



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

ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LA INCORPORACIÓN DE PANELES
FOTOVOLTAICOS DE CARÁCTER RESIDENCIAL EN REDES DE DISTRIBUCIÓN
DE BAJA TENSIÓN.

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

JUAN MANUEL BARBASTE CAROCA

PROFESOR GUÍA:
ALEJANDRO NAVARRO ESPINOSA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
ALFREDO SCHNELL DRESEL
ANDRÉS CABA RUTTE

SANTIAGO DE CHILE
2017

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: JUAN MANUEL BARBASTE CAROCA
FECHA: NOVIEMBRE 2017
PROF. GUÍA: ALEJANDRO NAVARRO ESPINOSA

ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LA INCORPORACIÓN DE PANELES FOTOVOLTAICOS DE CARÁCTER RESIDENCIAL EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DE BAJA TENSIÓN.

El cambio climático es una realidad, así como lo es también el hecho de que en esta oportunidad su causa es principalmente de tipo antropogénica, es decir, causada por el hombre. Este es consecuencia del llamado *efecto invernadero*, que refiere al aumento progresivo de la temperatura causado por la radiación solar que ingresa a la atmósfera pero no puede salir de ella, debido a la presencia de gases que la retienen, como lo es el Dióxido de Carbono o CO_2 .

Producir energía es, casi directamente, producir CO_2 , ya que, según datos de la agencia internacional de energía, aproximadamente un 80 % del total mundial de energía producida en 2014 provino de combustibles fósiles. Ya sea energía eléctrica para consumo residencial o bien energía para moverse en un automóvil, estos procesos implican un residuo en carbono. Entonces, ¿qué se puede hacer para reducir estas emisiones? A nivel residencial, es posible adoptar las llamadas **Tecnologías Bajas en Carbono** (LCT, por sus siglas en inglés), las cuales corresponden a medios de generación que producen baja cantidad de emisiones, como lo son los paneles solares fotovoltaicos, por ejemplo, cuya instalación a nivel residencial para uso propio supone una disminución del consumo de energía proveniente de fuentes fósiles a la vez que un ahorro económico.

Lamentablemente, dadas las características intrínsecas de las redes de baja tensión a los que se conectarían estos, se sabe que una incorporación masiva de paneles fotovoltaicos generaría problemas en ellas, tales como aumentos de los niveles de tensión o bien problemas de sobrecorriente en las líneas. Entonces, surge la pregunta: ¿qué tipo de problemas y en qué cantidad? Es en este contexto que nace esta memoria de título, que busca analizar redes de baja tensión para ver cómo les afecta la incorporación masiva de paneles fotovoltaicos de carácter residencial. Para esto, se creó una herramienta de simulación utilizando solamente softwares y modelos de código abierto, con el fin de que esta siga, en un futuro, esta misma filosofía.

Del total de las 237 redes ficticias analizadas, tan solo un 36 % presentó problemas de tensión y/o corriente para algún nivel de penetración PV. Los problemas de tensión fueron predominantes y en general se manifestaban antes que los problemas de corriente. Se validó también mediante las simulaciones el hecho de que redes largas y con muchos clientes tienden a presentar problemas, al contrario de redes cortas y de pocos clientes.

Finalmente, el conjunto de redes que presentó problemas se analizó en detalle, encontrándose que, en promedio, para niveles de penetración menores al 20 % ninguna red presentaba problemas de ningún tipo. Además, los problemas de tensión aparecen en el 20 % y los de corriente por sobre el 80 %.

Para Emma.

Agradecimientos

Siempre pensé que los agradecimientos sería la parte que más disfrutaría. Temía que el espacio fuere insuficiente y que la costumbre me llevara a contar alguna historia en vez de enfocarme en lo principal. Y aquí estoy, a última hora, con sueño y eternamente distraído, como bien me enseñó la facultad. Suenan, como no, los Beatles de fondo.

En primer lugar, quisiera agradecer a ella, al amor de mi vida. Gracias querida Emma, hermosa hija mía, ya que de no ser por ti, probablemente no hubiera terminado este (tan, pero tan) difícil camino. Si llegas alguna vez a leer esto (ojalá no pases de esta página), espero que lo entiendas. Si lo entiendes y además te gusta, es que hice todo mal. ¿Vamos mejor a tomar un heladito al parque?

Luego, quisiera agradecer a mis padres, Pamela y Juan Manuel. Gracias por el apoyo brindado en todas las formas posible, y por aguantarme con mi (bastante) peculiar forma de ver la vida. Así mismo, gracias a mis hermanos Sofía y Gonzalo por enseñarme tanto, en el momento en que más necesité aprender. Gracias a mis padrinos (tía Paqui y tío Carlos) por tanto apañe y, finalmente, gracias a mi abuela Noni, quien, hace 20 años, me dijo que mi graduación de Kinder sería la última que vería (bienvenida a mi titulación, Nonita).

Gracias a mi profesor guía, Alejandro Navarro Espinosa, por todo el apoyo brindado, por el tiempo invertido, por la exigencia, por confiar en este ingeniero poco ingeniero, por enseñarme tanto y por ser realmente un guía en este camino. No hay palabras que puedan describir esta gratitud, un abrazo fraterno quizás si. Haz ganado un muy buen amigo y eso tenlo claro.

¿Alguien dijo amigo? Ah si, los amigos, los amigos:

Gracias a todos quienes fueron parte de este proceso, a quienes conocí en la facultad y que me ayudaron de alguna u otra forma. Siempre tendré en mi corazón un espacio enorme para ustedes. Gracias al Compañero Francisco Fonseca por ser de los grandes regalos que me dejó la facultad, una amistad que perdurará en lo que nos dure la vida. Gracias a David Gómez, compañero de viajes y amigo de la infancia, espero que el mundo siga descubriéndose ante nosotros. A Miguel (Alexis) Sánchez, quien hizo de mi trabajo una tarea mucho más amena con sus eternas sacadas de vuelta. A Bastián N. Liberona, por ser ese hermano loco que la vida te regala. A Gary Martínez por regalarme(nos) esas infinitas conversaciones literarias que tanta falta hacen. Al profe Alfredo Schnell por enseñarme que no todo son ecuaciones y cálculos. A los cabros del Roble por tanto bailoteo. Y, finalmente, quiero agradecer especialmente a “mis amigos de eléctrica”, como siempre los presenté, por estar ahí conmigo en los momentos más oscuros que me tocó vivir. A Cristián Yañez, Javier Herrera y Sergio Zúñiga, gracias por tanto cabros, de verdad gracias.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Tecnologías Bajas en Carbono	2
1.3. Objetivo General	3
1.3.1. Objetivos Específicos	3
2. Marco Teórico	4
2.1. Redes de Distribución	4
2.1.1. Tipos de Redes	6
2.1.2. Diferencias con Respecto a Transmisión	6
2.2. LCT: Paneles Solares Fotovoltaicos	7
2.3. Legislación Pertinente	9
2.3.1. Ley 20.571	9
2.3.2. Proceso de Conexión	10
2.3.3. Panorama Actual	13
3. Metodología	15
3.1. Softwares Utilizados	15
3.1.1. Python	15
3.1.2. OpenDSS[26][27]	16
3.1.3. Modelo CREST [25]	17
3.2. Enfoque estadístico: Simulaciones de Montecarlo	18
3.3. Fases del trabajo	20
3.3.1. Fase 0	20
3.3.2. Fase 1	20
3.3.3. Fase 2	21
3.3.4. Fase 3	21
3.3.5. Fase 4	22
4. Desarrollo de la Herramienta de Análisis	23
4.1. Perfiles de Carga	23
4.1.1. Generación de perfiles	24
4.2. Características Solares	26
4.2.1. Elección del Arreglo Fotovoltaico	26
4.2.2. Construcción del Perfil Solar	26
4.3. Formato de las Redes	28

4.3.1.	Archivos de Entrada	28
4.3.2.	Librería de Cables	31
4.4.	Test ADMD	32
4.5.	Algoritmo de Dijkstra	32
4.6.	Programación y Funcionamiento	33
4.6.1.	Módulo de Información	33
4.6.2.	Módulo de Paneles Fotovoltaicos	35
4.6.3.	Módulo de Indicadores	36
4.6.4.	Módulo <i>Main</i>	40
4.6.5.	Resultados del Programa	43
5.	Análisis de Redes y Resultados	44
5.1.	Análisis previo	44
5.1.1.	Cantidad de Clientes y Largo de la Red	47
5.1.2.	Nivel de Utilización, detalle	49
5.2.	Redes con Problemas	51
5.2.1.	Análisis Global	51
5.2.2.	Problemas de Sobre Tensión	52
5.2.3.	Nivel de Utilización	54
5.2.4.	Perfiles de Voltaje	55
	Conclusión	55
5.3.	Trabajo Futuro	58
	Bibliografía	60
6.	Anexos	63
6.1.	Código Algoritmo de Dijkstra	63
6.2.	Topología Redes con Problemas	66
6.3.	Histogramas Porcentaje de Clientes con Problemas por Nivel PV	76

Índice de Tablas

2.1. Relación típica X/R para líneas aéreas	7
2.2. Precios para cliente regulados BT-1	10
2.3. Detalle de casos mostrados en esquema de conexión	12
4.1. Ejemplo archivo de entrada Network_Data	28
4.2. Ejemplo archivo de entrada Connectivity_Matrix	28
4.3. Ejemplo archivo de entrada XY_Position	29
4.4. Resumen de Librería de cables	31
4.5. Resumen de elementos creados en cada simulación	34

Índice de Ilustraciones

1.1. Variacion de Emisiones UK/Chile [5]	2
2.1. Ejemplo de un Sistema de Potencia[8]	5
2.2. Esquema de un Sistema de Distribución [9]	5
2.3. Funcionamiento de la celda fotovoltaica [12]	8
2.4. Demanda agregada versus generación PV	9
2.5. Esquema de funcionamiento de Net-Billing [14]	10
2.6. Nomenclatura del proceso de conexión [18]	12
2.7. Esquema proceso de conexión 1 [18]	12
2.8. Esquema proceso de conexión 2 [18]	13
2.9. Evolución de instalaciones de generación ciudadana [23]	14
2.10. Evolución de la potencia declarada [23]	14
2.11. Potencia declarada por región	14
3.1. Pasos de la simulación de Montecarlo	19
3.2. Red de prueba primeras simulaciones	20
3.3. Ejemplo de asignación de paneles PV	21
3.4. Resumen fases del trabajo	22
4.1. Panel Principal modelo CREST	24
4.2. Resultados obtenidos desde CREST 1	24
4.3. Resultados obtenidos desde CREST 2	24
4.4. Resultados obtenidos desde CREST 3	24
4.5. Ejemplo de perfil de demanda generado con CREST	25
4.6. Ejemplo de perfil de demanda agregada generado con CREST	25
4.7. Ejemplo del Explorador Solar [39]	27
4.8. Perfil Solar utilizado	27
4.9. Histogramas de las redes	29
4.10. Histograma de desbalance de las redes	30
4.11. Ejemplo de topología de una red	30
4.12. Gráficos del Test ADMD	32
4.13. Ejemplo de archivo de salida del módulo de información	34
4.14. Comparación de voltajes con distintas resoluciones	37
4.15. Ejemplo de cliente con problemas de Baja Tensión	38
4.16. Problemas de Sobre Tensión	38
4.17. Voltajes máximos y mínimos por fase	39
4.18. Ejemplo para el nivel de utilización	39

4.19. Perfiles de voltaje en inyección y demanda máxima	40
4.20. Diagrama del código main	43
5.1. Ejemplo de redes con y sin problemas de tensión	45
5.2. Ejemplo de redes con y sin problemas de corriente	45
5.3. Porcentajes de redes con problemas según su tipo	46
5.4. Aparición de problemas de tensión o corriente	46
5.5. Histogramas de redes con y sin problemas	47
5.6. Histogramas de redes con y sin problemas	48
5.7. Desbalance según cantidad de clientes	48
5.8. Desbalance según largo de la red	49
5.9. Niveles de utilización en 0 y 100 % PV	50
5.10. Nivel de utilización por grupo de redes en 0 % PV	50
5.11. Histograma de clientes con problemas de tensión y/o corriente	51
5.12. Histograma de aparición de problemas de tensión	52
5.13. Resumen de problemas de tensión	53
5.14. Histogramas para niveles clave de 50 y 100 % PV	53
5.15. Histograma de aparición de problemas de corriente	54
5.16. Promedios problemas de corriente	55
5.17. Perfiles de voltaje en demanda/inyección máxima	56
5.18. Histograma aparición de problemas de tensión según distancia de la carga al transformador	56

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

Con el invento de la máquina a vapor en 1775 a manos de James Watt comenzó también un periodo de la humanidad conocido como *Revolución Industrial*, en el que se abandonó el concepto de economía basado en la agricultura hasta entonces predominante, y se enfocó en la producción y manufactura. Esta revolución trajo consigo multitud de ventajas por todas conocidas. Sin embargo, desde entonces, el uso de combustibles fósiles ha sido la tónica que ha dominado en el mundo entero.

Estos combustibles, basados generalmente en el petróleo (de ahí su nombre de fósil) poseen buenas características en cuanto a su poder calorífico, pero acarrear un efecto secundario negativo: la liberación a la atmósfera de gases de efecto invernadero, en su mayoría Dióxido de Carbono o CO_2 . La acumulación progresiva de estos gases en la atmósfera terrestre conlleva un efecto indeseado denominado *efecto invernadero* que consiste, grosso modo, en un aumento de las temperaturas producto de la radiación solar que llega a la tierra pero no es capaz de salir de esta, debido a esta acumulación de gases.

El efecto invernadero tiene consecuencias a nivel planetario, provocando el así llamado Cambio Climático, el cual consiste en la variación de temperaturas a nivel global en un periodo sostenido de tiempo. Si bien en la historia del planeta se conocen de cambios climáticos anteriores, el actual es el único que tiene causas naturales y antropogénicas, es decir, causadas por el hombre[1][2]. Por este motivo, es nuestra obligación el contribuir a disminuir o frenar este fenómeno, tomando las medidas correspondientes para este fin.

Poco a poco se ha ido avanzando en medidas para mitigar o detener este cambio climático, con las mayores potencias adquiriendo paulatinamente compromisos de reducción de emisiones. Un ejemplo de esto es el Reino Unido, quien en 2008 se convirtió en el primer país en el mundo en aprobar una Ley de Cambio Climático[3] en la que se obliga a reducir sus emisiones en un 34 y 80% para los años 2020 y 2050 respectivamente, con respecto la base del año 1990. En esta misma línea, se tienen también los avances alcanzados en el Acuerdo

de París (COP21), el cual tiene como objetivo, según su artículo 2, “...reforzar la respuesta mundial a la amenaza del cambio climático, en el contexto del desarrollo sostenible y de los esfuerzos por erradicar la pobreza”[4].

Por su parte, Chile ha aumentado estas emisiones en un 113% desde el año 1990, pero se ha comprometido a disminuirlas en un 30% al 2050. En la figura 1.1 se muestra una comparación de los casos Chileno y Británico, según estadísticas del Banco Mundial[5]. Por otro lado, en la más reciente edición de la Cumbre del Cambio Climático (COP22) celebrada en Marruecos en noviembre de 2016, la Presidenta de la República comunicó que se espera que al 2050 al menos el 70% de la energía de Chile provenga de fuentes renovables[6]. Finalmente, es menester considerar el hecho de que el 2 de Junio del presente año Estados Unidos, uno de los principales productor de CO_2 decide retirarse del acuerdo de París, recibiendo el rechazo de la comunidad mundial, pero comprometiendo los intereses del planeta.

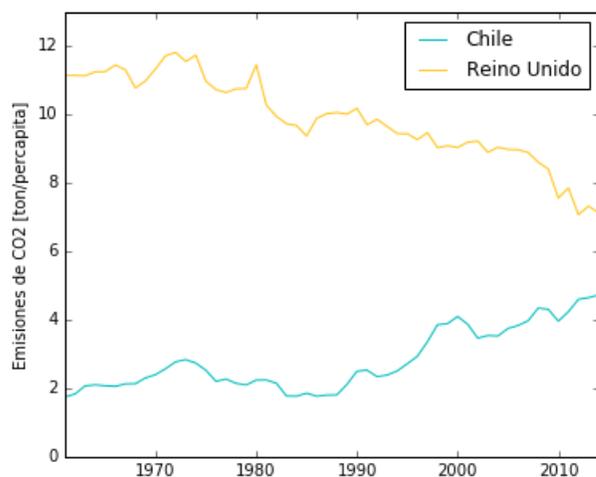


Figura 1.1: Variacion de Emisiones UK/Chile [5]

1.2. Tecnologías Bajas en Carbono

Expuesto lo anterior, la pregunta que surge entonces es ¿cómo se pueden disminuir estas emisiones para movernos así a una economía baja en carbono? *Las Tecnologías Bajas en Carbono* o LCT por sus siglas en inglés se perfilan como una alternativa para lograr este fin. Este tipo de tecnologías refieren a aquellas que poseen bajos niveles de emisiones, como por ejemplo los paneles solares fotovoltaicos, paneles termosolares, turbinas de generación eólica, vehículos eléctricos, etc.

Más específicamente, la adopción de paneles solares fotovoltaicos a nivel residencial apoya esta decarbonización de la matriz, disminuyendo la necesidad de energía proveniente de fuentes fósiles, a la vez que genera beneficios económicos para los usuarios. Sin embargo, da-

das las características de las redes de distribución de baja tensión, es decir, por ejemplo, que fueron diseñadas para percibir flujos en una sola dirección (desde el alimentador hacia las cargas), o que se componen principalmente por cargas monofásicas conectadas a red trifásica (es decir, redes desbalanceadas), una incorporación masiva de estos supondría problemas en ellas.

Problemas tales como el aumento de voltaje hasta valores fuera de la norma o bien el sobrecalentamiento de los conductores debido a sobrecorrientes o flujos inversos, supondrían desafíos para las empresas de distribución los cuales han de estar preparadas para afrontar. El análisis de estos problemas supone un estudio relevante, ya que, de conocerse bien los efectos provocados por la instalación de paneles a escala residencial, se podría mirar a futuro y crear propuestas para los organismos correspondientes con el fin de que estos generen los incentivos necesarios para su masificación.

1.3. Objetivo General

Es en este contexto en que se enmarca esta Memoria de Título, la cual pretende analizar el impacto que produce la adopción de paneles solares residenciales de manera masiva en las redes de distribución de baja tensión, según el nivel de penetración de estos. Como *nivel de penetración PV* se entiende el porcentaje de clientes de la red que poseen paneles solares en sus techos. Este análisis considera los efectos que tiene la penetración PV en variables tales como voltaje y corriente de la red.

Para esto, se programará una herramienta que sea capaz de realizar los análisis necesarios, con base en dos softwares que siguen la filosofía de código abierto u *open-source*, a saber: OpenDSS y Python. OpenDSS es un simulador que corre flujos de potencia, enfocado en redes de distribución y generación distribuida, con modelos específicos para redes con estas características, mientras que Python será el lenguaje de programación utilizado para automatizar las operaciones realizadas con OpenDSS. Finalmente, se hará uso de un modelo, también de código abierto, creado por el Centro para Tecnologías de Sistemas Eléctricos Renovables[25] (CREST por sus siglas en inglés), el cual se utilizará para obtener los perfiles de demanda a utilizar. Todo esto con el fin de que, en un futuro, la herramienta creada se encuentre disponible con código abierto para el público que desee utilizarla.

1.3.1. Objetivos Específicos

Como objetivos específicos, se tiene el ser capaz de analizar un set de redes con el fin de obtener resultados acerca de sus características. Más específicamente, se busca estudiar qué tipo de problemas presentan (tensión o corriente), cuándo aparecen estos problemas y a qué se deben.

Capítulo 2

Marco Teórico

En este capítulo se presenta el Marco Teórico para dar al lector las herramientas necesarias para la comprensión de esta Memoria de Título. Se comienza con una sección donde se describen las características más relevantes de las redes de distribución, dado que son las redes que toca este trabajo. Luego, se presenta información relativa a los paneles solares fotovoltaicos y sus efectos en este tipo de redes. A continuación, se revisa la ley que regula las inyecciones de energía autogenerada a la red y el correspondiente proceso de conexión, para finalizar con una mirada al panorama actual de Chile en cuanto a estas conexiones.

2.1. Redes de Distribución

Los Sistemas Eléctricos se dividen a grandes rasgos en tres etapas principales. En una primera fase, la energía es generada transformando algún tipo de combustible, ya sea fósil (como el carbón, los derivados del petróleo, etc) o bien renovable (agua de pasada, viento, sol, etc) en energía eléctrica mediante un generador acorde. En esta etapa, se genera a voltajes del orden de las decenas de kilovolts (13.2, 66 kV, etc), para luego ser elevado a niveles del orden de las centenas de kV , niveles adecuados para la siguiente etapa: la etapa de transmisión. En esta, la energía es transportada en altos niveles de voltaje (que hacen más económica y segura la operación) desde los puntos de generación hasta los puntos de consumo, en donde, finalmente, la energía ha de ser distribuida según se requiera. Esta distribución, al contrario de la transmisión anterior, se realiza disminuyendo paulatinamente los niveles de voltaje hasta el adecuado para el cliente en cuestión. Según la norma chilena [7], se considera una red de baja tensión aquella con un nivel de tensión igual o inferior a 400 [V]. Es esta última etapa del proceso la que es de interés para esta Memoria de Título, ya que es aquí en donde se conectan los paneles solares residenciales, por lo que en esta sección se da una visión de sus características más relevantes. Un ejemplo de un sistema eléctrico de potencia se muestra en la figura 2.1.

Estas redes de distribución poseen una estructura característica. Comienzan recibiendo la energía proveniente del sistema de subtransmisión, el cual se dice opera en *Media Tensión*, en la subestación de distribución correspondiente, la cual es la encargada de disminuir por

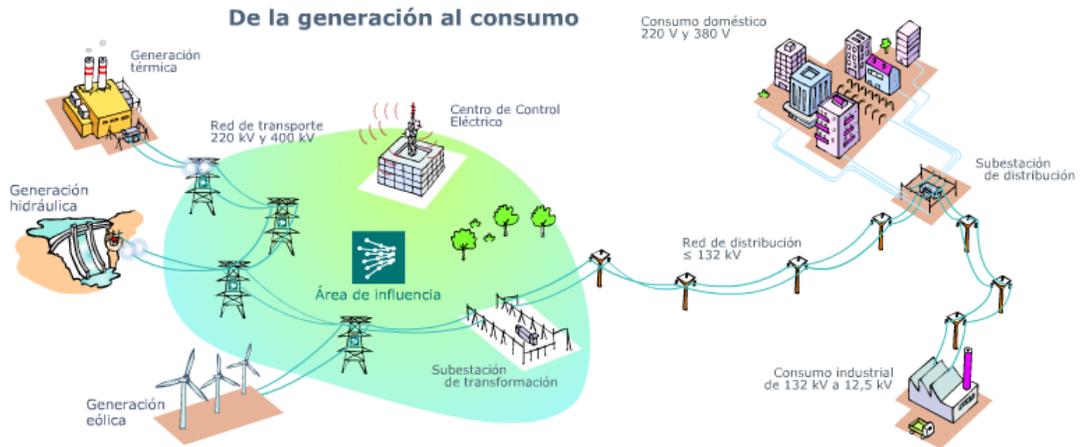


Figura 2.1: Ejemplo de un Sistema de Potencia[8]

primera vez el voltaje para ser distribuida la energía. Desde esta subestación primaria, salen los circuitos primarios, quienes tienen aún niveles de tensión del orden de los kilovolts (13.2, 15, 23 kV en el caso chileno) y son los encargados de recorrer la red en busca de los transformadores de distribución.

La siguiente etapa corresponde a los transformadores de distribución. En estos, el voltaje disminuye finalmente al valor de consumo, que para el caso chileno corresponde a 220/380 V, es decir 220 $[V_{fase-neutro}]$ o 380 $[V_{fase-fase}]$. Una vez obtenido el voltaje final, los circuitos secundarios son los encargados de llevar la energía a los consumidores finales. En la figura 2.2 se muestra un esquema de una red de distribución. Un alcance necesario: los voltajes a nivel residencial mostrados en ella no corresponden al caso chileno sino al país de origen de la referencia[9].

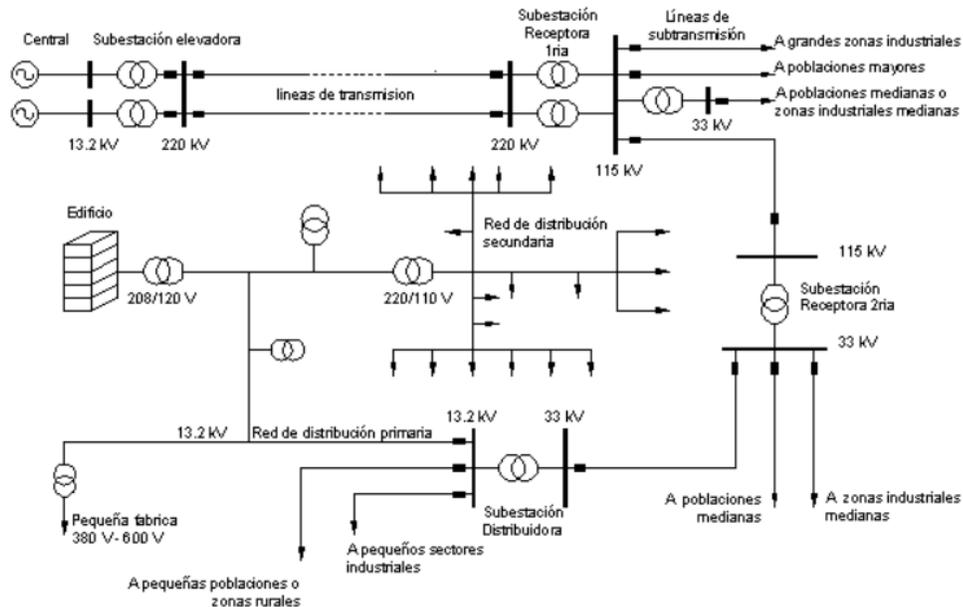


Figura 2.2: Esquema de un Sistema de Distribución [9]

2.1.1. Tipos de Redes

Las redes de distribución puede ser aéreas o subterráneas. En las redes aéreas el conductor está suspendido generalmente entre dos postes, que pueden ser de madera o concreto según sea el caso. Algunas de estas redes pueden llevar el conductor desnudo, es decir sin aislación, y tienen la característica principal de ser más baratas y de fácil mantenimiento. Por otro lado, son mas inseguras dado que están expuestas al ambiente, los transeuntes, etc. Por otro lado, existen redes llamadas subterráneas que, como su nombre lo indica, se instalan bajo tierra y tienen la ventaja de ser más estéticas, mas confiables y mas seguras. Sin embargo, son mucho más caras que sus pares aéreos y dado que se encuentran bajo tierra, la mantención de estas es más difícil ya que el acceso a ellas lo es.

Además, las redes pueden clasificarse como rurales o urbanas. Estas tienen distinto comportamiento según sea el tipo ya que las primeras suelen estar más desprotegidas, ser normalmente aéreas y con extensiones considerables ya que los usuarios se encuentran muy dispersos. Este es un punto importante ya que, en [10] se muestra cómo es que el tipo de red influye en los impactos que tiene la incorporación masiva de paneles PV residenciales. Por otro lado, las redes de carácter urbano poseen a sus usuarios muy concentrados, las distancias son menores y la densidad mayor.

Finalmente, las redes de distribución pueden ser de tres tipos según su topología. Las hay *radiales* las cuales poseen alimentación en solamente uno de sus extremos y van alimentando uno a uno a los clientes. Estas redes son mucho mas simples, pero poseen la desventaja de que son menos confiables en caso de falla. Sin embargo, dada su simplicidad son el tipo más utilizado, y son las estudiadas en este trabajo de título. Además, existen las redes de *bucle abierto* que tienen la característica (y ventaja) de que pueden ser alimentadas desde dos fuentes (también denominados *puntos normalmente abiertos*), y las redes *en anillo*, que poseen ambos extremos alimentados, lo que las hace mas seguras en cuanto a calidad de suministro pero más difíciles de instalar.

2.1.2. Diferencias con Respecto a Transmisión

En esta etapa de distribución, las redes como tal poseen características distintivas con respecto a sus pares de transmisión. Supuestos utilizados en la mayoría de los modelos de líneas de transmisión quedan inválidos cuando se trata de redes de distribución.

En transmisión, se puede asumir que las redes son mayormente reactivas, es decir que $X \gg R$ en el modelo de la línea. Para el caso de distribución, se tiene lo contrario, es decir, que las redes son mayormente resistivas, por lo que las pérdidas son proporcionalmente mayores, considerando también que se trabaja a niveles de tensión menores. Un ejemplo de esto se aprecia en la tabla 2.1, extracto de[11], la cual compara los valores de X y R para líneas aéreas.

Tensión [kV]	13.8	66	110	220	500
Relación X/R	0.3 a 0.5	0.5 a 0.7	1.5 a 3	4 a 6	10 a 15

Tabla 2.1: Relación típica X/R para líneas aéreas

Por otro lado, en transmisión se asume que los sistemas son balanceados, es decir, que todas las fases están cargadas simétricamente, y sus niveles de voltaje son similares. En el caso de distribución al contrario, sobre todo en redes urbanas que abastecen viviendas, se tiene que son cargas monofásicas conectadas a líneas trifásicas, lo que las hace inherentemente desbalanceadas ya que es imposible que los clientes se comporten todos de la misma forma.

Otro punto importante a tener en cuenta tiene que ver con el diseño de las redes. En transmisión, se tiene y se espera, ya que influye en los balances económicos del sistema, que los flujos vayan en todas direcciones, por lo que se está preparado para ello. Caso contrario es el de distribución, donde las redes fueron diseñadas para percibir flujos en un solo sentido, desde el alimentador hacia las cargas, por lo que la irrupción de paneles solares fotovoltaicos que inyectan potencia a la red, podría eventualmente provocar flujos reversos que comprometan la operación de la red.

