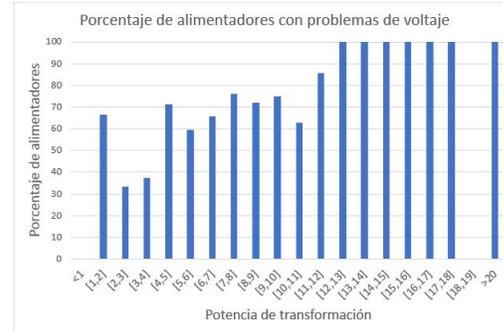
Figura 5.10: Resumen de problemas por nivel de penetración

De 5.10 se observa como aumenta el número de alimentadores con problemas según el nivel de penetración para ambas tecnologías, llegando a un 58 % y un 47 % de los alimentadores con problemas de tensión para el caso EV y PV, respectivamente, como lo muestra la figura 5.10a. En el caso de problemas térmicos se tiene un 67 % y un 45 % para el caso EV y PV, respectivamente, para un 100 % de penetración. Cabe destacar la gran similitud que tienen ambas curvas, además del hecho de que la tecnología EV es la que provoca problemas más severos y a niveles de penetración más bajos que los que se muestran para el caso PV.

En 5.11, se resumen los resultados anteriores por porcentaje de alimentadores con problemas con respecto al total de alimentadores por característica.



(a) Problemas por kilómetros de línea



(b) Problemas por potencia de transformación

Figura 5.11: Resumen de porcentaje de alimentadores con problemas según característica.

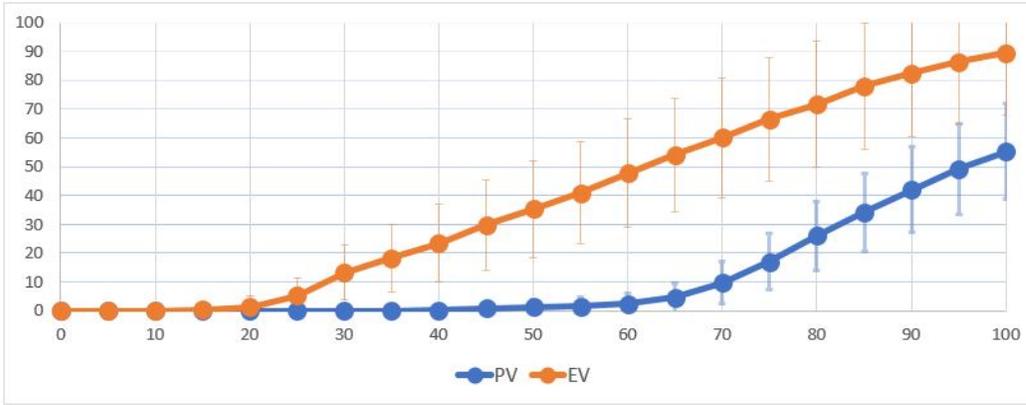
De la figura 5.11, se observa una tendencia más clara en la clasificación por potencia de transformación que por el largo de la línea. Por ejemplo, para alimentadores con potencia de transformación menor a 1MW, se tiene que ningún alimentador (de los 5 que caen en esta categoría) presentan problemas. Por otro lado, todas las categorías sobre los 12 MW de potencia, presentan el 100% de los alimentadores con problemas. Con la clasificación según kilómetros de línea, las tendencias no son lo suficientemente claras como para concluir algo general en cuanto a estas categorías.

5.3.4. Severidad de los problemas

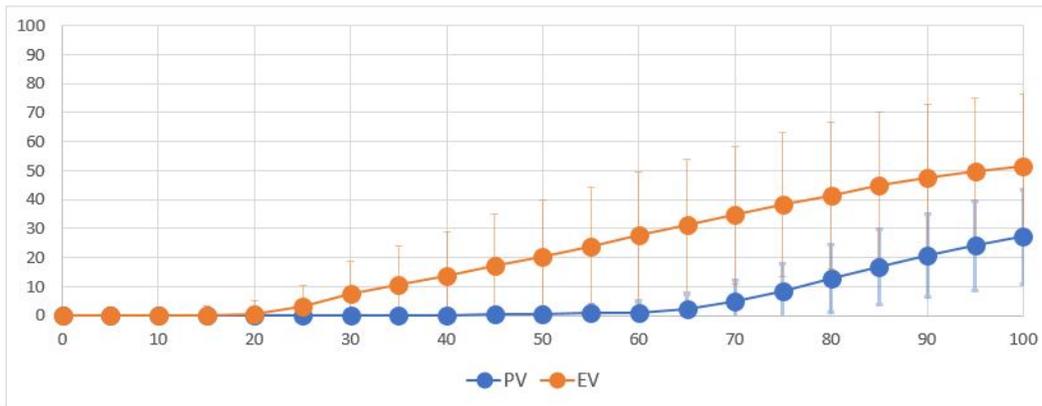
Luego de identificar cuales y cuantas son las redes de media tensión con problemas de tensión o corriente, se cuantifican que tan severos son los problemas en cada alimentador, es decir, que porcentaje de líneas y transformadores presentan problemas para cada nivel de penetración evaluado.

Transformadores con problemas de voltaje

En la figura 5.12 se resumen los porcentajes de transformadores con problemas de voltaje según los criterios descritos en el capítulo 3.



(a) Alimentadores con problemas



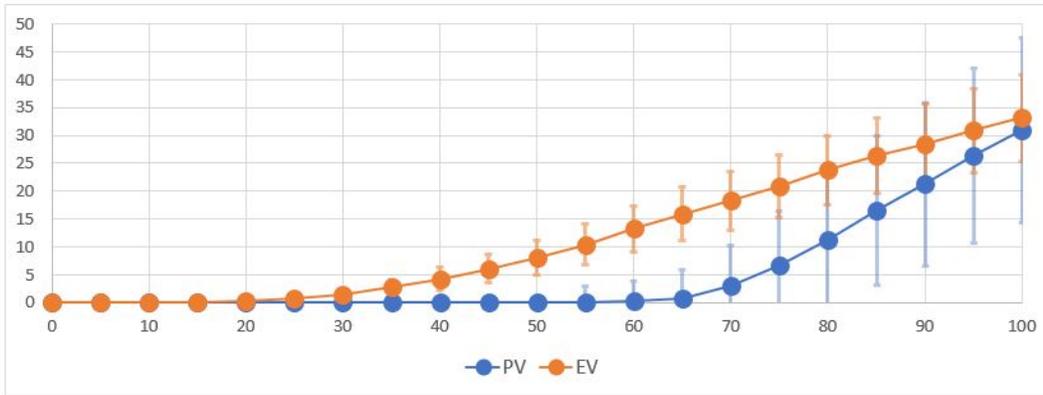
(b) Todos los Alimentadores

Figura 5.12: Resumen de resultados. Porcentaje de transformadores con problemas de voltaje: (a) Alimentadores con problemas (b) Todos los alimentadores

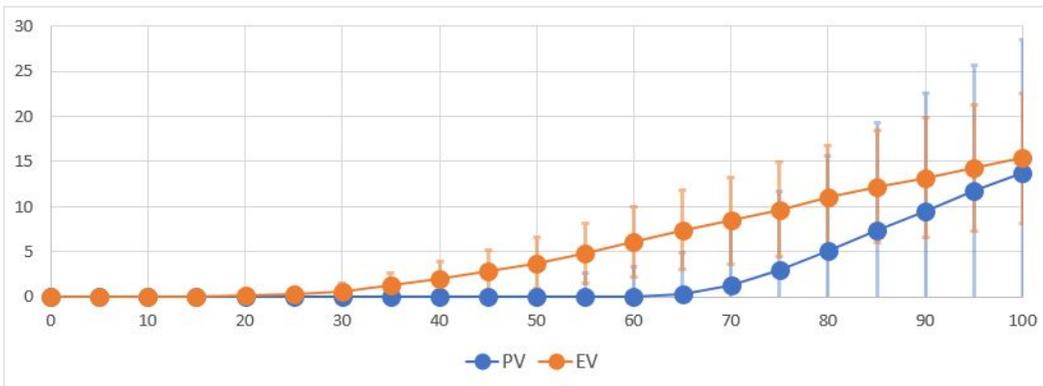
De la figura se tiene que en promedio, los problemas siguen una curva relativamente lineal desde el punto donde empiezan a presentarse los primeros transformadores fuera de norma y que a lo largo de ambas curvas PV y EV se tienen desviaciones altas, llegando a un 16.53% para el caso PV y un 21.6% para el caso EV en la figura 5.12a. Como es de esperar, en la figura 5.12b, los promedios bajan y aumentan las desviaciones al incluir los alimentadores que no presentan transformadores con problemas de tensión. Además, en 5.12b se observa que en promedio, los alimentadores presentan un 50% y un 27% de transformadores con problemas de tensión para un 100% de penetración EV y PV respectivamente.

Kilómetros de línea con problemas térmicos

En la figura 5.13 se resumen los porcentajes de kilómetros de línea con problemas térmicos para los alimentadores estudiados.