Finalmente un detalle menor pero no menos importante: en las redes de transmisión se utiliza equipamiento más complejo y sofisticado, pero en menor cantidad. Por otro lado, en las redes de distribución se encuentran equipos más simples tecnológicamente hablando, pero en mayor cantidad, lo que dificulta su mantenimiento y control.

Dicho todo lo anterior, es necesario utilizar modelos de simulación que consideren todas estas diferencias con respecto a los modelos clásicos, para que así los resultados se encuentren un paso más cercanos a la realidad. Por ello, el software escogido para realizar los estudios de este trabajo de título se encuentra enfocado en redes de distribución y tópicos de generación distribuida, lo que lo hace idóneo para el trabajo requerido.

2.2. LCT: Paneles Solares Fotovoltaicos

Como se mencionaba en el capítulo anterior, reciben el nombre de Tecnologías Bajas en Carbono (LCT) aquellas tecnologías que ayudan a mitigar de alguna forma la producción de CO_2 . Este tipo de tecnologías están comenzando a cobrar vital importancia en el último tiempo debido a la situación actual de cambio climático, por lo que el estudio de sus impactos en los actuales sistemas eléctricos es de suma importancia.

Un ejemplo de estas tecnologías bajas en carbono son los paneles solares fotovoltaicos (paneles PV). Un panel solar fotovoltaico refiere, a grandes rasgos, a un dispositivo capaz de transformar la radiación solar en energía eléctrica. La radiación solar incide en las celdas que lo constituyen, generando en ellas un campo eléctrico, posible debido a sus características de semi-conductor y al fenómeno fotoeléctrico (figura 2.3[12]). Este fenómeno produce a la salida del arreglo de celdas una corriente DC que depende, entre otras cosas pero esta la más importante, de la radiación incidente en el panel.

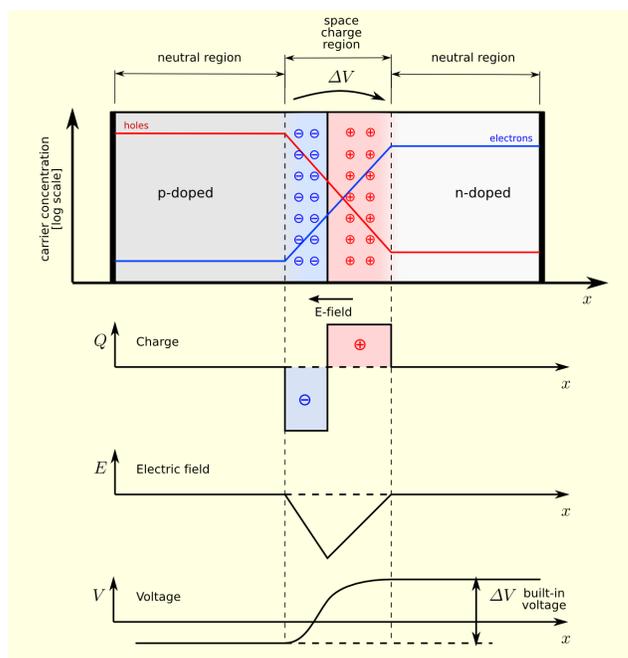


Figura 2.3: Funcionamiento de la celda fotovoltaica [12]

Las celdas entonces se agrupan en paneles que a su vez se agrupan en arreglos de estos para generar energía. Luego, mediante un inversor, esta corriente de tipo DC es transformada a corriente alterna (AC) para poder ser utilizada en la mayoría de las aplicaciones.

Al considerar una instalación PV, sobre todo de carácter residencial, han de tenerse en cuenta un par de consideraciones técnicas para así maximizar la utilización del recurso. El ángulo de inclinación del arreglo depende de la latitud del lugar, y busca que la radiación incida lo más perpendicular posible. La orientación deber ser mirando hacia el ecuador, buscando la misma premisa anterior. Finalmente, debe tenerse en cuenta una distancia mínima entre paneles, para evitar que se ensombrezcan entre ellos.

Con estas consideraciones, es posible instalar un arreglo de paneles solares en la vivienda propia y producir la energía a utilizar por esta. Luego, si se dispone del medidor, empalme y demases necesarios, es posible *inyectar* la energía sobrante a la red si la regulación así lo permite. Esto es de hecho posible en nuestro país con la Ley 20.571 de NetBilling, la cual se comenta en detalle en la sección 2.3. Sin embargo, es posible que ocurran fenómenos no deseados, como por ejemplo, flujos reversos, es decir, que la potencia se mueva *hacia* el transformador en vez de *desde* este, lo cual ocurre en las horas de máxima generación, al rededor del medio día, que coinciden con las horas de mínimo consumo de una vivienda (Figura 2.4).

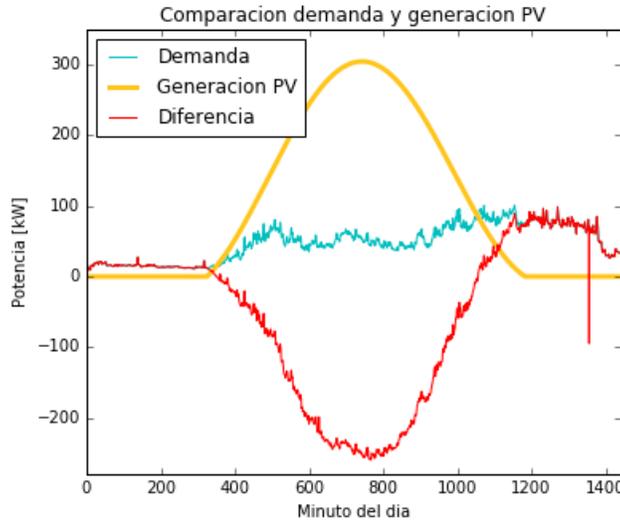


Figura 2.4: Demanda agregada versus generación PV

2.3. Legislación Pertinente

En esta sección se muestra la información respectiva a la Ley 20.571 que regula la situación de la autogeneración en Chile. Comienza mostrando las características de esta, para luego pasar a revisar lo relativo al proceso de conexión a la red por parte de quienes posean autogeneración en sus casas. Para finalizar, se comenta acerca de la situación actual de las instalaciones fotovoltaicas residenciales en Chile.

2.3.1. Ley 20.571

El 22 de Octubre del año 2014 entró en vigencia en Chile la *Ley 20.571 - Regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales*[13] que, como su nombre lo indica, regula lo concerniente a la autogeneración. En resumen, la ley faculta a los clientes a ser capaces de vender su energía excedente – y a la distribuidora correspondiente, a comprarla – generada de manera residencial y que provenga de fuentes renovables. Estas fuentes renovables están claramente definidas en la ley y refieren principalmente a solar, eólica e hidráulica.

Dado que esta ley es de tipo *Net-Billing*, para hacer uso de ella se necesita un medidor bidireccional que sea capaz de registrar tanto la energía que *sale* de la casa como la que *entra*. De esta forma, al final del periodo de facturación, al cliente se le descontará el equivalente a la energía inyectada a un precio fijado por la normativa. En el caso de que el cliente quedare con saldo a favor, este será pagado por la distribuidora por medio de vale vistas u otros medios de pago. En la figura 2.5 se muestra un esquema del funcionamiento de la normativa.

Con respecto a los valores de la energía, he ahí un punto importante, dado que este precio



Figura 2.5: Esquema de funcionamiento de Net-Billing [14]

es menor al pagado por el cliente al comprar la energía a la distribuidora, ya que, según la ley, se corresponde con el precio de nudo al que esta última adquiere la energía. Esto debido a que al comprar el cliente la energía a la distribuidora, éste debe de pagar también por las instalaciones utilizadas para llevar dicha energía hasta él (líneas de transmisión y distribución), por lo que paga un precio mayor. Más específicamente, para el caso de Enel Distribución Chile, para un cliente BT-1, se tienen los precios mostrados en tabla 2.2[15]. Como se observa, el precio pagado al cliente es aproximadamente un 43 % menor, o dicho de otra forma, este percibe un precio de aproximadamente un 57 % de lo que paga. Finalmente, la capacidad instalada por el cliente no puede superar los $100[kW]$ y el de la red en total ha de ser establecida por la distribuidora en función de sus parámetros de la red. Además, el cliente que se conecta debe financiar las obras adicionales y no debe hacer incurrir en ningún costo a otros clientes.

Item	Valor
Cargo fijo	753,90 [\$/cliente]
Energía Base	110,090 [\$/kWh]
E.Adicional de Invierno	144,618 [\$/kWh]
Tarifa de Inyección BT	63,4983 [\$/kWh]

Tabla 2.2: Precios para cliente regulados BT-1

2.3.2. Proceso de Conexión

Dado que, según la regulación, la conexión de los clientes debe cumplir en todo momento con lo dispuesto en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, existe un proceso de conexión bastante detallado que se debe cumplir [16].

Previo a este proceso, el cliente puede solicitar información técnica de sus instalaciones, llenando el *Formulario de Solicitud de Información*. El proceso en si comienza elevando una

Solicitud de Conexión mediante una carta enviada a la distribuidora. En esta, se deja explícita la intención de instalar equipos de autogeneración y debe incluir toda la información relevante al caso: identificación del cliente (nombre, RUT, número de cliente, contacto) e identificación del inmueble (dominio, dirección). Además, es posible adjuntar cualquier otra información que se considere relevante.

Luego, la distribuidora debe responder a esta solicitud mediante una carta certificada que contenga: información geográfica del punto en que se conectará a la red, propiedad y capacidad del empalme correspondiente al usuario, la capacidad permitida a instalar en la red de distribución, información respectiva a obras adicionales que hubiere que realizar, modelo del contrato a firmar entre las partes y el costo de las actividades de la conexión. Con respecto a estas *obras adicionales*, el cliente puede ajustar la capacidad de su instalación para que estas no sean necesarias ya que la ley estipula deben ser costeadas por el cliente. Los motivos para exigir *obras adicionales* son: la capacidad a instalar supera lo soportado por el empalme y/o la capacidad a instalar supera la permitida en la red a conectar.

A continuación, se tiene una instancia de *Resolución de desconformidades* en que el cliente puede recurrir a la SEC (Superintendencia de Electricidad y Combustibles) para que resuelva según la normativa vigente. Luego, el usuario debe declarar la puesta en servicio ante la SEC. Esta puesta en servicio ha de ser realizada por instaladores autorizados por esta entidad, los cuales darán el visto bueno a la instalación considerando si cumple o no con la normativa vigente.

Una vez resueltas estas instancias, el usuario debe presentar mediante una carta una *Notificación de Conexión*, que contenga la información relevante: identificación del cliente, datos técnicos de la instalación, certificados que demuestren que los equipos son adecuados (la SEC posee una lista de equipos que acepta [17]), identificación del instalador, y una copia de la declaración de puesta en servicio ante la SEC.

Finalmente, se debe firmar entre la empresa distribuidora y el cliente, el *Contrato de Conexión*, en el cual se debe dejar constancia de, al menos, los siguientes puntos: identificación de ambas partes, información de la opción tarifaria del cliente, capacidad instalada, información técnica de la instalación, propiedad del equipo medidor, información del empalme, fecha de la conexión, causales de término y vigencia del contrato, medio de comunicación y finalmente la opción del cliente para los recibir los pagos en caso de que existieren excedentes de su producción no descontados por boleta.

Una vez finalizado este proceso, la distribuidora procederá a realizar la conexión del equipo de autogeneración del cliente en cuestión. En las figuras 2.6, 2.7 y 2.8[18] se muestra una infografía del proceso detallado anteriormente. Cabe destacar que gran parte de estas solicitudes es posible realizarlas en línea en el portal de *Tramitación de Conexión en Línea*[19] de la SEC, habilitado en abril del presente año. En la tabla 2.3 se detallan los distintos *casos* mostrados en las figuras anteriores.

Caso	Detalle
1	Aplica para sistemas fotovoltaicos, cuando la potencia del Equipo de Generación es menor a 10kW y la suma de las potencias de los Equipos de Generación conectados al transformador de distribución no supera el 10% de la potencia nominal de dicho transformador. (Art 10, 27 bis y segundo transitorio).
2	Aplica cuando el usuario cuenta con la <i>Respuesta de Solicitud de la Información</i> y además, la potencia del Equipo de Generación es menor tanto a la CIP informada en dicha respuesta como a la capacidad del empalme (Art. 10)
3	Aplica cuando el usuario no cuenta con la <i>Respuesta de Solicitud de la Información</i> y la potencia del Equipo de Generación es menor a la CIP y la capacidad del empalme. En este caso el plazo es de 10 días hábiles. (Art 10)
4	Aplica cuando la capacidad instalada del Equipo Generador sea mayor a la CIP o a la capacidad del empalme. En este caso el plazo es de 20 días hábiles. Para proyectos emplazados en zonas rurales extremas el plazo es de 30 días hábiles.(Art. 10)

Tabla 2.3: Detalle de casos mostrados en esquema de conexión



Figura 2.6: Nomenclatura del proceso de conexión [18]

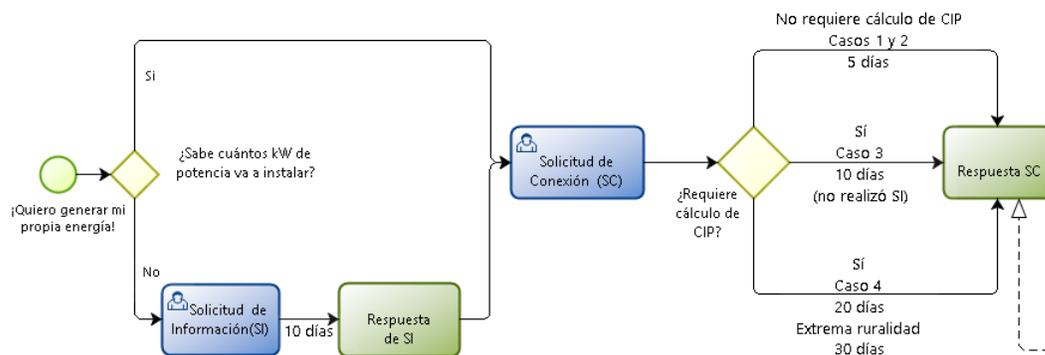


Figura 2.7: Esquema proceso de conexión 1 [18]

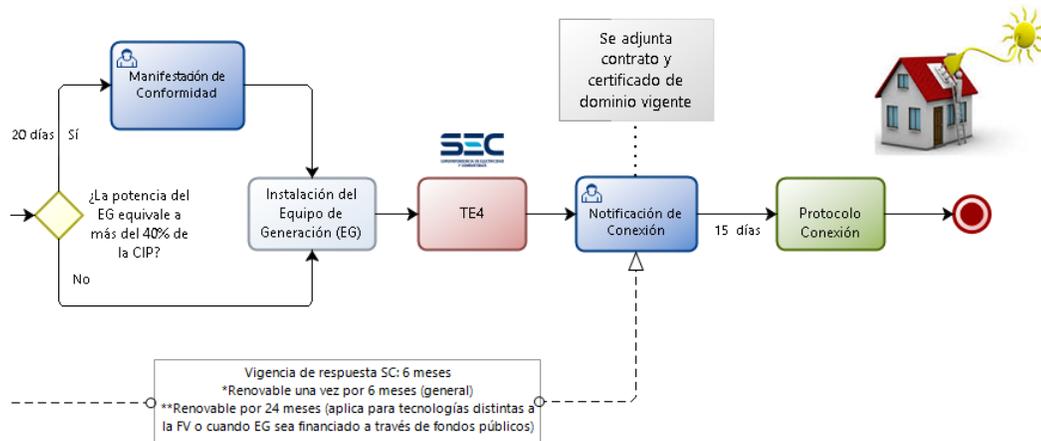


Figura 2.8: Esquema proceso de conexión 2 [18]

2.3.3. Panorama Actual

Si se piensa a nivel país, en las centrales generadoras, al 30 de abril del presente año se cuenta con 1.183,58 [MW] de capacidad instalada de tipo solar fotovoltaica. Esto corresponde a un 6.76 % de la capacidad instalada total del país [20]. Si a esto se suma al aporte realizado por las demás fuentes de tipo renovable no convencional, se tiene que cerca del 17 % de la energía producida en Chile proviene de este tipo de fuentes, por lo que la meta propuesta para el 2025 de que el 20 % de la energía provenga de ellas será probablemente cumplida con creces. Esto último, son noticias positivas si se piensa en la meta aún más ambiciosa de contar con un 70 % de energías renovables para el año 2050.

Con respecto a la generación ciudadana, se tiene que a abril del presente año se registraban “943 proyectos construidos y declarados ante la SEC, de los cuales un 49 % corresponde a iniciativas privadas, un 37 % a proyectos asociados a la Reconstrucción – tras el aluvión en la Región de Atacama – y un 13 % a iniciativas del Estado. Por otro lado, la Región Metropolitana lidera las solicitudes de conexión, seguido por la Región del Biobío, el Maule y Valparaíso.” [21]. Esto es en cuanto a proyectos construidos, ya que según estadísticas del ministerio de energía, a marzo del presente año, las solicitudes de información superan las 1500, mientras que las de conexión están por sobre las 1200[22].

En la figura 2.9 se muestra la evolución que han tenido las instalaciones desde la promulgación de la ley en Octubre de 2014, según el informe del mes de Agosto de la SEC [23], donde el eje ordenado muestra la cantidad de instalaciones según el año. En este mismo informe se muestra la evolución de la potencia declarada, la cual se muestra en la figura 2.10. Esta potencia declarada se refiere a los proyectos que se encuentran instalados pero en proceso de *declaración de comunicación de puesta en servicio* (tramite eléctrico TE4). Por último, en la figura 2.11 se muestra un detalle de la potencia declarada por región[24], en donde se aprecia que la Región Metropolitana lidera en el país.

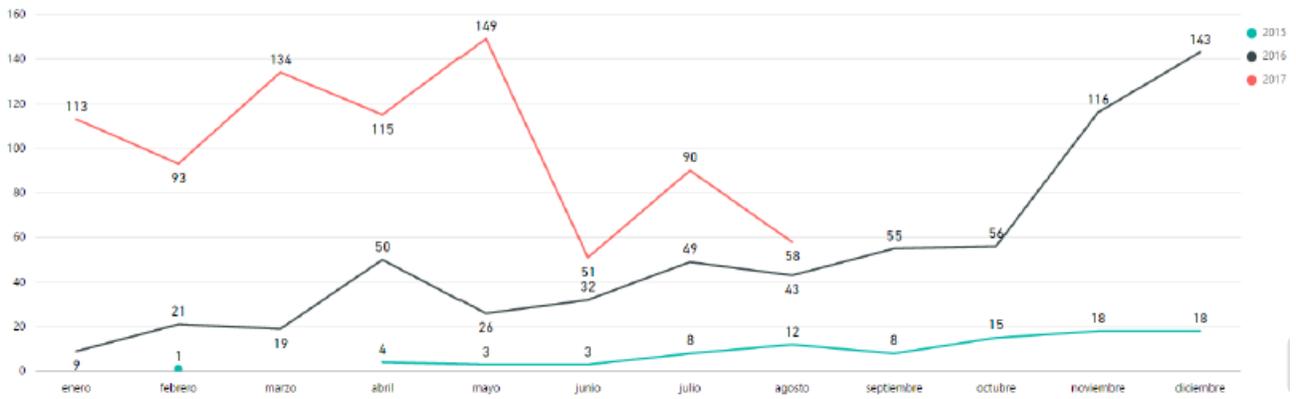


Figura 2.9: Evolución de instalaciones de generación ciudadana [23]

Cantidad de KW Declarados

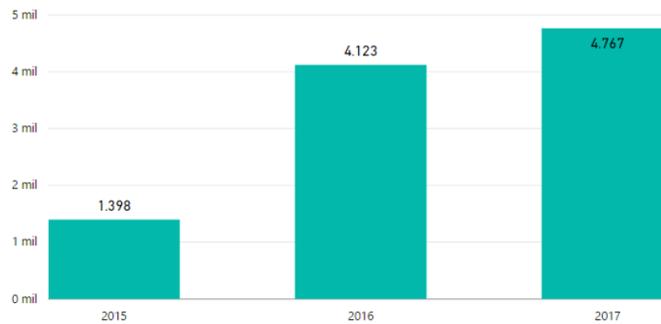


Figura 2.10: Evolución de la potencia declarada [23]

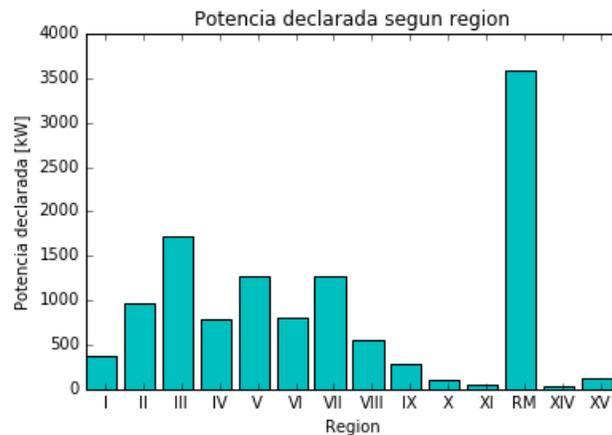


Figura 2.11: Potencia declarada por región

Finalmente, considerando todo lo expuesto en este marco teórico y el panorama actual de generación ciudadana, en el cual una creciente instalación de paneles solares fotovoltaicos conectados a redes de baja tensión es muy probable, se tiene que estudiar sus efectos en estas redes es un estudio que ha de realizarse, justificando finalmente así la realización de esta Memoria de Título.

Capítulo 3

Metodología

En este capítulo se detalla la Metodología seguida para la realización de esta Memoria de Título. En primer lugar, se describen los softwares utilizados en la programación. Luego, se muestra la organización en fases del trabajo realizado.

3.1. Softwares Utilizados

Desde el comienzo, esta Herramienta de Análisis se concibió como un proyecto de *código abierto* u *open-source*, es decir, que fuere capaz de ser modificada y/o mejorada por quien quisiera hacerlo, con el fin de contribuir al conocimiento y a la propagación de éste de manera colectiva. Bajo este paradigma es que se utilizaron un software y un lenguaje de programación que se cuadran con esta idea. Más específicamente, la herramienta fue creada utilizando como lenguaje de programación a *Python*, mediante el entorno de desarrollo interactivo (IDE) *Spyder*. Por otro lado, para las simulaciones (flujos de potencia), se utilizó el software *OpenDSS*. Además, para la creación de los perfiles de carga, se utilizó el *Modelo de demanda integrado eléctrico-termal estocástico de alta resolución* desarrollado por el *Centro para Tecnologías de Sistemas de Energías Renovables* de la Loughborough University (CREST, por sus siglas inglés)[25].

3.1.1. Python

Python es un lenguaje de programación de tipo *interpretado*, es decir, traduce las instrucciones escritas en el código a medida que es necesario, sin necesidad de compilar previamente. Además, es un lenguaje *multiparadigma* y *multiplataforma*, ya que soporta distintos tipos de estrategias de programación y puede ser ejecutado en distintas plataformas informáticas. Además, dentro de su filosofía se busca que sea capaz de generar un código fácilmente legible, lo que se condice con su característica más relevante: ser un lenguaje de *código abierto*. Estas últimas características lo hacen un lenguaje amigable, que es capaz de desarrollarse rápidamente debido a la colaboración de la comunidad mundial, generando así multitud de

aplicaciones que están ahí esperando a ser usadas por quien las necesite, junto con una amplia documentación disponible en la red.

Si bien al instalar Python se obtiene un IDE incorporado en el paquete del lenguaje, para la realización de esta memoria se utilizó el IDE **Spyder**. Un *Entorno de Desarrollo Integrado* (IDE, por sus siglas en inglés) refiere a, *grosso modo*, un software orientado a facilitar las tareas de programación. En particular, el IDE Spyder es parte de una distribución llamada *Anaconda*, que al ser instalada provee tanto el IDE como Python mismo, y se escogió por estar orientando a tareas científicas ya que entrega librerías de mucha utilidad como por ejemplo NumPy, Matplotlib y IPython, entre otras. Así, la interfaz posee características que facilitan las tareas de programación, tales como la exploración de variables, mostrando el tipo de estas, el valor, etc, la posibilidad de graficarlas sin necesidad de escribir código, opción de múltiples terminales, etc.

3.1.2. OpenDSS[26][27]

Open Distribution System Simulator u OpenDSS, es un software de simulación de sistemas eléctricos enfocado en sistemas de distribución, desarrollado por el Electric Power Research Institute (EPRI¹). Es un software de código abierto, que puede ser ejecutado desde un paquete típico de instalación (.exe), que utiliza *scripts* para la programación de las redes, o bien mediante una interfaz COM y DLL's. Una interfaz COM (del inglés *Component Object Model*) se encarga de implementar Objetos en un ambiente diferente al que fueron creados. Por otro lado, una DLL o *Biblioteca de Enlace Dinámico*, refiere a archivos que poseen código que puede ser ejecutado bajo demanda de algún programa que las necesite. Así, con estas características, es posible programar en Python las instrucciones necesarias para que OpenDSS realice el trabajo requerido, lo que entrega flexibilidad a la hora de realizar estudios y expande las posibilidades del investigador, pudiendo, por ejemplo, realizar un proceso de manera iterativa guardando los resultados obtenidos para luego poder analizarlos pertinentemente.

OpenDSS es capaz de realizar análisis RMS de estado estacionario, con modelos específicos para redes de distribución, que consideran sus características más importantes como lo son, por ejemplo, su desbalance inherente y el hecho de que existen múltiples fases. Además, el desarrollo continuo ha incluido herramientas para estudio de redes en Generación Distribuida. Finalmente, entre las opciones de solución incluidas se encuentran, por ejemplo:

- Flujo de Potencia *Snapshot*, para un instante de tiempo previamente definido.
- Modos diario y horario, para estudios de comportamiento de redes.
- Estudios de falla y armónicos.
- Generación Distribuida, interconexiones, distorsión armónica, etc.

¹<http://smartgrid.epri.com/SimulationTool.aspx>

En síntesis, OpenDSS es un software extremadamente flexible, con multitud de modelos para realizar estudios, pero con una interfaz gráfica limitada, que se ve vastamente suplida por su capacidad de ser ejecutado desde otras plataformas gracias a la combinación COM/DLL.

3.1.3. Modelo CREST [25]

El Modelo CREST utilizado corresponde a un modelo desarrollado en la *Wolfson School of Mechanical, Manufacturing and Electrical Engineering* de la *Loughborough University, UK*. Esta versión corresponde a una extensión de un modelo previo desarrollado por los autores [28]-[30], ya que incorpora la dimensión *thermal*. Es un modelo estocástico de alta resolución capaz de generar perfiles de carga que incluyen variados factores y se encuentran enfocados en ser de tipo *residencial*. Además, al igual que Python y OpenDSS, se tiene que su desarrollo es de tipo Open-Source, por lo que puede ser modificado o mejorado por quien lo desee, haciéndolo así un modelo flexible y adaptable a las necesidades del usuario.

El modelo nace de la necesidad de saber cómo afrontar, de la mejor manera posible, el cambio que significa para las redes de baja tensión la aparición y adopción de Tecnologías Bajas en Carbono, debido a que los métodos convencionales de análisis para expansión se basan sobre todo en la experiencia pasada. Con esto en mente, se creó este modelo que integra tanto la componente eléctrica (iluminación, consumo, generación propia) como la térmica (paneles termosolares, bombas de calor, etc) utilizando un enfoque estocástico.

Es un modelo complejo, con requerimientos específicos. Por ejemplo, si se piensa en una vivienda en particular, se tiene que su consumo de electricidad puede variar drásticamente de un momento a otro, dependiendo de cómo actúen los habitantes de esta, presentando así un comportamiento aleatorio e impredecible. Esta característica hace necesario el enfoque estocástico, el cual busca entregar datos que provengan de una simulación, pero posean las estadísticas correctas. El problema está entonces en qué estadísticas mantener en valores adecuados y qué valores aproximar si es necesario, llevando así al modelo a un equilibrio entre la capacidad computacional requerida y el detalle buscado. Algunos de los requerimientos priorizados según los autores se detallan brevemente a continuación (según atañe a esta memoria de título):

- **Alta Resolución Temporal:** Se deben representar fielmente los *peaks* de consumo que aparecen de vez en cuando en un día típico, por lo que es necesario usar una resolución temporal alta, que minimice a su vez los errores que puedan aparecer debido a un *paso* de tiempo muy grande en las simulaciones[31]. Por otro lado, es necesario que esta resolución permita una cantidad de datos no prohibitiva. Entonces, se utiliza una resolución de un minuto para este modelo en particular. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que los datos medidos, generalmente tienen una resolución de diez minutos[44].
- **Diversidad en la Demanda:** Generalmente en los estudios, si bien se simulan viviendas individuales, en realidad se desea observar el comportamiento de, por ejemplo, un alimentador de distribución en particular que alimenta muchas viviendas. El planificador de la red generalmente mira el ADMD (*After Diversity Maximum Demand*)[32] que

corresponde a la máxima demanda esperada después de aplicar el factor de diversidad. Si se busca un buen modelo, este indicador debe ser representado de manera precisa, siendo una medida de cuan *ajustado* está el modelo.

- **Dependencia Dentro de las Viviendas:** Dentro de las viviendas, se tiene que existe una dependencia entre las cargas debido al comportamiento de los residentes, ya que muchas de estas (luz, por ejemplo) dependen de si los residentes están despiertos o no. Por esto, es necesario un modelo *basado en actividad*.
- **Modelación Estocástica:** Dada la naturaleza aleatoria del comportamiento de los residentes en una vivienda, se hace necesario utilizar técnicas de modelación de tipo estocásticas que produzcan datos de salida con distribuciones de probabilidad similares a las observadas en el mundo real. Algunos ejemplos de estas técnicas son los Métodos de Montecarlo y las cadenas de Markov[33],[34].
- **Modelación Basada en Actividad:** La energía es usada para satisfacer distintas necesidades que son distintas según lo sea el usuario. Esta *dimensión humana* es clave en cómo resultan los distintos perfiles, por lo que ha de ser considerada en el modelo. En este modelo se incluye esta dimensión, lo que lo diferencia de otros, utilizando información de encuestas de gran escala que midieron el comportamiento con una resolución de diez minutos en un periodo de un día[35].
- **Precisión y Eficiencia Computacional:** Los requerimientos anteriores pueden fácilmente llevar a una excesiva carga computacional. Por ello, un buen modelo buscará un compromiso adecuado entre la precisión de este y su carga computacional. En particular, el modelo CREST realiza simplificaciones que no generan problemas cuando se piensa en que se busca más una precisión estadística a nivel grupal (varias viviendas en vez de solo una).
- **Transparencia y Reproducibilidad:** Dado que la energía juega un rol fundamental en las políticas de un país, es necesario que los modelos dedicados a esta sean accesibles para quienes deseen utilizarlos. El cómo funcionan estos modelos debe ser explicado en detalle, tal y como lo hacen los autores, con el fin de mejorar la accesibilidad.