(a) Alimentadores con problemas



(b) Todos los Alimentadores

Figura 5.13: Resumen de resultados. Porcentaje de km de líneas con problemas de corriente: (a) Alimentadores con problemas (b) Todos los alimentadores

En la figura se muestra como los problemas térmicos aparecen a menores niveles de penetración para los vehículos eléctricos que en los paneles fotovoltaicos, con un 20 % y un 55 %, respectivamente. En 5.13a se muestra que los EV llegan a un 33.2 % de km con problemas de tensión con respecto al largo total del alimentador para un 100 % de penetración, y en el caso PV se llega a un 31.2 %. Además, se tienen desviaciones menores que los obtenidos para los problemas de voltaje en los transformadores de distribución, en el caso EV se tiene una desviación máxima de un 6.8 % en 5.13a y un 7.5 % en 5.13b. En el caso PV se tiene una desviación estándar máxima de un 14.3 % en 5.13a y un 16.3 % en 5.13b.

De las figuras anteriores, se concluye que los vehículos eléctricos presentan problemas de corrientes y tensión más severos para todo nivel de penetración. Además, los vehículos eléctricos provocan problemas en los alimentadores estudiados a penetraciones menores que los sistemas PV, llegando al 20 % para los problemas térmicos y un 15 % para los problemas de tensión.

Conclusión

En el presente trabajo se muestra una metodología para evaluar el impacto de la adopción masiva de sistemas fotovoltaicos y vehículos eléctricos en las redes de media tensión de la región Metropolitana de Chile. La memoria se basa en estudios anteriores sobre impactos de generación distribuida realizados en UK y modelos de planificación de redes de un área con características similares a la región Metropolitana de Chile, que consideran la disposición de calles de la ciudad. La metodología consiste en la creación de un conjunto de perfiles con muy alta resolución de consumos residencial y de generación fotovoltaica, para asignar dichas curvas a los clientes residenciales de la red realista a evaluar bajo un determinado nivel de penetración. Este estudio considera 42 subestaciones realistas de un área similar a la región metropolitana, que en total contienen a 397 alimentadores de media tensión con 13.2 y 23 kV, con los cuáles se realizan los cálculos de flujo de potencia desbalanceados en series temporales con resolución de 1 minuto para un día completo, luego de la selección y asignación aleatoria de los perfiles para cada cliente.

La primera parte de este trabajo, consiste en la creación del modelo de las redes a evaluar y los perfiles por consumo y tecnología. La creación del modelo se basó en la topología de las redes que resultan de un modelo de planificación de redes MT para un área similar a la región Metropolitana de Chile, el cual entrega una aproximación de la disposición y los tipos de elementos en la red que permitirían abastecer dicha ciudad. La segunda parte consiste en la creación de los perfiles de consumo residencial, vehículos eléctricos y de la generación fotovoltaica, basados en algoritmos del centro CREST, en el proyecto "My Electric Avenue" y en mediciones de irradiación solar del observatorio Astronómico Nacional respectivamente. Los resultados de las simulaciones de las redes muestran un buen desempeño, alcanzando diferencias promedio menor al 1% por transformador para la estimación y modelación de la demanda, lo que se traduce en pérdidas de potencia menores al 4% en los conductores para el caso base con penetración nula de LCT's.

Con la metodología propuesta, se evaluaron los problemas para distintos niveles de penetración para ambas tecnologías a considerar, desde 0 a 100% con pasos de 5% mediante simulaciones de Monte-Carlo. Los resultados de la metodología muestran que para el caso PV, la gran mayoría de los alimentadores con capacidad de transformación mayor a 8 MW muestran problemas de tensión para algún nivel de penetración, y que aquellos con largo mayor a 16 km de línea, presentan problemas térmicos en sus conductores, a excepción de un solo alimentador sobre los 20[km] de línea que no presenta problemas.

Por otra parte, para el caso EV se muestra que los alimentadores con potencia mayor

a 10 MW presentan problemas de tensión y corriente para algún nivel de tensión. Además se muestra que los problemas de tensión para los sistemas PV comienzan a evidenciarse al 35 % de penetración, mientras que para el caso EV, estos aparecen al 5 % de penetración, con modas del 70 % y 60 % respectivamente.

Además, se obtuvo que todos los alimentadores sobre 10 [MW] presentan problemas térmicos para algún nivel de penetración PV.

Analizando ambas tecnologías, para todos los niveles de penetración, se obtuvo que las subestaciones con mayor capacidad de transformación son las más propensas a mostrar problemas de tensión y corrientes para niveles bajos de penetración. Además, se obtuvo que en todos los niveles de penetración evaluados, los vehículos eléctricos provocan problemas térmicos y de voltaje más severos que los sistemas PV, es decir, afectan a un mayor número de transformadores y líneas, y más importante aún, estos problemas se comienzan a evidenciar a niveles de penetración mucho más bajos que en los sistemas PV.

En el trabajo se evidencia como varía la sensibilidad a cada tecnología según las características de cada alimentador y subestación. Además se logra identificar alimentadores en los cuáles se permiten mayores penetraciones PV sin presentar problemas, lo que los hace el target ideal para políticas públicas que busquen subvencionar estos sistemas.

Se concluye que la metodología propuesta permite evaluar los impactos de sistemas PV y vehículos eléctricos en la red de media tensión, y que estos depende fuertemente de las características de cada alimentador, como la potencia de transformación y kilometros de línea del alimentador. Debido a lo anterior, se sugiere realizar estudios más detallados para cada alimentador de media tensión de forma separada cuando las tecnologías descritas alcancen penetraciones cercanas a los niveles críticos identificados en este trabajo, es decir, 20 % para sistemas PV y 15 % para vehículos eléctricos.

5.4. Trabajo a futuro

Como trabajo a futuro se propone estudiar la efectividad del código, de manera de optimizar el tiempo computacional necesario para llevar a cabo la evaluación de cada simulación de Monte-Carlo y así poder realizar un mayor número de simulaciones. Con lo anterior, se puede obtener un mayor volumen de datos con los cuales se pueden construir las funciones de probabilidad asociada a cada uno de los alimentadores, dado un cierto umbral de clientes afectados. Dicho umbral puede ser definido por la distribuida correspondiente y/o por la autoridad para asegurar la calidad y continuidad de servicio a los clientes residenciales según exige la norma vigente. Una consecuencia de lo anterior por supuesto, es considerar como trabajo a futuro la aceleración del proceso de cálculo, ya sea mediante una modificación del código o paralelizando procesos.

Uno de los puntos importantes a evaluar para conseguir lo anterior, es estudiar las diferencias que muestran los resultados para distintas series de tiempo. En este trabajo se ocuparon series de 1440 minutos de un día, lo que significa realizar 1440 cálculos de flujo de potencia para una subestación primaria completa, con un gran número de líneas y nodos, lo que claramente conlleva un tiempo considerable. Teniendo en cuenta lo anterior, disminuir el número de ventanas diarias probablemente disminuirá los tiempos computacionales notablemente, es decir, en vez de realizar simulaciones cada 1 minuto del día, se podrían realizar cada 5 minutos, lo que resulta en 288 cálculos de flujos de potencia, y esto potencialmente podría disminuir los tiempos computacionales a un 20 % si se toma el supuesto de que los tiempos computacionales se relacionan de manera lineal con el número de cálculos realizados por el programa.

Otro punto a evaluar con respecto a este trabajo, es la incorporación del modelo de intercambios de calor en las líneas. En este trabajo se aproximan los problemas térmicos en las líneas de media tensión mediante las corrientes que fluyen por ellas, sin considerar las condiciones ambientales, lo cuál tiene una directa relación para el caso de paneles fotovoltaicos. A mayor radiación solar se tienen temperaturas más altas en los conductores, lo que limitarían los flujos que soportan las líneas en dichas condiciones sin superar la recomendada por los fabricantes.

Finalmente, el trabajo a futuro más importante es realizar este estudio con las redes reales y los modelos exactos. El objetivo principal de esta memoria es el de obtener una primera idea sobre la severidad y ocurrencia de los problemas de tensión y térmicos en las redes de media tensión utilizando redes realistas, sin embargo, utilizar las redes reales permitirá obtener datos más exactos para cada alimentador, y la identificación de las comunas y subestaciones más propensas a dichos problemas. Además, al utilizar estas redes se tendrá una herramienta con la cual se podría optimizar la localización de LCT's en el sistema de distribución de media tensión, con el objetivo disminuir dichos impactos, o al menos aplazar las obras e inversiones que se requieran para permitir la continua adopción de estas tecnologías.

Capítulo 6

Bibliografía

- [1] Frankfurt School FS-UNEP Collaborating Centre for Climate Sustainable Energy Finance. Global trends in renewable energy investment. 2016.
- [2] Jairo Quirós-tortós and Becky Lees. A statistical analysis of EV charging behavior in the UK Accepted Paper A Statistical Analysis of EV Charging Behavior in the UK Accepted Paper. (October):445–449, 2015.
- [3] Solar industry data gtm research - solar energy industries association <http://www.seia.org/research-resources/solar-industry-data>. 2017.
- [4] World economic forum pagina web <https://www.weforum.org/es/agenda/2017/06/que-paises-forman-parte-del-acuerdo-de-paris>. 2016.
- [5] Superintendencia de Electricidad y Combustibles and Chile. Informe sec. resumen mensual de la industria energética. agosto 2017. http://www.sec.cl/pls/portal/docs/PAGE/SEC2005/ACERCA_DE_SEC/INFORME_SEC_MENSUAL/INFORMESECAUGOSTO2017.PDF. 2017.
- [6] Division de energias renovables Gobierno de Chile, Miniterio de energia. Presentación ley de generación distribuida http://www.sec.cl/pls/portal/docs/PAGE/SEC2005/ELECTRICIDAD_SEC/ERNC/GENERACION_DISTRIBUIDA/SEMINARIOS/TAB6121713/1%20PRESENTACION%20LEY%2020571.PDF. 2005.
- [7] PACO colaborador wikipedia. Simplified scheme of the system of electrical power. paco: <https://commons.wikimedia.org/wiki/User:PACO~commonswiki>. 2006.
- [8] Walter Brokering Christie and Rodrigo Palma Behnke. *Los Sistemas Eléctricos de Potencia*.
- [9] A. Navarro and H. Rudnick. Large-scale distribution planning x2014;part ii: Macro-optimization with voronoi’s diagram and tabu search. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(2):752–758, May 2009.