Además, debe incluirse una variación estacional en la demanda que refleje los cambios que sufre esta en las distintas estaciones, la capacidad de ser usado junto a otros modelos y, por último, que los datos que se requieren puedan ser accesibles por el modelo mismo de modo que este sea autocontenido.

Finalmente entonces, dado que estos requerimientos se cumplen en el modelo CREST, se tiene que este es un *generador* de perfiles de carga adecuado para los efectos que persigue esta memoria de título.

3.2. Enfoque estadístico: Simulaciones de Montecarlo

Para los análisis realizados en este trabajo, se utilizó un enfoque estadístico basado en las simulaciones de Montecarlo. Esto significa que, para cada red, para cada nivel de penetración PV, se realizaron 100 simulaciones, esto con el fin de abarcar la mayor cantidad de casos posibles. De esta forma se consideran desde los casos *simples* en donde los clientes con paneles se encuentran distribuidos a lo largo de la red, o bien los casos más *complejos* en que

los clientes con paneles se encuentran agrupados en una zona en particular.

El número de 100 simulaciones fue escogido ya que en [37] se muestra cómo es que este número resulta ser el mejor compromiso entre confiabilidad de los resultados y esfuerzo computacional. Esto considerando que, si se realizan 100 simulaciones, para 11 niveles de penetración – de 0 a 100% con pasos de 10% –, se obtiene un total de 1100 simulaciones para cada red. Si a esto se agrega que cada nivel implica 1440 *instantes de tiempo*, se obtiene un total de 1.584.000 flujos de potencia desbalanceados (representación de tres cables más neutro) para cada red.

A continuación, se resume de manera general (el detalle de cada paso se muestra en la sección 4.6) el proceso realizado en cada corrida de una red.

- Se asigna un perfil de carga de un *pool* previamente creado para cada uno de los clientes de la red. Este *pool* contiene 2000 perfiles para escoger. De esta forma, se modela la aleatoriedad del comportamiento de los clientes residenciales.
- Se calcula el nivel de penetración correspondiente considerando el total de clientes de la red y se les asigna el *generador* PV de manera aleatoria. Por ejemplo, si una red tiene 120 clientes y se está estudiando el nivel 20% de penetración PV, se tendrá que 24 de ellos obtendrán un generador. Estos generadores tienen una capacidad de 3 [kWp] y se utiliza un perfil solar común para todos los clientes (lo cual se explica con mayor detalle en la sección 4.2). Es en esta etapa donde la técnica de Montecarlo obtiene relevancia, según lo explicado al inicio de esta sección.
- Luego, se resuelve el flujo de potencia utilizando OpenDSS. Este flujo tiene resolución de 1 minuto, por lo que se resuelven 1440 *instantes de tiempo* para cada simulación.
- Finalmente, se obtienen y guardan los resultados para posterior análisis.

En la figura 3.1 se muestra un resumen gráfico de los pasos expuestos anteriormente.

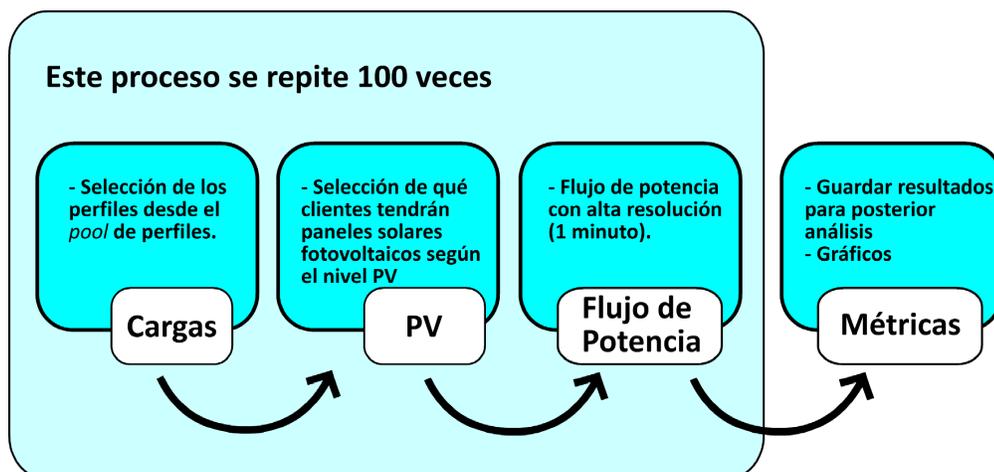


Figura 3.1: Pasos de la simulación de Montecarlo

3.3. Fases del trabajo

El trabajo realizado se dividió en distintas fases con el fin de organizar el tiempo disponible, las cuales fueron escalando en su nivel de complejidad a medida que el desarrollo de la herramienta avanzaba. En esta sección se describen a grandes rasgos cada una de estas fases, mas no se entregan detalles específicos de ellas. Los detalles serán descritos en profundidad en el capítulo 4. Un resumen gráfico de esta estrategia de trabajo se muestra en la figura 3.4.

3.3.1. Fase 0

En esta fase inicial, se buscó como primer objetivo lograr familiarizarse con OpenDSS siguiendo el tutorial [26]. Una vez comprendido e interiorizado el funcionamiento del software de simulación, se buscó comunicar el mismo con Python mediante la interfaz COM. Una vez logrado este paso, se corrió un flujo de potencia diario en una red de prueba entregada por el profesor guía. Esta red se muestra en la figura 3.2. En esta primera simulación, las cargas (clientes) se modelaron todas iguales y con un valor fijo de $1 [kW]$ para todo momento del día. Además, se asumió que cada nodo era una carga, supuesto que fue mejorado en iteraciones siguientes, como se explica en la sección 4.3.

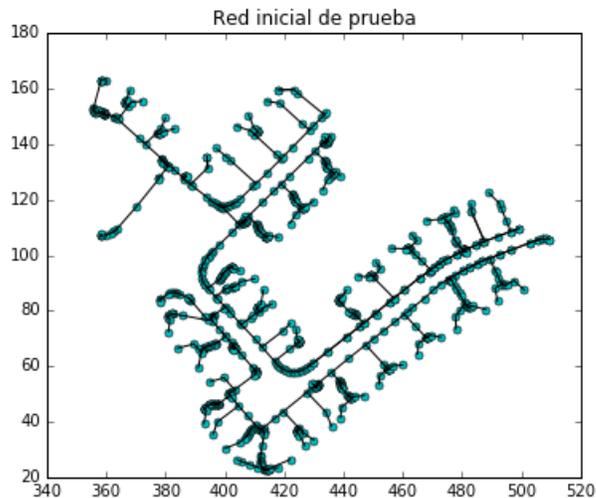


Figura 3.2: Red de prueba primeras simulaciones

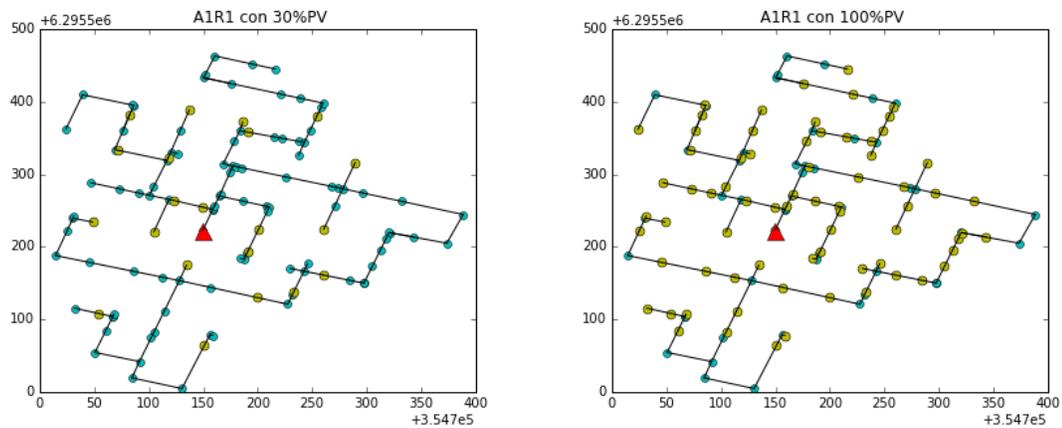
3.3.2. Fase 1

En una primera iteración, se mejoró la condición anterior de carga fija e igual para todos los clientes incluyendo un perfil generado mediante el modelo CREST. Este perfil fue asignado a todas las cargas por igual, es decir, todos los clientes tenían el mismo comportamiento durante el día. Luego, se generó un *pool* de 2000 perfiles los cuales se incorporaron a la

simulación asignando aleatoriamente perfiles distintos a clientes distintos, mejorando así el detalle de la simulación.

3.3.3. Fase 2

En esta fase se incluyeron los Paneles Solares Fotovoltaicos a la simulación y se automatizó para ser capaz de simular los distintos niveles de penetración PV de 0 a 100 % en intervalos de 10 %. Los paneles se asignan de manera aleatoria a los clientes y la cantidad depende del nivel de penetración PV. Además, para cada simulación (cada nivel) la asignación de paneles es independiente – distinta – del nivel anterior. En la figura 3.3 se muestra un ejemplo de esta asignación aleatoria para una red de ejemplo. Los nodos en amarillo indican que ahí se instaló el pack fotovoltaico mientras que en los nodos en cyan no se tienen paneles.



(a) Asignación de paneles, 30 % de penetración (b) Asignación de paneles, 100 % de penetración

Figura 3.3: Ejemplo de asignación de paneles PV

3.3.4. Fase 3

En esta última fase se agregó la característica de Montecarlo a las simulaciones, es decir, se incluyó la posibilidad de realizar el proceso una cantidad n de veces con el fin de aplicar el enfoque estadístico al estudio. En cada simulación, los perfiles de carga se escogían de manera aleatoria desde el pool de 2000 perfiles. Así mismo, la ubicación de los paneles también se realizaba de manera aleatoria en cada nivel de cada simulación. Además, se crearon los módulos respectivos para guardar la información obtenida de las simulaciones, de forma de disponer de ella para futuros análisis, como los realizados en este trabajo.

3.3.5. Fase 4

En esta última etapa, se utilizó el programa creado para analizar un set de redes y así obtener de este conclusiones pertinentes de estas. Principalmente, se observó su comportamiento en cuanto a los problemas de tensión y de corriente experimentados (o no). Estos análisis y resultados se explican en detalle en el capítulo 5.



Figura 3.4: Resumen fases del trabajo

Capítulo 4

Desarrollo de la Herramienta de Análisis

En este capítulo se muestra el desarrollo de la Herramienta de Análisis. Comienza con una descripción de cómo se obtuvieron los perfiles de carga y el perfil solar. Luego, se muestra el formato de entrada de las redes utilizadas. A continuación, se detallan el test de ADMD realizado y el cómo se ordenaron las cargas según su distancia al transformador utilizando el algoritmo de Dijkstra. Finalmente, se cierra el capítulo detallando la programación de esta.

4.1. Perfiles de Carga

Como se mencionó anteriormente, los perfiles de carga utilizados fueron creados mediante el modelo CREST. Este modelo se corre a través de una planilla Excel que puede ser descargada libremente desde la web de los autores [38]. Esta planilla contiene multitud de pestañas, siendo las más importantes aquella que muestra los Resultados Desglosados (*Disaggregated Results*) y, obviamente, la Pestaña Principal *Main Sheet* (figura 4.1). En esta pestaña principal se ingresan los datos más relevantes para obtener los perfiles de carga, como por ejemplo el número de viviendas a simular, o bien si se trata de un día de semana o no. Además, muestra gráficos resumen de los datos obtenidos en la simulación, como por ejemplo la demanda total eléctrica y el nivel de *ocupación y actividad* para todas las viviendas o bien los resultados desglosados de una vivienda, la primera del listado.

La pestaña de resultados desglosados corresponde a una tabla que contiene todos los resultados obtenidos en la simulación. Estos resultados se encuentran listados por vivienda y con una resolución temporal de un minuto. En las figuras 4.2, 4.3 y 4.4 se muestran todos los datos posibles de obtener del modelo junto a una fila de ejemplo. Sin embargo, para efectos de este trabajo, tan solo se utilizó la columna de Demanda Eléctrica Neta de la Vivienda (*Net dwelling electricity demand*), que corresponde a la suma de las columnas de Demanda por Iluminación (*Lighting demand*) y Demanda por Artefactos (*Appliance demand*). Es menester mencionar que el modelo también entrega datos de radiación fotovoltaica, sin embargo estos no fueron usados dado que para este trabajo se utilizó un método propio descrito en la sección 4.2.

CREST Demand Model v2.2

Simulation inputs

- Specify the date: Enter day of month: Enter month of year: (Specify a number for the month e.g. for January enter '1')
- Specify if this is a weekday (wd) or weekend (we): (Specify 'wd' or 'we')
- Specify the location: Latitude (°): Longitude (°):
- Specify the number of dwellings to simulate in this run:
- Stochastically assign dwelling parameters? If not, then specify the dwelling parameters manually in the "Dwellings" worksheet
- Include high-resolution dynamic output?
- Include daily demand totals for each dwelling?
- Overwrite existing data?
- Run or stop the model by clicking the buttons to the right: Stopped

Figura 4.1: Panel Principal modelo CREST

Date	Time	Occupancy	Activity	Lighting demand	Appliance demand	Casual thermal gains from occupants, lighting and appliances	Outdoor temperature	Outdoor global radiation (horizontal)	Passive solar gains
				P_{light}	P_a	θ_c	θ_o	G_o	φ_s
				W	W	W	°C	Wm ⁻²	W
15-01-2015	12:00:00 am	1	0	0	58	126.9	-0.273339978	0	0

Figura 4.2: Resultados obtenidos desde CREST 1

External building node temperature	Internal building node temperature	Hot water demand (litres)	Hot water temperature in hot water tank	Space heating timer settings	Hot water heating timer settings	Heating system switched on	Hot water heating required	Emitter temperature	Radiation incident on PV array
θ_b	θ_i		θ_{cyl}					θ_{em}	G_i
°C	°C	ltr.min ⁻¹	°C					°C	Wm ⁻²
17.68844935	19.72128949	0	60.90401	0	0	0	0	21.02718371	0

Figura 4.3: Resultados obtenidos desde CREST 2

Net dwelling electricity demand	Heat output from primary heating system to space	Heat output from primary heating system to hot water	Fuel flow rate (gas)	Solar power incident on collector	Solar thermal collector control state	Solar thermal collector temperature	Heat gains to cylinder from solar thermal collector	Dwelling self-consumption
P_{net}	$\varphi_{h, space}$	$\varphi_{h, water}$	m_{fuel}			$\theta_{collector}$	$\varphi_{collector}$	P_{self}
W	W	W	m ³ /h	W		°C	W	kWh
58	0	0	0	0	0	-0.273339978	0	0

Figura 4.4: Resultados obtenidos desde CREST 3

4.1.1. Generación de perfiles

Para generar el *pool* de perfiles de carga, se corrió el modelo 20 veces, generando 100 perfiles en cada ocasión. Para cada corrida, los 100 perfiles se guardaron en un archivo de tipo CSV. Al final del ejercicio, se tuvieron 20 archivos con 100 perfiles de carga cada uno. Luego, mediante un código en Python, se leyeron cada uno de esos archivos para generar un

total de 2000 archivos CSV que contuvieren tan solo las columnas de relevancia, a saber, la etiqueta horaria y la Demanda Neta de la Vivienda. En la figura 4.5 se muestra un ejemplo de un perfil de carga para una vivienda, mientras que en la figura 4.6 se muestra un ejemplo de demanda agregada para 100 clientes, la cual muestra la forma típica esperada para este tipo de curvas.

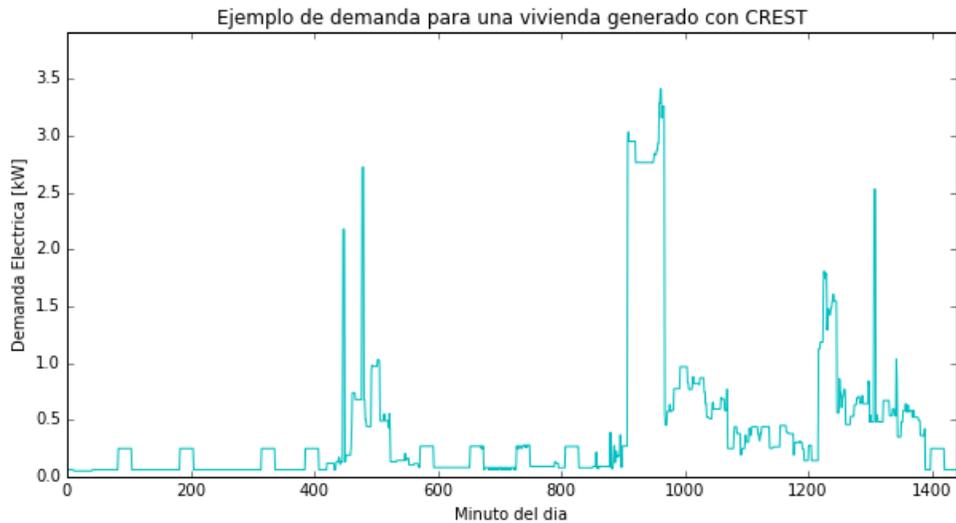


Figura 4.5: Ejemplo de perfil de demanda generado con CREST

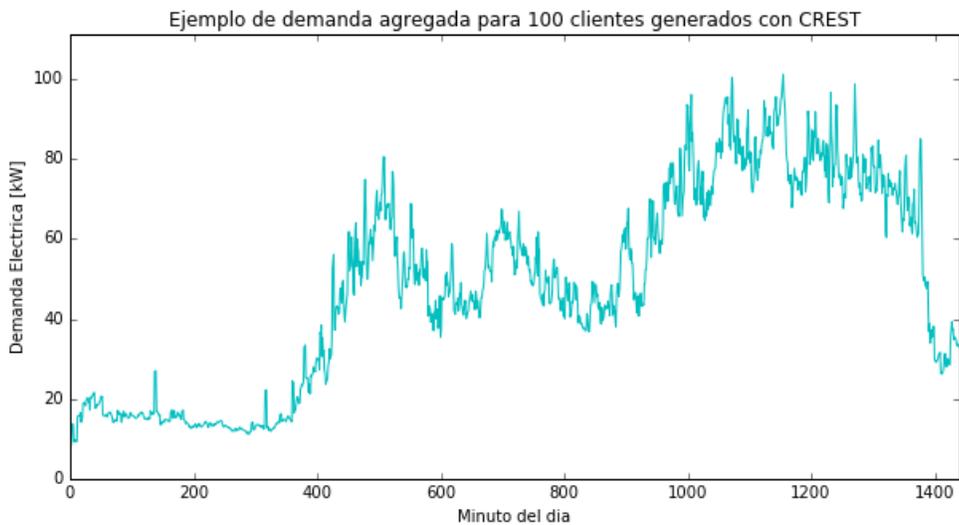


Figura 4.6: Ejemplo de perfil de demanda agregada generado con CREST

4.2. Características Solares

En esta sección se muestran los supuestos utilizados para todo lo concerniente a los paneles solares a utilizar en las simulaciones. Más específicamente, se detalla la construcción del perfil solar que ellos verán y la elección del tamaño del arreglo fotovoltaico a simular.

4.2.1. Elección del Arreglo Fotovoltaico

El tamaño del arreglo de paneles fotovoltaicos utilizados en las simulaciones es de $3[kWp]$. Este arreglo fue escogido pensando en que, actualmente, es el pack de mayor tamaño vendido por Enel Distribución¹, por lo que su adopción de forma masiva sería el *worst case*. Este arreglo de paneles se constituye de 12 paneles de $250[Wp]$ cada uno, abarcando un área total de $20[m^2]$ y se considera una eficiencia de un 15%. Se consideró el pack ofrecido por Enel pensando en que, de existir las condiciones para una adopción masiva de la tecnología, esta sería la alternativa más atractiva ya que se ofrece el pack completo que incluye: inversor, estructura, protecciones, materiales eléctricos, instalación, certificación y conexión a la red.

Con estos datos de placa, y sumado a los datos obtenidos de radiación detallados en la sección siguiente, se obtuvo el perfil solar diario utilizado en las simulaciones.

4.2.2. Construcción del Perfil Solar

Para la construcción del perfil solar se utilizó el Explorador Solar desarrollado por el Departamento de Geofísica de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile [39]. Este es una herramienta para la exploración del recurso solar en Chile capaz de entregar la información sobre radiación solar incidente en cualquier lugar del país. Utiliza datos generados a partir de modelos tanto atmosféricos como satelitales, para el periodo comprendido entre los años 2004 y 2016. Además de mostrar datos de radiación, es posible también utilizarlo para estimar la generación de sistemas fotovoltaicos. Siendo así la herramienta más completa sobre el recurso solar en Chile.

El explorador en si consiste en una página web que muestra un mapa del territorio nacional. En este mapa, basta seleccionar un punto cualquiera para que aparezcan en pantalla los datos mas relevantes de este, como por ejemplo, sus coordenadas geográficas, un desglose de la radiación anual promedio (global horizontal e inclinada, directa y difusa) información meteorológica, etc. Un ejemplo de la herramienta se muestra en la figura 4.7

Se escogió entonces un punto ubicado en la Región Metropolitana, comuna de Santiago. Luego, se descargaron los datos asociados, lo que entrego una planilla Excel con toda la información del ejercicio. De todas las columnas mostradas, se utilizó solamente la etiquetada como **glb**, la cual corresponde a la Radiación Global que recibe el panel. En esta columna,

¹Distribuidora que abastece a la mayoría de las comunas de la Región Metropolitana

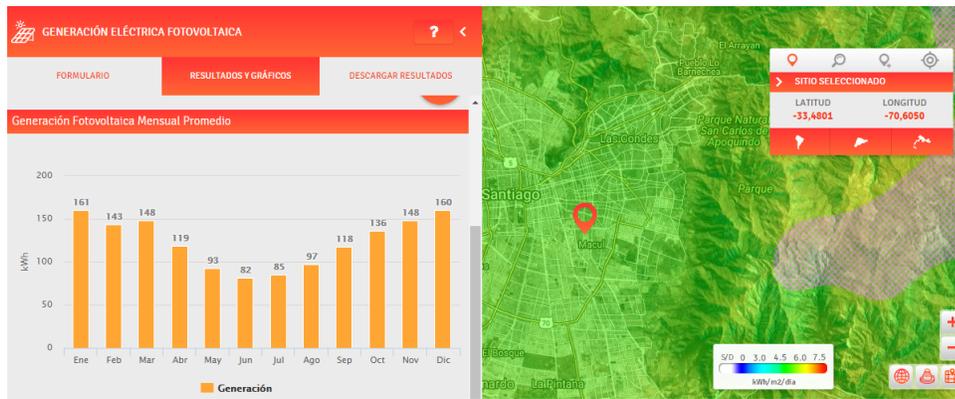


Figura 4.7: Ejemplo del Explorador Solar [39]

se busco el día que presentara la mayor radiación, con el fin de tener la situación de mayor exigencia al sistema de distribución, que corresponde a la máxima inyección de generación residencial, y se tomaron sus datos para construir el perfil solar.

Con la columna de radiación y los datos del arreglo fotovoltaico, se obtuvo la columna de Generación Solar. Dado que los datos de este vector tienen resolución horaria, mientras que las simulaciones necesitan de un perfil solar con resolución del minuto, fue necesario *ajustar* una curva que representara la información con la resolución requerida. Ambas curvas se muestran en la figura 4.8, en donde se aprecia que el máximo de generación se ubica en torno a los $3[kW]$, es decir, el arreglo de paneles se está utilizando en su totalidad.

Un supuesto importante utilizado aquí es que, para cada red de distribución en particular, todos los clientes de la red *ven* el mismo sol, es decir, en las simulaciones se utiliza el mismo perfil solar para todos los clientes. Esto se justifica ya que, dado el tamaño de las redes simuladas, estas estarían en una zona geográfica en donde el perfil solar no varía demasiado, simplificándose así el proceso de simulación. Finalmente, este perfil no incluye alteraciones causadas por el paso de nubes.

Una vez obtenidos los datos, se pasaron estos a un archivo de texto. Luego, mediante un código se copió el archivo a las carpetas *Masters* de cada una de las redes, para estar así listo para ser leído por el programa como el *shape* del objeto generador.

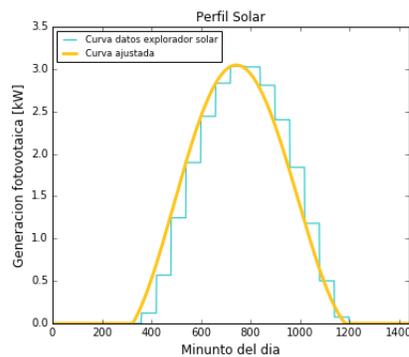


Figura 4.8: Perfil Solar utilizado

4.3. Formato de las Redes

En esta sección se detalla el formato de entrada de las redes y la librería de cables utilizada para llevara cabo las simulaciones de este trabajo.

4.3.1. Archivos de Entrada

Las redes utilizadas se basan en los resultados obtenidos de los estudios [40][41], en los cuales se presenta una metodología de planificación para redes de distribución de baja tensión. Estas redes son aproximaciones realistas de redes reales ya que para su elaboración se consideraron parámetros similares a los que presenta la Región Metropolitana (en cuanto a número de clientes, área de concesión, potencia necesaria, etc). Para efectos de este trabajo, estas se presentan como tres archivos de tipo `csv`: `Network_Data`, `XY_Position`, y `Connectivity_Matrix` y un archivo `xsls`: `Network_data_cable`. Si bien se trata de cuatro archivos, para efectos de este trabajo se considerarán solo los tres primeros, ya que `Network_data_cable` solamente contiene una columna con el código del cable correspondiente a cada línea. Cada uno de estos archivos contiene información relevante correspondiente de la red según se detalla a continuación.

- **Network_Data:** El archivo más importante ya que nos dice cómo están conectados los nodos de la red. Cada una de sus filas contiene: `nodoA`, `nodoB`, largo de la línea que los une, cantidad de fases de esta, un indicador de estado que nos dice si hay o no cargas conectadas al `nodoB` y, finalmente, el código del cable que se agregó según se describe en el párrafo anterior. Un ejemplo de este archivo se muestra en la tabla 4.1.

NodoA	NodoB	Largo [m]	Fase	Estado	Cable
800001	353378	24.63061	4	1	20951
353378	164786	86.27953	4	0	20951

Tabla 4.1: Ejemplo archivo de entrada `Network_Data`

- **Connectivity_Matrix:** Para cada nodo con `Estado=1` en la tabla anterior, este archivo nos dice cuántas cargas (clientes) están conectadas a ese nodo en particular. Un ejemplo de esto se muestra en la tabla 4.2.

Nodo	Fases	Num. Cargas
353378	4	2
281893	4	4

Tabla 4.2: Ejemplo archivo de entrada `Connectivity_Matrix`

- **XY_Position:** Finalmente, este archivo indica las posiciones x e y de los nodos en cuestión. Un ejemplo de este archivo se muestra en la tabla 4.3.

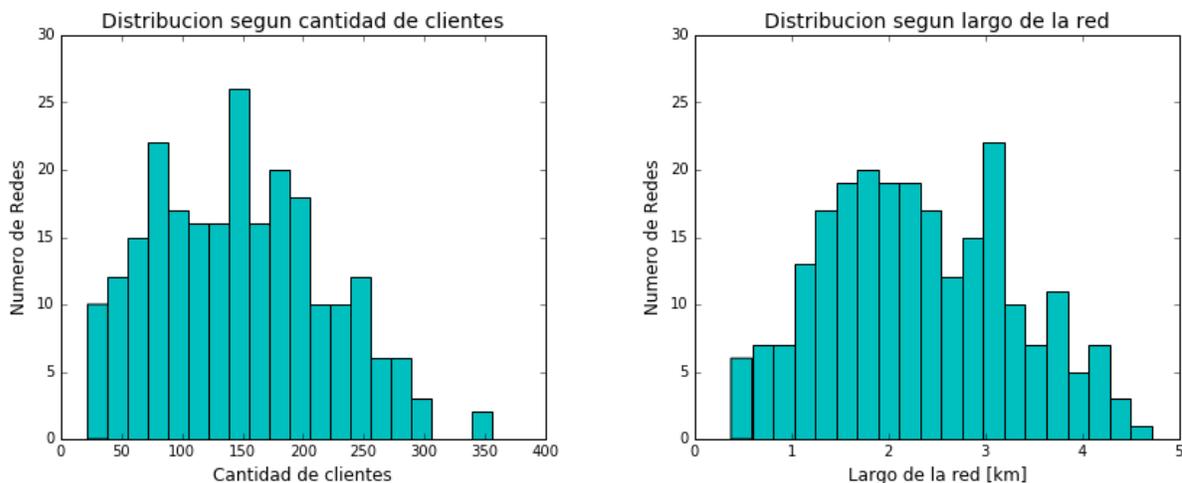
Nodo	Posición X	Posición Y
800001	354422.72	6298578.1
353378	354407.12	6298597.2

Tabla 4.3: Ejemplo archivo de entrada XY_Position

En resumen, las redes se componen de *Nodos Principales* unidos por las líneas correspondientes según *Network_Data*. A estos nodos principales se conectan los *clientes* según la información de *Connectivity_Matrix*. Para estos clientes se utilizaron los siguientes supuestos:

- El empalme desde el nodo al cliente tiene un largo fijo de $10[m] = 0,01[km]$.
- Las fases se distribuyen de manera correlativa. Es decir, si un nodo principal tiene, digamos, cuatro clientes, el primero estará conectado a la fase 1, el segundo a la fase 2, el tercero a la fase 3, y el cuarto a la fase 1 nuevamente. Y así para todos los nodos con Estado=1.
- El tipo de cable de cada línea está dado según una librería que contiene los datos de los cables según el código de cada uno (última columna de *Network_Data*). Estos datos, así como el cómo se generó la librería, se detallan en la sección siguiente.