- [10] Enel Distribución Chile. Página web enel distribución chile sección ¿onocenos". <https://www.enelchile.cl/es/conocenos/a201610-enel-distribucion-chile.html>, 2017.
- [11] INE Instituto Nacional de Estadísticas Chile. Resultados xviii censo de población 2012. http://163.247.80.2/priged/2016/DATADEIS/Informacion/Poblaciones/Total/Censo_2012.pdf, 2012.
- [12] Christian Mauricio Lavín Bello. Análisis del mercado de energía solar en el sector residencial. 2016.
- [13] CHILE Ministerio de energía. Ley 20571: Regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales. 2014.
- [14] J. von Appen, M. Braun, T. Stetz, K. Diwold, and D. Geibel. Time in the sun: The challenge of high pv penetration in the german electric grid. *IEEE Power and Energy Magazine*, 11(2):55–64, March 2013.
- [15] T. Stetz, J. von Appen, F. Niedermeyer, G. Scheibner, R. Sikora, and M. Braun. Twilight of the grids: The impact of distributed solar on germany's energy transition. *IEEE Power and Energy Magazine*, 13(2):50–61, March 2015.
- [16] A. Navarro and H. Rudnick. Large-scale distribution planning x2014;part i: Simultaneous network and transformer optimization. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(2):744–751, May 2009.
- [17] Azlan Abdul Rahim and Izham Zainal Abidin. Verification of conductor temperature and time to thermal-overload calculations by experiments. 2009.
- [18] NASA National Aeronautics and Space Administration. Global climate change causes, <https://climate.nasa.gov/causes/>. 2016.
- [19] UNFCCC United Nations Framework Convention on Climate Change. http://unfccc.int/essential_background/convention/items/6036.php. 2016.
- [20] Germán Dublé Jainaga. Máxima capacidad de generación distribuida en un alimentador. 2010.
- [21] Naciones Unidas. Protocolo de kyoto de las convección. marco de las naciones unidas sobre el cambio climático. 1998.
- [22] Terry Surles and Milton Staackman. Current satate of hawaii's energy resources and utilization. 2005.
- [23] US Congress. Energy policy act of 2005 <https://www.ferc.gov/enforcement/enforce-res/EPAct2005.pdf>. 2005.
- [24] International Energy Agency and Clean Energy Ministerial. Global ev outlook 2017 <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/>

GlobalEVO Outlook 2017.pdf. 2017.

- [25] International Energy Agency and Clean Energy Ministerial. Wind and solar data and projections from the u.s. energy information administration: Past performance and ongoing enhancements <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/supplement/renewable/pdf/projections.pdf>. 2016.
- [26] Ministro de Relaciones Exteriores Heraldo Muñoz. Entrevista a diario el mostrador. <http://www.elmostrador.cl/noticias/pais/2017/02/10/chile-ratifica-el-acuerdo-de-paris-sobre-cambio-climatico>, 2017.
- [27] Gobierno de Chile. Agencia de sustentabilidad y cambio climático, página web <http://www.agenciasustentabilidad.cl>. 2017.
- [28] CHILE Ministerio de Energía. Propuesta de plan de mitigación de gases de efecto invernadero para el sector energía. http://www.minenergia.cl/archivos_bajar/2017/03/propuesta_plan_mitigacion_gases_efecto_invernadero.pdf, 2017.
- [29] CHILE Ministerio de Energía. Programa techos solares públicos http://www.minenergia.cl/techossolares/?page_id=3565. 2015.
- [30] CHILE Ministerio de Energía. Política energética de Chile. <http://www.energia2050.cl/up-content/uploads/2016/07/Politica-Energetica-Nacional.pdf>, 2017.
- [31] Prensa 2016 comisión nacional de energía. gobierno de Chile <https://www.cne.cl/prensa/prensa-2016/agosto/exitosa-licitacion-de-suministro-para-clientes-regulados-permitira-bajar-la-cuenta-de-2017>.
- [32] Estrategia de electromovilidad. documento en consulta pública. ministerio de energía, ministerio de transportes y telecomunicaciones, ministerio del medio ambiente. gobierno de Chile http://www.minenergia.cl/archivos_bajar/ucom/consulta/Estrategia_Electromovilidad_en%20Chile.pdf. 2017.
- [33] Superintendencia de Electricidad y Combustibles Gobierno de Chile. Oficio circular 11848 http://www.sec.cl/pls/portal/docs/PAGE/SECNORMATIVA/ELECTRICIDAD_NET_METERING/OC11848.PDF. 2016.
- [34] subsecretaría de energía Ministerio de energía. Ds n°6 <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1077841>. 2015.
- [35] División de energías renovables Gobierno de Chile, Ministerio de energía. Portal generación ciudadana <http://wlprod02.sec.cl:8080/ntbill/>. 2017.
- [36] División de energías renovables Gobierno de Chile, Ministerio de energía. Manual de usuario, tramitación en línea, generación ciudadana http://www.sec.cl/pls/portal/docs/PAGE/SEC2005/ELECTRICIDAD_SEC/ERNC/GENERACION_DISTRIBUIDA/PLATAFORMAGD/MANUAL_DE_USUARIO-GENERACIONCIUDADANA.PDF. 2017.

- [37] Comisión Nacional de Energía-Ministerio de Energía del Gobierno de Chile. Norma técnica de seguridad y calidad de servicio. 2016.
- [38] Ye Tang, Rolando Burgos, Chi Li, and Dushan Boroyevich. Impact of PV Inverter Generation on Voltage Profile and Power Loss in Medium Voltage Distribution Systems. pages 1869–1874, 2016.
- [39] B. Blazic and I. Papic. Voltage profile support in distribution networks x2014; influence of the network r/x ratio. In *2008 13th International Power Electronics and Motion Control Conference*, pages 2510–2515, Sept 2008.
- [40] G a O Chang, C a O Ha, Journal Electronic, and Publishing House. Impact of the distributed Photovoltaic on the Current Protection of 10 kV Distribution Network. *Electronic Publishing*, 2:10–13, 2005.
- [41] Cristian Jecu, Philippe Alibert, Olivier Chilard, E D F France, Bertrand Raison, and U J F France. PROTECTION SCHEME BASED ON NON COMMUNICATING RELAYS DEPLOYED ON MV DISTRIBUTION GRID. 5:3–6.
- [42] A. A. C. Priyangika, W. D. A. S. Wijayapala, and H. M. W. Banda. The impact of distributed generation on transmission and distribution losses in sri lankan power system. In *2016 Electrical Engineering Conference (EECon)*, pages 54–58, Dec 2016.
- [43] Department of Trade Industry Ofgem UK. System integration of additional micro-generation. 2004.
- [44] P. Trichakis, P. C. Taylor, P. F. Lyons, and R. Hair. Predicting the technical impacts of high levels of small-scale embedded generators on low-voltage networks. *IET Renewable Power Generation*, 2(4):249–262, December 2008.
- [45] M. Thomson and D. G. Infield. Impact of widespread photovoltaics generation on distribution systems. *IET Renewable Power Generation*, 1(1):33–40, March 2007.
- [46] A. Navarro, L. F. Ochoa, and D. Randles. Monte carlo-based assessment of pv impacts on real uk low voltage networks. In *2013 IEEE Power Energy Society General Meeting*, pages 1–5, July 2013.
- [47] P. Westacott and C. Candelise. Assessing the impacts of photovoltaic penetration across an entire low-voltage distribution network containing 1.5 million customers. *IET Renewable Power Generation*, 10(4):460–466, 2016.
- [48] G. A. Quiroga, H. Kagan, J. C. C. Amasifen, C. F. M. Almeida, N. Kagan, and E. Vicentini. Study of the distributed generation impact on distributed networks, focused on quality of power. In *2016 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, pages 855–860, Oct 2016.
- [49] Comisión Nacional de Energía. Borrador: Norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución. <https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/consulta-publica-ntd-2/>. 2017.