En total, se dispone de 237 redes de distribución de baja tensión repartidas en 16 alimentadores de media tensión. Los tamaños de estas redes son variables, tanto en cantidad de clientes como en sus largos. En la figura 4.9a se aprecia que la mayoría de estas tienen alrededor de 200 clientes. Por otro lado, si nos enfocamos en el largo de las redes, en la figura 4.9b se aprecia que estas se agrupan en torno a los 2[km] de longitud. Cabe destacar que este valor de longitud incluye los cables de servicio, los cuales se consideraron todos con un largo $l_s = 10[m]$



(a) Histograma de redes según cantidad de clientes

(b) Histograma de redes según largo de la red

Figura 4.9: Histogramas de las redes

Por otro lado, si consideramos lo expuesto anteriormente en cuanto a cómo se conectan las cargas a las distintas fases de la red y definimos una métrica del desbalance como la cantidad

de cargas conectadas a la fase 1 sobre la cantidad de cargas totales (valor que en un caso balanceado debería ser del 33.3%), se puede obtener el histograma de la figura 4.10. Aquí se aprecia que la mayoría de las redes presenta un ligero desbalance ya que la métrica se encuentra en torno al 40 %.

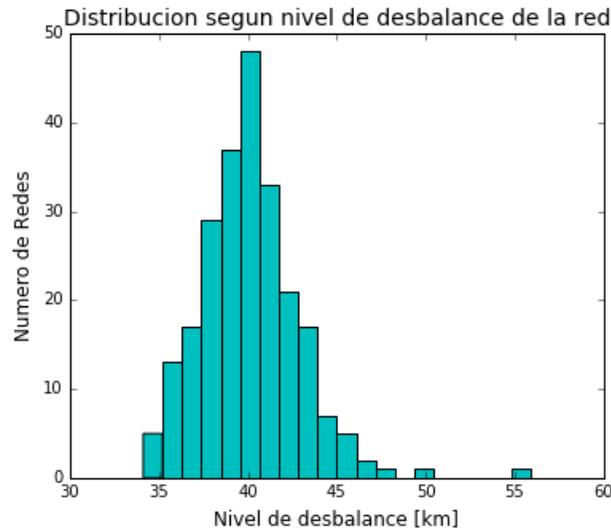


Figura 4.10: Histograma de desbalance de las redes

Finalmente, en la figura 4.11 se muestra un ejemplo de una red escogida al azar. Esta imagen fue generada mediante un código utilizando la información de los archivos descritos. La característica más destacada de esta representación tiene que ver con las circunferencias grises. Estas muestran la cantidad de clientes del nodo en cuestión. Por ejemplo, el nodo con más clientes tiene el tamaño mayor, y luego, se generan las circunferencias menores en proporción al número máximo. Los nodos se representan con las circunferencias en cian y el transformador corresponde al triángulo rojo.

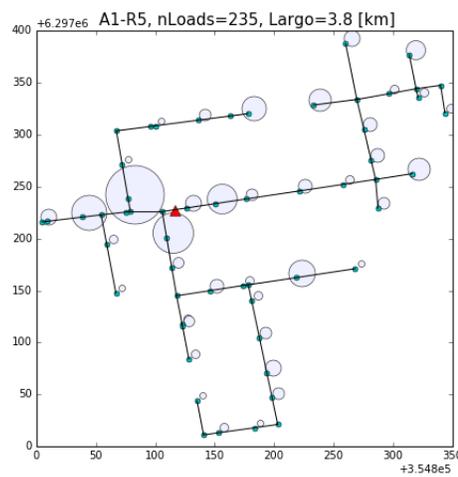


Figura 4.11: Ejemplo de topología de una red

4.3.2. Librería de Cables

Para modelar de manera más detallada las redes se utilizaron datos de diseños reales para las características de los cables. Estos datos se extrajeron del *Code Of Practice 204* de la *Electricity Northwest*[42]. Este documento corresponde a un compendio de datos de impedancias de red generado por este distribuidor, enfocado en facilitar los estudios de redes.

Tomando como referencia un archivo base, se realizó una inspección del documento generando *matches* entre los distintos tipos de cables, extrayéndose los valores de R_1 , X_1 , R_0 , X_0 y conservando los valores de ampacidad, con lo que se creó la librería a utilizar. Las impedancias se utilizan en la definición de las líneas y la ampacidad en el cálculo de los niveles de utilización. En la tabla 4.4 se muestra un resumen de la librería.

Código	Sección [mm^2]	R_1 [Ω/km]	X_1 [Ω/km]	R_0 [Ω/km]	X_0 [Ω/km]	Ampacidad [A]
10251	25	1.2	0.091	1.2	0.091	106.34
10252	25	1.2	0.091	1.2	0.091	106.34
10351	35	0.868	0.077	0.91	0.077	129.75
10352	35	0.868	0.077	0.91	0.077	129.75
10501	50	0.387	0.093	1.867	0.131	162.26
10502	50	0.387	0.093	1.867	0.131	162.26
10951	95	0.322	0.074	1.282	0.125	275.30
10952	95	0.322	0.074	1.282	0.125	275.30
20951	95	0.161	0.037	0.641	0.0625	550.60
20952	95	0.161	0.037	0.641	0.0625	550.60
44001	400	0.047	0.159	0.188	0.704	1197.37
44002	400	0.047	0.159	0.188	0.704	1197.37
70701	70	0.451	0.073	2.28	0.105	179.01
70702	70	0.451	0.073	2.28	0.105	179.01
71201	120	0.255	0.068	1.721	0.086	254.75
71202	120	0.255	0.068	1.721	0.086	254.75
72401	240	0.127	0.097	0.523	0.112	370.26
72402	240	0.127	0.097	0.523	0.112	370.26
74001	400	0.047	0.159	0.188	0.704	539.85
74002	400	0.047	0.159	0.188	0.704	539.85

Tabla 4.4: Resumen de Librería de cables

4.4. Test ADMD

Con el fin de asegurarse de que los perfiles generados con CREST fueran confiables, se realizó un Test estadístico para corroborar el valor de ADMD. El ADMD, como se mencionó en la sección 3.1.3, es usado en la planificación y diseño de redes de distribución de baja tensión y tiene que ver con la máxima demanda del perfil agregado, dividida entre la cantidad de clientes.

Este test consiste en correr 1000 veces una cantidad n de clientes, con n distribuida entre 5 y 1000. Es decir, en una primera iteración, se seleccionan 1000 veces 5 clientes aleatorios del pool y se realiza un histograma de esta operación, obteniéndose así la Potencia Máxima Media del ejercicio. Así hasta llegar a tomar 1000 veces 1000 clientes aleatorios. Un ejemplo de histograma se muestra en la figura 4.12a. Luego, con estas potencias máximas medias se genera el gráfico de la figura 4.12b, el cual muestra cómo ésta converge a medida que la cantidad de clientes tomados como muestra aumenta. También, se muestran los percentiles 20 y 80, lo que muestra que el valor al que se converge es aún más acotado. Este valor se encuentra entorno a los $0,9[kW]$, valor que se ve más claramente en el histograma. Luego, a medida que se realizaban las simulaciones, se corroboró efectivamente que la potencia máxima entregada por estas era similar al valor encontrado en el test.

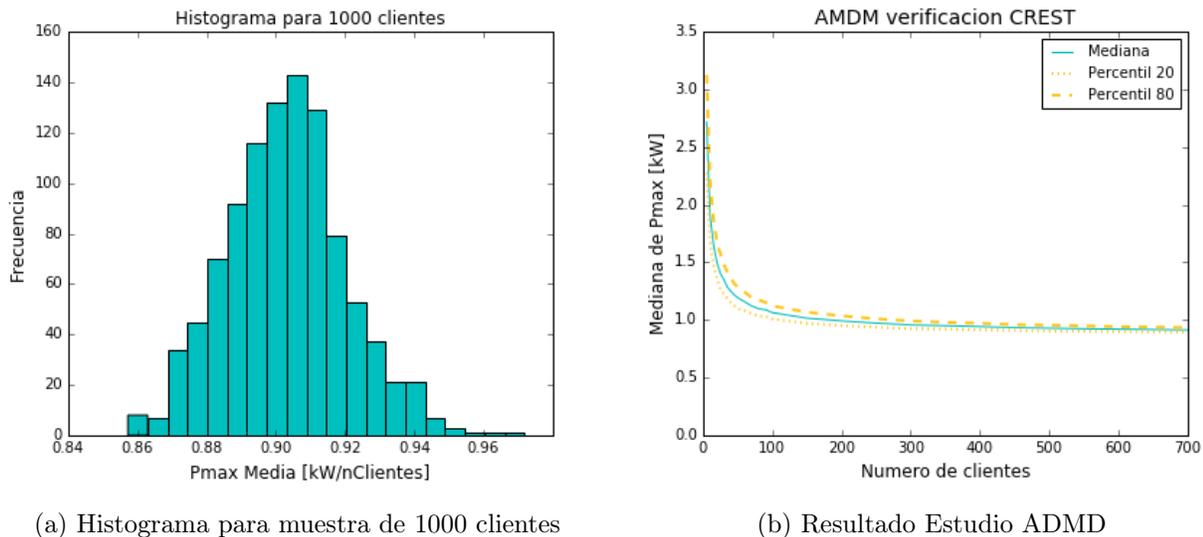


Figura 4.12: Gráficos del Test ADMD

4.5. Algoritmo de Dijkstra

Dado que es importante obtener perfiles de voltaje en función de la distancia de la carga al transformador, como lo son aquellos de voltaje en demanda e inyección máxima, fue necesario generar un código que ordenase las cargas según este parámetro. Para esto, se utilizó el *Algoritmo de Caminos Mínimos de Dijkstra*. Este algoritmo sirve para determinar el ca-

mino más corto desde un punto a otro en un grafo. Para ello, se exploran todos los caminos que comienzan desde el vértice origen y se elige, obviamente, el más corto hacia el destino. Dadas las características de las redes (redes radiales), este algoritmo es ideal para ordenar las cargas ya que desde una carga en particular solo hay un camino que lleva al transformador.

Dado que este algoritmo se encuentra ampliamente documentado, y aprovechando la idea del código abierto, se utilizó un código encontrado en la red [43]. Este código utiliza la programación orientada objetos ya que *construye* las redes de manera abstracta definiendo cada uno de sus componentes. El código en si puede verse en el anexo 6.1.

Entonces, para cada red se creó un objeto de tipo `Graph()` al cual se le agregaron los objetos de tipo `Vertex()` que corresponden a los nodos de la red. Luego, se iteró en todos ellos *conectándolos* con el método `add_edge` utilizando el largo de las líneas como el peso requerido por el algoritmo. Una vez creada la red *abstracta* se procedió a aplicarle el algoritmo para generar así un archivo `csv` que contuviere las cargas ordenadas según su distancia.

4.6. Programación y Funcionamiento

En esta sección se describe el proceso de programación y el cómo funciona la herramienta creada. Siguiendo la máxima de *divide y vencerás*, el código se encuentra dividido en varios módulos, en donde cada uno cumple una tarea en específico. Más específicamente se tienen los módulo de Información, Paneles Fotovoltaicos, Indicadores y *Main*, los cuales se detallan a continuación.

4.6.1. Módulo de Información

A grandes rasgos, el código lo que hace es entregar las instrucciones a OpenDSS para que este corra los flujos de potencia necesarios. En la versión `exe` de OpenDSS, estas instrucciones se programan en un *script* en donde se deben ir definiendo cada uno de los objetos a utilizar, ya sea una línea, una carga, un monitor, etc. En este módulo de información se **generan**, de manera automatizada y en base a la información de entrada, archivos de texto `.txt` que contienen todas las líneas de código necesarias para que OpenDSS realice su trabajo. Un ejemplo de esto se muestra en la figura 4.13.

En una primera etapa, se preparan las variables necesarias para generar los archivos de texto. El primer paso consiste en leer los archivos descritos en la sección 4.3 utilizando la librería `pandas`, escogida debido a su similitud con una planilla Excel, lo que facilita el trabajo con ella. Una vez cargados estos datos, se genera una lista que contendrá los **nombres de los nodos** de la simulación y consiguientemente el dato de la **cantidad de cargas** de la red. Luego, se resumen los datos de los largos de todas las líneas y empalmes para generar el valor del **largo total de la red**. Finalmente, se carga la librería de ampacidades en un *diccionario* para así poder luego acceder a estos valores con la referencia del código del cable.

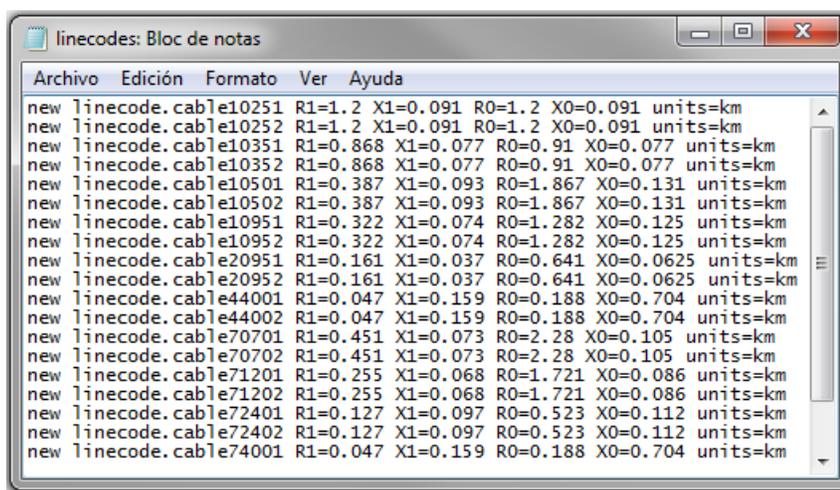


Figura 4.13: Ejemplo de archivo de salida del módulo de información

En la siguiente etapa se generan los archivos de texto para los elementos del circuito. El resumen de los elementos generados y de su sintaxis se muestra en la tabla 4.5. Para todos los elementos se sigue el mismo procedimiento, por lo que se describirá éste de modo general:

- Se abre un archivo de texto para luego escribir en él.
- Recorriendo la lista con los nombres de las cargas, se crea una variable auxiliar con la sintaxis del objeto a crear. Para el caso de los *linecodes* se recorre la librería de capacidades, y para el caso de las líneas, se recorre la variable que contiene la información del archivo *Network_Data.csv*.
- Se escribe el contenido de esta variable en el archivo de texto.
- Se termina el ciclo y se cierra el archivo.

Con esto, quedan en el directorio en cuestión los archivos *masters* con la información de los objetos. A saber, se generan los archivos: *cargas.txt*, *empalmes.txt*, *lineas.txt*, *linecodes.txt*, *monitores.txt* y *monitoresLineas.txt*,

Elemento	Sintaxis
Carga	<code>new load.CargaNN Phases=1 Bus1=nodoNN kV=0.220 kW=1 pf=0.95 model=1 daily=loadshapeNN status=variable</code>
Generador	<code>new generator.PVgNN bus1=nodoNN phases=1 kV=0.220 kW=1 pf=1 model=7 status=variable daily=PVshape</code>
Monitor	<code>new monitor.Monitor_NodoNN element=line.empalmeNN terminal=2 mode=0</code>
Linecode	<code>new linecode.cableNN R1=AA X1=BB R0=CC X0=DD units=km</code>
Líneas	<code>new line.lineN1toN2 bus1=N1 bus2=nodoN2 length=L phases=3 units=km linecode=cableLC</code>

Tabla 4.5: Resumen de elementos creados en cada simulación

Lo que significan cada uno de estos elementos es obvio para los casos de Carga, Generador y Líneas. Por otro lado, es menester explicar los dos restantes.

- **Monitor:** Objeto capaz de *medir* distintas variables en el lugar donde esté conectado según el modo asignado. Cuando *mode=0* por ejemplo, entrega los valores de voltaje y corriente de todas las fases para cada intervalo de simulación.
- **Linecode:** Se utiliza para ordenar el trabajo cuando se trabaja con mas de un tipo de

línea en la simulación. Reúne las características de un tipo de línea y luego es asignado a la línea en su definición.

En general las sintaxis son similares, y en ellas se definen las características del objeto. A continuación se presenta un resumen de estas características.

- **phases:** refiere al número de fases del elemento.
- **bus1/2:** nodo de conexión, ya sea para una carga o los extremos de una línea. Es menester notar que aquí debe explicitarse la fase a la que está conectada la carga/línea mediante un punto y el número de la fase correspondiente después del nombre del nodo. Ejemplo *bus1=nodoNN.1* indica que se conecta a la fase 1 del nodoNN.
- **kV:** nivel de tensión del elemento.
- **pf:** factor de potencia del elemento.
- **model** modelo del objeto.
- **kW:** factor por el cual se multiplica, para el caso de objetos que utilizan *shapes*, cada uno de los puntos de éste. Por ejemplo, si se tiene $kW = 2$ quiere decir que el shape se leerá como el doble de lo que aparece en el archivo correspondiente.
- **daily=loadshape:** referencia al archivo/datos que se utilizarán como perfil en la carga/generador. Va acompañado de *status=variable* que el confiere la característica temporal.
- **element:** indica el elemento al que se conecta el monitor mientras que *terminal* indica el terminal al que se conecta, influenciando en cómo se mide la potencia (sentido de esta).
- **R,X:** valores de las variables físicas, deben estar en $[\Omega/km]$.
- **linecode:** indica el *linecode* al cual pertenece.

4.6.2. Módulo de Paneles Fotovoltaicos

Este módulo es el encargado de generar el archivo de texto con la información de los objetos generadores que simularán los paneles solares fotovoltaicos. Es decir, para efectos de este trabajo, el arreglo de paneles es modelado como un generador conectado en el nodo en cuestión que genera según el *shape* obtenido en la sección 4.2.2. Este archivo se genera para cada nivel de penetración, ya que obviamente, distintos niveles de penetración implicarán distinta cantidad de clientes con paneles presentes.

Para esto, se sigue un procedimiento similar al descrito en la sección anterior.

- Se abre el archivo de texto en el cual se escribirá la información.
- Se consulta el número de cargas de la red y se calcula, según el nivel de penetración que se está simulando, la cantidad de paneles a estar presentes.
- Se genera una lista de índices y se ordena al azar. Luego, se extraen los n primeros índices donde n es la cantidad de clientes con paneles y se crea una lista con ellos.
- Según esta selección, se recorre el archivo con los nombres de las cargas escribiendo la sintaxis necesaria en una variable auxiliar solo para aquellos clientes que obtuvieron

paneles.

- Se escribe esta variable auxiliar en el archivo de texto.
- Se termina el ciclo y se cierra el archivo de texto.

La sintaxis para crear el objeto generador se muestra en la tabla 4.5.

4.6.3. Módulo de Indicadores

Este módulo es de vital importancia ya que es el encargado de extraer los datos obtenidos en las simulaciones, generando así los indicadores relevantes para el análisis de las redes. En primer lugar, se explica a grandes rasgos el funcionamiento del código, detallando la extracción de información mediante COM. Luego, se listan y describen brevemente estos indicadores.

Descripción del Código

En primer lugar, es necesario describir el método utilizado para extraer la información de los monitores sin necesidad de guardar estos datos en un archivo `.csv`, el cual acelera el proceso de simulación. De hecho, cuando se usaba el método tradicional, el código se demoraba 10 veces más dado que tenía que abrir/cerrar del orden de 2000 archivos por simulación.

Este proceso consiste en acceder a la memoria interna de OpenDSS. Para esto se usa el elemento `dssCircuit.Monitors` el cual se asigna a una variable en Python (`m`). Luego, se define el atributo de nombre (`m.name`) de este monitor según el cliente que se esté chequeando. Con esto, se define una nueva variable de datos utilizando el atributo `m.ByteString`. Esta variable contiene una tira con los datos en codificación binaria, por lo que es necesario *traducirla* a valores de tipo `float`. Para esto, se utiliza el método `unpack` y debe comenzarse a traducir desde el índice 273, ya que los primeros 272 valores binarios corresponden al encabezado del archivo `.csv` que se crearía en caso de usar el método tradicional.

Con esto, los pasos seguidos por el código se describen a continuación.

- Para extraer la información, se recorre entonces la variable que posee los nombres de todos los clientes de la red.
- A cada cliente se le aplica el método descrito en el párrafo anterior para obtener así sus datos binarios.
- Luego, se recorre la variable de datos binarios para extraer los voltajes según la fase que corresponda al cliente en cuestión.
- Una vez obtenido este arreglo de voltajes que contiene un valor por cada minuto del día, se transforma en otro arreglo según el criterio del promedio móvil.
- Se recorre la variable que contiene los promedios y se analiza si existen o no problemas de tensión según los criterios explicados en la sección siguiente. Al mismo tiempo,

se guardan los valores de voltajes máximos/mínimos y en los momentos de máxima demanda e inyección.

- Una vez recorridos todos los monitores, se ordenan los voltajes de máxima demanda/inyección según su distancia al transformador.
- Finalmente, se recorren los monitores de líneas para extraer la información de la utilización de estas.

Dado que en los sistemas reales las mediciones se realizan cada 10 minutos, para aplicar los criterios de clientes con problemas de Baja y Sobre Tensión se realizó primero un promedio móvil sobre los datos de voltaje del nodo, tomando promedios cada 10 datos (cada 10 minutos), para luego aplicar el criterio en este nuevo vector. Como se aprecia en la figura 4.14, al aplicar este promedio móvil la curva no varía su forma característica, sino solo disminuye en su resolución.

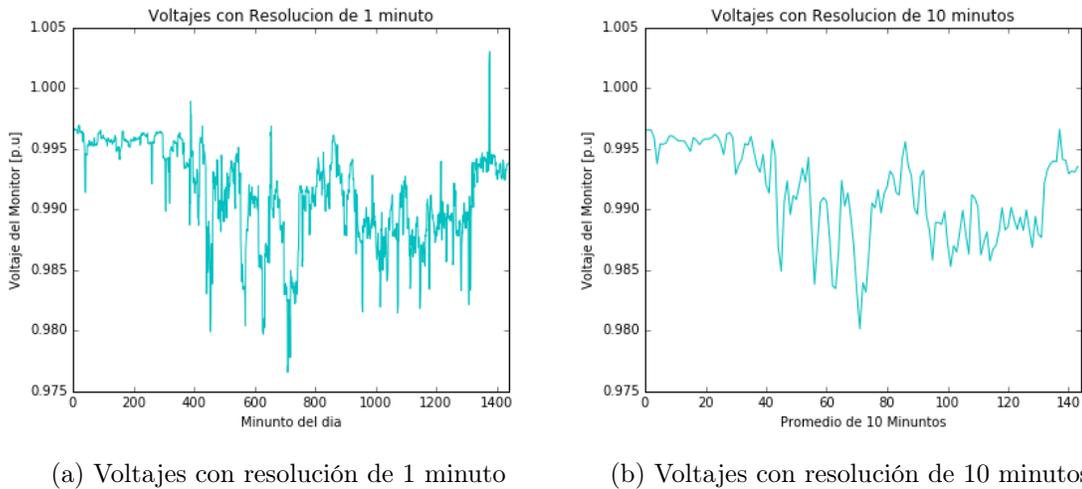


Figura 4.14: Comparación de voltajes con distintas resoluciones

Cientes con problemas de Baja Tensión

Un cliente tiene *problemas de baja tensión* cuando, para más del 5 % del tiempo, sus voltajes están por debajo de $U_- = 0,925[p.u]$ o -7.5% . Para este valor, se usó como referencia el borrador de la nueva Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución [36]. En la figura 4.15 se muestra un ejemplo de cliente con problemas de baja tensión.

Cientes con Problemas de Sobre Tensión

Un cliente tendrá *problemas de sobre tensión* cuando su voltaje supere el límite superior de $U_+ = 1,75[p.u]$ o bien $+7.5\%$. Sin embargo, a diferencia del caso de baja tensión, para que un cliente tenga problemas de sobre tensión basta que supere este umbral tan solo **en una ocasión**, considerando el promedio móvil de 10 minutos al igual que en el caso de problemas

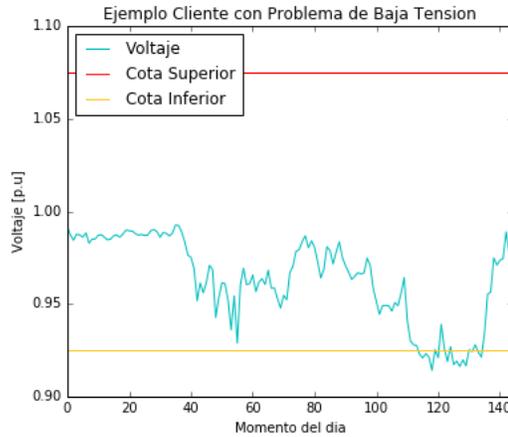
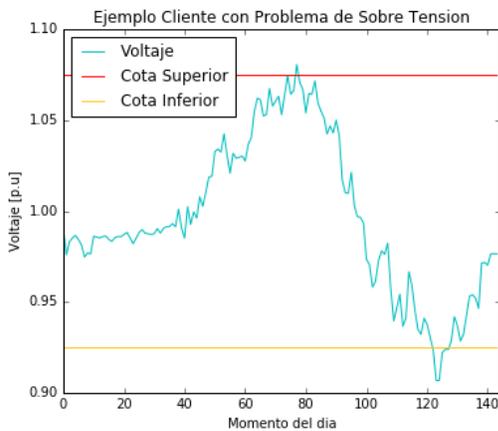


Figura 4.15: Ejemplo de cliente con problemas de Baja Tensión

de baja tensión. Este es el indicador más importante ya que nos dice como reaccionan las redes ante el aumento de la penetración PV. En la figura 4.16 se muestran un ejemplo de cliente con problemas de sobre tensión (fig. 4.16a) y un ejemplo de la salida de la herramienta en cuanto a este parámetro, es decir, el promedio de clientes con problemas de sobre tensión para una red en particular según el nivel de penetración PV.



(a) Cliente con problemas de Sobre Tensión



(b) Promedio de clientes con problemas de sobre tensión

Figura 4.16: Problemas de Sobre Tensión

Voltajes Máximos y Mínimos

Se extraen también los datos de voltajes **máximos y mínimos**. Estos voltajes corresponden al máximo/mínimo de todos los clientes para un nivel de penetración. Es decir, para cada nivel, se toma el mayor/menor valor entre todos los monitores. Un ejemplo de este indicador se muestra en la figura 4.17.

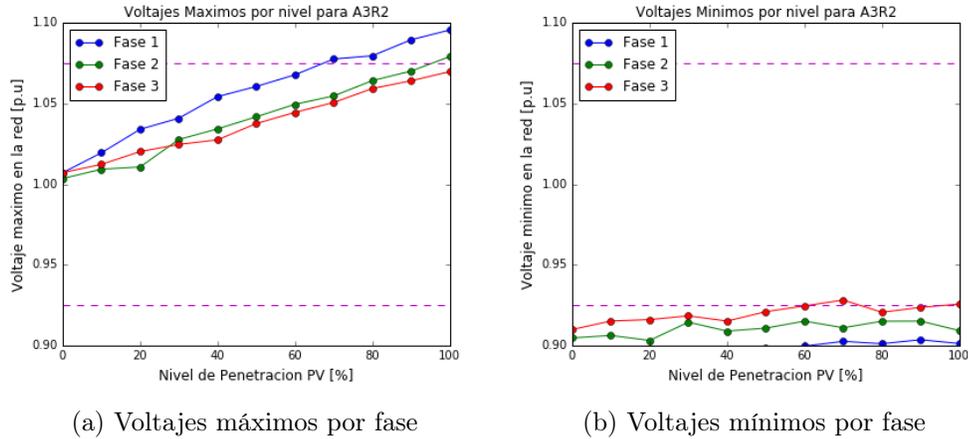


Figura 4.17: Voltajes máximos y mínimos por fase

Nivel de Utilización de las Líneas

Para cada línea que conecte dos nodos principales (no clientes) se obtiene el *Nivel de Utilización* de esta. El Nivel de Utilización se define como la razón entre el máximo valor de corriente horaria promedio para un día, sobre la ampacidad de la línea [37]. Este valor se calcula para cada línea, para cada nivel de penetración PV.

En particular, son de interés las líneas que salen del transformador, las cuales para efectos de este trabajo fueron dos para todas las redes. Estas líneas se extraen aparte ya que es necesario destacarlas de las demás para obtener sus valores de utilización en los momentos clave de 0 y 100% de penetración PV.

Finalmente, una red tendrá problemas de corriente cuando, para algún nivel de penetración PV, el promedio del nivel de utilización en las salidas del transformador sea mayor a 100. En la figura 4.18 se muestra un ejemplo de este indicador, donde se aprecia cómo las líneas de interés se encuentran resaltadas.

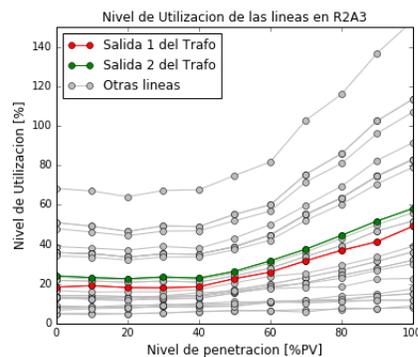
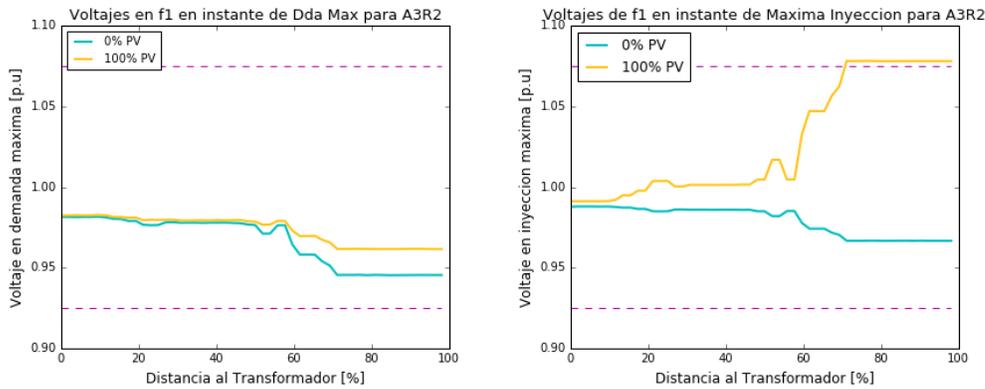


Figura 4.18: Ejemplo para el nivel de utilización

Voltaje en Instante de Máxima Demanda y Máxima Inyección

Con el fin de obtener un perfil de voltaje según la distancia del nodo al transformador, se extraen para cada monitor los voltajes en el momento de *Máxima Demanda* y *Máxima Inyección*. El momento de máxima demanda se encontró seleccionando de manera aleatoria 1000 veces 100 clientes, agregando su demanda y seleccionando este instante para luego entregar el promedio, que correspondió a las 19:00 hrs. Para el caso de máxima inyección, se tomó el del máximo valor del perfil solar, el cual ocurre a las 12:20 hrs.



(a) Perfil de voltaje en demanda máx fase 1 (b) Perfil de voltaje en inyección máx fase 1

Figura 4.19: Perfiles de voltaje en inyección y demanda máxima

4.6.4. Módulo *Main*

Como su nombre lo indica, este es el módulo principal y es el encargado de correr las simulaciones como tal, siendo su principal característica el darle a OpenDSS las instrucciones respectivas. Se compone de tres secciones principales que se detallan a continuación.

Previo

En esta sección previa se importan las librerías a utilizar y se definen las variables de interés. Se definen también aspectos como el alimentador/red (o conjunto de estos) a simular, la cantidad de simulaciones, el detalle en los niveles de penetración, etc.

El proceso más importante de esta sección previa tiene que ver con la creación del *pool* de perfiles. Para esto, se leen los 2000 perfiles generados con el modelo CREST y se guardan como las filas en una variable que los contiene a todos. Estos perfiles serán luego asignados a las cargas respectivas en forma de loadshape.

Una vez creado este pool de perfiles se importa la librería `win32com.client` que permite trabajar

con OpenDSS desde Python. Luego, se definen las variables que servirán para dar instrucciones a OpenDSS, siendo el más importante el `dssText`, el cual es equivalente a *escribir* en el script de OpenDSS.

- `dssObj = win32com.client.Dispatch("OpenDSSEngine.DSS")`
- `dssText = dssObj.Text`
- `dssCircuit = dssObj.ActiveCircuit`
- `dssSolution = dssCircuit.Solution`
- `dssElem = dssCircuit.ActiveCktElement`
- `dssBus = dssCircuit.ActiveBus`

Cuerpo

En esta sección se corren las simulaciones como tal. Se realizan una serie de ciclos `for` ya que es necesario iterar para cada alimentador, cada red, cada nivel de penetración y según el número de simulaciones requeridas. En cada uno de estos ciclos se realizan distintos procesos que se detallan a continuación

Dado un alimentador, para cada red a ser simulada se definen los directorios correspondientes, es decir, la ubicación de los archivos que contienen la información de la red. Luego, se ejecuta el Módulo de Información para generar los archivos *master* según se describió en la sección 4.6.1.

Luego, se comienza iterar la red según el número de simulaciones estipulado. Cada iteración de la red se compone de 11 simulaciones, una para cada nivel de penetración PV de 0 a 100 % en intervalos de 10 %. En cada una de estas simulaciones por nivel se ejecuta el módulo de Paneles Fotovoltaicos, para así asignar de manera aleatoria a los clientes que tendrán paneles.

Una vez asignados los paneles, se proceden a *crear* los loadshapes para las cargas utilizando un procedimiento similar al descrito en la sección 4.6.3. Primero, se genera una lista de 2000 índices v_k al azar, de la cual se seleccionan los primeros m , donde m es el número de cargas de la red. Por ejemplo, si la lista de índices es $v = [3, 67, 54, 78, 9, 11, 23, 456, 777, \dots]$ y la red tiene tres cargas, los índices seleccionados serían $l = [3, 67, 54]$. Luego, se recorre la variable que contiene los nombres de las cargas para asignar los perfiles. A la carga en la posición j se le asigna la fila k del pool de perfiles, donde $k = l[j]$. En nuestro ejemplo, la primera carga de la red tendrá el perfil ubicado en la posición $k = l[0] = 3$, la segunda en $k_2 = l[1] = 67$, etc.

Esta asignación se realiza utilizando el objeto `dssCircuit.Loadshapes` según se describe a continuación:

- `dssCircuit.Loadshapes.New()` crea un Loadshape.
- `dssCircuit.Loadshapes.name=nombre` le da un nombre al loadshape, debe ser el mismo usado en la declaración de la carga.
- `dssCircuit.Loadshapes.npts=1440`, declara cuantos intervalos tendrá el perfil.
- `dssCircuit.Loadshapes.MinInterval=1`, declara el intervalo mínimo.

- `dssCircuit.Loadshapes.UseActual=1`, señala como objetivo el vector de potencia activa `Pmult`.
- `dssCircuit.Loadshapes.Pmult=poolPerfiles[k]`, el más importante, ya que asigna al loadshape creado los datos contenidos en la fila k de `poolPerfiles`.

Una vez generados los loadshapes, se procede a crear el *script* del circuito a simular. Mediante la instrucción `dssText.Command="Este es un comando de OpenDSS"` se *escriben* en OpenDSS vía Python las instrucciones necesarias para simular el circuito. Las instrucciones mínimas para correr un circuito se detallan brevemente a continuación.

- `Set DefaultFrequency=50`, setea la frecuencia del circuito en $50[Hz]$.
- `clear`, elimina un circuito existente.
- `new circuit.ElCircuito basekv=bkV pu=1.00 angle=0 frequency=50 phases=3`, crea el objeto circuito.
- `set dataphat="ElDirectorio"`, señala el directorio de trabajo.
- `new transformer.ElTrafo windings=2 buses=(Sourcebus, nodo1) conns=(wye, wye) kvs=(vMT, vBT) kvas=(250, 250)`, crea el objeto del transformador. Este es el mismo para todas las redes, y consiste en un transformador de dos enrollados con razón de transformación de $11 : 0,380[kV]$ y una potencia de $250[kVA]$.
- `compile ArchivoMaster.txt`, lee el archivo que contiene las declaraciones creadas con el módulo de información. Este paso debe repetirse para todos los objetos necesarios, a saber: linecodes, líneas, empalmes, generadores PV, cargas, monitores, loadshapes.
- `set controlmode=static`, orden de generar 1440 soluciones.
- `set mode=daily stepsize=1m number=1440`, declara que se hará una simulación diario con resolución de 1 minuto y 1440 datos.
- `solve`, resuelve el circuito.

Finalmente, una vez resuelto el circuito, se ejecuta el Módulo de Indicadores para extraer así la información necesaria. Los valores relevantes extraídos de cada simulación se van guardando en una variable que, al final de la simulación total, resume la información de cada una de las simulaciones particulares, para cada red, para cada alimentador. Más específicamente, esta variable contiene: nombre de la red, cantidad de cargas, largo en kilómetros, clientes con problemas de baja y sobre tensión, voltajes máximos y mínimos para cada fase, utilización para cada línea, utilización en los niveles 0 y 100 % y los voltajes en demanda e inyección máxima para cada fase. En la figura 4.20 se muestra un resumen gráfico del algoritmo explicado en esta sección.

Guardado de Resultados

Una vez terminadas las simulaciones, se ejecuta un módulo que guarda los resultados **por red** en archivos `csv`. Estos archivos contienen, por filas, los resultados correspondientes para cada simulación. Luego, se escriben el promedio y la desviación estándar calculados sobre las n simulaciones. En el caso de indicadores con más de una variable – como los voltajes máx/min que tienen tres fases cada uno– se escriben los resultados de cada uno de ellos, y luego las parejas promedio-desviación de cada uno también.

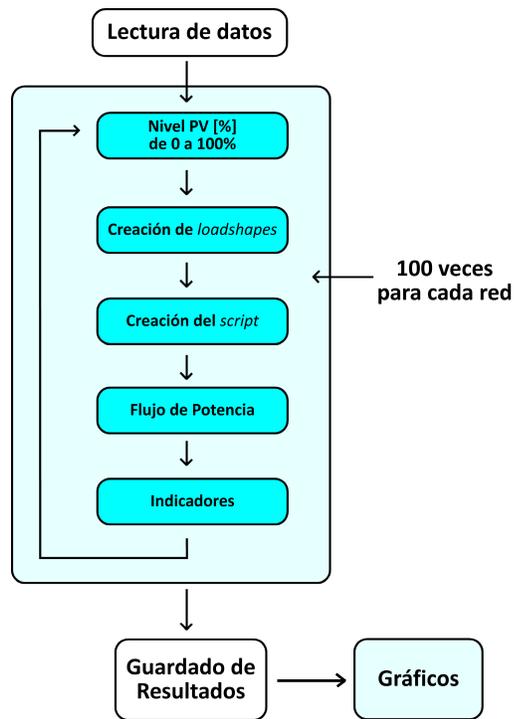


Figura 4.20: Diagrama del código main

4.6.5. Resultados del Programa

Como se mencionó en la sección anterior, el programa entrega archivos `csv` para cada indicador, para cada red, según el número de simulaciones. Además, es capaz de entregar gráficos promedio de los indicadores descritos en la sección 4.6.3. Con estos gráficos y archivos, es posible realizar los análisis que se deseen, modificando cualesquiera de los parámetros del circuito, por lo que se otorga casi completa flexibilidad a quien desee utilizarlo. Como resultados *secundarios* es posible obtener una gráfica con la topología de la red, como se muestra en la figura 4.11. Finalmente, se pueden obtener gráficos resumen a nivel de alimentador para cualquiera de los indicadores.

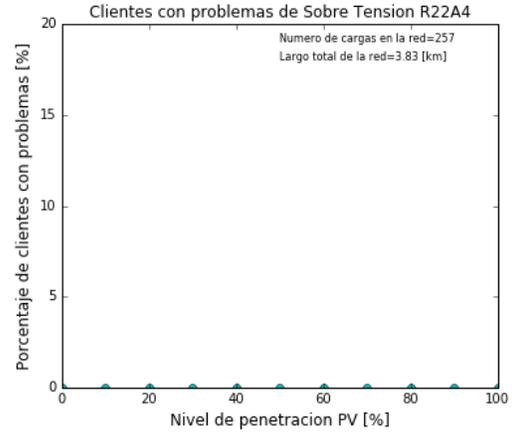
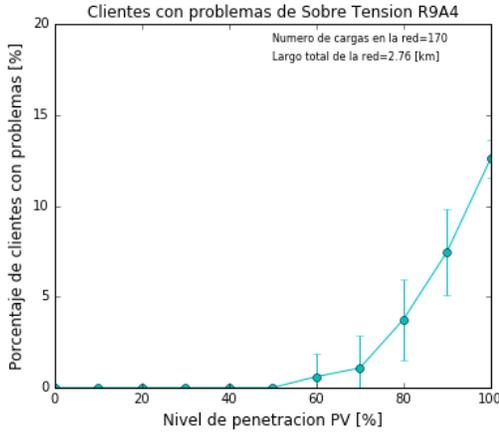
Capítulo 5

Análisis de Redes y Resultados

En esta sección se detallan los análisis realizados y sus resultados correspondientes. Las 237 redes fueron corridas un total de 100 veces cada una y mediante un análisis fueron separadas en dos grupos: redes con problemas – de tensión, corriente o ambas – y redes sin problemas. Con esta distinción, las redes con problemas fueron analizadas en detalle con el fin de obtener conclusiones acerca de cuándo comienzan los problemas o qué porcentaje de clientes posee problemas para un nivel dado, entre otros.

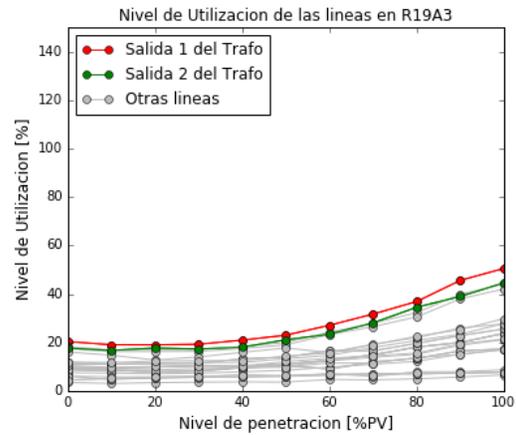
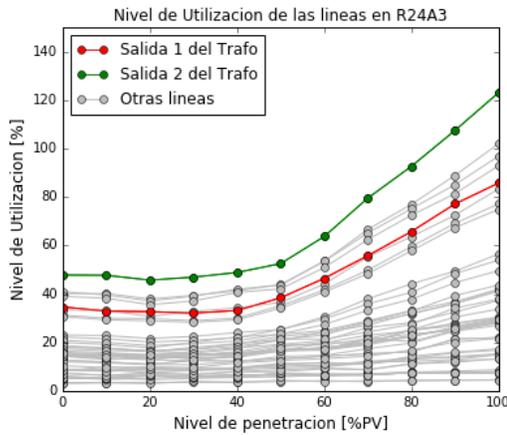
5.1. Análisis previo

Una vez corridas las redes se generaron los gráficos de problemas de sobre tensión y nivel de utilización para cada una de ellas. Recordemos que, en nuestro análisis, se asume que una red presenta problemas de corriente cuando en algún momento el promedio del nivel de utilización a la salida del transformador es mayor a 100 %. Por otro lado, una red tiene problemas por sobre tensión cuando en algún instante (considerando el promedio RMS de 10 minutos) sobre pasa la cota superior de $U_+ = 1,075[p.u]$. Por inspección de estos gráficos, se notó que la mayoría de las redes no presentaban problemas para ningún nivel de penetración PV. Por ejemplo, en la figura 5.1 se muestran dos redes de un mismo alimentador, donde en la primera (fig 5.1a) los problemas comienzan a aparecer con un 60 % de penetración PV, es decir, cuando un 60 % de los clientes tienen paneles solares en sus techos una parte de ellos supera el umbral de tensión, mientras que en la otra (fig 5.1b) simplemente no aparecen nunca. Así mismo, en la figura 5.2 se aprecian dos redes de un mismo alimentador, en donde la primera posee problemas de utilización que comienzan en el nivel de 100 % de penetración PV y la otra no posee problemas para ningún nivel.



(a) Ejemplo de red con problemas de tensión (b) Ejemplo de red sin problemas de tensión

Figura 5.1: Ejemplo de redes con y sin problemas de tensión



(a) Ejemplo de red con problemas de corriente (b) Ejemplo de red sin problemas de corriente

Figura 5.2: Ejemplo de redes con y sin problemas de corriente

Con esto, se realizó un filtrado analizando los archivos de salida obtenidos de correr cada red 100 veces con el fin de separar las 237 redes en dos grupos: redes con y sin problemas. El grupo con problemas incluye aquellas redes que presentan en **al menos una ocasión** algún problema de tensión y/o corriente. Por otro lado, el grupo sin problemas incluye a las que **no presentan nunca** problemas para ningún nivel PV en ninguna simulación, lo que implica que este es el escenario más conservador posible. En este punto, un tomador de decisiones podría incluir algún tipo de holgura y relajar el escenario, considerando apta una red que presente, por ejemplo, problemas en dos de las cien simulaciones como una red "sin problemas" (escenario de riesgo limitado).

Así, se generó el gráfico de la figura 5.3 que muestra el porcentaje de las redes que presentan problemas de tensión y problemas de corriente. Además, se agrega una barra que muestra el porcentaje de redes con problemas total, es decir, que tienen problemas de tensión y/o corriente. En ella se observa que alrededor de un 36.3% de las 237 redes presentan algún

tipo de problema. También, se ve que un 29.5 % del total presenta problemas de sobre tensión y tan solo un 8.4 % problemas de corriente. Se ve también que la cantidad de redes con algún tipo de problema es similar a la cantidad con problemas de tensión, esto debido a que existen solo 4 redes (1.7 % del total) que poseen ambos tipos de problemas. Finalmente, en la figura 5.4 se muestra, dentro el grupo de las redes con problemas, qué porcentaje de estas presenta primero problemas de tensión o corriente. Se aprecia que casi el 80 % comienza con problemas de tensión, por lo debiera ser éste el tipo de problema a tener en mayor consideración.

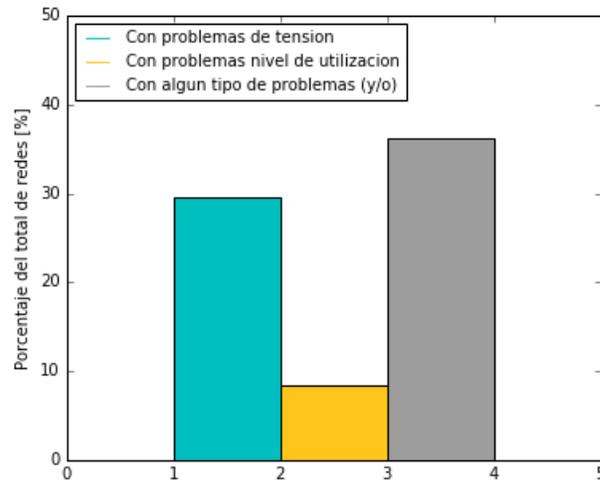


Figura 5.3: Porcentajes de redes con problemas según su tipo

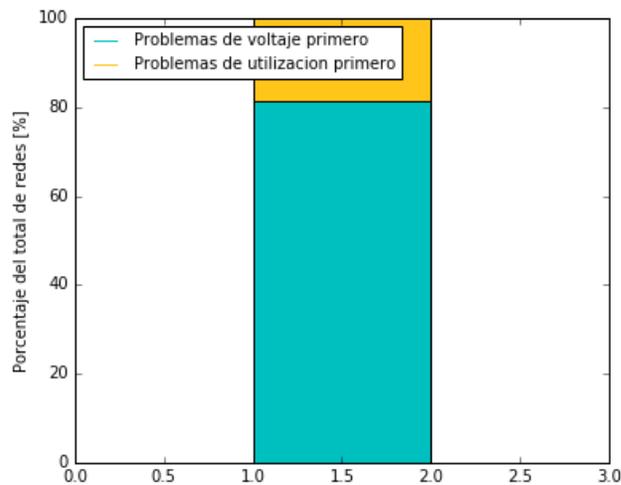
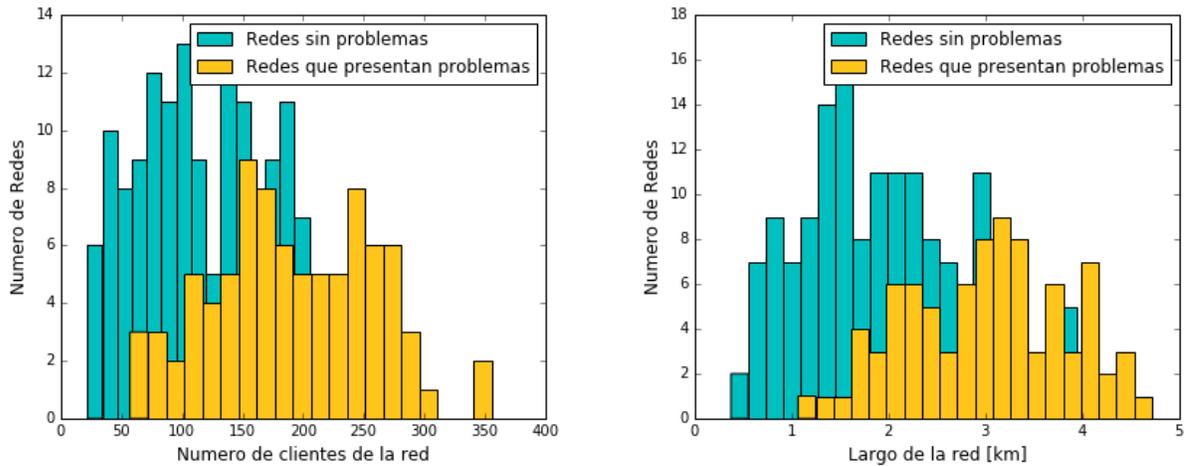


Figura 5.4: Aparición de problemas de tensión o corriente

5.1.1. Cantidad de Clientes y Largo de la Red

Con estos dos grupos, y con el objeto de analizar su comportamiento, se generaron los histogramas de la figura 5.5, que corresponden a la cantidad de redes según la cantidad de clientes que poseen (figura 5.5a) y la cantidad de redes según el largo de la red (figura 5.5b). Para el primer caso, se puede asegurar que redes con menos de 50 clientes no tendrán problemas para ningún nivel de penetración PV. Así mismo, para el segundo caso se puede asegurar que redes con un largo menor a un kilómetro tampoco presentarán problemas.

En la figura 5.6 se muestran los mismo datos pero esta vez con las redes sin problemas al frente de la figura, con el fin de poder observar qué sucede en la intersección en el límite superior. Así entonces, en la figura 5.6a se aprecia que es probable que redes con más de 260 clientes presenten problemas. Así mismo, en la figura 5.6b se ve que es probable que las redes presenten problemas si su largo es mayor a los 4[km]



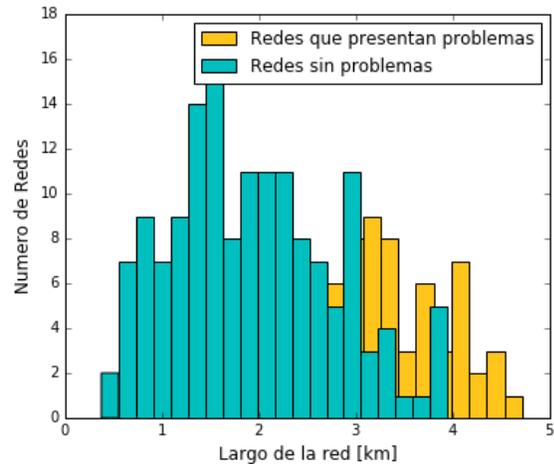
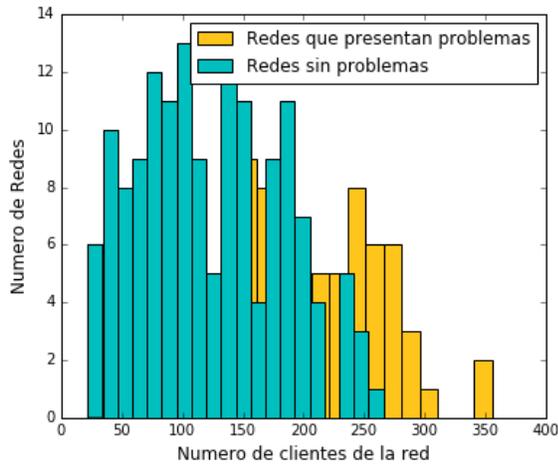
(a) Histograma de redes según cantidad de clientes

(b) Histograma de redes según largo de la red

Figura 5.5: Histogramas de redes con y sin problemas

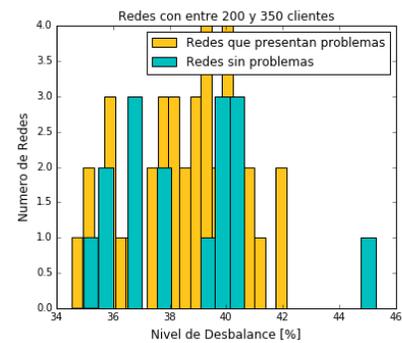
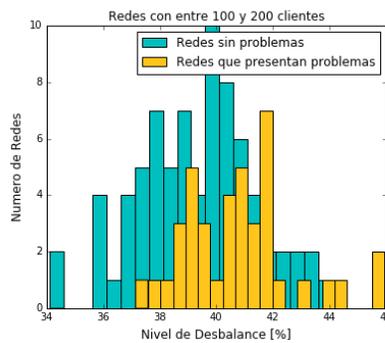
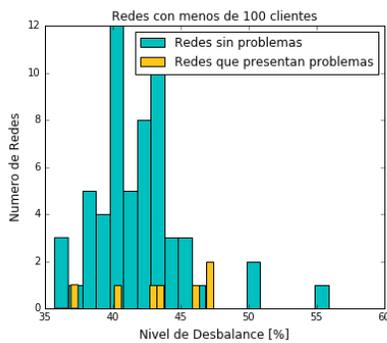
Finalmente, es posible analizar las redes en función de su nivel de desbalance utilizando la métrica definida en la sección 4.3.1. Para esto, tanto para la cantidad de clientes como para el largo de la red, se separaron las redes en grupos que las hicieran comparables. En el caso del número de clientes, se formaron tres grupos: redes con menos de 100 clientes, redes con entre 100 y 200 clientes y redes con más de 200 clientes. Para el caso del largo, se formaron solo dos grupos: redes con largo menor y mayor a 2 [km].

En la figura 5.7 se muestra el caso para el número de clientes. En este, solo se podría decir que el desbalance influye cuando se trata de redes con un término medio de clientes (figura 5.7b), en donde se tiene que mientras más cercano al caso ideal (33%) es probable que las redes no tengan problemas y por sobre un 44% es probable que si tengan problemas. Por otro lado, en los casos extremos (figuras 5.7a y 5.7c), no se puede concluir con respecto al desbalance ya que solo se aprecia lo que ya se sabía: redes con pocos clientes tienden a no tener problemas y redes con muchos clientes a si tenerlos.



(a) Histograma de redes según cantidad de clientes 2 (b) Histograma de redes según largo de la red 2

Figura 5.6: Histogramas de redes con y sin problemas

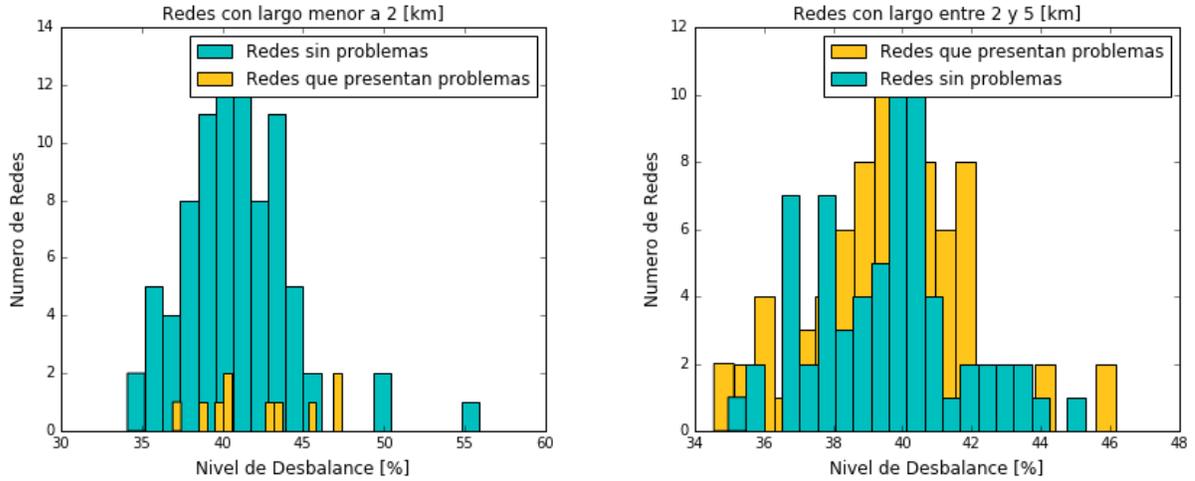


(a) Desbalance: redes con menos de 100 clientes (b) Desbalance: redes con entre 100 y 200 clientes (c) Desbalance: redes con mas de 200 clientes

Figura 5.7: Desbalance según cantidad de clientes

En cuanto al desbalance según el largo de la red, se tiene que para las redes de largo mayor a 2 [km] (figura 5.8b) ambos tipos (con y sin problemas) siguen distribuciones muy similares sin importar este, por lo que no se puede concluir que influya en que existan o no problemas. En cuanto al grupo de largo menor a 2 [km] (figura 5.8a), se tiene que se mantiene la conclusión de que redes cortas tienden a no tener problemas, pero no se ve influencia del nivel de desbalance. Por lo tanto, el nivel de desbalance no se puede a priori relacionar con el largo de la red para intuir si esta tendrá o no problemas de algún tipo.

En síntesis entonces, del total de la muestra inicial de 237 redes, se tienen **151** sin problemas para ningún nivel, es decir un **63.7%** y **86** que si presentan algún tipo de problema (de tensión o corriente), que corresponde al **36.3%** del total. De estas redes con problemas, **66** tienen problemas exclusivos de tensión (76.7%), **16** tienen problemas exclusivos de corriente (18.6%) y, finalmente, tan solo **4** redes comparten problemas (un 4.7%). En estas 4 redes que tienen ambos tipos de problemas, los de tensión siempre aparecen antes que los de corriente.



(a) Desbalance: redes con largo menor a 2 km (b) Desbalance: redes con largo mayor a 2 km

Figura 5.8: Desbalance según largo de la red

5.1.2. Nivel de Utilización, detalle

Otro análisis que es interesante realizar tiene que ver con el nivel de utilización de las líneas de las redes. Por inspección de los gráficos obtenidos (como el de la figura 4.18), se observa que este posee un comportamiento común para las redes analizadas, disminuyendo levemente (o relativamente constante) en los primeros niveles de penetración PV, para luego aumentar consistentemente a partir de un nivel de penetración PV dado. Esto debido a que en algún punto los flujos se invierten debido a la inyección de energía por parte de los paneles. Dicho esto, para tener una visión de cómo se comporta la red en cuestión no importa el valor del nivel de utilización en los niveles de penetración PV intermedios, sino solamente en los extremos, es decir 0 y 100 % PV.