- [50] Qgis user guide <http://docs.qgis.org/2.14/pdf/es/QGIS-2.14-UserGuide-es.pdf>. 2017.
- [51] Arcgis oficial web page <https://www.arcgis.com/features/index.html>. 2017.
- [52] QGIS. Captura de pantalla ejemplo: Qgis. <http://www.qgis.org/es/site/about/index.html>, 2012.
- [53] R. C. Dugan and T. E. McDermott. An open source platform for collaborating on smart grid research. In *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pages 1–7, July 2011.
- [54] Eoghan McKenna and Murray Thomson. High-resolution stochastic integrated thermal-electrical domestic demand model. *Applied Energy*, 165:445–461, 2016.
- [55] Sun, Mingyang, Konstantelos, Ioannis, Strbac, and Goran. Analysis of Diversified Residential Demand in London using Smart Meter and Demographic Data. 2016.
- [56] Observatorio Astronómico Nacional OAN Universidad de Chile. Mediciones meteorológicas oan. <http://walker.dgf.uchile.cl/Mediciones/>, 2015.
- [57] Enel Distribución Chile. kit fotovoltaico on grid netbilling 3kwp tienda enel distribución. http://www.tiendaenel.cl/63-energia-solar?utm_source=eneldistribucion&utm_source=eneldistribucion.cl&utm_campaign=destacado-home&utm_medium=link-home, 2017.
- [58] Bei Zhang and Mladen Kezunovic. Impact of available electric vehicle battery power capacity on power system reliability. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2013.
- [59] Rong-ceng Leou and Chan-nan Lu. Impact Analysis of Electric Vehicles on. pages 2063–2068, 2013.
- [60] Hossein Farzin, Moein Moeini-aghtaie, and Mahmud Fotuhi-firuzabad. Integrated With Electric Vehicles Under Battery-Exchange Mode. 31(6):2473–2482, 2016.
- [61] Proyecto My Electric Avenue. Página oficial del proyecto my electric avenue = "<http://myelectricavenue.info/about-project>."
- [62] R. Dugan and T. McDermott. an open source platform for collaborating on smart grid research. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2013.
- [63] Python Community. Spyder documentation web page <http://pythonhosted.org/spyder/>. 2016.
- [64] Electric power research institute. página web: <https://www.epri.com/#/>. 2015.
- [65] Reuven Rubinstein and Dirk Kroese. Simulation and the monte carlo method. third edition. 2016.

- [66] B. Bletterie, S. Kadam, R. Pitz, and A. Abart. Optimisation of lv networks with high photovoltaic penetration x2014; balancing the grid with smart meters. In *2013 IEEE Grenoble Conference*, pages 1–6, June 2013.
- [67] B. M. Eid and N. A. Rahim. Effects of large scale photovoltaic source on low voltage network under ambient disturbances and different distribution line distance. In *2016 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia)*, pages 593–598, Nov 2016.
- [68] Pei Zhang, Miaolei Shao, A. R. Leoni, D. H. Ramsay, and M. Graham. Determination of static thermal conductor rating using statistical analysis method. In *2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*, pages 1237–1243, April 2008.
- [69] Dougal H O Mcqueen, Patrick R Hyland, and Simon J Watson. Monte Carlo Simulation of Residential Electricity Demand for Forecasting Maximum Demand on Distribution Networks. 19(3):1685–1689, 2004.
- [70] S. Broumi, A. Bakal, M. Talea, F. Smarandache, and L. Vladareanu. Applying dijks-tra algorithm for solving neutrosophic shortest path problem. In *2016 International Conference on Advanced Mechatronic Systems (ICAMechS)*, pages 412–416, Nov 2016.

Capítulo 7

Anexos

7.1. Anexo A: CENSO 2012 cuadro 11.10

CUADRO 11.10: HOGARES, POR NÚMERO DE PERSONAS EN EL HOGAR, SEGÚN NÚMERO DE PIEZAS QUE EL HOGAR USA EXCLUSIVAMENTE COMO DORMITORIO												
NÚMERO DE PIEZAS QUE EL HOGAR USA EXCLUSIVAMENTE COMO DORMITORIO	Total de hogares	NÚMERO DE PERSONAS EN EL HOGAR										
		Total de personas	1 persona	2 personas	3 personas	4 personas	5 personas	6 personas	7 personas	8 personas	9 personas	10 personas o más
TOTAL PAÍS	5.035.637	16.497.296	702.166	1.075.033	1.162.847	1.083.634	577.984	257.919	96.319	42.633	19.745	17.357
0 pieza	12.260	28.410	4.817	2.979	2.039	1.348	657	244	91	51	18	16
1 pieza	1.168.932	2.183.590	514.749	422.579	143.548	60.488	18.904	5.938	1.651	638	256	181
2 piezas	1.887.869	5.954.007	102.412	494.608	645.729	413.909	155.921	51.504	15.081	5.332	2.058	1.315
3 piezas	1.324.169	5.388.784	34.127	93.828	297.249	481.259	253.212	105.673	35.760	13.982	5.470	3.609
4 piezas	351.099	1.742.239	6.248	17.052	27.946	81.423	109.288	60.091	26.239	12.277	5.834	4.701
5 piezas	80.679	462.803	1.568	3.587	4.777	8.145	18.863	20.428	10.327	6.039	3.444	3.501
6 piezas	18.968	120.344	541	1.003	1.104	1.373	2.115	4.450	3.105	2.032	1.332	1.913
7 piezas	4.926	33.012	229	331	357	346	396	653	777	576	422	839
8 piezas	1.647	11.093	105	145	141	158	126	161	122	179	145	365
9 piezas	769	4.498	57	79	94	116	114	59	50	21	55	124
10 piezas o más	883	4.158	147	174	148	97	81	53	24	23	17	119
Ignorado	183.436	564.358	37.166	38.668	39.715	34.972	18.307	8.665	3.092	1.483	694	674