Con esto en mente, se generaron los gráficos de la figura 5.9. En la figura 5.9a se muestra cómo se distribuye el nivel de utilización para 0% PV. Primero, se observa que no hay redes con un nivel inicial mayor al 50%, lo que, considerando lo explicado en el párrafo anterior, nos da un indicio de que los problemas de corriente tardarán en aparecer. Por otro lado, la mayor cantidad de redes (aproximadamente un 70% de estas) tienen un nivel de utilización inicial entre 20 y 30%.

Para el caso del nivel 100% (figura 5.9b), se observa que la mayoría llega con un nivel de utilización del 60% o menor (el percentil 50 corresponde a 59.5% de nivel de utilización), y se reparte entre 40 y 85% (el percentil 80 corresponde a 83% de nivel de utilización). Finalmente, se aprecia que es un número menor el de redes sobrepasan el 100% de utilización cuando todos los clientes tienen paneles (el percentil 92 corresponde a un 100.7% de nivel de utilización), lo cual nuevamente es un resultado positivo ya que indica que, en el peor de los

casos, la mayoría de las redes no sufre de estrés por corrientes a la salida del transformador. Es menester recordar que este análisis es para las líneas que salen del transformador, por lo que es posible que exista líneas que, por motivos topológicos por ejemplo, si sobrepasen estos niveles. Estos resultados se condicen con los mostrados en la sección anterior, que dicen que los problemas por corriente son minoría.

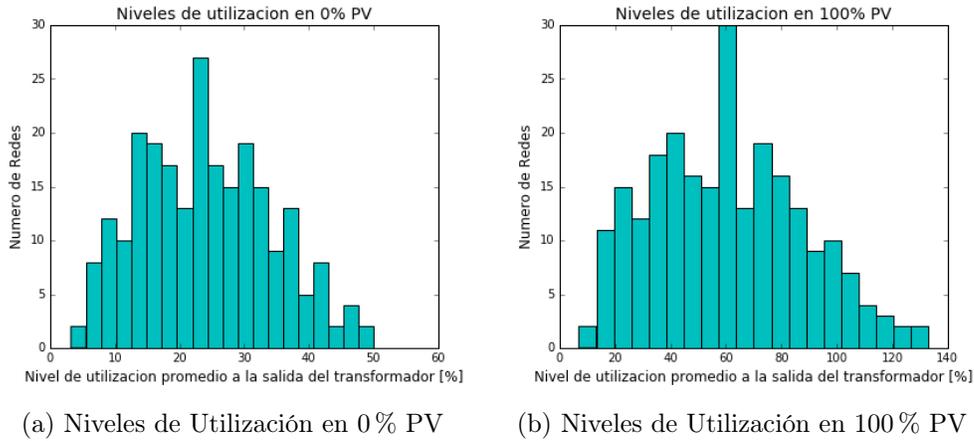


Figura 5.9: Niveles de utilización en 0 y 100 % PV

Ahora bien, si se separan nuevamente las redes en los dos grupos existentes (con y sin problemas), se obtienen los gráficos de la figura 5.10. En la figura 5.10a se ve que redes con menos de un 10 % de nivel de utilización inicial es probable que no tengan problemas. Así mismo, si miramos la figura 5.10b que corresponde a los mismos datos pero esta vez con las redes sin problemas la frente de la figura, se observa que las redes con problemas comienzan con un nivel de utilización por sobre el 40 %.

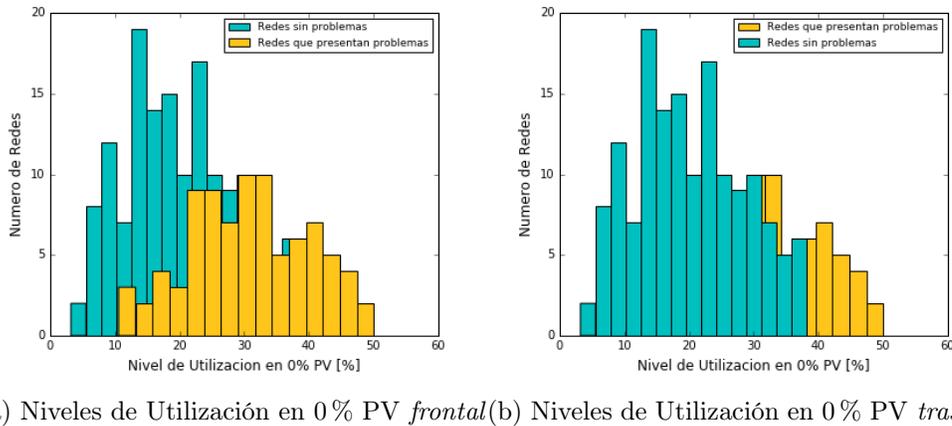


Figura 5.10: Nivel de utilización por grupo de redes en 0 % PV

5.2. Redes con Problemas

En esta sección se analizan los resultados obtenidos del estudio en detalle de las 86 redes con problemas. En primer lugar, se muestra el análisis global, que corresponde a las redes con problemas ya sea de tensión o de corriente. Luego, se separa el análisis según el tipo de problema para obtener así información más detallada de cada fenómeno. Finalmente, se analiza cómo se comporta el voltaje de las cargas según su distancia al transformador. Para mayor análisis de estas redes con problemas, su topología puede observarse en detalle en el anexo 6.2.

5.2.1. Análisis Global

Si se consideran todas las redes con problemas, ya sean de tensión o de corriente, y se busca el momento en que aparecen estos, se obtiene el gráfico de la figura 5.11. En este, se observa que la mayoría de los problemas aparecen entre un 40 y un 70 % de penetración PV. Por otro lado, la segunda mayoría aparece en el nivel de 100 %. Sin embargo, este gráfico contiene ambos tipos de problemas, por lo que solo entrega un panorama general más no el detalle. Para esto, los datos se desagregan según tipo de problema y se discuten en las dos secciones siguientes. El resultado más importante sin embargo, tiene que ver con el hecho de que **para menos de 20 % de penetración PV no se presentan problemas**. Esto es un resultado importantísimo porque nos dice que, de la muestra total de nuestras redes ficticias analizadas, es posible instalar hasta un 20 % de clientes con un pack fotovoltaico de 3[kW] en cualesquiera de estas y la red no presentará problemas de ningún tipo.

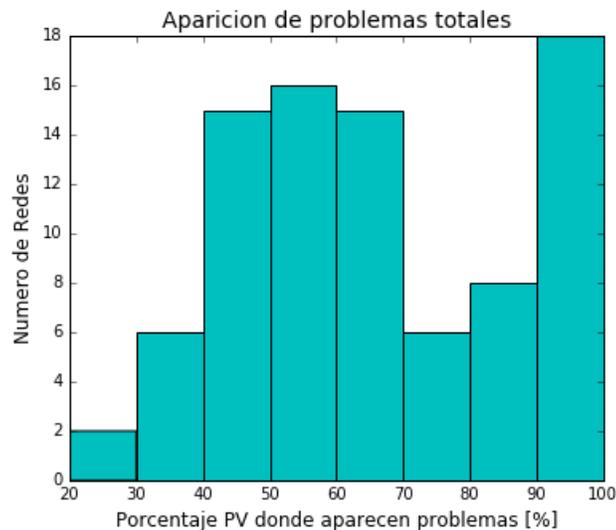


Figura 5.11: Histograma de clientes con problemas de tensión y/o corriente

5.2.2. Problemas de Sobre Tensión

Desagregando los resultados, para el caso de problemas de tensión se obtiene el histograma de la figura 5.12. Lo primero que salta a la vista es el hecho de que este es bastante similar al mostrado en la figura 5.11, lo que ocurre debido a que la mayoría de los problemas son producidos por tensión, como se vio en las secciones anteriores. En este se observa nuevamente que la mayor cantidad de redes comienzan a tener problemas entorno al **50 %** de penetración PV. También, se observa que **ninguna red tiene problemas para menos de 20 %**.

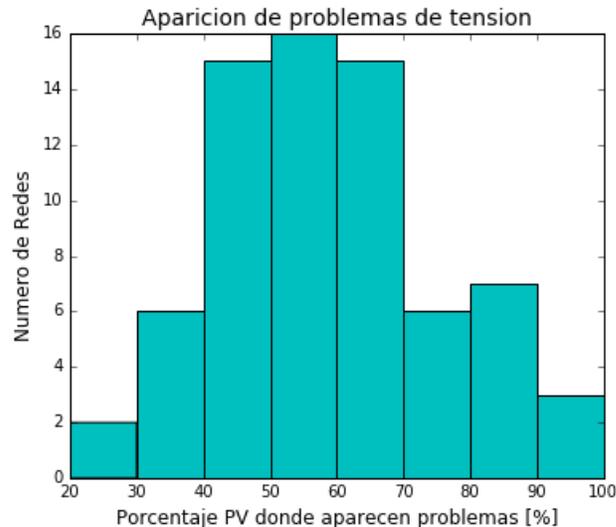
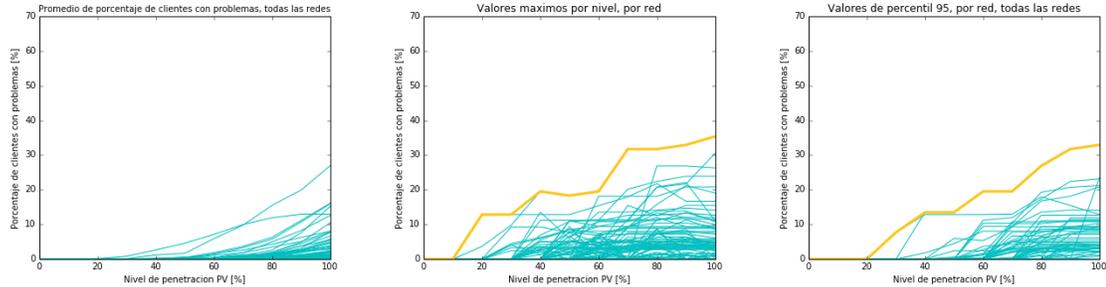


Figura 5.12: Histograma de aparición de problemas de tensión

En la figura 5.13a se muestran los promedios obtenidos de las 100 simulaciones para cada una de las redes con problemas de tensión. Como es posible apreciar, la gran mayoría de las redes presenta menos de 10 % de sus clientes con problemas para un 100 % de adopción PV. Una pequeña porción termina con entre un 10 y 20 % de clientes con problemas y tan solo una red se escapa por sobre el 25 %. Dado que estos son valores promedio, es posible, por ejemplo, que para alguna red en particular, en alguna simulación, los valores sean mayores a este promedio, ocultando así posibles problemas. Para dilucidar esto, se generó el gráfico de la figura 5.13b, en donde se tomaron los valores máximos, dentro de sus 100 simulaciones, para cada red, para cada nivel. Además se construyó la curva destacada, que presenta la cota superior, considerando los máximos por nivel entre todas las redes (máximos entre máximos). Nuevamente, se aprecia que la mayoría de las redes tiene sus máximos en torno al 10 % de clientes con problemas (mayor densidad de curvas en el gráfico). Finalmente, son pocas las redes que tienen máximos por sobre el 20 % de problemas, lo que se condice con la figura 5.13a. Finalmente, en la figura 5.13c se repite el ejercicio pero esta vez con los percentiles 95. Se aprecia que este es bastante similar a la figura 5.13b, lo cual es positivo ya que indica que el 95 % de las redes tiene un comportamiento por debajo de estos valores.

Por último, recordemos que estas redes son resultado de un ejercicio de planificación, y por tanto, ficticias, por lo que tan solo nos presentan un indicativo del comportamiento que podrían tener las redes en la realidad.

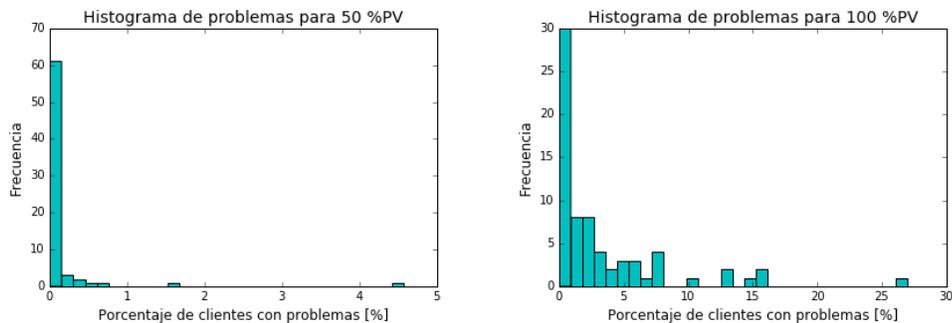


(a) Promedio de problemas en las 100 sims (b) Valores máximos entre las 100 sims (c) Percentiles 95 entre las 100 sims

Figura 5.13: Resumen de problemas de tensión

Por otro lado, es de interés analizar, para cada nivel de penetración PV, qué porcentaje de clientes tiene problemas en ese nivel en particular. En la figura 5.14 se muestran los casos de mayor relevancia, que corresponden a 50 %, el nivel en qué mas redes comienzan con los problemas, y al nivel de 100 %, en donde todas tienen problemas (los demás niveles, a partir del 20 %, se pueden consultar en el anexo).

Para 50 %, se aprecia que la gran mayoría de las redes (99 % de la muestra) poseen menos de un 1 % de clientes con problemas, es decir, si bien los problemas comienzan en el 20 % de penetración PV, al aumentar el nivel en un 30 % la cantidad de clientes con problemas es aún muy pequeña. Así mismo, para el caso 100 % PV, se tiene que la mayoría de las redes posee hasta un 8 % de clientes con problemas. Más específicamente, el percentil 90 se ubica en un 8.03 % de porcentaje de clientes con problemas, es decir, el 90 % de los datos del histograma se encuentra bajo este valor. Eso quiere decir que, si consideramos un nivel de penetración PV de 100 %, el 90 % de las redes analizadas tienen, en este nivel, menos del 8 % de sus clientes con problemas.



(a) Porcentaje de clientes con problemas en 50 % PV (b) Porcentaje de clientes con problemas en 100 % PV

Figura 5.14: Histogramas para niveles clave de 50 y 100 % PV

5.2.3. Nivel de Utilización

Con respecto al nivel de utilización, al desagregar los resultados de aparición de problemas se obtiene el histograma de la figura 5.15. En el, se aprecia primeramente que los problemas por corriente aparecen en las redes estudiadas a partir del 80 % de penetración PV. Además, estos se concentran en el nivel de 100 %. Esto se condice con lo mostrado en los histogramas general y de problemas de tensión, los cuales son bastante similares pero el primero tiene más apariciones en 100 %, que se deben efectivamente a estos problemas de corriente.

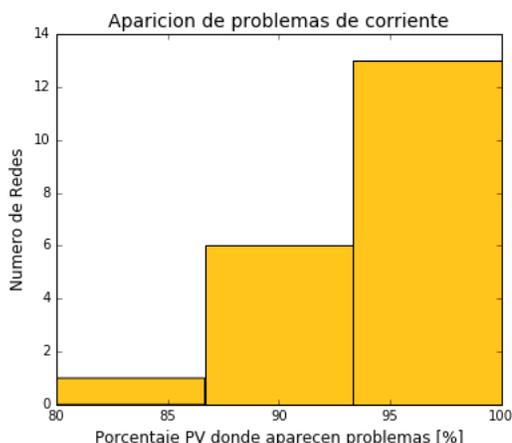
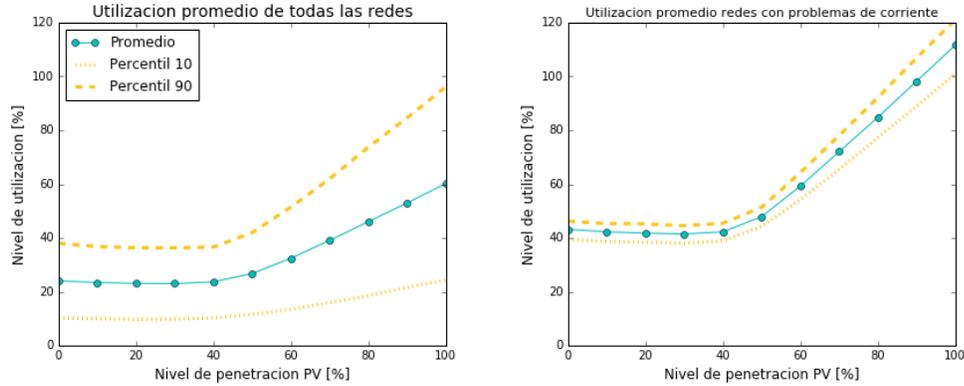


Figura 5.15: Histograma de aparición de problemas de corriente

Finalmente, en la figura 5.16 se muestra el promedio del nivel de utilización a la salida del transformador para todas las redes (figura 5.16a) y para las redes que presentan problemas de corriente (figura 5.16b). En la primera se ve como el nivel no sobrepasa, en promedio, del 80 %, y comienza con un valor cercano al 20 %. Dado que estos valores son promedios, se incluyen también los percentiles 10 y 90, para enmarcar el 80 % de los datos, los cuales se ve no sobrepasan el 100 % de utilización para 100 % de penetración PV. Así, las redes con problemas de corriente se encuentran en este 20 % restante. Así, en la segunda figura, se ve cómo comienzan con un nivel más elevado de un 40 %, mientras que finaliza por sobre el 110 % para el 100 % de penetración PV. Además, se aprecia que se supera el 100 % solo a partir del 90 % PV. También en esta figura se incluyen los percentiles 10 y 90, ayudando así a visualizar los valores extremos. Finalmente, se aprecia que para ambos casos la curva se mantiene disminuyendo ligeramente en los primeros cinco niveles de penetración, pero a partir del nivel 40 % esta se dispara, cambiando su comportamiento. Esto debido a los flujos reversos producto de la energía inyectada por los paneles solares. Este es un resultado importante ya que nos dice que para un nivel PV menor a 40 % es poco probable que aparezcan problemas de corriente.



(a) Promedio del nivel de utilización, todas las redes
 (b) Promedio del nivel de utilización, redes con problemas

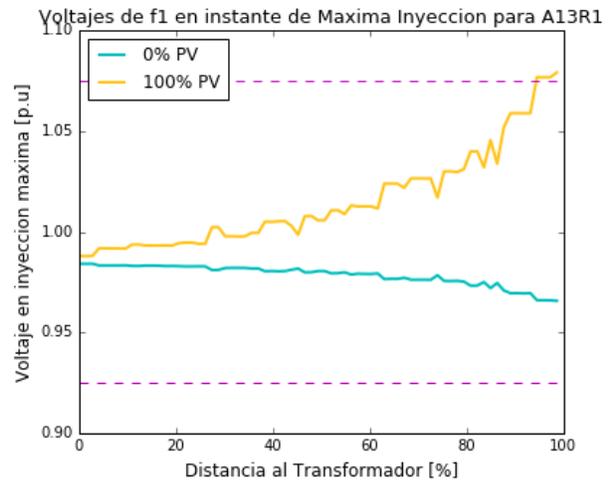
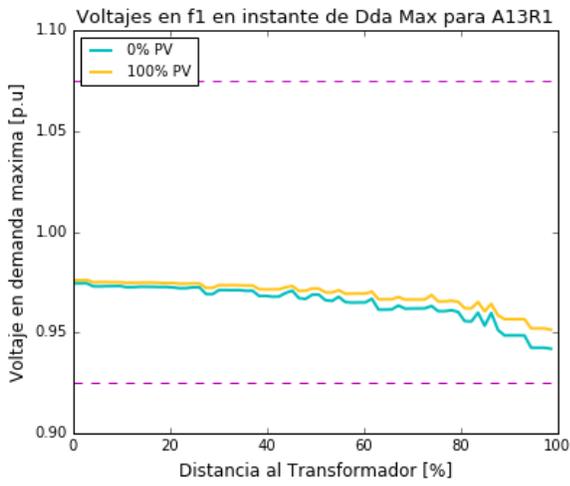
Figura 5.16: Promedios problemas de corriente

5.2.4. Perfiles de Voltaje

Finalmente, es posible analizar cómo se comportan los voltajes en las redes con problemas al momento de máxima demanda (a las 19:00 hrs) y al momento de máxima inyección de los paneles PV (12:20 hrs en el perfil solar utilizado), según la distancia del cliente al transformador 5.17. Por inspección, y según se aprecia en el ejemplo de la figura 5.17a, se tiene que para todas las redes estudiadas el perfil de voltaje en demanda máxima muestra curvas muy similares para los casos de 0 y 100 % de penetración PV, es decir, la adopción de paneles por parte de todos los clientes de la red modifica ligeramente el escenario. Por otro lado, en el momento de **máxima inyección**, los casos 0 y 100 % se comportan distinto, con este último mostrando, como era de esperar, una elevación de los voltajes para el caso en que todos los clientes tienen paneles. Mas específicamente, se observa que dada una cierta distancia n % los voltajes comienzan a crecer a una tasa *constante*. En el ejemplo de la figura 5.17b se ve que a partir de aproximadamente un 30 % de distancia al transformador, los clientes comienzan a ver una elevación en sus niveles de tensión.

Con esto en mente, se realizó un análisis acerca de a qué distancia del transformador es más probable que comiencen los problemas de tensión. Para esto, se leyeron los resultados correspondientes a las redes con problemas y se extrajo la información necesaria. Dado que estos resultados están divididos por fase, se utilizó el criterio de analizar los resultados de la fase a la que más cargada estuviera la red. Por ejemplo, si una red tenía un 40 % de sus clientes en la fase 1, se tomó esta fase para el estudio.

Los resultados se aprecian en el histograma de la figura 5.18, en donde se ve que los problemas comienzan a aparecer con mayor frecuencia al rededor del 60 % de distancia, y la mayoría comienzan por el 90 % de distancia al transformador. Cabe recalcar nuevamente que estos resultados son solo para el momento de máxima inyección de potencia por parte de los paneles solares, el cual se considera como el *worst-case*. Un análisis posterior podría observar qué ocurre en el total del día.



(a) Perfil de voltaje para momento de demanda máxima (b) Perfil de voltaje para momento de inyección máxima

Figura 5.17: Perfiles de voltaje en demanda/inyección máxima

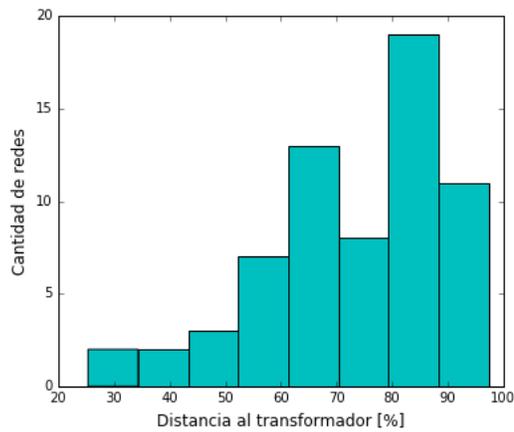


Figura 5.18: Histograma aparición de problemas de tensión según distancia de la carga al transformador

Conclusión

En primer lugar, se cumplió el objetivo de generar una herramienta capaz de simular redes de baja tensión con un formato de entrada establecido. Estas redes se pueden correr una cantidad n de veces, ya sea por alimentador, por grupo de redes o una red en particular. Una vez terminadas las simulaciones, los resultados son guardados de manera independiente en archivos de tipo `csv` para su posterior análisis. Finalmente, es posible generar gráficas de los resultados más relevantes, como apoyo al análisis.

Luego, se analizaron un total de 237 redes de distribución de baja tensión, las cuales fueron corridas cien veces cada una, es decir, 100 simulaciones para el set de niveles de penetración PV de 0 a 100%. De estas, un 36% presentó algún tipo de problemas de corriente y/o tensión, siendo estos últimos los más presentes, apareciendo en un 29% del total de redes. Los problemas de corriente fueron menores, apareciendo en un 8% de las redes. Finalmente, los problemas de tensión aparecen en un 80% de los casos primero que los de corriente.

Con respecto a la cantidad de clientes y largo de la red, se observó que redes con menos de 50 clientes es poco probable que tengan problemas. Así mismo, redes con un largo menor a 1[*km*] no presentan problemas. Por otro lado, redes con más de 250 clientes presentan con seguridad problemas, así como también las redes que poseen un largo mayor a 4[*km*]. Es decir, se encontró una relación entre cantidad de clientes/largo de la red y la aparición o no de problemas en ellas. Finalmente, se encontró que para redes con entre 100 y 200 clientes, puede establecerse una relación entre el nivel de desbalance de la red y la ausencia de problemas. Para otro rango de clientes (menor a 100 o mayor a 200) no es posible establecer tal relación. Así mismo, para redes con largos similares tampoco es posible establecer una relación entre el nivel de desbalance y la aparición o no de problemas.

Con respecto al nivel de utilización, se encontró que redes que comienzan (nivel 0% PV) con un nivel de utilización a la salida del transformador menor al 10% no presentan problemas. Por otro lado, aquellas que comienzan con un nivel de utilización mayor a 40% si presentan problemas de tensión o corriente, por lo que se concluye que el nivel de utilización inicial influye en la aparición o no de estos. En esta misma línea, se tiene que menos del 10% de las redes comienzan con un nivel de utilización mayor a 40%.

Del análisis en profundidad de las redes con problemas, se desprende que la mayoría de problemas comienzan con alrededor de un 50% PV. También, que los problemas de tensión dominan por sobre los de corriente y que estos últimos aparecen en niveles por sobre el 80% PV. Sin embargo, la conclusión más importante obtenida refiere al hecho de que, consideran-

do el promedio de las 100 simulaciones de cada red, los problemas comienzan con un 20 % de penetración PV, es decir, para valores por debajo de este nivel, ninguna red presenta ningún tipo de problema. Este es un resultado importantísimo porque, por ejemplo, si se considera la red con mayor cantidad de clientes en este estudio, la cual posee cerca de 350, quiere decir que es posible instalar hasta 2100[kWp] de potencia solar sin causar ningún tipo de problema. Y esto en tan solo una red.

Considerando ahora no los promedios, sino que las 100 simulaciones de cada red, se tiene que los máximos de estas se ubican en torno al 10 % de clientes con problemas, con pequeñas excepciones. Un poco más en detalle, si se consideran los percentiles 95, se obtiene un resultado similar, lo que dice que en la gran mayoría de las simulaciones los valores obtenidos se ubicaron por debajo de estos. No hay que olvidar que este ejercicio se realizó con redes ficticias, por lo que en la realidad los resultados pueden variar. Sin embargo, estas redes son resultado de un estudio que aplica condiciones similares a la realidad.

Además, para 100 % PV, la mayoría de las redes (90 % de estas) presentan menos de un 8 % de problemas de tensión. Finalmente, una conclusión importante tiene que ver con la forma de la curva de utilización promedio de las redes con problemas, la cual muestra una ligera disminución entre 0 y 40 % PV para luego dispararse casi linealmente a partir de este nivel, lo que indica que con menos de 40 % de penetración PV es poco probable que se tengan problemas si el nivel de utilización inicial está por debajo de 100 %.

Finalmente, se observó una relación entre la distancia de la carga al transformador y la aparición de problemas de tensión para un 100 % PV. Este estudio se realizó para el momento específico de máxima inyección de potencia solar y se encontró que estos comienzan en su mayoría entre un 60 y 70 % de lejanía. Esto nos da una cota de donde, en un caso dado, podría el operador comenzar a regular tensión si se quisiera tener a todos los clientes con un pack PV.

En síntesis, se cumplieron los objetivos planteados y fue posible obtener conclusiones relevantes del estudio realizado, las cuales son posibles de utilizar en un análisis a futuro destinado a generar incentivos por parte de la autoridad para la instalación masiva de paneles solares de carácter residencial, de-carbonizando así la matriz y contribuyendo a un desarrollo más sustentable.

5.3. Trabajo Futuro

Como trabajo futuro, podrían refinarse algunos supuestos utilizados en este trabajo. Por ejemplo, mejorar el perfil solar utilizando algún tipo de medición mas precisa, o bien un perfil que considere el paso de nubes. También, podrían utilizarse distintos perfiles para distintos clientes según algún criterio de distancias, por ejemplo. Por otro lado, podría estudiarse qué ocurre cuando la capacidad fotovoltaica instalada varía de cliente en cliente, de manera aleatoria.

El análisis podría extenderse a una mayor cantidad de redes, para obtener así una muestra de mayor tamaño y poder extender las conclusiones obtenidas en este trabajo. También,

sería interesante llevar a cabo este análisis utilizando redes reales, para ver cómo se comportan y poder validar los resultados. Finalmente, podría agregarse al estudio algún tipo de almacenamiento (baterías) y observar cómo se comportan las redes en este nuevo escenario. Así mismo, la incorporación de otro tipo de LCT añadiría mayores perspectivas al análisis, generando más opciones para la autoridad.

Bibliografía

- [1] *IPCC Fourth Assessment Report: Climate Change 2007* Cap. 2 Causes of Change.
- [2] Berliner, L.M, “*Uncertainty and Climate Change*” Statistical Science, Vol 18 No 4.
- [3] *The Climate Change Act 2008* (c 27), Parliament of the United Kingdom.
- [4] *Acuerdo de París, Art 2.*, Conferencia de las Partes, 21 período de sesiones. Nov,Dic 2015.
- [5] Estadísticas de Emisiones de CO₂, Banco Mundial.
<https://datos.bancomundial.org/indicador/EN.ATM.CO2E.PC>
- [6] Comunicado de Prensa Presidencial.
<https://prensa.presidencia.cl/comunicado.aspx?id=43916>
- [7] *Norma Técnica de Conexión y Operación De Equipamiento de Generación en Baja Tensión*, Chile, 2014.
- [8] *Propuesta de Autoconsumo y Balace Neto*, Santiago Caravantes. Conferencia-Debate “Competitividad de las Energías Renovables”, Madrid, Diciembre 2011.
- [9] S. Ramirez Castaño. *Redes de Distribución de Energía*, Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales, Enero de 2004.
- [10] P. Westacott and C. Candelise, “*Assessing the impacts of photovoltaic penetration across an entire low-voltage distribution network containing 1.5 million customers*” IET Renew. Power Gener., vol. 10, no. 4, pp. 460–466, 2016.
- [11] Walter Brokering Christie, Rodrigo Palma Behnke y Luis Vargas Días. *Ñom Lufke o Los Sistemas Eléctricos de Potencia*. Tabla 6.6.
- [12] Autor: *TheNoise*, CC BY-SA 3.0, <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=2763704>
- [13] *Ley 20.571 Regula el Pago de las Tarifas Eléctricas de las Generadoras Residenciales*
- [14] *Ley 20.571 para la Generación Distribuida*, Recurso online Ministerio de Energía.
<http://www.minenergia.cl/ley20571/>

- [15] *Tarifas de Suministro Actuales para Clientes Regulados de Enel*. <https://www.eneldistribucion.cl/tarifas>
- [16] *Superintendencia de Electricidad y Combustibles*, página web. Electricidad SEC >Energías Renovables No Convencionales >Generación Ciudadana >Formularios y Check List.
- [17] *Superintendencia de Electricidad y Combustibles*, página web. Electricidad SEC >Energías Renovables No Convencionales >Generación Ciudadana >Equipamiento Autorizado.
- [18] *Superintendencia de Electricidad y Combustibles*, página web. Electricidad SEC >Energías Renovables No Convencionales >Generación Ciudadana >Diagrama Procedimiento de Conexión.
- [19] *Superintendencia de Electricidad y Combustibles*, página web. Electricidad SEC >Energías Renovables No Convencionales >Generación Ciudadana >Tramitación de Conexión en Línea.
- [20] *Portal Energía Abierta*. <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/capacidad-instalada/>
- [21] *Portal de Noticias página web SEC*.
- [22] <http://www.energia.gob.cl/tema-de-interes/nuevo-reglamento-facilita>
- [23] *Superintendencia de Electricidad y Combustibles, Informe SEC Agosto 2017*, página web. Sitio web SEC >Acerca de SEC >Informe SEC.
- [24] *Portal Energía Abierta*. <http://datos.energiaabierta.cl/dataviews/235587/generacion-distribuida-instalaciones-declaradas/>
- [25] E. McKenna and M. Thomson, “*High-resolution stochastic integrated thermal-electrical domestic demand model*,” *Appl. Energy*, vol. 165, pp. 445–461, 2016.
- [26] 2015 ISGT Asia OpenDSS Tutorial - Luis Ochoa
- [27] Referencia OpenDSS, <http://smartgrid.epri.com/SimulationTool.aspx>
- [28] Richardson I, Thomson M, Infield D, Clifford C. *Domestic electricity use: a highresolution energy demand model*. *Energy Build* 2010;42:1878–87.
- [29] Richardson I, Thomson M, Infield D, Delahunty A. *Domestic lighting: a highresolution energy demand model*. *Energy Build* 2009;41:781–9.
- [30] Richardson I, Thomson M, Infield D. *A high-resolution domestic building occupancy model for energy demand simulations*. *Energy Build* 2008;40:1560–6.
- [31] Urquhart AJ, Thomson M. *Impacts of demand data time resolution on estimates of distribution system energy losses*. *Power Syst, IEEE Trans* 2015;30:1483–91.
- [32] Central Networks, Network Design Manual. Accessed on 10th December 2012. Cen-

- tral Networks. <http://www.eon-uk.com/downloads/Network_Design_Manual.pdf>; 2006.
- [33] McKenna E, Krawczynski M, Thomson M. *Four-state domestic building occupancy model for energy demand simulations*. Energy Build 2015;96:30–9.
- [34] Muratori M, Roberts MC, Sioshansi R, Marano V, Rizzoni G. *A highly resolved modeling technique to simulate residential power demand*. Appl Energy 2013;107:465–73.
- [35] Widén J, Molin A, Ellegård K. *Models of domestic occupancy, activities and energy use based on time-use data: deterministic and stochastic approaches with application to various building-related simulations*. J Build Perform Simul 2012;5:27–44.
- [36] Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, disponible para consulta pública en <https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/>.
- [37] A. Navarro Espinosa, “*Low Carbon Technologies in Low Voltage Distribution Networks: Probabilistic Assessment of Impacts and Solutions*“. Tesis Doctoral, Facultad de Ingeniería y Ciencias Físicas de la Universidad de Manchester, UK.
- [38] McKenna E, Thomson M. *High-resolution integrated thermal–electrical domestic demand model* (Software download). Loughborough University; 2015. <http://dx.doi.org/10.17028/rd.lboro.2001129>
- [39] Explorador Solar Ministerio de Energía - DGF Fcfm Uchile. <http://ernc.dgf.uchile.cl:48080/fotovoltaico>
- [40] A. Navarro Espinosa y H. Rudnick, *Large-Scale Distribution Planning—Part I: Simultaneous Network and Transformer Optimization*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 24, No. 2, MAY 2009.
- [41] A. Navarro and H. Rudnick. *Large-scale distribution planning x2014;part ii: Macrooptimization with voronoi’s diagram and tabu search*. IEEE Transactions on Power Systems, 24(2):752–758, May 2009.
- [42] *Code of Practice 204, Network Component Impedance Data*, Electricity Northwest, UK.
- [43] Algoritmo de Dijkstra, http://www.bogotobogo.com/python/python_Dijkstras_Shortest_Path_Algorithm.php
- [44] The British Standard BS EN 50160.

Capítulo 6

Anexos

6.1. Código Algoritmo de Dijkstra

```
import sys

class Vertex:
    def __init__(self, node):
        self.id = node
        self.adjacent = {}
        # Set distance to infinity for all nodes
        self.distance = sys.maxint
        # Mark all nodes unvisited
        self.visited = False
        # Predecessor
        self.previous = None

    def add_neighbor(self, neighbor, weight=0):
        self.adjacent[neighbor] = weight

    def get_connections(self):
        return self.adjacent.keys()

    def get_id(self):
        return self.id

    def get_weight(self, neighbor):
        return self.adjacent[neighbor]

    def set_distance(self, dist):
        self.distance = dist

    def get_distance(self):
        return self.distance

    def set_previous(self, prev):
        self.previous = prev

    def set_visited(self):
        self.visited = True

    def __str__(self):
        return str(self.id) + ' adjacent: ' + str([x.id for x in self.adjacent])

class Graph:
    def __init__(self):
        self.vert_dict = {}
        self.num_vertices = 0
```

```

def __iter__(self):
    return iter(self.vert_dict.values())

def add_vertex(self, node):
    self.num_vertices = self.num_vertices + 1
    new_vertex = Vertex(node)
    self.vert_dict[node] = new_vertex
    return new_vertex

def get_vertex(self, n):
    if n in self.vert_dict:
        return self.vert_dict[n]
    else:
        return None

def add_edge(self, frm, to, cost = 0):
    if frm not in self.vert_dict:
        self.add_vertex(frm)
    if to not in self.vert_dict:
        self.add_vertex(to)

    self.vert_dict[frm].add_neighbor(self.vert_dict[to], cost)
    self.vert_dict[to].add_neighbor(self.vert_dict[frm], cost)

def get_vertices(self):
    return self.vert_dict.keys()

def set_previous(self, current):
    self.previous = current

def get_previous(self, current):
    return self.previous

def shortest(v, path):
    ''' make shortest path from v.previous '''
    if v.previous:
        path.append(v.previous.get_id())
        shortest(v.previous, path)
    return

import heapq

def dijkstra(aGraph, start, target):
    print '''Dijkstra's shortest path'''
    # Set the distance for the start node to zero
    start.set_distance(0)

    # Put tuple pair into the priority queue
    unvisited_queue = [(v.get_distance(), v) for v in aGraph]
    heapq.heapify(unvisited_queue)

    while len(unvisited_queue):
        # Pops a vertex with the smallest distance
        uv = heapq.heappop(unvisited_queue)
        current = uv[1]
        current.set_visited()

        #for next in v.adjacent:
        for next in current.adjacent:
            # if visited, skip
            if next.visited:
                continue
            new_dist = current.get_distance() + current.get_weight(next)

            if new_dist < next.get_distance():
                next.set_distance(new_dist)
                next.set_previous(current)
                print 'updated : current = %s next = %s new_dist = %s' \
                    %(current.get_id(), next.get_id(), next.get_distance())
            else:

```

```

        print 'not_updated: current=%s next=%s new_dist=%s' \
              %(current.get_id(), next.get_id(), next.get_distance())

    # Rebuild heap
    # 1. Pop every item
    while len(unvisited_queue):
        heapq.heappop(unvisited_queue)
    # 2. Put all vertices not visited into the queue
    unvisited_queue = [(v.get_distance(),v) for v in aGraph if not v.visited]
    heapq.heapify(unvisited_queue)

#Example
if __name__ == '__main__':

    g = Graph()

    g.add_vertex('a')
    g.add_vertex('b')
    g.add_vertex('c')
    g.add_vertex('d')
    g.add_vertex('e')
    g.add_vertex('f')

    g.add_edge('a', 'b', 7)
    g.add_edge('a', 'c', 9)
    g.add_edge('a', 'f', 14)
    g.add_edge('b', 'c', 10)
    g.add_edge('b', 'd', 15)
    g.add_edge('c', 'd', 11)
    g.add_edge('c', 'f', 2)
    g.add_edge('d', 'e', 6)
    g.add_edge('e', 'f', 9)

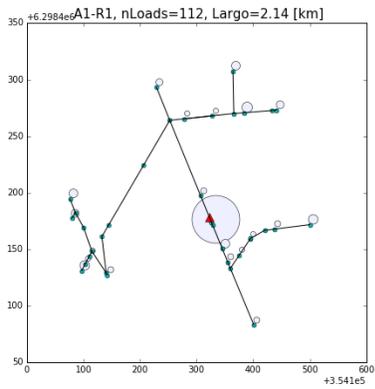
    print 'Graph_data:'
    for v in g:
        for w in v.get_connections():
            vid = v.get_id()
            wid = w.get_id()
            print '(%s,%s,%3d)' %( vid, wid, v.get_weight(w))

    dijkstra(g, g.get_vertex('a'), g.get_vertex('e'))

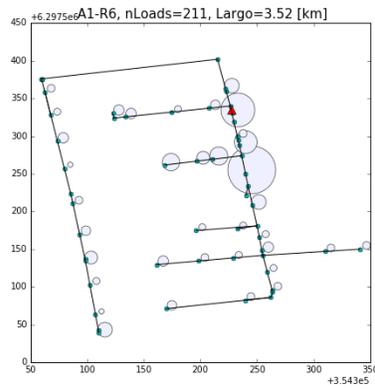
    target = g.get_vertex('e')
    path = [target.get_id()]
    shortest(target, path)
    print 'The shortest path: %s' %(path[::-1])