Figura 7.1: Cuadro 11.10 Fuente: Informe resultados Censo 2012, INE [11]

7.2. Anexo B: Resultados modelación de subestaciones

<i>SSEE</i>	<i>N° feeders</i>	<i>Trafos</i>	$P_{modelo} [MW]$	$\sum P_{max} [MW]$	$P_{max} / \sum P_{max}$	<i>Pérdidas [%]</i>
1	18	526	153.584	148.893	1.03	3.15
2	10	337	74.608	72.159	1.03	3.39
3	8	273	72.604	69.242	1.05	4.86
4	14	656	135.657	130.232	1.04	4.17
5	6	570	78.643	76.049	1.03	3.41
6	7	146	39.701	38.653	1.03	2.71
7	21	416	145.801	142.517	1.02	2.30
8	1	8	0.339	0.282	1.20	20.21
9	4	141	32.236	31.033	1.04	3.88
10	15	476	112.464	108.393	1.04	3.76
11	13	443	114.267	110.888	1.04	3.05
12	11	283	81.357	79.06	1.03	2.91
13	1	139	13.742	13.142	1.05	4.57
14	8	242	75.183	73.834	1.02	1.83
15	16	514	134.497	130.161	1.03	3.33
16	2	33	8.869	8.794	1.01	0.85
17	17	459	114.596	112.458	1.02	1.90
18	1	17	1.723	1.687	1.02	2.13
19	11	311	79.789	77.779	1.03	2.58
20	12	154	66.807	65.871	1.01	1.42
21	15	505	131.17	126.812	1.03	3.44
22	13	440	112.485	108.919	1.03	3.27
23	7	149	47.247	46.345	1.02	1.95
24	5	194	45.527	44.083	1.03	3.28
25	14	495	134.341	129.451	1.04	3.78
26	5	93	28.351	27.727	1.02	2.25
27	1	99	9.513	9.248	1.03	2.87
28	8	255	67.964	65.935	1.03	3.08
29	13	411	122.178	117.911	1.04	3.62
30	14	387	106.023	103.598	1.02	2.34
31	1	16	2.457	2.346	1.05	4.73
32	24	569	201	197.013	1.02	2.02
33	16	526	121.12	117.891	1.03	2.74
34	12	429	109.061	105.666	1.03	3.21
35	7	484	95.409	92.778	1.03	2.84
36	19	740	165.524	160.528	1.03	3.11
37	9	359	91.717	89.399	1.03	2.59
38	12	454	113.618	110.061	1.03	3.23
39	28	755	241.379	237.031	1.02	1.83
40	4	114	31.514	30.295	1.04	4.02
41	1	4	0.039	0.024	1.63	62.5
42	2	116	27.065	26.227	1.03	3.20

Tabla 7.1: Resultados modelación de subestaciones

7.3. Anexo C: Datos generales por subestacion

<i>SSEE</i>	V_{nom}	<i>N° Alimentadores</i>	<i>N° Trafos</i>
1	13.2	18	526
2	13.2	10	337
3	13.2	8	273
4	13.2	14	656
5	23	6	570
6	13.2	7	146
7	23	21	416
8	13.2	1	8
9	13.2	4	141
10	13.2	15	476
11	13.2	13	443
12	13.2	11	283
13	13.2	1	139
14	13.2	8	242
15	13.2	16	514
16	13.2	2	33
17	13.2	17	459
18	13.2	1	17
19	13.2	11	311
20	13.2	12	154
21	23	15	505
22	23.0	13	440
23	13.2	7	149
24	13.2	5	194
25	23.0	14	495
26	13.2	5	93
27	13.2	1	99
28	13.2	8	255
29	13.2	13	411
30	13.2	14	387
31	13.2	1	16
32	23.0	24	569
33	13.2	16	526
34	13.2	12	429
35	23	7	484
36	23.0	19	740
37	23.0	9	359
38	13.2	12	454
39	23	28	755
40	13.2	4	114
41	13.2	1	4
42	23	2	116

Tabla 7.2: Datos generales por subestación