```

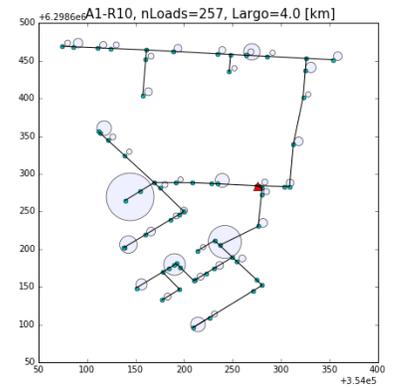
6.2. Topología Redes con Problemas



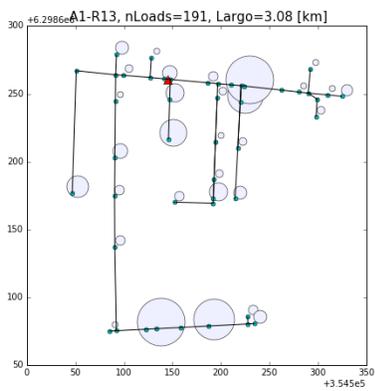
(a) Red 1 del Alimentador 1



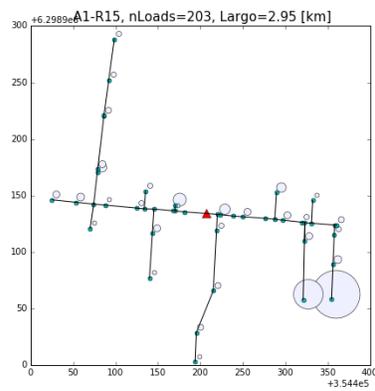
(b) Red 6 del Alimentador 1



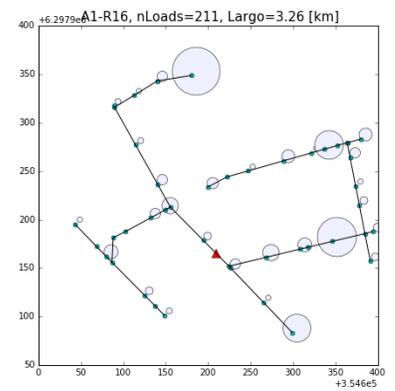
(c) Red 10 del Alimentador 1



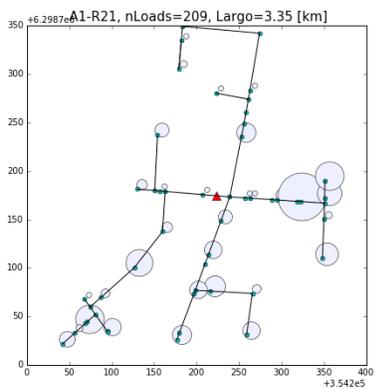
(a) Red 13 del Alimentador 1



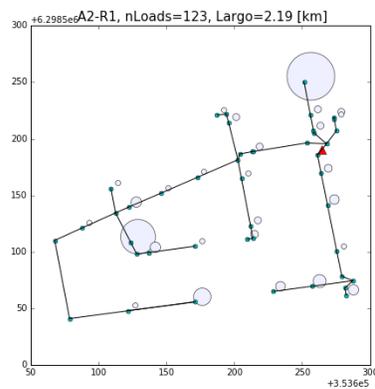
(b) Red 15 del Alimentador 1



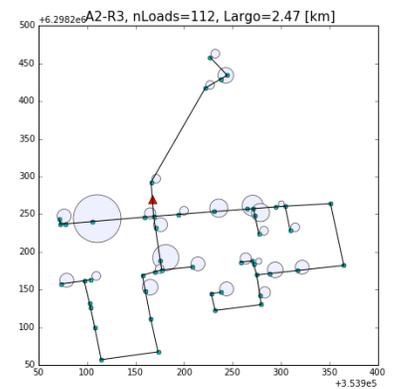
(c) Red 16 del Alimentador 1



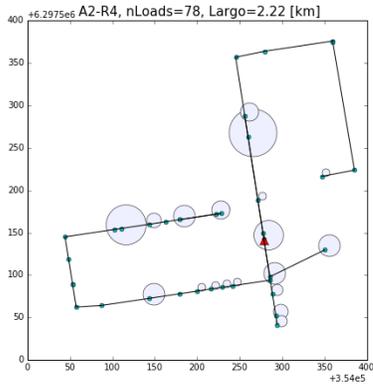
(a) Red 21 del Alimentador 1



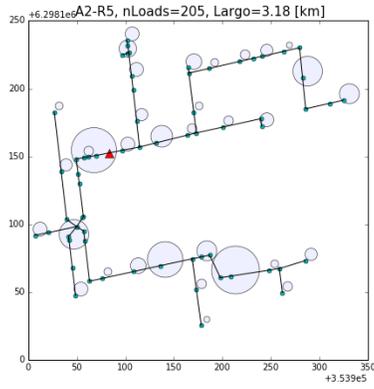
(b) Red 1 del Alimentador 2



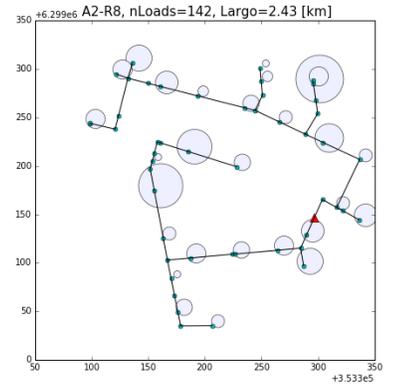
(c) Red 3 del Alimentador 2



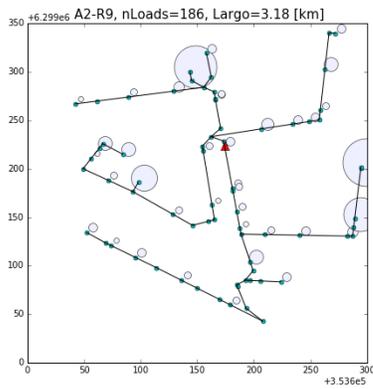
(a) Red 4 del Alimentador 2



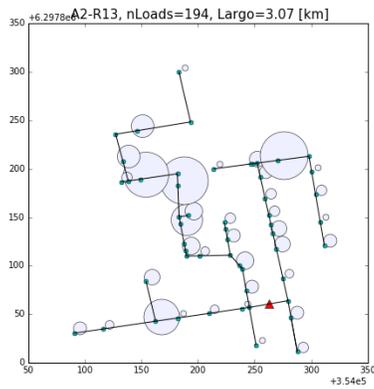
(b) Red 5 del Alimentador 2



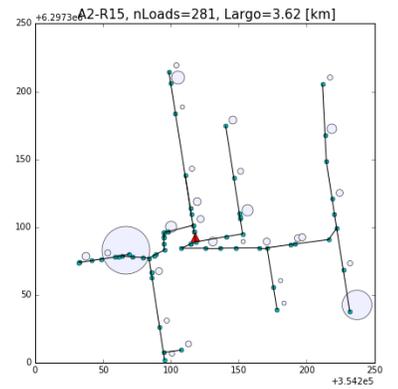
(c) Red 8 del Alimentador 2



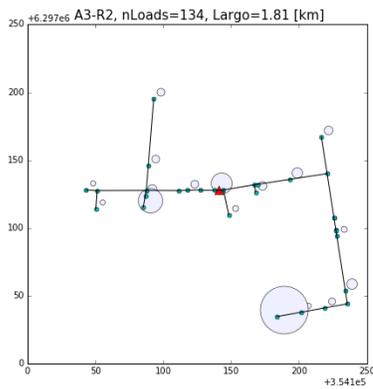
(a) Red 9 del Alimentador 2



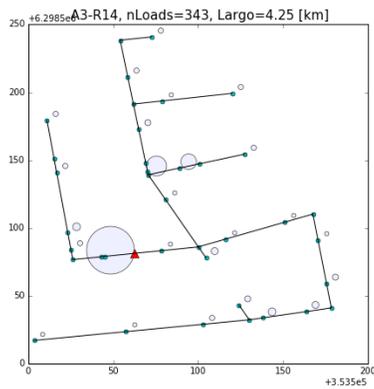
(b) Red 13 del Alimentador 2



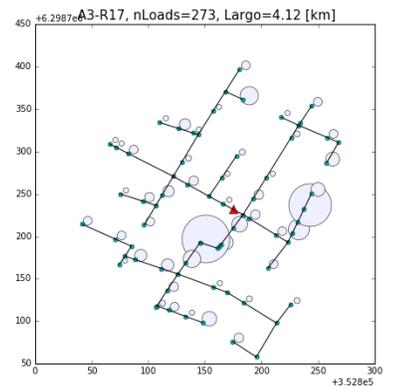
(c) Red 15 del Alimentador 2



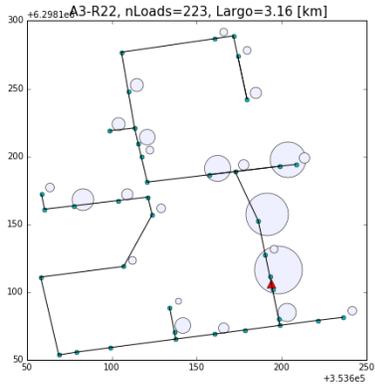
(a) Red 2 del Alimentador 3



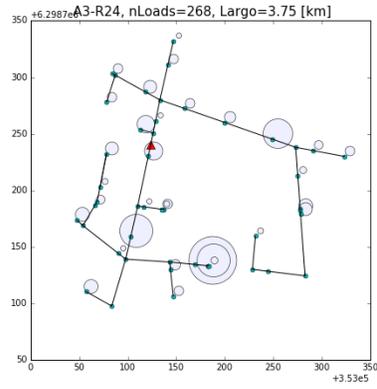
(b) Red 14 del Alimentador 3



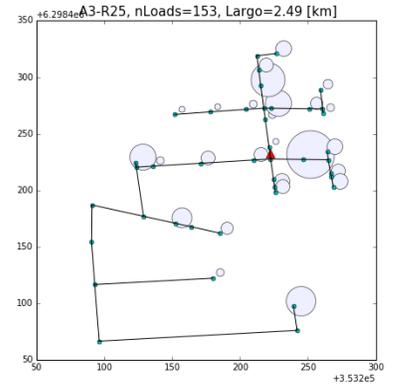
(c) Red 17 del Alimentador 3



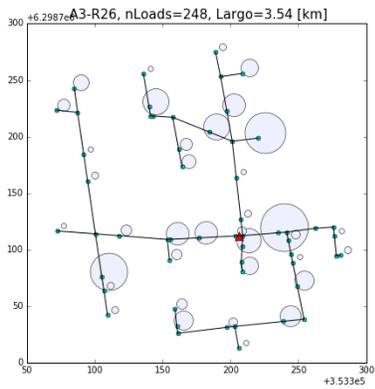
(a) Red 22 del Alimentador 3



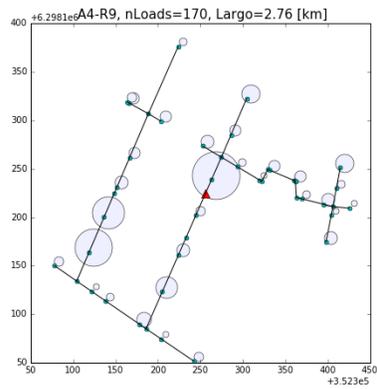
(b) Red 24 del Alimentador 3



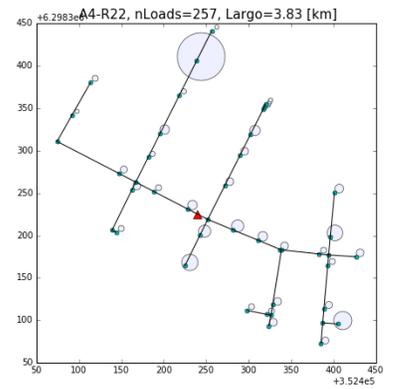
(c) Red 25 del Alimentador 3



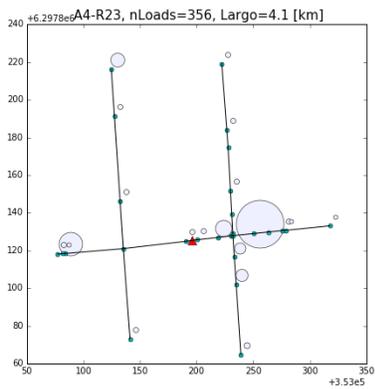
(a) Red 26 del Alimentador 3



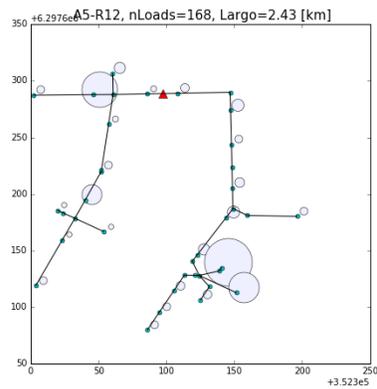
(b) Red 9 del Alimentador 4



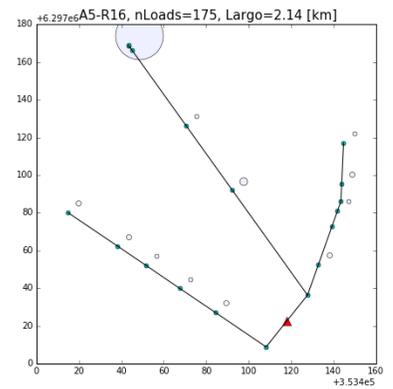
(c) Red 22 del Alimentador 4



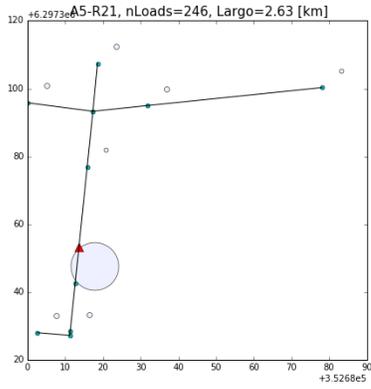
(a) Red 23 del Alimentador 4



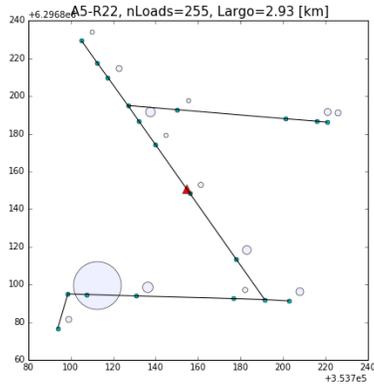
(b) Red 12 del Alimentador 5



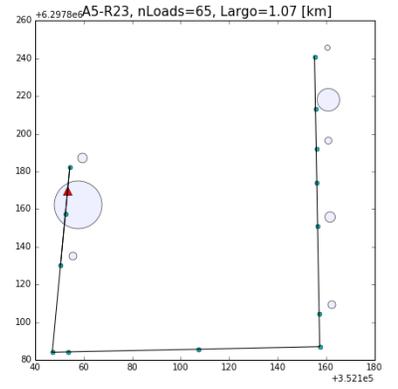
(c) Red 16 del Alimentador 5



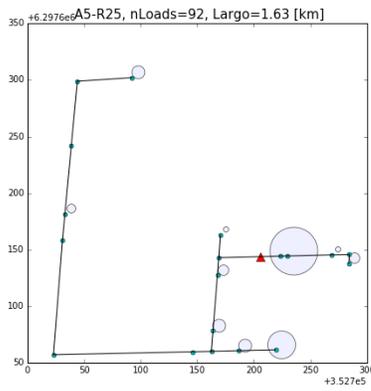
(a) Red 21 del Alimentador 5



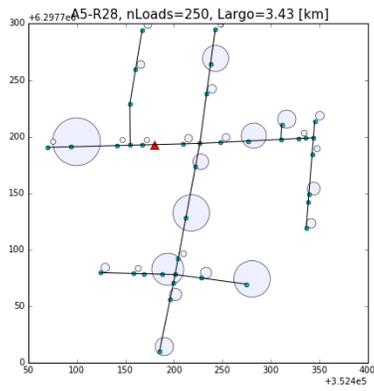
(b) Red 22 del Alimentador 5



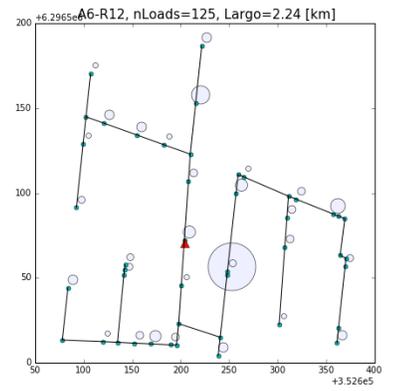
(c) Red 23 del Alimentador 5



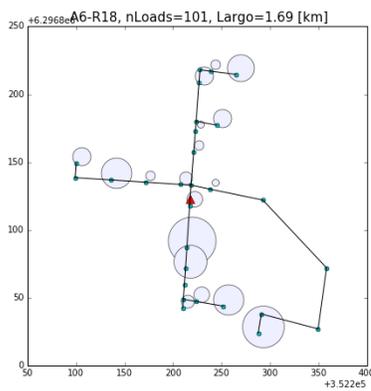
(a) Red 25 del Alimentador 5



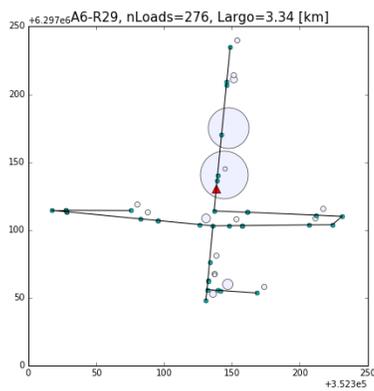
(b) Red 28 del Alimentador 5



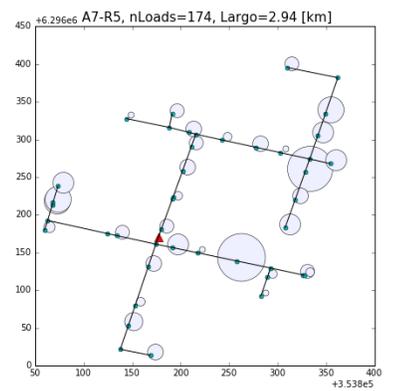
(c) Red 12 del Alimentador 6



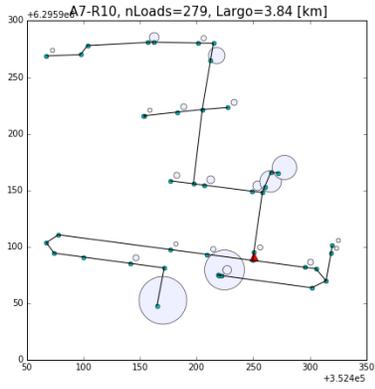
(a) Red 18 del Alimentador 6



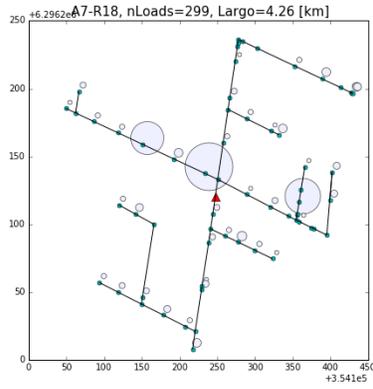
(b) Red 29 del Alimentador 6



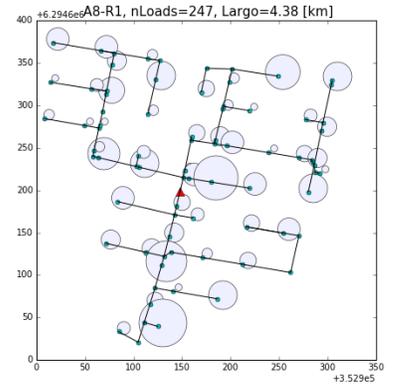
(c) Red 5 del Alimentador 7



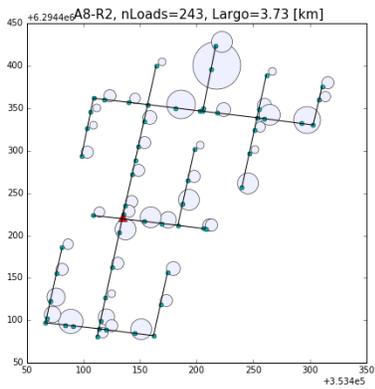
(a) Red 10 del Alimentador 7



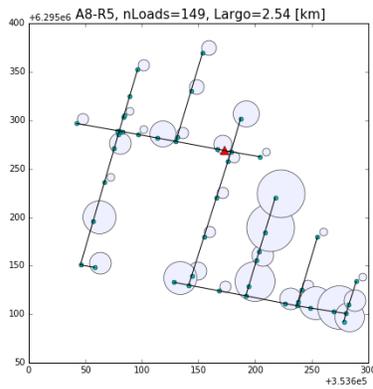
(b) Red 18 del Alimentador 7



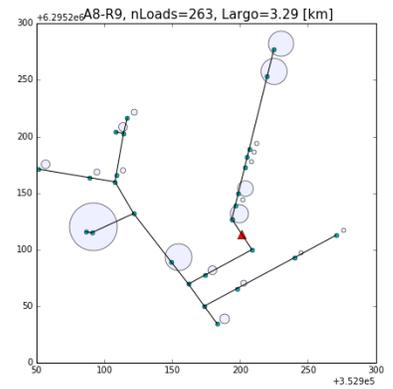
(c) Red 1 del Alimentador 8



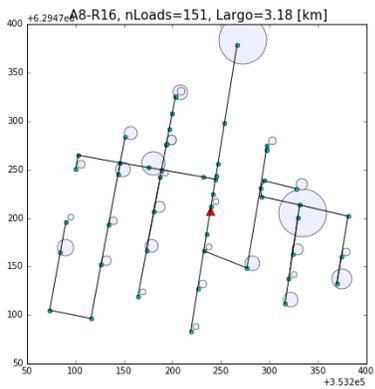
(a) Red 2 del Alimentador 8



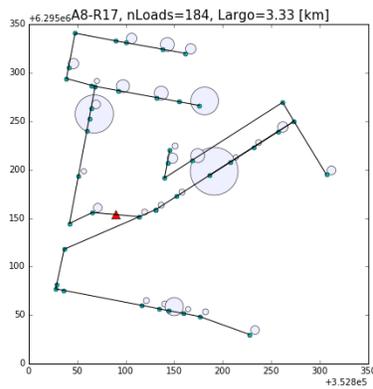
(b) Red 5 del Alimentador 8



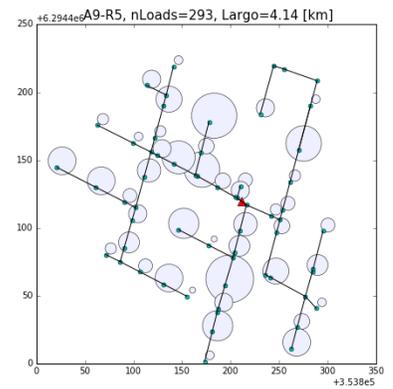
(c) Red 9 del Alimentador 8



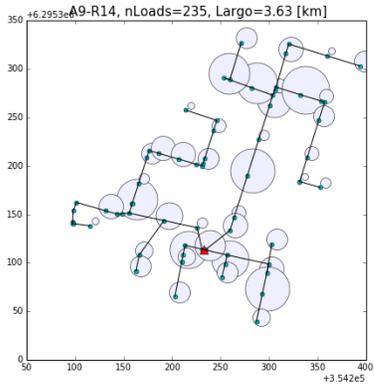
(a) Red 16 del Alimentador 8



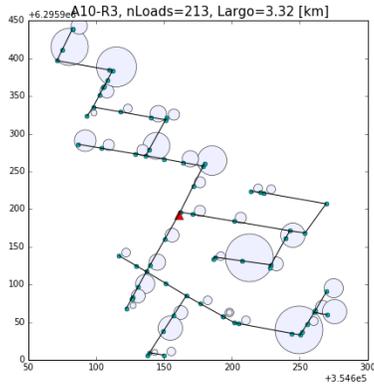
(b) Red 17 del Alimentador 8



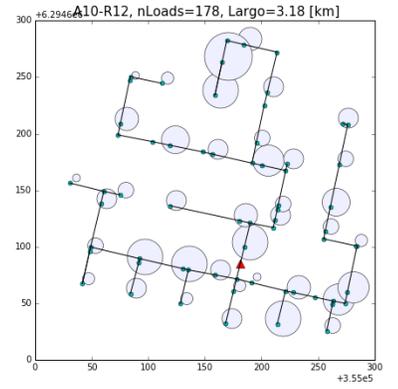
(c) Red 5 del Alimentador 9



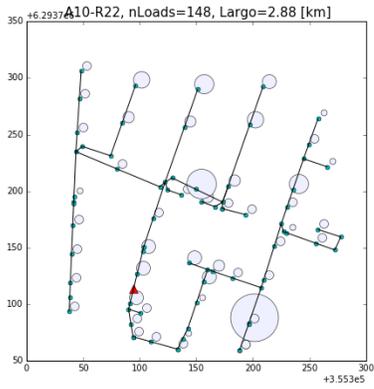
(a) Red 14 del Alimentador 9



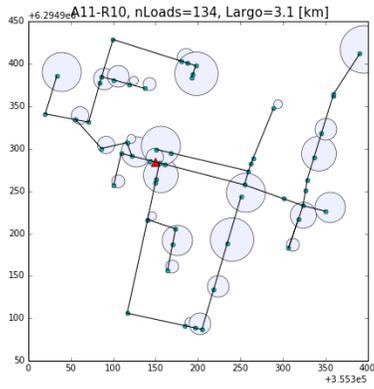
(b) Red 3 del Alimentador 10



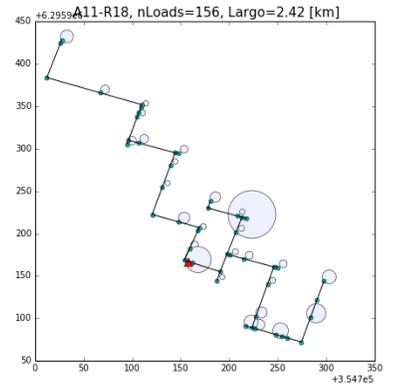
(c) Red 12 del Alimentador 10



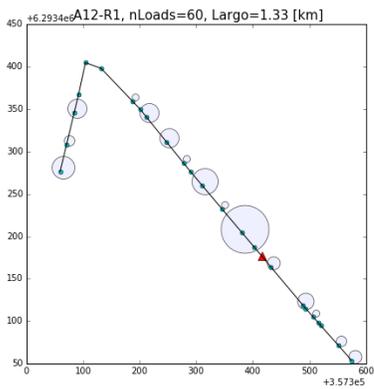
(a) Red 22 del Alimentador 10



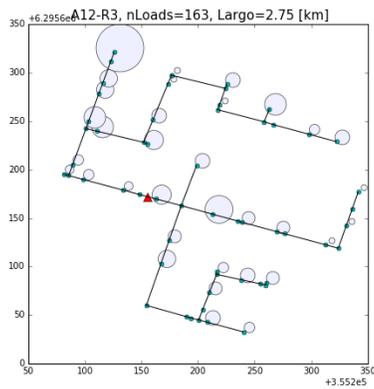
(b) Red 10 del Alimentador 11



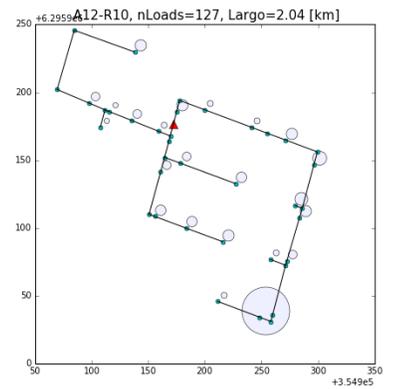
(c) Red 18 del Alimentador 11



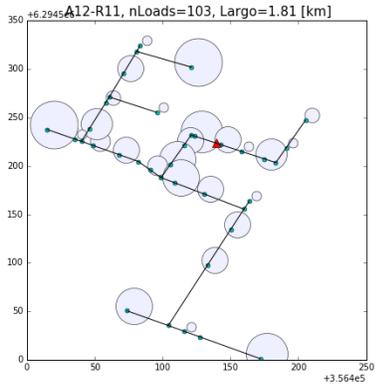
(a) Red 1 del Alimentador 12



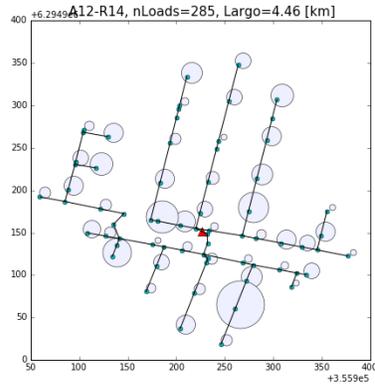
(b) Red 3 del Alimentador 12



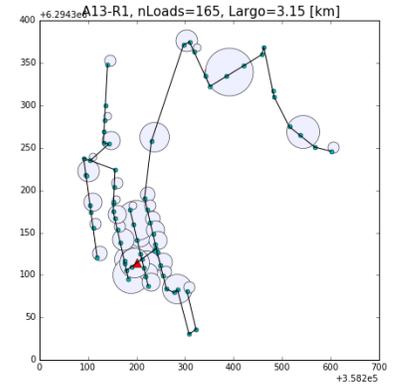
(c) Red 10 del Alimentador 12



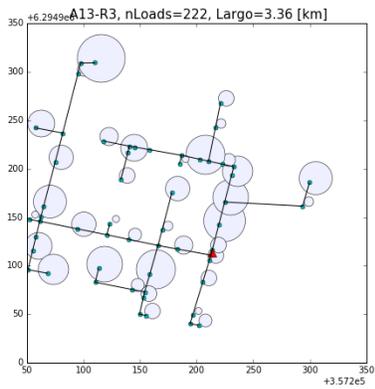
(a) Red 11 del Alimentador 12



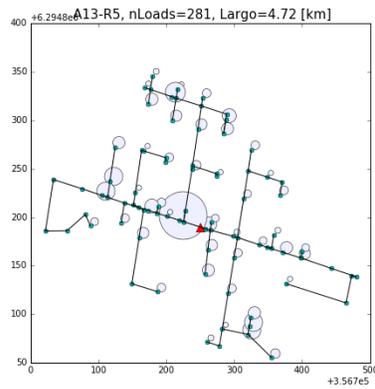
(b) Red 14 del Alimentador 12



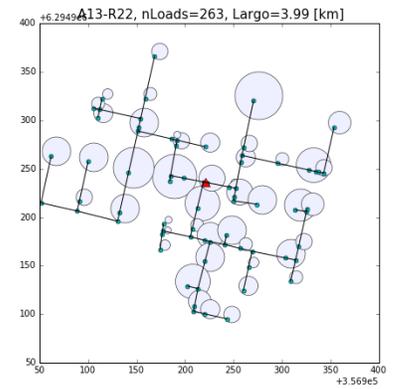
(c) Red 1 del Alimentador 13



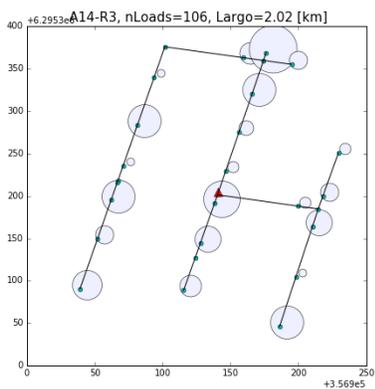
(a) Red 3 del Alimentador 13



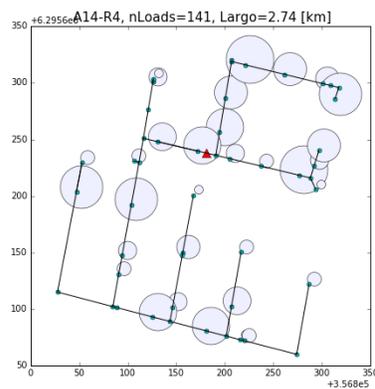
(b) Red 5 del Alimentador 13



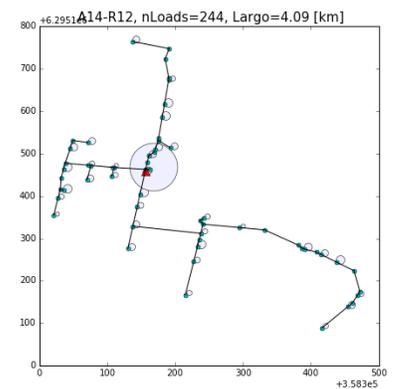
(c) Red 22 del Alimentador 13



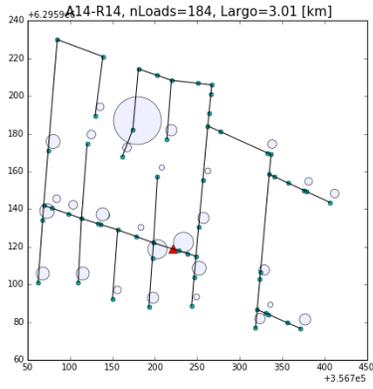
(a) Red 3 del Alimentador 14



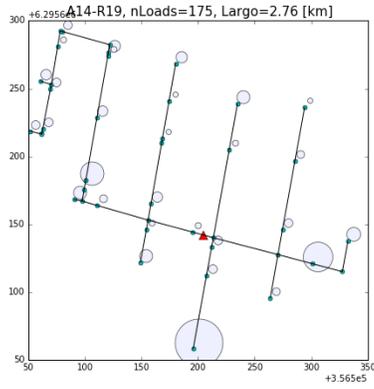
(b) Red 4 del Alimentador 14



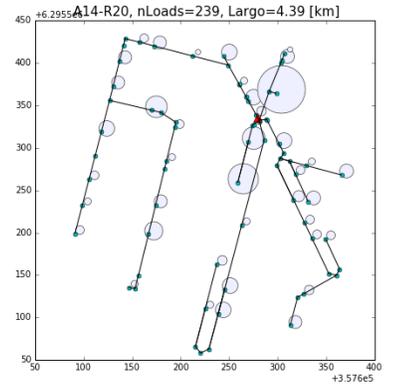
(c) Red 12 del Alimentador 14



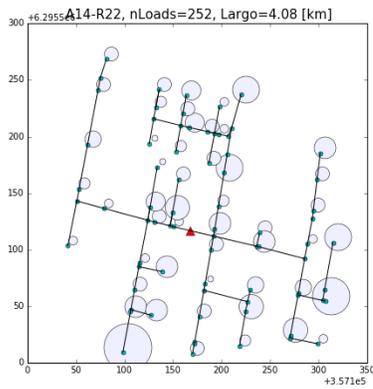
(a) Red 14 del Alimentador 14



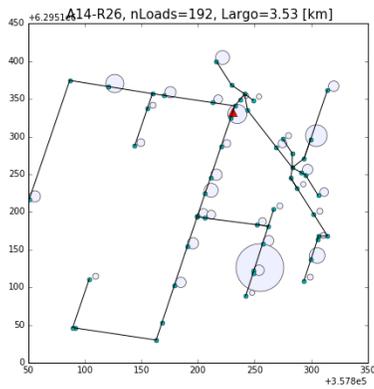
(b) Red 19 del Alimentador 14



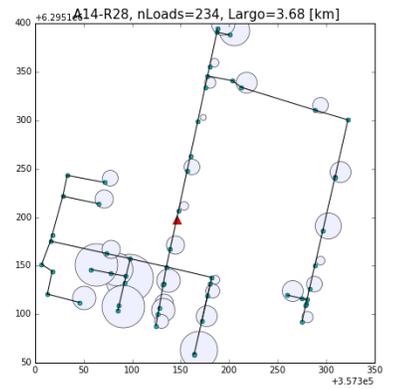
(c) Red 20 del Alimentador 14



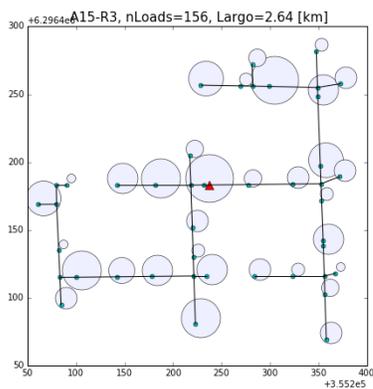
(a) Red 22 del Alimentador 14



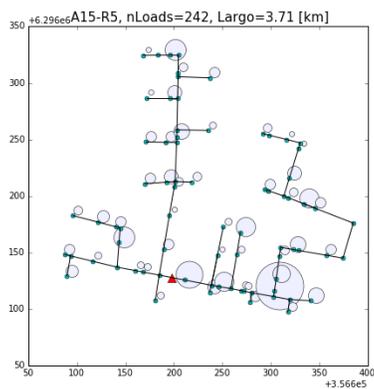
(b) Red 26 del Alimentador 14



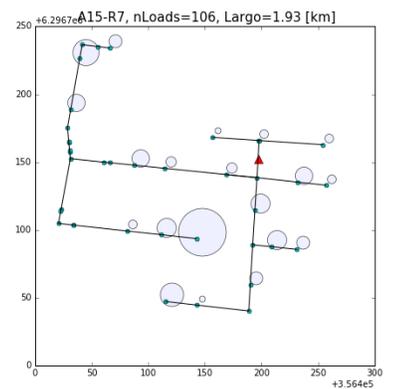
(c) Red 28 del Alimentador 14



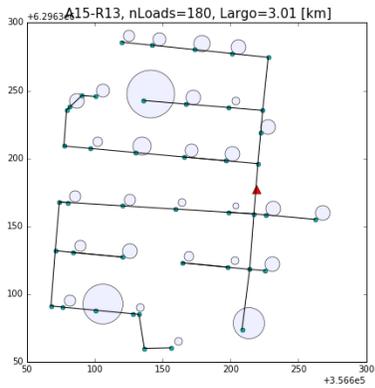
(a) Red 3 del Alimentador 15



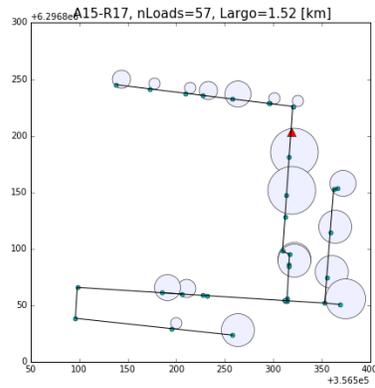
(b) Red 5 del Alimentador 15



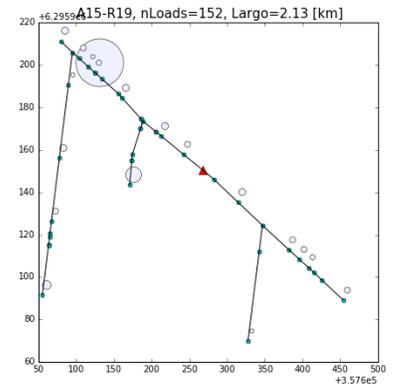
(c) Red 7 del Alimentador 15



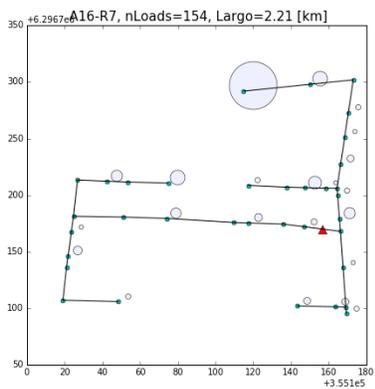
(a) Red 13 del Alimentador 15



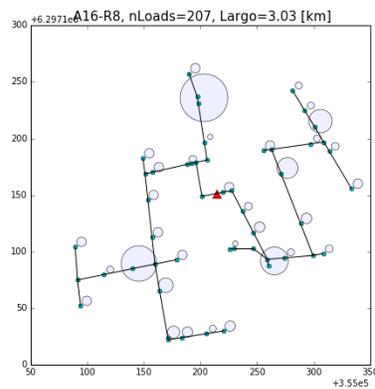
(b) Red 17 del Alimentador 15



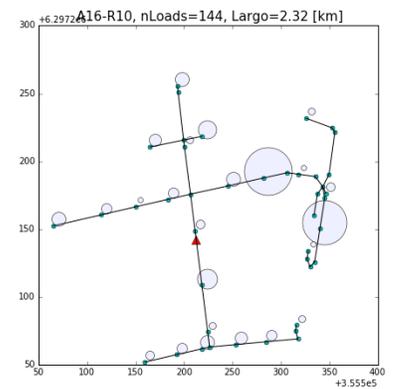
(c) Red 19 del Alimentador 15



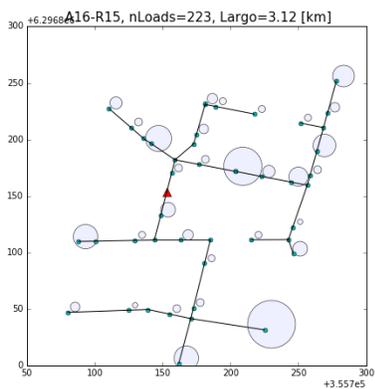
(a) Red 7 del Alimentador 16



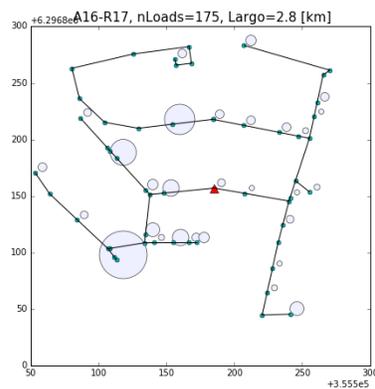
(b) Red 8 del Alimentador 16



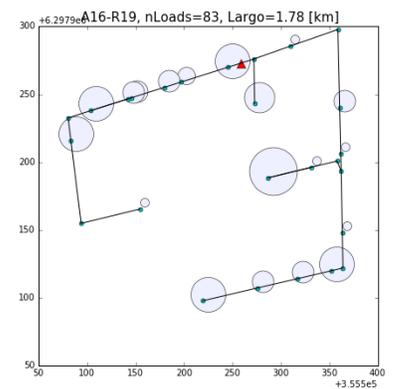
(c) Red 10 del Alimentador 16



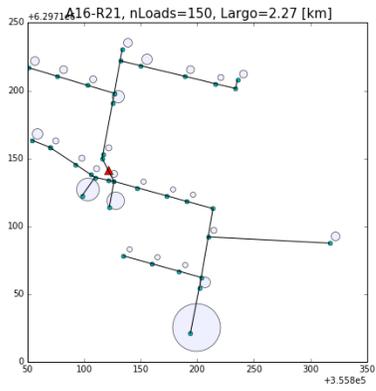
(a) Red 15 del Alimentador 16



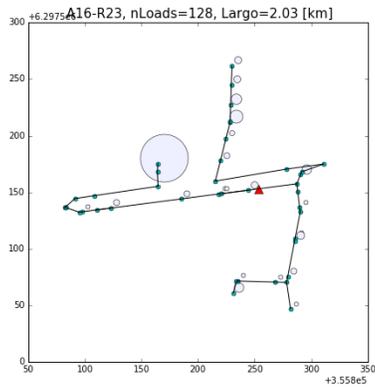
(b) Red 17 del Alimentador 16



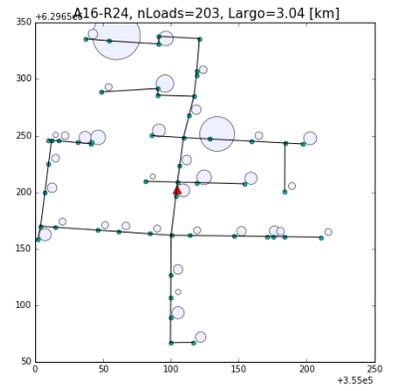
(c) Red 19 del Alimentador 16



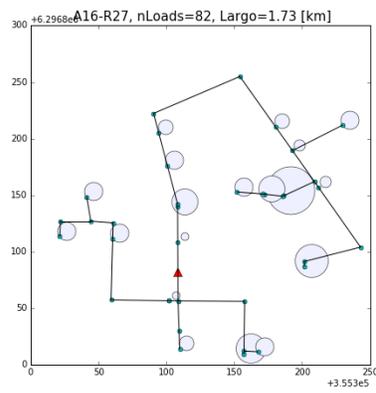
(a) Red 21 del Alimentador 16



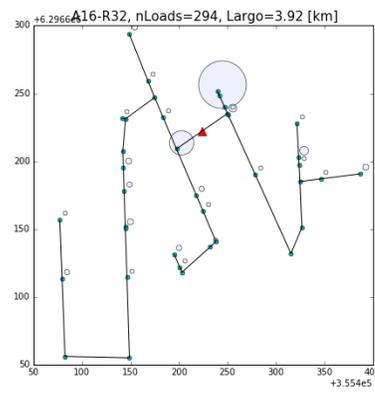
(b) Red 23 del Alimentador 16



(c) Red 24 del Alimentador 16

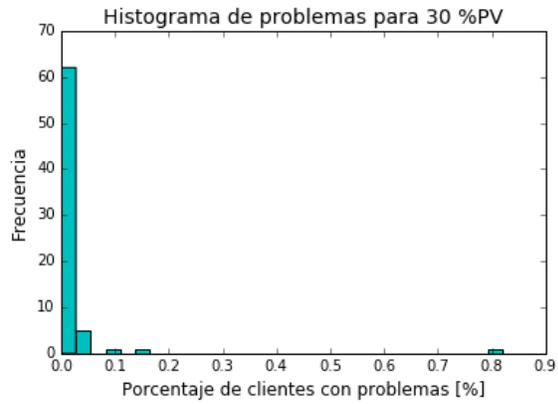
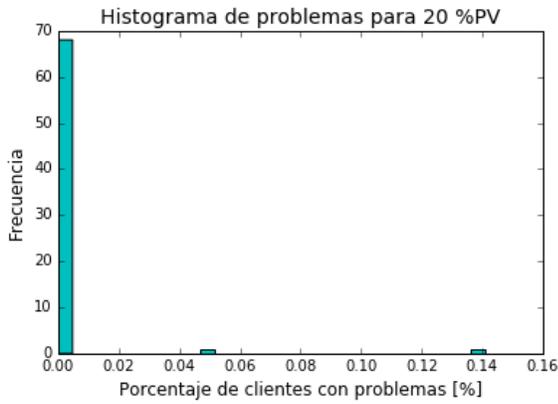


(a) Red 27 del Alimentador 16

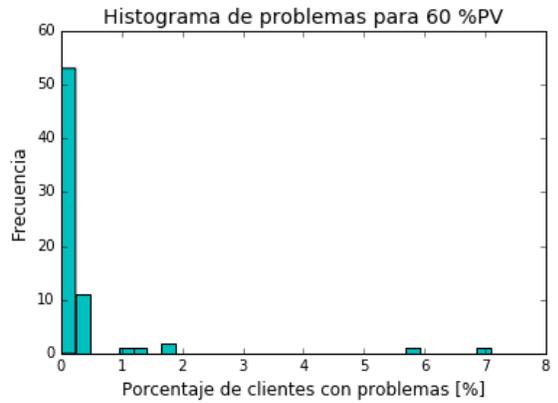
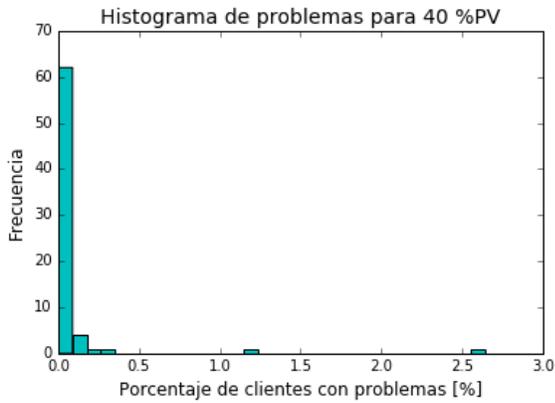


(b) Red 32 del Alimentador 16

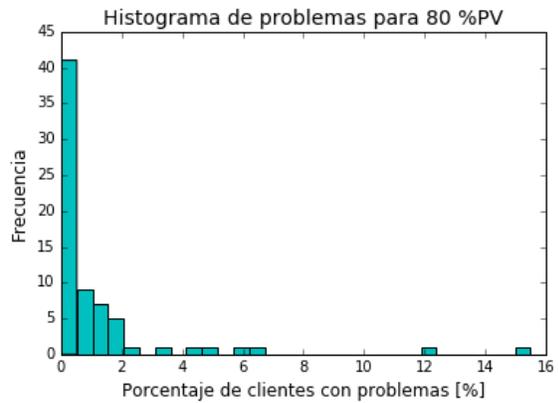
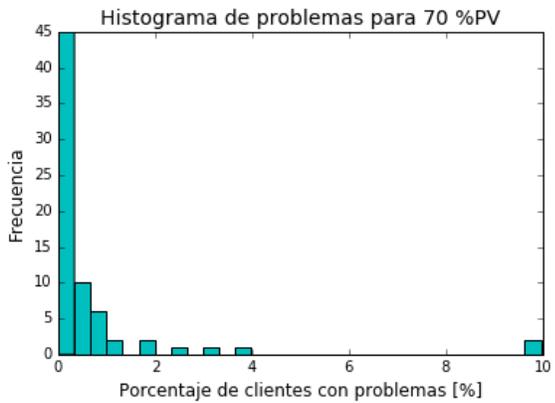
6.3. Histogramas Porcentaje de Clientes con Problemas por Nivel PV



(a) Porcentaje de clientes con problemas en 20 % PV (b) Porcentaje de clientes con problemas en 30 % PV



(a) Porcentaje de clientes con problemas en 40 % PV (b) Porcentaje de clientes con problemas en 60 % PV



(a) Porcentaje de clientes con problemas en 70 % PV (b) Porcentaje de clientes con problemas en 80 % PV

